

Photovoltaik

Planungsunterlagen
für autonome und
netzgekoppelte
Anlagen



Impulsprogramm PACER
Bundesamt für Konjunkturfragen

Trägerschaft

SOFAS Sonnenenergie-Fachverband Schweiz

Autoren

- Lukas Herzog, dipl. Masch. Ing. ETH/SIA
Alteno AG, Basel
- Urs Muntwyler, El. Ing. HTL
Ingenieurbüro Muntwyler, Zollikofen
- Mathias Zehnder, El. Ing. HTL
Ingenieurbüro Muntwyler, Zollikofen

Redaktion

Alteno AG, Basel

Gestaltung

APUI, Hochfeldstrasse 113, 3000 Bern 26

Copyright Bundesamt für Konjunkturfragen
3003 Bern, September 1992
Auszugsweiser Nachdruck unter Quellenangabe
erlaubt. Zu beziehen bei der Eidg. Drucksachen-
und Materialzentrale, Bern (Best. Nr. 724.243 d)

Vorwort

Das Aktionsprogramm «Bau und Energie» ist auf sechs Jahre befristet (1990–1995) und setzt sich aus den drei Impulsprogrammen (IP) zusammen:

- IP Bau – Erhaltung und Erneuerung
- RAVEL – Rationelle Verwendung von Elektrizität
- PACER – Erneuerbare Energien

Mit den Impulsprogrammen, die in enger Kooperation von Wirtschaft, Schulen und Bund durchgeführt werden, soll ein Beitrag zu einem verstärkt qualitativ orientierten Wirtschaftswachstum, d.h. zu einer rohstoff-, energie- und umweltschonenden Produktion bei gleichzeitig verstärktem Einsatz von Fähigkeitskapital geleistet werden.

Die Voraussetzungen für die Instandhaltung wesentlicher Teile unserer Siedlungsstrukturen sind zu verbessern. Immer grössere Bestände im Hoch- und Tiefbau weisen aufgrund des Alterns sowie der sich wandelnden Bedürfnisse und Anforderungen technische und funktionale Mängel auf. Sie müssen – soll ihr Gebrauchswert erhalten bleiben – erneuert werden. Mit stetem «Flicken am Bau» kann diese Aufgabe nicht sinnvoll bewältigt werden. Neben den bautechnischen und -organisatorischen Aspekten bilden auch die rechtlichen Rahmenbedingungen, die fast ausschliesslich auf den Neubau ausgerichtet sind, Gegenstand des IP BAU. Es gliedert sich entsprechend in die drei Fachbereiche: Hochbau, Tiefbau, Umfeld.

Wissenslücken bei vielen Beteiligten-Eigentümer, Behörden, Planer, Unternehmer und Arbeitskräfte aller Stufen – sind zu schliessen, damit die technische und architektonische Qualität unserer Bauten, aber auch die funktionale, wirtschaftliche und kulturelle Bedeutung vieler Quartiere, Dorf- und Stadtteile erhalten oder verbessert werden können.

Kurse, Veranstaltungen, Publikationen, Videos, usw.

Umgesetzt werden sollen die Ziele des IP BAU durch Aus- und Weiterbildung sowohl von Anbietern als auch Nachfragern von Erneuerungsdienstleistungen sowie durch Informationen. Die Wissensvermittlung ist auf die Verwendung in der

täglichen Praxis ausgerichtet. Sie basiert hauptsächlich auf Publikationen, Kursen und Veranstaltungen. Interessenten können sich über das breitgefächerte, zielgruppenorientierte Weiterbildungsangebot in der Zeitschrift IMPULS informieren. Sie erscheint zwei- bis dreimal jährlich und ist (im Abonnement) beim Bundesamt für Konjunkturfragen, 3003 Bern, gratis erhältlich.

Jedem Kurs- oder Veranstaltungsteilnehmer wird jeweils eine Dokumentation abgegeben. Diese besteht zur Hauptsache aus der für den entsprechenden Anlass erarbeiteten Fachpublikation. Die Publikationen können auch bei der Eidg. Drucksachen- und Materialzentrale (EDMZ), 3000 Bern, bestellt werden.

Zuständigkeiten

Um das ambitionierte Bildungsprogramm bewältigen zu können, wurde ein Umsetzungskonzept gewählt, das neben der kompetenten Bearbeitung durch Spezialisten auch die Beachtung der vielen Schnittstellen in der Bauerhaltung und -erneuerung sowie die erforderliche Abstützung bei Verbänden und Schulen der beteiligten Branchen sicherstellt. Eine aus Vertretern der interessierten Verbände, Schulen und Organisationen bestehende Kommission legt die Inhalte des Programms fest und stellt die Koordination mit den übrigen Aktivitäten im Bereich der Bauerneuerung sicher. Branchenorganisationen übernehmen auch die Durchführung der Weiterbildungs- und Informationsangebote. Für die Vorbereitung ist das Projektleitungsteam (Reto Lang, Andreas Bouvard, Dr. Niklaus Kohler, Dr. Gustave E. Marchand, Ernst Meier, Dr. Dieter Schmid, Rolf Sägesser, Hannes Wüest und Eric Mosimann, BFK) verantwortlich. Die Hauptarbeit wird durch Arbeitsgruppen erbracht, die zeitlich und kostenmässig definierte Einzelaufgaben zu lösen haben.

Dokumentation

Die vorliegenden Planungsunterlagen ergänzen das Buch «Photovoltaik: Strom aus Sonnenlicht für Inselanlagen und Verbundnetz» von Heinrich Häberlin [1], welches am Kurs ebenfalls eingesetzt wird. Sie sollen den Fachleuten und AnwenderInnen die Planung erleichtern und auch ausserhalb des Kurses anwendbar sein. Die Auszubildenden

sollen sie mit der Praxis vertraut machen. Als weiteres Hilfsmittel dient Anschauungs- und Prospektmaterial.

Gerade bei autonomen Photovoltaikanlagen kommt der Dimensionierung und Auswahl der Komponenten überragende Bedeutung zu, entscheiden sie doch über das korrekte Funktionieren der gesamten Anlage. Etwas einfacher ist die Planung einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage, weil mit dem Verbundnetz ein «unendlich grosser Speicher» zur Verfügung steht. Die recht unterschiedlichen Angaben über die Energieausbeute gleichartiger Anlagen zeigen aber, dass auch bei Netzverbundanlagen noch viele Probleme zu lösen sind.

Der Kurs «Photovoltaik-Planung in Theorie und Praxis» soll die vorhandenen Wissenslücken auffüllen und neue Anregungen geben. Der Kurs baut auf den Photovoltaik-Kursen für Fachleute auf, welche die Autoren der vorliegenden Unterlagen während einiger Jahre für den Sonnenenergie-Fachverband der Schweiz (SOFAS) veranstalteten. Dank der Unterstützung durch das Bundesamt für Konjunkturfragen (BFK) konnten die vorhandenen Unterlagen überarbeitet, aktualisiert und erweitert werden.

Die Photovoltaik ist eine neue Technik, deren Anwendungsspektrum erst in Ansätzen sichtbar ist. Die Planungsunterlagen sollen Ihnen, sei es als AnwenderIn oder PlanerIn, helfen, möglichst optimale Photovoltaikanlagen zu erstellen.

Nach einer Vernehmlassung und dem Anwendungstest in einer Pilotveranstaltung ist die vorliegende Dokumentation sorgfältig überarbeitet worden. Dennoch hatten die Autoren freie Hand, unterschiedliche Ansichten über einzelne Fragen nach eigenem Ermessen zu beurteilen und zu berücksichtigen. Sie tragen denn auch die Verantwortung für die Texte. Unzulänglichkeiten, die sich bei den praktischen Anwendungen ergeben, können bei einer allfälligen Überarbeitung behoben werden. Anregungen nehmen das Bundesamt für Konjunkturfragen oder der verantwortliche Redaktor/Kursleiter entgegen (vgl. S. 2).

Für die wertvolle Mitarbeit zum Gelingen der vorliegenden Publikation sei an dieser Stelle allen Beteiligten bestens gedankt.

September 1992

Dr. H. Kneubühler
Stv. Direktor des Bundesamtes für Konjunkturfragen

Inhaltsverzeichnis

1	Auslegung von Solarpaneelfeldern	7
1.1	Globalstrahlung in der Paneelebene	8
1.2	Solarpaneele (Marktübersicht)	11
1.3	Montage von Solarmodulen	13
<hr/>		
2	Inselanlagen	21
2.1	Systemübersicht	23
2.2	Komponenten/Typen/Einsatz	27
2.3	Dimensionierung von Inselanlagen	38
<hr/>		
3	Netzgekoppelte Solaranlagen	43
3.1	Einphasige Anlagen (Prinzip/Marktübersicht)	44
3.2	Dreiphasige Anlagen (Einsatzbereich, Marktübersicht)	47
3.3	Stromertrag von Netzverbundanlagen	49
<hr/>		
4	Ausführung	55
4.1	Planungshinweise für Solaranlagen	56
4.2	Installation von Solaranlagen	63
4.3	Anlagenkosten	66
4.4	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	68
<hr/>		
5	Schlusswort und Ausblick	71
	Literaturverzeichnis	73
	Stichwortverzeichnis	74
	Anhang	76
<hr/>		
	Publikationen und Videos des Impulsprogrammes PACER	89
<hr/>		

1 Auslegung von Solarpaneelfeldern

1.1	Globalstrahlung auf die Paneelebene	8
1.1.1	Solarstrahlung – Grundlagen	8
1.1.2	Berechnungsgang nach Meteonorm: Vorgehensweise	8
1.1.3	Ausrichtung von Solarpaneelen	10
1.1.4	Reihenabstand bei Flachdachanlagen	10

1.2	Solarpaneele	11
------------	---------------------	-----------

1.3	Montage von Solarmodulen	13
1.3.1	Tragkonstruktionen	13
1.3.2	Gängige Montagesysteme	14
1.3.3	Berechnung der Wind- und Schneekräfte	16

1 Auslegung von Solarpaneelfeldern

Um an einem gegebenen Standort das günstigste Solarsystem bestimmen zu können, muss zuerst die zur Verfügung stehende Solarstrahlung berechnet werden. Neben der Ausrichtung wird die Beschattung und die Absorption/Reflexion an der Glasoberfläche des Panels berücksichtigt.

Ein kurzer Überblick ist den verschiedenen Solarpaneeltypen gewidmet.

Die Komplexität der Belastung von Tragstrukturen wird häufig unterschätzt. Die genaue Bestimmung der auftretenden Kräfte hilft bei exponierten Anlagen Unfälle zu vermeiden.

1.1 Globalstrahlung auf die Paneelebene

1.1.1 Solarstrahlung - Grundlagen

Die Sonne führt der Erde einen ungeheuren Energiestrom zu. Rund 30% der Sonnenenergie werden an der Atmosphäre reflektiert. Der Rest wird in Luft, Wasser und Erde in Wärmestrahlung umgewandelt. Nur ein kleiner Teil (0,03%) der Strahlung wird für biologische Vorgänge benötigt. Fast die gesamte Energiemenge wird wieder in den Weltraum abgestrahlt. Eine kleine Änderung im Abstrahlverhalten der Erde hätte eine Temperaturerhöhung bis zum Erreichen eines neuen Gleichgewichtes zur Folge (Treibhauseffekt).

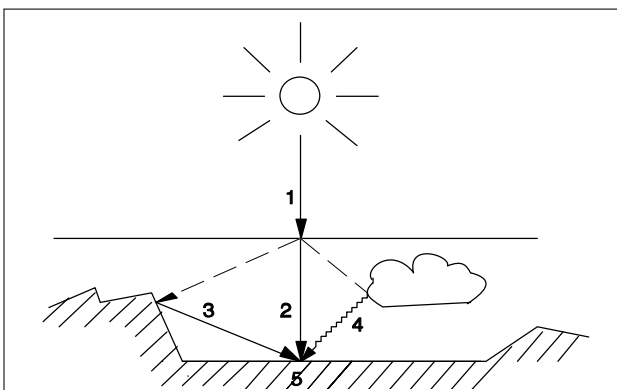


Abb. 1.1: Diffus/Direktstrahlung
 1 Extraterrestrische Strahlung
 2 Direkte Strahlung
 3 Reflexstrahlung
 4 Himmelsstrahlung
 5 Globalstrahlung

Über der Erdatmosphäre beträgt die Strahlung $I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$ (Solarkonstante). Auf der Erdoberfläche treffen 1000 W/m^2 , in Stadtnähe um die 800 W/m^2 ein. Durch Reflexionen an Wolken oder Schneeoberflächen können Spitzenwerte bis 1500 W/m^2 erreicht werden. Die pro Jahr eingestrahlte Energiemenge variiert je nach Standort. Dieser Globalstrahlung genannte Wert beträgt in

Basel	1140 kWh/m ² , Jahr
Zürich	1155 kWh/m ² , Jahr
Chur	1261 kWh/m ² , Jahr

Im Schweizerischen Mittelland setzt sich die Globalstrahlung zu ungefähr gleichen Teilen aus diffuser, ungerichteter und direkter, gerichteter Strahlung zusammen. Die Paneele können beide Strahlungsarten zur Stromgewinnung ausnützen. Licht kann als elektromagnetische Welle oder als Teilchenfluss aufgefasst werden. Für die optischen Vorgänge an der Oberfläche der Solarpaneele eignet sich die erste, für die eigentliche Energieumwandlung in der Zelle die zweite Betrachtungsweise. Kurzwellige, hochfrequente Strahlung ist energieintensiv.

1.1.2 Berechnungsgang nach Meteonorm: Vorgehensweise

Zur Berechnung des Anlagenertrages werden die Strahlungsdaten nach Meteonorm verwendet. Die **“Meteonorm Daten für den Solarplaner” [2]** sind ein mehrbändiges, vom Bundesamt für Energiewirtschaft herausgegebenes Werk. Für die Berechnung des Ertrages einer Photovoltaikanlage werden die Teile “Daten für den Solarplaner” und “Ertragsrechnung von photovoltaischen Anlagen” benötigt. Eine überarbeitete Auflage und eine Ausgabe auf Diskette ist in Vorbereitung. Im

Anhang findet sich eine gekürzte Datensammlung zur überschlägigen Berechnung der Solarstrahlung.

Globalstrahlung auf horizontale Ebene

Schritt 1: Datensammlung (S. 77–79)

Im Gemeindeverzeichnis sind für den Hauptort jeder Gemeinde die Grunddaten monatsweise tabelliert.

- Globalstrahlung auf horizontale Fläche (kWh/m²)
- Temperaturwerte für Monatsmittel

Umrechnung von horizontaler auf beliebig exponierte Fläche

Schritt 2: Datensammlung (S. 80, 82, 84)

Zur Steigerung des Ertrags werden Solarpaneele gegen die Sonne geneigt montiert. Treffen die Sonnenstrahlen senkrecht auf die Paneelebene, ist die Globalstrahlung am grössten.

In einem Umrechnungsfaktor, R-Faktor genannt, sind sämtliche Unterschiede zwischen den Strahlungsverhältnissen auf horizontale und geneigte Flächen zusammengefasst. Um die Globalstrahlungswerte für die angestellte Fläche zu erhalten, werden die tabellierten Werte mit dem entsprechenden R-Faktor (β = Anstellwinkel, γ = Azimut) multipliziert. In der Datensammlung sind die R-Faktoren in Tabellen und Grafiken für die Meteostationen Davos, Kloten, Locarno und Genf dargestellt. In der Datensammlung weist ein D, K, L, G auf die Meteostation hin, mit deren R-Faktoren die Berechnung durchgeführt werden soll.

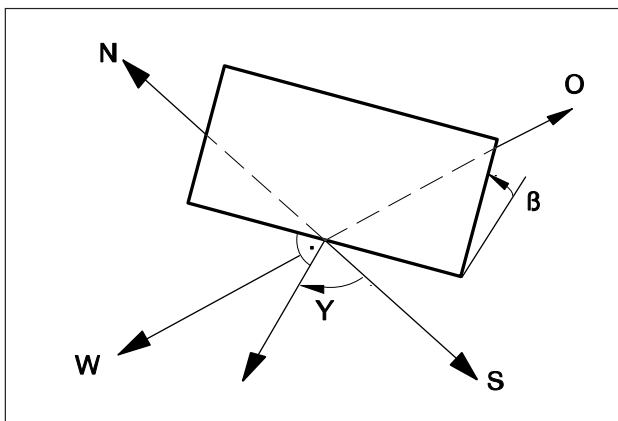


Abb. 1.2: frei im Raum orientierte Fläche

Die R-Werte von Kloten widerspiegeln ein sehr nebliges Klima mit hohem Diffuslichtanteil. Für den grössten Teil des Mittellandes sind die Verhältnisse besser. Die Resultate liegen also auf der sicheren Seite.

$$G(\beta, \gamma) = R(\beta, \gamma) * G_H \quad (1.1)$$

Für eine Abschätzung der Strahlung reichen die Resultate nach Gleichung 1.1. Für eine genaue Berechnung müssen noch die Beschattung und die Absorption/Reflexion berücksichtigt werden.

Beschattung

Schritt 3: Heliocron

Ein weiterer wichtiger Faktor für die Bestimmung der Ertragsleistung ist die ganze oder teilweise Beschattung des Solargenerators. Ein einfaches Hilfsmittel zur Aufnahme der Beschattung eines Standortes ist der Heliocron nach Mützenberg [12]. In ein für einen typischen Schweizer Standort gültiges Sonnenbahndiagramm (Anhang) wird die Horizontlinie eingezeichnet. Liegt ein Teil einer Sonnenbahn unterhalb des eingezeichneten Horizontes, so ist der Standort beschattet. Mit zwei Zusatzdiagrammen kann monatsweise der Beschattungsfaktor b in Prozenten bestimmt werden. Die Ergänzung des Beschattungsfaktors zu 1 ($1-b$) bestimmt deshalb, welcher Anteil der Globalstrahlung für die Energieproduktion zur Verfügung steht.

$$G_B(\beta, \gamma) = (1-b) * G(\beta, \gamma) \quad (1.2)$$

In Gleichung 1.2 wird die Globalstrahlung auf die Paneelebene unter Berücksichtigung der Beschattung berechnet. $G_B(\beta, \gamma)$ steht für die am Standort zur Verfügung stehende Globalstrahlung.

Absorptions/Reflexionsverhalten

Schritt 4: Datensammlung (S. 81, 83, 85)

Die Absorption/Reflexion an der Glasabdeckung von Warmwasserkollektoren stimmt in guter Näherung mit den Verhältnissen bei Solarpaneelen überein. Der Faktor a gibt an, wieviel Prozent der Strahlung das Glas durchdringt. Je

größer der Einstrahlwinkel ($> 60^\circ$) ist, desto stärker wirkt sich die Reflexion aus und desto weniger Strahlung trifft auf die Solarzelle hinter dem Glas auf. Monatswerte für a sind tabelliert für die Stationen Kloten, Davos, Locarno.

$$G_{AB}(\beta, \gamma) = a * G_B(\beta, \gamma) \quad (1.3)$$

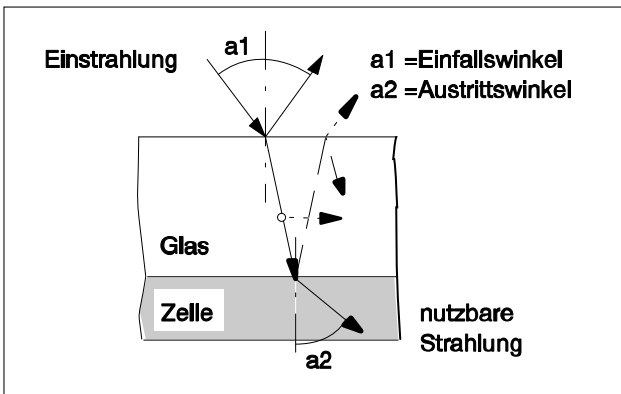


Abb. 1.3: Reflexionsverhalten

Die Abbildung 1.3 zeigt, wie ein Lichtstrahl eine Glasscheibe durchdringt. In der Solarzelle kann nur der Lichtanteil in Strom umgewandelt werden, welcher auf der Rückseite aus dem Glas austritt. Mit den Formeln 1.1–1.3 kann die reale, für die Stromgewinnung in der Solarzelle zur Verfügung stehende Globalstrahlung monatsweise berechnet werden.

1.1.3 Ausrichtung von Solarpaneelen

Der Spielraum in der Ausrichtung der Paneele ist relativ gross. Ausrichtungen zwischen 30° West bis 30° Ost mit Neigungen zwischen 15° und 50° ergeben keine grossen Einbussen. Die genaue Orientierung hängt vom gewünschten Zeitpunkt des optimalen Energieertrages ab.

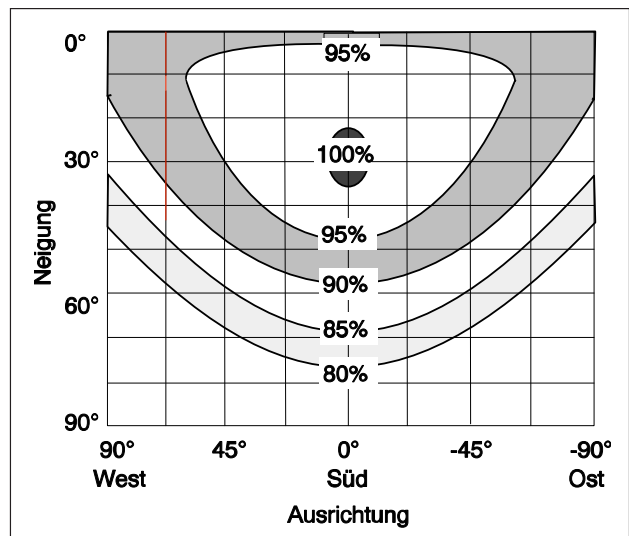


Abb. 1.4: Ausrichtung und Neigungswinkel

1.1.4 Reihenabstand bei Flachdachanlagen

Auf Flachdächern werden die Solarpaneele in hintereinander stehenden Reihen angeordnet. Damit die vordere die hintere Reihe nicht beschattet, muss genügend Abstand frei gehalten werden. Als Faustformel für den Reihenabstand ergibt sich nach Abbildung 1.5:

$$\text{Abstand} = 3 * \text{Höhe}$$

(Zellenober- zu Zellenunterkante)

Die Flächenausnutzung eines Flachdaches liegt damit nur bei ungefähr 30%. Auf 100 m^2 Dachfläche können etwa 30 bis 40 m^2 Solarpaneele montiert werden.

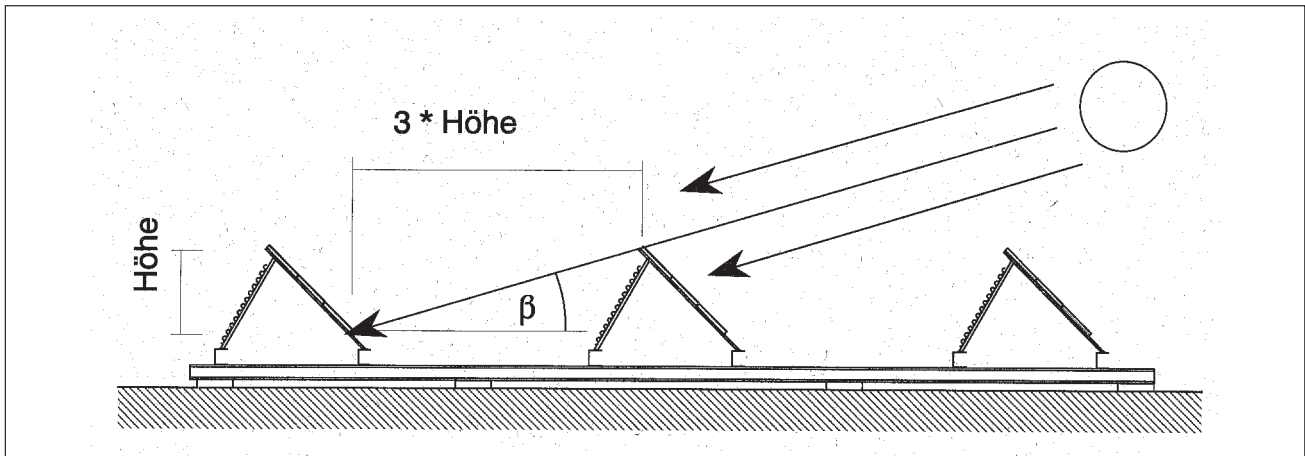


Abb. 1.5: Reihenabstand

1.2 Solarpaneele

Sämtliche gebräuchlichen Zellen sind auf der Basis von Silizium hergestellt. Wichtige Kenngrößen von Solarmodulen sind neben der Nennleistung und der Strom-Spannungskennlinie der Wirkungsgrad η , die Energie-Rücklaufzeit, die Prüfspannung und, nicht zu vergessen, die Garantiebedingungen.

Der Wirkungsgrad η stellt den Anteil der Sonnenstrahlung dar, welcher in Strom umgewandelt werden kann. Die Energie-Rücklaufzeit bezeichnet jenen Zeitraum, während dem eine Solarzelle Strom produzieren muss, um ihren eigenen Herstellungsprozess energetisch zu amortisieren. Die Höhe der Prüfspannung bestimmt, bei welcher Systemspannung das Paneel noch eingesetzt werden kann. Die Garantiebedingungen zeigen die allgemeine Qualität des Moduls.

Dies ist die älteste Technologie der Solarzellenherstellung. Die Module besitzen eine hohe

Lebensdauer von 20–30 Jahren. Die meisten Anbieter gewähren eine Leistungsgarantie während 10 Jahren. Der Wirkungsgrad erreicht Werte von 12–16%. Fast alle Module haben einen Alu-Rahmen und eine Vorderseite aus Glas. Die Rückseite ist mit einer Serie von Folien abgedichtet. Das Preis/Leistungs-Verhältnis von monokristallinen Modulen ist gut. Marktleader ist die Firma Siemens Solar Industries (früher Arco Solar). Die Qualität der angebotenen Module ist gut bis sehr gut.

Hersteller:

Siemens Solar Industries (USA), Siemens Solar GmbH (D), Telefunken System Technik (D), Hoxan (J), Helios (I), BP (E), Solec (USA)

Tabelle 1.6 zeigt einen Vergleich der heute gebräuchlichen Modul-Technologien.

Bauarten	Monokristallin	Polykristallin	amorph
Herstellung	Einkristall	Polykristall	aufgedampft
Graue Energie in kWh/Wp	3,5–5,0	3,0–5,0	2,4–4.2
Lebensdauer	25 Jahre	25 Jahre	5–10 Jahre
Energierücklaufzeit (Mittelland)	3,5 Jahre	3,5 Jahre	2,5 Jahre
Erntefaktor	minimal 8	minimal 8	2–5
Modul-Wirkungsgrad in %	12–16%	10–12	4–6%
Garantie in Jahren auf +/- 10% Nennleistung*	10	10	unterschiedlich je nach Hersteller
Eignung für			
- Consumerproducts	nein	nein	ja
- kleine Inselanlagen	ja	ja	ja
- Grossanlagen	ja	ja	nein

* einzelne Hersteller teilen die Solarzellen in Leistungsklassen ein und erreichen so bessere Garantiewerte (Solarex, BP).

Tab. 1.6: Kenngrößen der unterschiedlichen Modulbauarten

Polykristalline Silizium-Solarzellen:

Um die komplizierte Herstellung des Einkristalls zu umgehen, wurden Produktionsmethoden entwickelt, mit denen direkt polykristalline Siliziumblöcke gegossen werden können. Die Eigenschaften von poly- und monokristallinen Zellen sind sehr ähnlich. Der Wirkungsgrad ist etwas tiefer und liegt zwischen 10–12%. Der Energiebedarf zur Produktion ist kleiner als bei den monokristallinen Modulen. Die Ausführung der Module ist unterschiedlich. So gibt es Module mit zwei Glasschichten (Telefunken, Photowatt). Die Modulrahmen sind teils aus Alu, teils aus verchromtem Stahl. Einige Paneele haben schlecht konzipierte Anschlussdosen. Marktleader ist die Firma Solarex (USA). Die Qualität der Module ist verschieden und reicht von gut bis sehr gut.

Hersteller:

Solarex (USA), Kyocera (J), Telefunken (D), Photowatt (F), AstroPower (USA/ Canada), BP (E)

Amorphe Solarzellen:

Amorphe Solarzellen bestehen aus einer aufgedampften aktiven Schicht auf einem Trägermaterial. Um das Sonnenlicht zu absorbieren, reicht, dank der amorphen Struktur, eine hauchdünne Schicht. Unterschiedliche Halbleitermaterialien wie Silizium, Gallium-Arsenid oder Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) finden in der Produktion Verwendung. Der Energie- und Materialaufwand für die Produktion ist sehr klein. Der Wirkungsgrad beträgt 4–8%, sinkt aber bei den meisten Modulen im Laufe der Lebensdauer ab. Die Module werden vorgealtert, damit die Degradierung im Betrieb nicht zu stark ist. Die angebotenen Module haben eine maximale Leistung von 20 Wp. Die Lebensdauer der amorphen Module liegt im Bereich von Jahren, ist also sehr viel kleiner als bei kristallinen Modulen. Die Qualität der angebotenen Module ist sehr unterschiedlich und reicht von ungenügend bis gut. Amorphe Module sind ideal für kleine und kleinste Leistungen.

Hersteller:

Siemens Solar Industries (USA), Solarex (USA), Sovonics (USA), NAPS (USA/F), Sanyo (J), Rade Koncar (YU), Unisolar (USA)

Testbedingungen

Die jeweiligen Leistungsmerkmale sind in den Datenblättern angegeben. Damit alle Module miteinander vergleichbar sind, werden verschiedene standardisierte Testbedingungen angewendet.

Standard Bedingungen - Nennleistung

Die Zelltemperatur und die Einstrahlung werden definiert. Die Nennleistung des Moduls ergibt sich als Messresultat.

Messbedingungen:

- 25° Zelltemperatur
- 1000 W/m² Einstrahlung
- AM 1.5

Normal Operation Cell Temperatur

- Zelltemperatur und Leistung im Betrieb

Die Umgebungsbedingungen eines Moduls im Einsatz werden definiert. Es wird die Zelltemperatur im Betrieb gemessen. Auf Grund der Datenblätter kann die reale Leistung des Moduls bestimmt werden.

Messbedingungen:

- 20° Umgebungstemperatur
- 800 W/m² Einstrahlung
- AM 1.5
- 1m/s Windgeschwindigkeit

Neben diesen Tests werden noch Versuche zur Ermittlung der Langlebigkeit und der Witterungsbeständigkeit im Laboratorium von Ispra (I) durchgeführt.

1.3 Montage von Solarmodulen

1.3.1 Tragkonstruktionen

Solarmodule können auf die unterschiedlichsten Arten montiert werden. Als Montageflächen eig-

nen sich Flach- und Schrägdächer, Schallschutzwände etc. Seit kurzem wird der Einbau von Paneelen in Gebäudefassaden diskutiert und an einigen Beispielen schon erprobt. Freies Land wird nur falls unbedingt nötig verbaut.

Die Tragkonstruktion nimmt die gesamte Belastung der Paneele durch Winddruck und Schneelast auf und leitet die Kräfte über die Auflager ins Dach oder die Fassade ein. Um Probleme zu vermeiden, sind genaue Berechnungen der Lasten wichtig.

Ein grosser Teil der von der Sonne eingestrahlten Leistung wird im Paneel in Wärme umgewandelt. Diese Wärme muss an die Umgebung abgeführt werden, damit das Paneel nicht zu heiss wird und an Wirkungsgrad verliert. Die freie Zirkulation der Luft auf Vor- und Rückseite des Paneels darf nicht behindert werden.

Zur Befestigung von Modulen sind die folgenden Varianten gebräuchlich:

Schrauben:

Jeder Paneelrahmen wird mit 4 Schrauben auf die Tragstruktur geschraubt. Die entsprechenden Löcher sind im Paneelrahmen schon vorhanden. Diese Arbeit ist sehr zeitraubend. Dieser traditionellen Montageart stehen neuere, schnellere Varianten gegenüber.

Klemmen:

Als Tragstruktur wird ein Raster aus Plattenstossprofilen vormontiert. Die Paneele werden in diese Profile gelegt und verdrahtet. Je vier Paneele können danach an den Ecken mit Klemmplatten auf die Schienen geklemmt werden. Der Arbeitsaufwand für die mechanische Befestigung der Paneele ist deutlich geringer als bei der Schraubenbefestigung. Das Klemmen und das Verdrahten der Paneele erfolgt im gleichen Arbeitsgang.

Kleben:

Die rahmenlosen Paneele (Laminat) werden mit einer Silikon-Kautschuk-Verbindung auf die gut entfettete Tragstruktur geklebt. Dabei muss Feuchtigkeit aus den Klebestellen entweichen können. Diese neue und schnelle Befestigungsmethode ist mit einigen Problemen verbunden:

- Der verwendete Klebstoff darf die Rückseite des Laminats nicht angreifen. Eine Abklärung mit dem Paneel-Hersteller ist von Vorteil.
- Die von Material zu Material unterschiedliche thermische Ausdehnung kann das Laminat zerstören. Die Längenausdehnungen der verwendeten Materialien müssen sehr genau aufeinander abgestimmt werden
- Eine Garantie durch den Paneel-Hersteller wird meistens abgelehnt, ausser wenn das Laminat auf allen vier Seiten geführt wird. Die Konstruktion muss auf alle Fälle durch den Paneel-Hersteller überprüft werden.

Grossmodule:

Für die Gebäudeintegration wurden in letzter Zeit verschiedene Grossmodule im Leistungsbereich um 200 Wp auf den Markt gebracht. Die Grundidee ist immer dieselbe; der Montage- und Verdrahtungsaufwand soll im Hinblick auf die Integration in Fassaden verkleinert werden. Die Module müssen normale Fassadenelemente ersetzen können.

1.3.2 Gängige Montagesysteme

Die Montagemöglichkeiten sind entsprechend den vielen Dachtypen sehr unterschiedlich. Verschiedene Systeme, die auf dem Markt erhältlich sind, werden hier kurz skizziert und beschrieben.

System Leichtgewicht:

Eine leichte Metallkonstruktion dient als Tragstruktur für die Paneele, welche stehend oder liegend in Reihen befestigt werden. Ein Netz aus Stahlträgern verbindet mehrere hintereinander stehende Paneelreihen. Die Träger liegen entweder direkt auf dem Dach oder auf Beton-Gartenplatten. Als Schutz der Dachhaut vor Beschädigungen wird eine Unterlage, zum Beispiel Bautenschutzgummi, verwendet. Ein auf der Rückseite der Paneelreihen montiertes Windschutzblech hebt den unter die Paneele greifenden Wind über die Reihen hinweg. Das Windschutzblech zusammen mit der Vernetzung der Paneelreihen garantiert die Standfestigkeit der Leichtgewichts-konstruktion. Da die Anlage nicht mit dem Haus verbunden ist, müssen die auftretenden Windlasten genau berechnet werden.



Abb. 1.7: Leichtgewichtanlage

System Schwerkraft

Jeweils drei bis vier Paneele werden auf zwei Montagestrukturen, bestehend aus Aluprofil und Betonsockel, geschraubt. Eine solche Montageeinheit mit einer Solarleistung von 150 Wp wiegt rund 200 kg. Mehrere Einheiten werden in Reihen auf das Flachdach gestellt. Die massiven Betonklötze nehmen sämtliche Windkräfte auf, belasten allerdings das Dach stark. Ein Baustatiker muss abklären, ob das Dach genügend stark dimensioniert ist und die Belastung aufnehmen kann. Die Dachhaut wird mit einer Unterlage (Bautenschutzgummi) gegen mechanische Beschädigungen geschützt.



Abb. 1.8: Schwerkraftanlage

System Schrägdach Aufbau

Einzelne Ziegel oder Eternitschindeln werden durch Montagestützpunkte ersetzt. Dies können Dachhaken oder Metallziegel mit einem Montageaufbau sein. Auf diese Montagestützpunkte wird eine Tragstruktur montiert, auf welche die Paneele geklemmt oder geschraubt werden. Wichtig bei diesem System ist die genaue Berechnung der Konstruktion auf Unterdruck-Belastung. Wird hier zu knapp dimensioniert, so kann die ganze Anlage vom Dach gerissen werden.



Abb. 1.9: System Schrägdach Aufbau

System Schrägdach Einbau

Die Paneele werden anstelle der Ziegel oder Eternitschindeln ins Dach eingebaut und bilden so die wasserdichte Dachhaut. Dazu wird die Lattung durch eine Tragkonstruktion ersetzt, in welche die Paneele eingesetzt und abgedichtet werden können. Meistens wird für den Einbau Laminat ver-

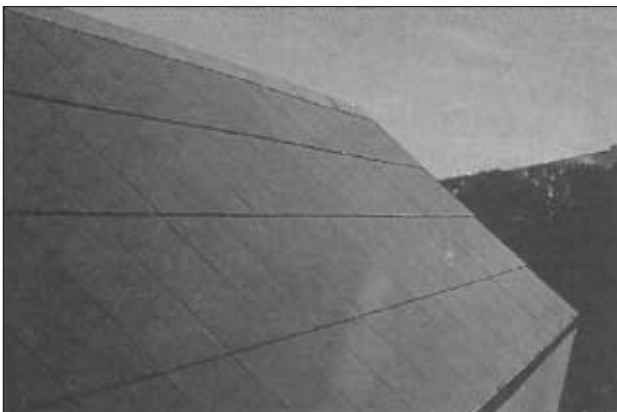


Abb. 1.10: System Schrägdach Einbau

wendet. Es können ästhetisch sehr ansprechende Anlagen erstellt werden.

Fassadenintegration

Erst der Aufbau von Produktionsstrassen für Solarmodule mit beliebiger Form und grosser Freiheit in der Farbwahl hat die vollständige Integration von Solarelementen in die Fassade ermöglicht. Das immense Flächenpotential der Fassaden kann nun für die Nutzung als "intelligente" Gebäudehülle erschlossen werden. Solarelemente dieser Bauart können als Gestaltungselemente durch den Architekten eingesetzt werden.

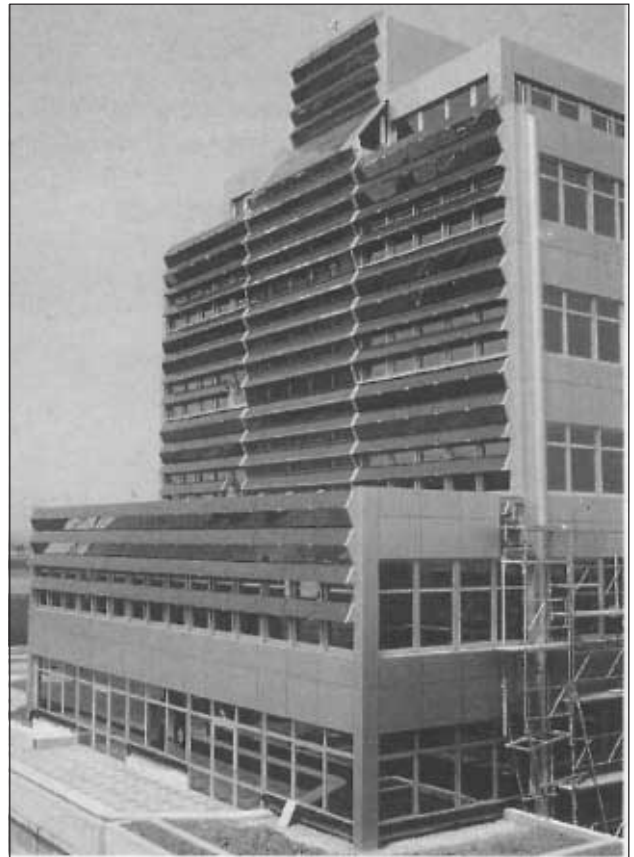


Abb. 1.11: Fassadenintegration

In die Südfassade des abgebildeten Gebäudes ist eine PV-Anlage integriert. Die Solarelemente produzieren nicht nur Strom, sie erfüllen noch einige weitere Funktionen: Sie dienen als Gebäudeschutz, als Sonnenschutz, und ihre Abwärme wird zur Beheizung des Treppenhauses verwendet. Diese Fassade kann mit Recht als "intelligente" Gebäudehülle bezeichnet werden.

Die Realisation integrierter Lösungen ist nur möglich, wenn die Planung durch alle Fachleute gemeinsam erfolgt.

1.3.3 Berechnung der Wind- und Schneekräfte

Solaranlagen sind naturgemäss sehr exponiert montiert. Die angreifenden Kräfte von Wind und Schnee müssen genau bekannt sein, um Unfälle bei extremen Wetterlagen ausschliessen zu können. Die Berechnung der Wind- und Schneekräfte erfolgt nach dem Grundsatz:

Der schlimmstmögliche Fall kann eintreten und muss berechnet werden.
(Worst Case Szenario)

Anlagengewicht, Wind- und Schneekräfte addieren sich. Der Winddruck steht senkrecht zur Angriffsfläche. Als Problemfälle können auftreten: Überlastung des Daches, Ausreissen von Dachhaken wegen zu grossem Unterdruck, Rutschen und Kippen von Flachdachanlagen. Die Tabellen 1.13 und 1.14 fassen die Berechnungsgrundlagen nach der SIA-Norm 160 **[13]** zusammen.

Jede an der Anlage angreifende Kraft ruft am Dach eine entgegengesetzte Reaktion hervor (Actio = Reactio). Das Dach muss diese Kräfte aufnehmen können.

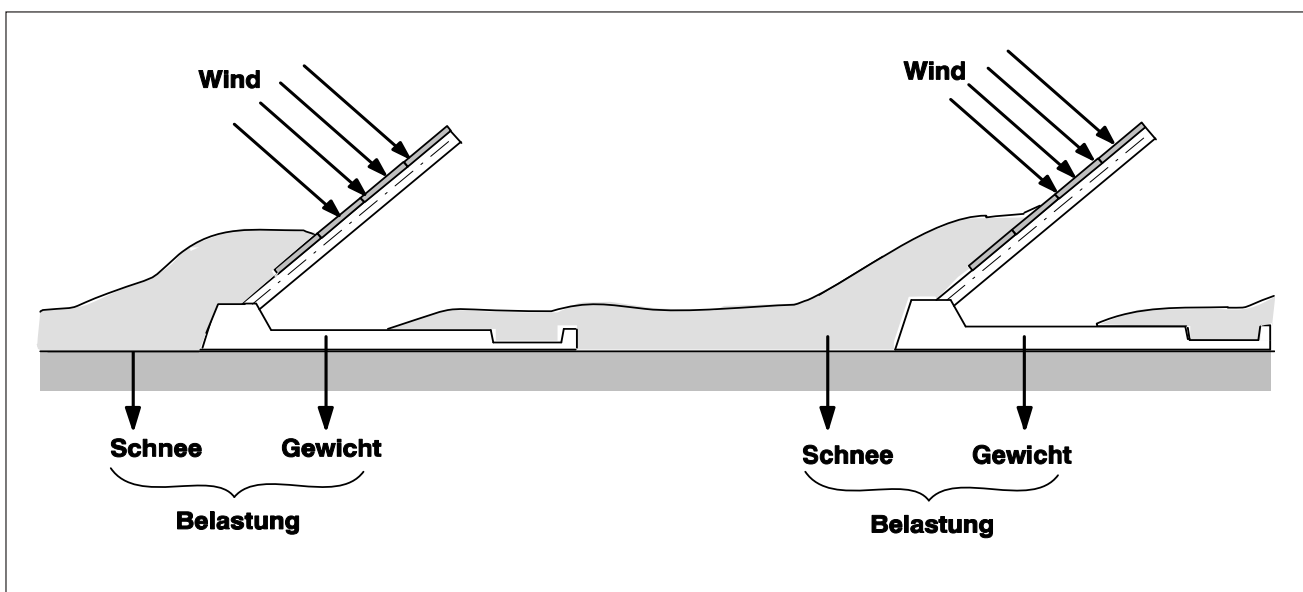


Abb. 1.12: Überlagerung der Kräfte

Meereshöhe H in Meter, Schneedruck ps in kg/m²					
H	ps	H	ps	H	ps
m	kg/m²	m	kg/m²	m	kg/m²
400	92	500	123	600	159
900	308	1000	371	1100	440
1400	688	1500	784	1600	886
1900	1233	2000	1362	1700	995
				700	202
				1200	516
				1300	599
				1800	1111

minimal **90 kg/m²**

Höhenlagen über 2000 m und aussergewöhnliche Schneeverhältnisse sind speziell zu berücksichtigen. Wenn das Abgleiten des Schnees nicht verhindert wird, kann bei einer Dachneigung $\alpha < 60^\circ$ der Schneedruck $p's = ps * \cos \alpha$ gesetzt werden. Bei Neigungen grösser als 60° wird keine Schneelast mehr gerechnet, da der Schnee abgleitet.

 Tab. 1.13: **Schneedruckannahmen (nach SIA 160)**

Höhe über Flur	m	0–5	5–15	15–40	40–80	80–160	160–320
Winddruck q	kg/m ²	70	85	100	120	150	180

 Tab. 1.14: **Windruckannahmen (nach SIA 160)**

Da die Belastungsfälle für Flach- und Schrägdachanlagen unterschiedlich sind, werden die Berechnungsgänge nachfolgend getrennt behandelt.

Flachdachanlagen

Viele Flachdächer sind bezüglich der Schneelast nur mit einem kleinen Sicherheitszuschlag ausgelegt. Zusätzliche grosse Lasten können nicht aufgenommen werden. In solchen Situationen wird die Dimensionierung der Tragstruktur zu einer komplexen Aufgabe; die Zusammenarbeit mit einem Baustatiker kann angezeigt sein.

Berechnungsgang:

Die Gesamtanlage wird in einzelne, leicht berechenbare Abschnitte unterteilt. Das Bild 1.15 zeigt eine Schwergewichtsanlage mit eingezeichneten Windkräften. Als Berechnungseinheit wird ein Träger mit zugehöriger Paneelfläche gewählt.

Fall 1: Winddruck von vorne.

Der Winddruck q wird zu einer einzigen, im Mittelpunkt der Paneelfläche A angreifenden Kraft K reduziert und in ihre Komponenten K_x und K_y zerlegt.

$$\begin{aligned}
 K &= c * q * A & \mathbf{(1.4)} \\
 K_y &= K * \cos(\alpha) \\
 K_x &= K * \sin(\alpha)
 \end{aligned}$$

Es bedeuten:

q = Winddruck	α = Anstellwinkel
A = Fläche	G = Gewicht
c = Anströmbeiwert	μ = Haftreibungswert
= 1–1,5	= 0,7
R = Reaktion	K = Windkraft
D = Drehpunkt	l = Abstützlänge

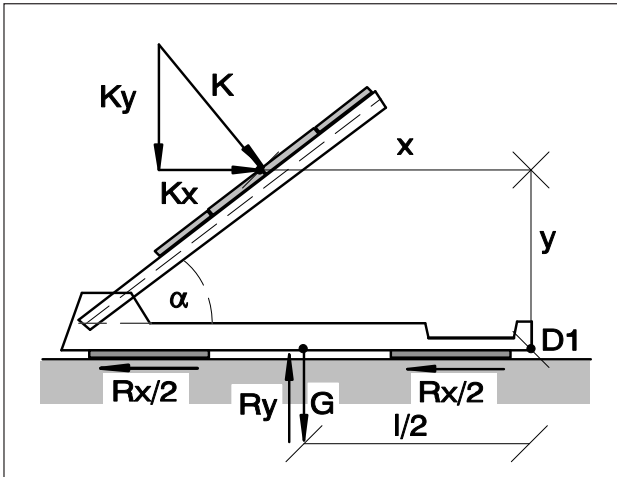


Abb. 1.15: Windkräfte Fall 1

Das Kräfte- und das Momentengleichgewicht bezogen auf den Punkt D1 werden gebildet.

Kräftegleichgewicht (1.5)

y- Richtung:
 $R_y = K_y + G$

x- Richtung:
 $R_x = K_x$

Drehmomente bezogen auf Drehpunkt D1:
 $K_x \cdot y = G \cdot l/2 + K_y \cdot x$

Haftbedingung:
 $R_x \geq \mu \cdot R_y = \mu \cdot (K_y + G)$

Kippbedingung:
 $K_x \cdot y \leq G \cdot l/2 + K_y \cdot x$

Das Dach muss die berechnete Kraft R_y zusätzlich zum Schneegewicht aufnehmen können. In Grenzfällen ist unbedingt ein Baustatiker beizuziehen. Die Haftreibungskraft R_x muss grösser sein als die horizontale, durch den Wind hervorgerufene Schubkraft K_x . Das Moment $K_x \cdot y$ darf nicht zu gross werden, damit ein Kippen der Anlage zuverlässig verhindert wird.

Fall 2: Wind von hinten

Die Berechnung folgt den gleichen Regeln wie bei Fall 1. Der von hinten unter die Paneele greifende Wind hebt die ganze Anlage vom Dach weg.

Nach Bildung des Kräfte- und Momentengleichgewichtes ergibt sich als Resultat:

Kräftegleichgewicht (1.6)

y- Richtung:
 $R_y = G - K_y$

x- Richtung:
 $R_x = K_x$

Drehmomente bezogen auf Drehpunkt D2:
 $K_x \cdot y = G \cdot l/2 - K_y \cdot x$

Haftbedingung:
 $R_x \geq \mu \cdot R_y = \mu \cdot (G - K_y)$

Kippbedingung:
 $K_x \cdot y \leq G \cdot l/2 - K_y \cdot x$

Die Gefahr des Abrutschens und des Kippens der Anlage um Punkt D2 ist gross. Dem Angriff des Windes unter die Paneele kann mit verschiedenen Mitteln begegnet werden:

- Erhöhen des Anlagengewichtes
- Montieren eines Windabweisbleches
- Abstützen auf langen Trägern

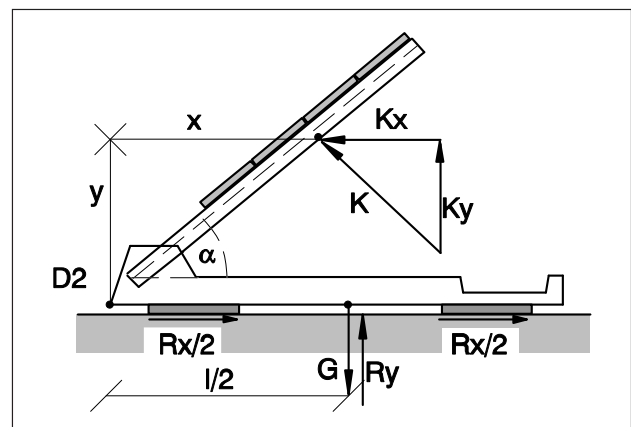


Abb. 1.16: Windkräfte Fall 2

Aus den aufgeführten Gleichungen ergeben sich die Randbedingungen für die Dimensionierung der Tragstruktur. Das Gewicht G muss so gewählt werden, dass Rutschen oder Kippen verhindert, das Dach jedoch nicht überlastet wird. Die Länge der Tragstruktur ist wichtig für die Standfestigkeit. Kann keine Schwergewichtskonstruktion verwendet werden, so gibt es mehrere Möglichkeiten, um mit leichten Systemen eine gute Standfestigkeit zu erzielen. Werden mehrere Reihen von Paneelen auf die gleiche Unterkonstruktion geschraubt, so reicht die Kraft des Windes nicht, um die ganze Anlage zum Kippen zu bringen. Im weiteren bietet sich die Montage eines windabweisenden Bleches auf die hintere Abstützung an. Der Wind wird dadurch über die Anlage hinweg gehoben; Rutschen ist unmöglich.

Schrägdachanlagen

Meistens werden Anlagen auf Schrägdächer aufgebaut, seltener eingebaut. Zur Montage auf der Lattung werden Dachhaken oder Blechziegel verwendet. Diese Montagepunkte müssen die angrei-

fenden Windkräfte, vor allem den Unterdruck q_u durch Überströmen der Paneele, aufnehmen. Als Richtwert für den Unterdruck kann der negative, der Höhenklasse entsprechende Wert aus der Winddrucktabelle 1.14 eingesetzt werden.

Berechnungsgang

Der Unterdruck q_u wird in die Montagepunkte reduziert. Die richtige Aufteilung der Kräfte auf die Montagepunkte ist wichtig. Beim hier betrachteten Beispiel ist jedes Paneel an vier Stützpunkten montiert. Jeder Stützpunkt bildet für vier Paneele einen Montagepunkt. Aus dieser Betrachtung ergibt sich, dass, wie Bild 1.17 zeigt, die Angriffsfläche pro Stützpunkt genau einer Paneeelfläche entspricht.

$$K = c \cdot q_u \cdot A \quad (1.7)$$

Die nach Gleichung 1.7 berechnete Kraft überträgt sich via Dachhaken oder Blechziegel auf die Lattung.

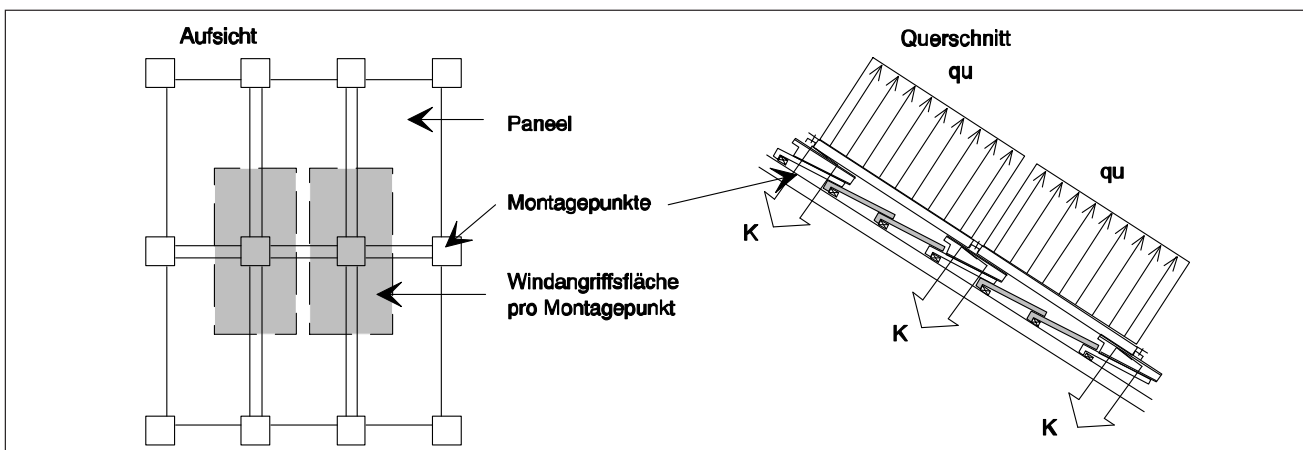


Abb. 1.17: Windkräfte bei Schrägdachanlagen

Der Schwachpunkt der Tragkonstruktion ist der Montagestützpunkt auf der Lattung. Je weniger Stützpunkte vorgesehen werden, desto grösser wird die Windangriffsfläche pro Stützpunkt und desto grösser wird die Gefahr, dass ein Dachhaken ausreißt.

Die gezeigten Berechnungsgänge lassen sich sinngemäss auch auf andere Anlagentypen anwenden.

2 Inselanlagen

2.1	Systemübersicht	23
2.1.1	Hybridanlagen	23
2.1.2	Spannungswahl	24
2.1.3	Anlagenkonfiguration	26

2.2	Komponenten	27
2.2.1	Verbraucher	27
2.2.2	Speicher	30
2.2.3	Beschreibung von Batterietypen	33
2.2.4	Elektronische Betriebssysteme	35

2.3	Dimensionierung von Inselanlagen	38
------------	---	-----------

2 Inselanlagen

In Solaranlagen aller Art werden Speichersysteme eingesetzt, um den möglichen Energieverbrauch von der Sonneneinstrahlung zu entkoppeln. Der Aufbau der Anlagen wird durch die Art und die Bewirtschaftung dieses Speichers bestimmt. Alle PV-Anlagen lassen sich auf autonome respektive netzgekoppelte Systeme zurückführen.

Komponenten und Verbraucher müssen sorgfältig aufeinander abgestimmt werden. Dies ist wesentlich für die gute Funktion von autonomen Anlagen.

Auch photovoltaische Energiesysteme benötigen Speicher. Heute werden drei Arten der Speicherung verwendet:

- Speicherung in elektrochemischen Elementen (Akkumulatoren, Batterien)
- Speicherung im elektrischen Verbundnetz
- Speicherung durch hydraulische (gepumptes Wasser) oder chemische Energie (Wasserstoff)

Die letztgenannte Speichermöglichkeit ist heute noch auf den Einsatz bei Einzel- und Spezialanwendungen beschränkt. Alle PV-Anlagen können auf zwei Anlagenkonzepte reduziert werden.

Autonome Anlagen oder Inselanlagen:

So werden alle Anlagen bezeichnet, die keine direkte Verbindung mit dem elektrischen Verbundnetz haben. Die Spitzenleistung des Solargenerators kann zwischen einigen Milliwatt und einigen hundert Kilowatt elektrischer Leistung liegen. In der Schweiz am meisten verbreitet sind Anlagen mit einer Leistung bis zu einigen hundert Watt.

Netzgekoppelte Solaranlagen:

Sie speisen allfällige Überschussenergie direkt in das Verbundnetz ein. Die Spitzenleistungen der Solargeneratoren reichen von einigen hundert Watt bis zu einigen Megawatt elektrischer Leistung. Die grösste in der Schweiz installierte Anlage, das Solarkraftwerk Mont Soleil, hat eine Spitzenleistung von 500 kW.

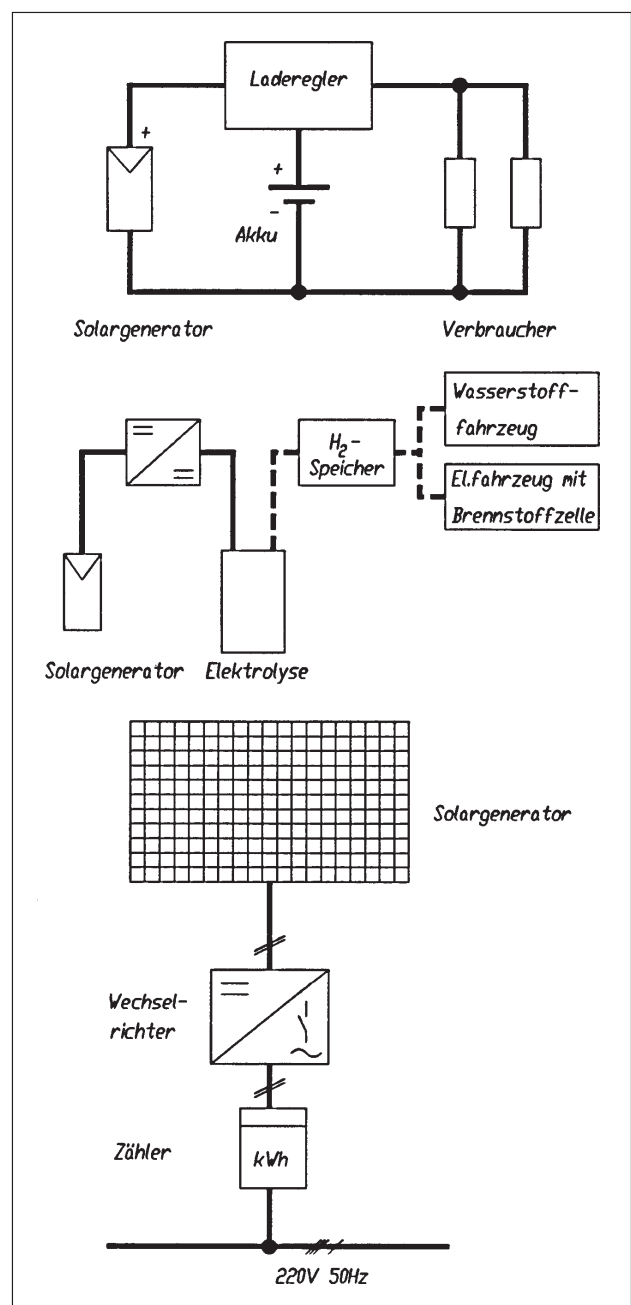


Abb. 2.1: Speichersysteme

2.1 Systemübersicht

Einen grossen Nutzen bringen solare Stromversorgungen in Inselanlagen. Das können Kleinstanwendungen in Uhren, Taschenrechnern, aber auch Stromversorgungen für Ferienhäuser, Segelschiffe, Relaisstationen im Gebirge bis zur Speisung von Satelliten im All sein. In Ländern der 3. Welt sind mit Hilfe von solaren Stromversorgungen bedeutende Verbesserungen der Lebensqualität möglich. In all diesen Anwendungen versorgen Solarzellen die Verbraucher direkt mit elektrischer Energie oder puffern die Energie mittels Batterien, ohne dass Brennstoff benötigt wird.

Die Stromversorgung abgelegener Verbraucher wird durch photovoltaische Inselanlagen häufig erst ermöglicht. Sie sind anderen Systemen der Energieversorgung in bezug auf die Kosten und Zuverlässigkeit weit überlegen. Andere Systeme, beispielsweise ein Dieselgenerator, belasten die Umwelt ungleich mehr mit Schadstoffen und Lärm als eine Solaranlage.



Abb. 2.2: Solare Inselanlage in den Alpen



Abb. 2.3: Solare Stromversorgung für ein Spital in Rwanda

2.1.1 Hybridanlagen

Sollen Anlagen das ganze Jahr hindurch Verbraucher mit hoher Zuverlässigkeit versorgen, können je nach Gegend im Winter Versorgungsengpässe auftreten. Dies erfordert einen grossen Speicher, der die Sommerenergie im Winter verfügbar macht oder einen entsprechend grossen Solar-generator. In jedem Fall wird die Anlage teuer und damit unwirtschaftlich.

PV-Wind, PV-Wasser, PV-Diesel, PV-Gas

Einen Ausweg aus diesem Dilemma bietet die Kombination weiterer Energiequellen wie Windgenerator, Wasserkraftwerk, Thermoelement, Closed Cycle Vapour turbogenerator (CCVT) oder vor allem der Dieselgenerator. Die saisonal anfallende Sonnenenergie wird mit diesen Energiequellen ergänzt. So erreicht der Wind in unseren Breitengraden seinen Höhepunkt im Winter und in der Übergangszeit. Sonne und Wind ergänzen sich also zu einem gleichmässigen Energieangebot.

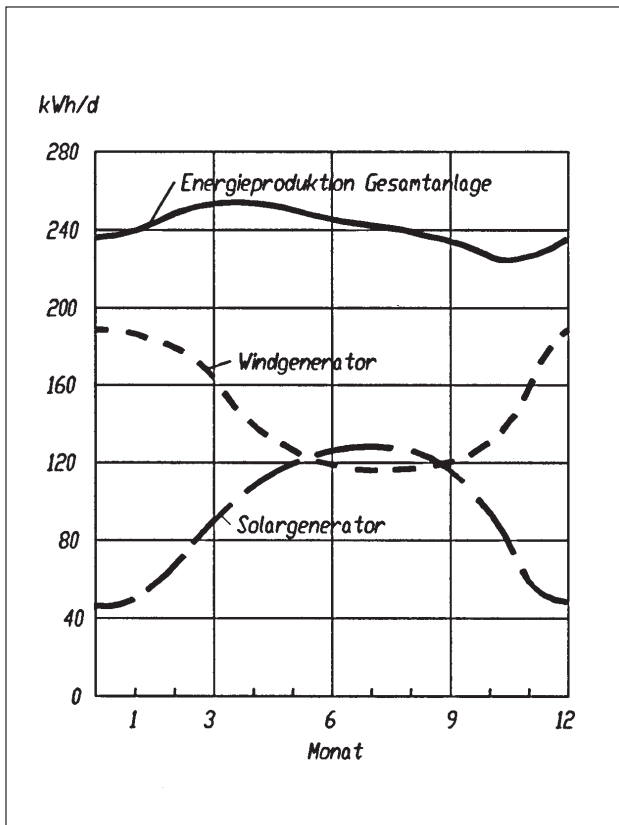


Abb. 2.4: Energieangebot Wind/Solar der koreanischen Pilotanlage auf der Insel Cheju

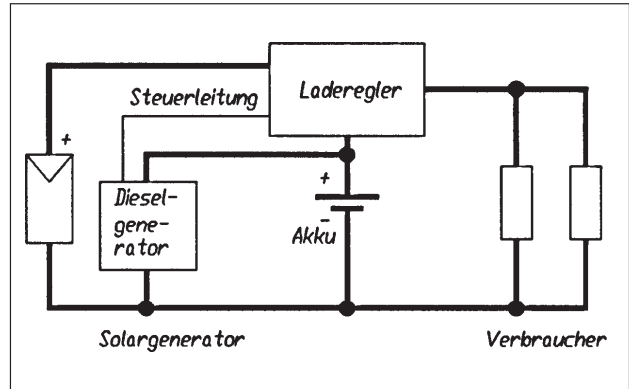


Abb. 2.5: kombinierte Diesel/Solaranlage

Die richtige Auswahl und Dimensionierung dieser Elemente erfordert einige Erfahrung. Mittlerweile gibt es zur Berechnung spezielle Computerprogramme. So lassen sich Stromversorgungen mit hoher Zuverlässigkeit und optimalem Einsatz erneuerbarer Energien dimensionieren. Mit solchen Hybridanlagen werden einzelne Häuser, ja sogar ganze Inseln mit mehreren Dörfern versorgt.

2.1.2 Spannungswahl

Bei der Auslegung von Photovoltaik-Anlagen werden Verluste möglichst vermieden. In unseren Breitengraden müssen pro Watt Dauerverlustleistung mindestens 10 Watt Solarleistung zusätzlich angebracht werden, wodurch Zusatzkosten von rund Fr. 200.– entstehen. Dieses Geld kann in die Verminderung der Verluste gesteckt werden. Die Verluste können beispielsweise durch die Verwendung von dicken Kabeln und hochwertigen Komponenten gesenkt werden.

P Kanal Power-MOSFET's werden durch N Kanal-FET, Transistoren durch FET's, mechanische Relais durch elektronische Schalter ersetzt. Die optimale Lösung hängt von der konkreten Anlage und den auftretenden Betriebsfällen ab. Verluste fallen in den Kabeln und Power-MOSFET's quadratisch mit dem Strom ($P=I^2 \cdot R$), in gewissen Halbleitern mit einer festen Spannung wie Dioden, Transistoren oder Thyristoren hingegen linear ($P=U \cdot I$) an.

Optimierungen dieser Art werden in der Praxis aber selten durchgeführt, weil sie dem Kunden kaum verrechnet werden können. Der Kunde ak-

zeptiert auch eher hohe Transportkosten für dicke Kabel als eine durch die Optimierung verteuerte Elektronik. Deshalb ist die Wahl einer geeigneten Spannung die am häufigsten angewandte Möglichkeit, Verluste zu vermindern.

Auf der Verbraucherschleife wird die sogenannte Betriebs- oder Systemspannung gemessen. Sie kann mit Hilfe der "1- Ω -Regel" oder nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten bestimmt werden. Sehr oft wird die Systemspannung durch die Art der vorhandenen Verbraucher vorgegeben. Dies erklärt die grosse Anzahl von 12-V-Anlagen. Heute ist es aber möglich, Verbraucher mit vielen verschiedenen Spannungen zu erhalten. Die Geräte sind zwar oft nicht ab Lager, in Fachgeschäften aber problemlos erhältlich.

Systemspannung	12 V	24 V	48 V
Grenzleistung 1- Ω -Regel	144 W	576 W	2304 W
Grenzleistung praktisch	300 W	1 kW	3 kW
Grenzleistung Wechselrichter	1,2 kW	5 kW	10 kW

Tab. 2.6: 1- Ω -Regel [1]

"Sinkt der Widerstand von angeschlossenen Verbrauchern deutlich unter 1Ω , so steigen die Verluste in der Verdrahtung so stark an, dass der Übergang zu einer höheren Systemspannung sinnvoll ist. [1]" Aus dieser Überlegung ergibt sich die Grenzleistung für eine gegebene Systemspannung.

Wechselrichter für den Inselbetrieb

Eine einfache Lösung des "Spannungsproblems" ist der Übergang von Gleichspannung (DC) auf Wechselspannung (AC). Dafür gibt es heute ein breites Angebot an geeigneten Wechselrichtern, die von einer Gleichspannung auf eine Wechselspannung von 220V/50Hz (bzw. 110V/60Hz) oder sogar auf ein Dreiphasennetz mit 380 V wandeln. Die dabei entstehenden Kosten sind aber bei kleinen Anlagen erheblich.

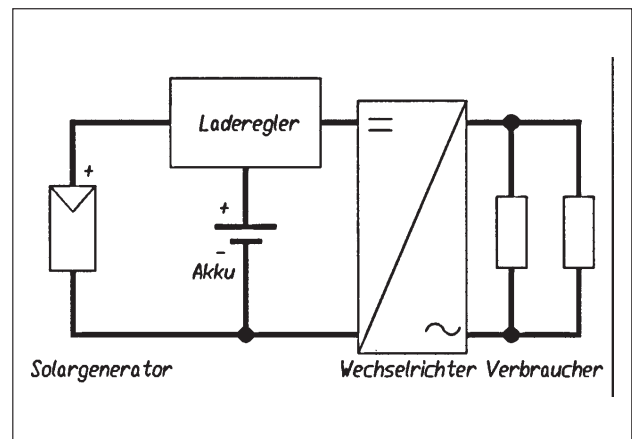


Abb. 2.7: PV-Anlage mit DC/AC-Wandler

Solche Wechselrichter werden die meiste Zeit im Teillastbetrieb eingesetzt, obwohl sie für die maximal auftretende Leistung dimensioniert sind. Ein möglichst hoher Teillastwirkungsgrad ist deshalb sehr wichtig. Typischerweise liegt der Wirkungsgrad dieser Wechselrichter bei 80–95%. Die Verluste bei der Umwandlung sind also gross. Ein AC-Netz wird nur in seltenen Fällen aufgrund des Gesamtwirkungsgrades der PV-Anlage gewählt, sondern vielmehr, weil weit auseinanderliegende starke Verbraucher betrieben werden müssen. Zur Illustration zeigt Bild 2.8 den Wirkungsgradverlauf von vier verschiedenen Wechselrichtertypen.

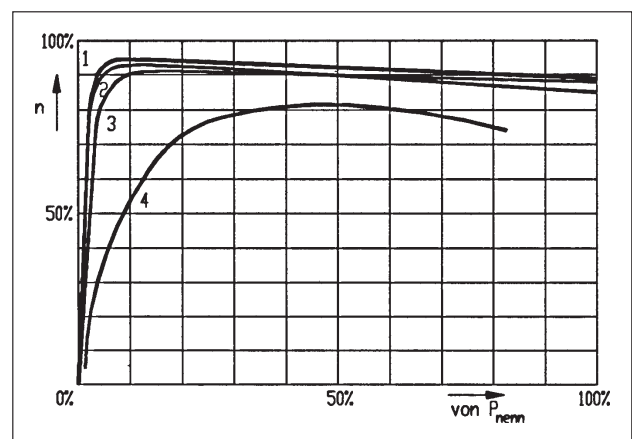


Abb. 2.8: Wirkungsgradverlauf von Wechselrichtern

- 1 Heart 24-2500X
- 2 Trace 2524
- 3 Top Class 500 24V
- 4 EA-1000 24V

Bei Inselanlagen mit niedriger Systemspannung ist speziell zu beachten, dass bereits bei 2 kW/12 V über 150 A Strom fließen. Die Verbindung Akkumulator - Wechselrichter wird deshalb so kurz wie möglich gehalten und ausreichend dimensioniert (z.B. 70 mm²). Der Innenwiderstand der Akkumulatoren im Bereich von 2 bis 3 mΩ (für einen 2V/100Ah-Block) verursacht bei solchen Strömen beachtliche Verluste von einigen Watt.

Beim Einsatz von Wechselrichtern und anderen grossen Stromverbrauchern ist es nicht zu empfehlen, parallel geschaltete Gitterplattenbatterien-Gruppen zu verwenden. Sie sind nicht für so grosse Ströme gebaut und würden durch unsymmetrische Stromverteilung einseitig belastet. Am besten eignen sich in solchen Fällen Industriakkumulatoren (z.B. Blockbatterien mit positiven Stabplatten).

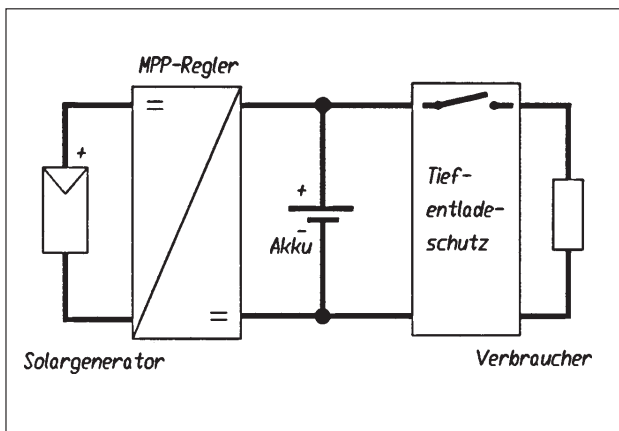


Abb. 2.9: MPT-Anlage mit hoher Eingangs- und tiefer Systemspannung

Maximum Power Tracker

Bei Anlagen mittlerer und hoher Leistung (ab 200 Wp) ist es empfehlenswert, die Solargeneratorspannung und die Systemspannung voneinander zu trennen. Diese Möglichkeit wird heute in der Schweiz noch kaum genutzt. Sehr oft ist der Solargenerator relativ weit von der Batterie entfernt. Wenn grosse Ströme fließen, erfordert dies dicke und damit teure Kabel. Wird eine hohe Solargeneratorspannung verwendet, kann der Strom-

fluss reduziert und die Kabeldicke verringert werden. Ein Maximum Power Tracker (MPT) vom Typ eines Abwärtswandlers ersetzt den herkömmlichen linearen Laderegler. Auch bei diesem Konzept ist aber eine hohe Systemspannung von Vorteil, weil sonst grosse Ströme am Ausgang des MPT auftreten, was wiederum zu Verlusten führt.

2.1.3 Anlagenkonfiguration

Wenn zwischen den Verbrauchern grosse Distanzen liegen, stellt sich die Frage, ob nicht von der zentralen Stromversorgung auf mehrere kleine dezentrale Solaranlagen übergegangen werden soll. Dieses Problem stellt sich oft bei Anlagen in der 3. Welt, wo die Streubauweise verbreitet ist. Das dezentrale Konzept lohnt sich besonders bei kleinen Leistungen und Spannungen. Die Leitungslängen und damit die Verluste in den Kabeln werden kleiner. Die Verbindungskabel mit den entsprechenden Grabarbeiten entfallen. Als Nachteil muss eine verminderte Systemautonomie in Kauf genommen werden. Dafür erhöht sich die Verfügbarkeit des Gesamtsystems, weil Ausfälle immer nur ein Teilsystem betreffen. Das dezentrale System ist dank seines modularen Aufbaus auch flexibler. Dies ist gerade bei Anlagen in der 3. Welt ein wesentlicher Vorteil, weil hier die Benutzerwünsche oft rasch ändern.



Abb. 2.10: Kleine dezentrale Anlage in Afrika

2.2 Komponenten

2.2.1 Verbraucher

Die Verbraucher sind der zentrale Teil bei der Planung einer Inselanlage. In einer Inselanlage produzierter photovoltaischer Strom ist ungefähr zehnmal teurer als Netzstrom, weshalb erst recht gilt: "Gesparte Energie ist die billigste Energie". Weltweit sind in den letzten Jahren viele Verbraucher wie Lampen oder Pumpen für die spezifischen Anforderungen beim Einsatz in solaren Stromversorgungen entwickelt worden. Einige dieser Komponenten werden an dieser Stelle besprochen. Bezugsquellen für Solarverbraucher zu finden, ist fast der schwierigste Teil bei der Realisation einer Inselanlage.

Aufgrund des höheren Wirkungsgrades sollten Verbraucher, wenn immer möglich, mit Gleichspannung (DC) betrieben werden. Die im Vergleich zu Wechselstromkomponenten höheren Anschaffungskosten amortisieren sich aufgrund des geringeren Energieverbrauches meistens. Dass die im Haushalt verwendeten Wechselstromverbraucher wie Glühlampen, Fernsehgeräte, Kühlschränke oder Heizgeräte nicht angeschlossen werden können, ist nur vorteilhaft, denn sie verbrauchen ausserordentlich viel Strom und sind für den Einsatz in Solaranlagen nicht geeignet.

Leuchten sind die häufigsten Verbraucher. In den letzten Jahren wurde ein breites Sortiment für jede Anwendung und jeden Einsatzbereich entwickelt.

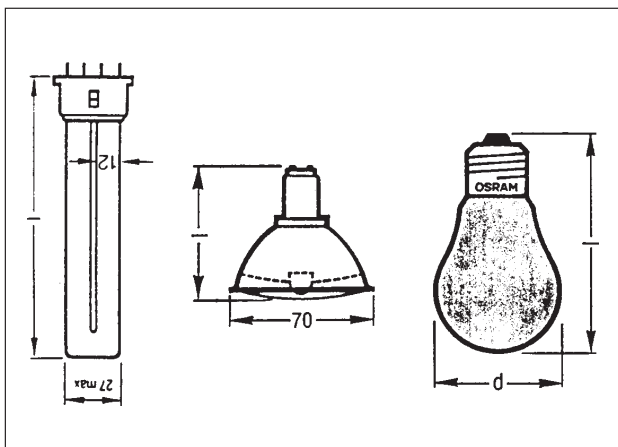


Abb. 2.11: Leuchten

Fluoreszenzleuchten:

Sehr oft werden Fluoreszenzleuchten eingesetzt. Die Lichtfarbe ist kälter als bei Glüh- und Energiesparlampen. Der Energieverbrauch einer Fluoreszenzleuchte ist 3–5 mal kleiner als bei einer Glühlampe derselben Helligkeit. Sie hat eine sehr hohe Lebensdauer und ist vergleichsweise günstig. Die Zündspannung wird durch einen hochfrequenten Wandler erzeugt, der das Gas zum Leuchten bringt. Die Lampe zündet besser als bei vergleichbaren Anwendungen mit 220V/50Hz. In beiden Fällen können dieselben Röhren verwendet werden. Sie sind weitgehend unempfindlich gegenüber den bei Solaranlagen unvermeidlichen Spannungsschwankungen. Bei Temperaturen unter 0° Celsius zünden Fluoreszenzleuchten nicht sehr gut.

Anwendungstip: Fluoreszenzleuchten entsprechen dem Standard für Arbeitsräume, Korridore, Nebenräume und Aussenleuchten.

Energiesparleuchten (PL/PLC/PLS/4p):

Energiesparleuchten wurden zuerst in Solaranlagen eingesetzt. Sie arbeiten nach demselben Prinzip wie die Fluoreszenzleuchten. Die Lichtausbeute ist fünf- bis sechsmal grösser als bei einer Glühlampe. Kompaktleuchtstoffröhren haben die achtfache Lebensdauer einer Glühlampe, eine kompaktere Form und ein wärmeres Licht. Mittels Vorschaltgeräten kann jede 220-V-Leuchte auf eine Gleichspannung von 12 oder 24 Volt umgerüstet werden.

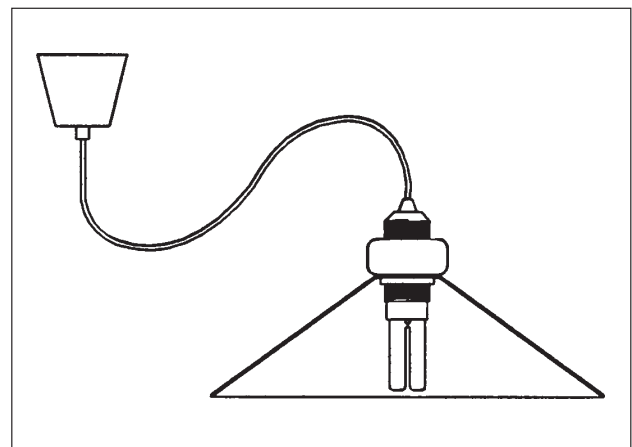


Abb. 2.12: Hängeleuchte Energiesparlampe

Spezialversionen mit 4-Stift-Sockeln (PLS/4p) vom Typ 2G7 haben eine eingebaute Temperaturkompensation und sind dadurch auch bei Minustemperaturen geeignet.

Anwendungstip: Energiesparleuchten sind die idealen Leuchten für den Wohnbereich mit warmem Licht. Sie verkraften starke Temperaturschwankungen.

Halogenleuchten:

Halogenleuchten sind Weiterentwicklungen der Glühlampen mit einer zwei- bis dreifach gesteigerten Lichtausbeute. Sie sind deutlich weniger effizient als die Energiespar- und Fluoreszenzleuchten. Halogenleuchten eignen sich dazu, eine kleine Fläche mit einem hellen, warmen Licht auszuleuchten.

Anwendungstip: Halogenleuchten sind ideal als Leselampen und für Akzentbeleuchtungen.

Glühlampen:

Glühlampen sind auch für Kleinspannungen von 12 oder 24 V erhältlich. Ihre Lichtausbeute ist schlecht. Die Leuchtstärke schwankt stark mit Spannungsänderungen. Glühlampen sind sehr billig und können in die herkömmlichen Sockel eingeschraubt werden. Werden Glühlampen bei niedriger Spannung betrieben, ist ihre Lebensdauer kürzer als im Netzbetrieb bei 220V.

Anwendungstip: Glühlampen werden aus Preisgründen, bei kurzen Einschaltzeiten und kleinen Leistungen eingesetzt.

Handlampen:

Eine breite Palette von Handlampen mit Glüh-, Halogen- und Fluoreszenzleuchten ist auf dem Markt erhältlich. Viele Produkte haben eingebaute Solarzellen, andere sind geeignet zum Aufladen ab einer solaren Stromversorgung. Die Qualität dieser Lampen ist sehr unterschiedlich. Sie sind für südliche Regionen der Welt mit stärkerer Sonnenstrahlung entwickelt worden, so dass die schwächere Strahlung in unseren Breiten zur Ladung des Akkus bei vielen Typen nicht ausreicht.

Pumpen:

Pumpen sind häufige Verbraucher in Solaranlagen. Sie werden benutzt, um Grund- und Trinkwasser zu pumpen, Biotope zu bewässern, oder den Wasserkreislauf von Sonnenkollektoren anzu-

treiben. Für diese vielen Anwendungen sind die verschiedensten Pumpentypen gebaut worden. Um die Wasserausbeute zu erhöhen, werden Maximum Power Tracker oder elektronische Anlaufhilfen eingesetzt. Größere Pumpen zum Fördern von Grundwasser arbeiten mit Umrichtern auf 380V/50Hz. Die Auswahl einer geeigneten Pumpe erfordert etwas Erfahrung. Die Pumpenkennlinie muss zusammen mit der Systemkennlinie beachtet werden, wie dies Bild 2.13 zeigt.

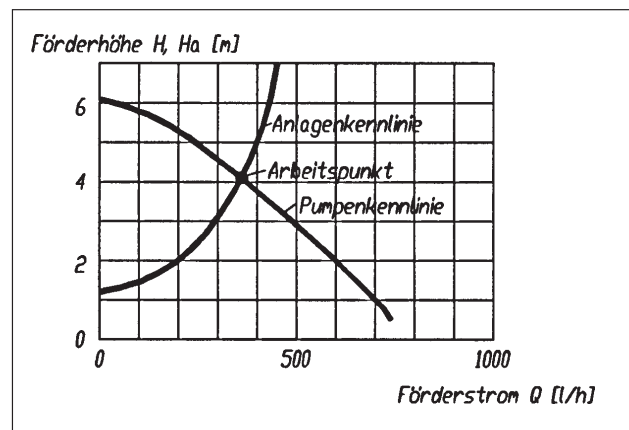


Abb. 2.13: Pumpen-Systemkennlinie

Kühlschränke:

In Solaranlagen werden spezielle Kühlschränke mit sparsamem Kompressor und sehr dicker Wärmeisolation verwendet. Sie kosten wesentlich mehr als die heute üblichen 220-V-Gerät, benötigen aber deutlich weniger Energie. Aufgrund der Energieersparnis lohnt sich ihr Einsatz immer. Sehr wichtig ist ein geeigneter, möglichst kühler Standort.

Die Luftzirkulation um den Wärmeaustauscher des Kühlschranks darf nicht unterbrochen werden. Mittlerweile sind auch Kühlschränke mit abgesetztem Wärmetauscher erhältlich. So kann der Wärmetauscher an einem kühleren Ort als der eigentliche Kühlschrank platziert sein.

Der Energieverbrauch eines Kühlschranks hängt stark von seiner Benützung ab. Je weniger er geöffnet wird, desto weniger Energie wird benötigt. Das Kühlgut sollte bei der Einlagerung so kühl wie möglich sein. Ausserdem braucht ein voller Kühlschrank weniger Energie als ein leerer. Ein ähnlicher Effekt kann mit einem "Kältespeicher", bei-

spielsweise einer Schüssel Schnee, erreicht werden. Kühltruhen behalten beim Öffnen die Kälte besser als Schrankgeräte.

Für das Lagern von Medikamenten sind spezielle Kühlschränke entwickelt worden, welche die strengen WHO-Standards (World Health Organization) erreichen.

Computer und Peripheriegeräte:

Immer häufiger werden auch Computer direkt mit einer solaren Stromversorgung betrieben. Sparsame Energieverbraucher sind Laptop-Computer mit LCD-Anzeigen. Ein Laptop-Computer mit aktivem Energiemanagement benötigt zehnmal weniger Energie als ein "gewöhnlicher" PC. Der Unterschied zwischen Geräten mit gleichen Leistungsmerkmalen ist erstaunlich hoch.

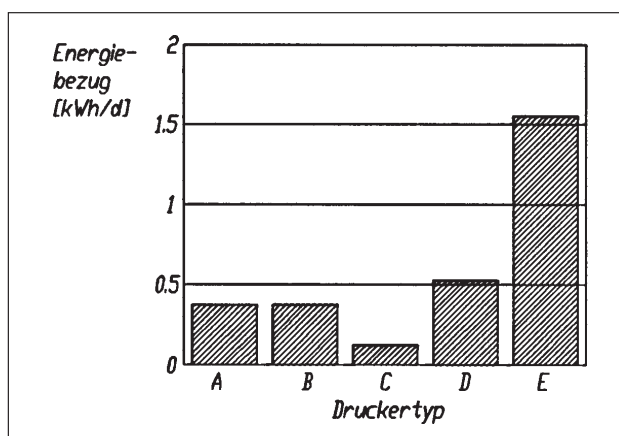


Abb. 2.14: Energiebezug von Druckertypen

- A 9-Nadeldrucker
- B 24-Nadeldrucker
- C Tintenstrahldrucker
- D Thermodrucker
- E Laserdrucker

Auch bei den Druckern sind die Unterschiede im Energieverbrauch enorm. Hier liegt der Tintenstrahldrucker klar in Front. Sowohl bei Laptop-Computern wie auch bei Tintenstrahldruckern sind Geräte für den Batteriebetrieb erhältlich oder können mittels Gleichspannungswandler (DC/DC-Wandler) ab Batterie betrieben werden. Denkbar ist auch der Einsatz von konventionellen PC's und Peripheriegeräten ab Wechselrichter. Für ein sol-

ches Konzept wird aber wegen des hohen Stromverbrauchs eine grosse Solaranlage benötigt.

Ventilatoren:

Kleine Gleichstromventilatoren werden in vielen elektronischen Geräten zur Zwangskühlung der Elektronik eingesetzt. Für Decken oder zur Entlüftung in Booten, Wohnmobilen und Autos sind Geräte mit wenigen Watt Leistung erhältlich. Letztere verfügen oftmals über integrierte Solarzellen. Bei grossen Lüftungsanlagen muss fast immer das Gleichstromkonzept verlassen und ein 220-V-Netz installiert werden. Ein Wechselrichter wandelt den solaren Gleichstrom zur Versorgung der Lüftungsanlage in Wechselstrom um.

Motoren für Solar- und Elektroboote:

Solar- und Elektroboote haben eine grosse Zukunft vor sich, bei uns aus Umweltschutz-, in der 3. Welt aus logistischen Gründen. Für kleinere Leistungen bis etwa 400 W gibt es ein breites Angebot von 12-V- und 24-V-Bootsmotoren mit Schraube und Regler. Für grössere Leistungen sind spezielle Drehstromantriebe in Entwicklung.

Radio- und Fernsehgeräte:

Kaum eine autonome Solaranlage wird heute ohne Radio- und Fernsehgerät geplant. Viele Radiogeräte können mit Gleichspannung betrieben werden. Diese Geräte verfügen über die gleichen Zusatzfunktionen wie eine normale HiFi-Kompaktanlage. Wo notwendig, geschieht die Anpassung an die Systemspannung mit einem elektronischen Wandler. Bei Fernsehgeräten ist die Auswahl klein. Geräte mit grossem Bildschirm werden nicht in einer Solaranlage eingesetzt, da sie viel Strom brauchen.

Haushaltgeräte und weitere Verbraucher:

Viele Haushaltgeräte und weitere Verbraucher sind auch für Gleichstrom erhältlich. Die meisten dieser Geräte arbeiten bei einer Betriebsspannung von 12 V. Geräte mit einer hohen Leistung wie Staubsauger oder Kaffeemaschinen eignen sich nicht zum Einsatz auf Gleichstrombasis. In Solaranlagen wird für ihren Betrieb ein Wechselrichter eingesetzt.

2.2.2 Speicher

Normalerweise werden in Solaranlagen elektrochemische Speicher eingesetzt. Die Batterie oder der Akkumulator speichert die Sonnenenergie für Zeiten, in denen die Einstrahlung den Bedarf der Verbraucher nicht zu befriedigen vermag und garantiert so eine ununterbrochene Energieversorgung. Bei der Batterie darf nicht gespart werden, da sie das Herz der Solaranlage bildet und wesentlich das gute Funktionieren der ganzen Anlage bestimmt. Die Batterie ist die einzige Komponente der Anlage, die Wartung benötigt.

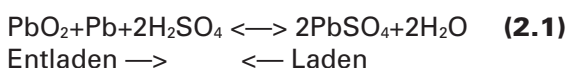
Die wichtigsten Anforderungen an Batterien in Inselanlagen sind:

- stetige Abgabe- und Aufnahmebereitschaft von elektrischer Energie in grossen und kleinen Mengen
- ausreichend hohe Ladungsabgabe
- lange Lebensdauer im Zyklusbetrieb
- wartungsarmer Betrieb
- minimale Kosten

Um all diese und noch weitere Anforderungen zu erfüllen, sind in den letzten Jahren verschiedene Batterietypen entwickelt worden. Es dominiert eindeutig die Bleibatterie. Sie ist in Bezug auf den Lade/Entladewirkungsgrad (Ah- oder Wh-Wirkungsgrad) und das Preis/Leistungsverhältnis der geeignetste Speicher für autonome Stromversorgungen. Eine bessere Alternative ist momentan nicht verfügbar.

Ladung und Entladung von Bleiakkus

Bei der entladenen Batterie bestehen sowohl die positive als auch die negative Elektrode aus Bleisulfat $PbSO_4$. Die Elektroden geben beim Laden Säure ab; beim Entladen spielt sich der umgekehrte Vorgang ab. Im geladenen Zustand ist die positive Platte zu Bleisuperoxid PbO_2 , die negative Platte zu reinem Blei geworden. Verdünnte Schwefelsäure dient als Elektrolyt. Gleichung 2.1 zeigt den chemischen Vorgang.



Die Ladung erfolgt durch das Zuführen von elektrischer Energie. Die Ladezeit soll rund 10 Stunden dauern. Bei zu schnellem Laden werden die Platten beschädigt. Solarbatterien können ganz kleine Ladeströme aufnehmen, welche in normalen Batterien nicht verwertet werden können. Wird eine Batterie überladen, so bilden sich an den Elektroden Sauerstoff und Wasserstoff. Das Gemisch der zwei Gase heisst Knallgas und ist explosiv. Der Laderegler verhindert das Überladen der Batterie, indem er bei der Ladeendspannung von etwa 2,35V pro Zelle den Ladevorgang beendet.

Werden die beiden Pole der Batterie über einen Verbraucher miteinander verbunden, so fliesst in Folge der Potentialdifferenz ein elektrischer Strom. Die Grösse des Entladestromes und die Temperatur der Batterie bestimmen, wieviel Strom aus der Batterie entnommen werden kann. Wird eine Batterie mit grossem Strom entladen, erhöhen sich nicht nur die ohmschen Verluste ($P_v = I^2 * R$), sondern auch die Nebenreaktionen. Dadurch verringert sich die Kapazität der Batterie (Bild 2.16). Die Kapazität C wird deshalb zusammen mit einer Entladezeit und der Betriebstemperatur definiert. C_{20} gibt die Kapazität der Batterie bei einer Entladung innert 20 Stunden bei 25°C an. Je kälter der Akkumulator ist, desto geringer ist seine Kapazität (Bild 2.15).

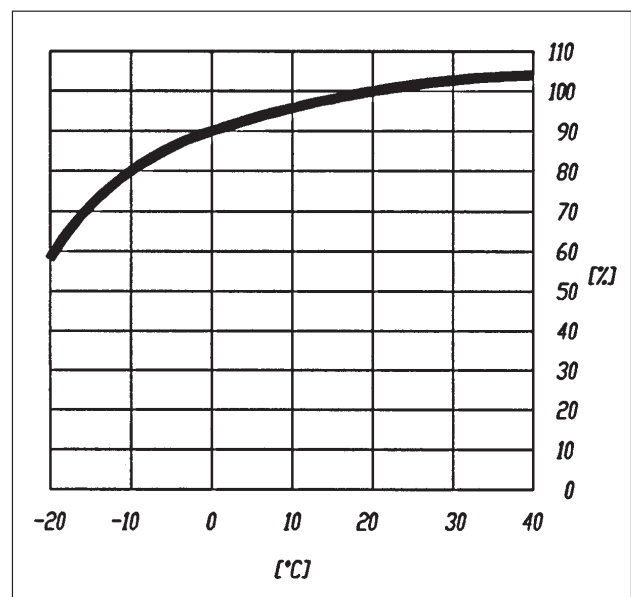


Abb. 2.15: Kapazität in Abhängigkeit der Temperatur

Bei hohen Temperaturen laufen chemische Reaktionen schneller ab als bei tiefen. Deshalb ist die Selbstentladung bei höheren Temperaturen grösser. Diesen Zusammenhang zeigt die Graphik 2.17. Die ideale Betriebstemperatur für Bleiakkumulatoren liegt zwischen 15 und 25 °C.

Vier Todsünden im Umgang mit Bleiakkus

1. Dauerndes Überladen: Das Wasser wird zu Knallgas zersetzt und die Platten korrodieren.
2. Tiefentladungen: Die Plattengitter werden in Bleisulfat umgewandelt, wodurch Kapazität verloren geht.
3. Lagern in entlademem Zustand: Die aktiven Massen der Elektroden bilden grosse harte Bleisulfatkristalle. Dadurch verringert sich die Kapazität.
4. Tiefe Temperaturen: Im entladenen Zustand kann der Elektrolyt gefrieren. Der Akkukasten wird zerstört.

Verluste bei Energiespeicher

Die Umwandlung von elektrischer Energie in ein chemisches Energiepotential sowie deren Rückwandlung in einer Batterie ist nicht ohne Nebenreaktionen und entsprechenden Verlusten möglich. Diese Art von Verlusten wird mit dem Lade-/Entladefaktor beschrieben. Er gibt an, wieviel Energie in einen Akkumulator geladen werden muss (in %), um 100% herauszubekommen. Bei Bleiakkumulatoren sind dies ca. 120%, bei Nickel-Cadmiumakkumulatoren ca. 140%. Für die Anlagendimensionierung wird oft der Kehrwert des Lade-/Entladefaktors, der Wh-Wirkungsgrad $\eta_{Wh} = 0,83$ für Pb-Batterien resp. 0,7 für NiCd-Batterien verwendet. Häufig wird auch der Ah-Wirkungsgrad angegeben, das Verhältnis der entnehmbaren zur zugeführten Strommenge. Der Ah-Wirkungsgrad liegt für alle Batterien im Bereich von 0,9.

Verschaltung von Batterien

Bei der Serieschaltung von Batterien ist der Pluspol der ersten mit dem Minuspol der zweiten Batterie verbunden. Bei der Serieschaltung addieren sich die Spannungen und die in Wh ausgedrückte Kapazität. Die in Ah angegebene Kapazität ändert sich allerdings nicht.

Unter Parallelschaltung wird das Verbinden der gleichen Pole verstanden. Die Ah- und die Wh-Kapazitäten addieren sich, die Spannung bleibt konstant. Damit bei dieser Schaltung alle Batterien gleichmässig belastet werden, müssen die Leiter vom Knotenpunkt bis zum Minus- respektive Pluspol gleich lang sein.

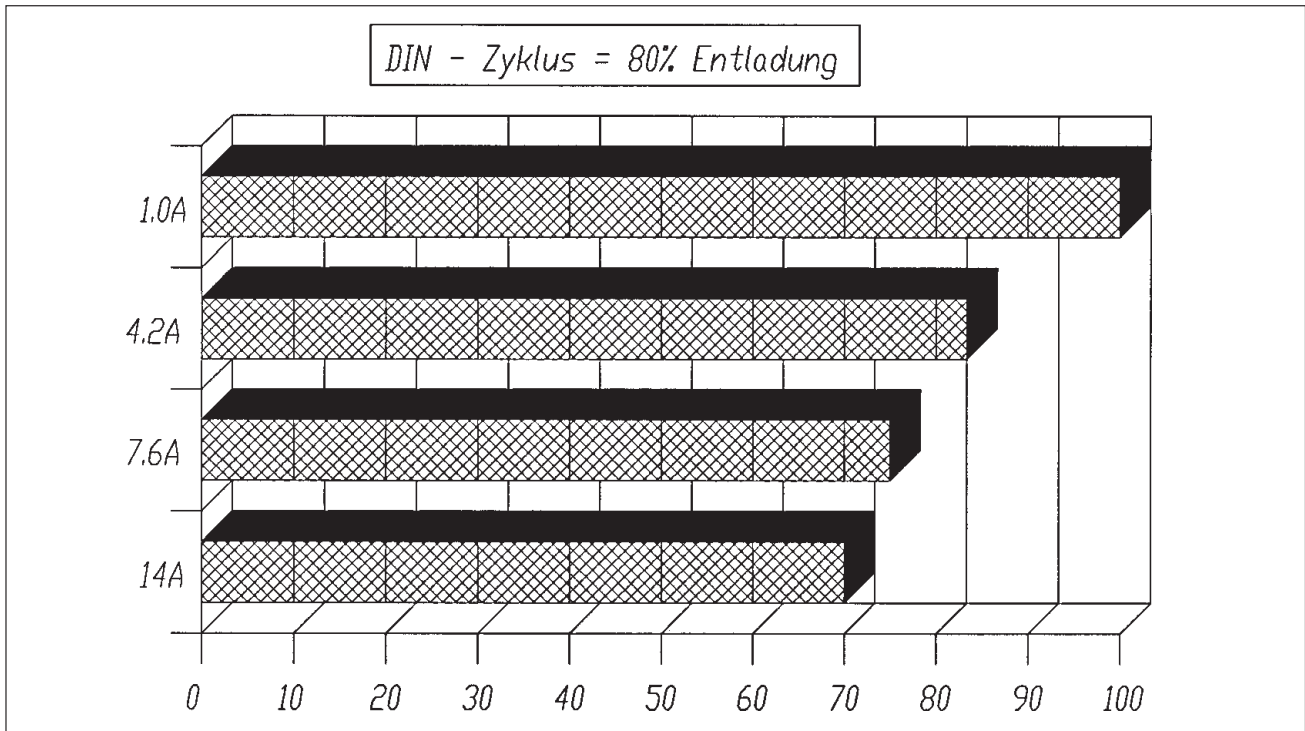


Abb. 2.16: Kapazität in Abhängigkeit des Entladestromes

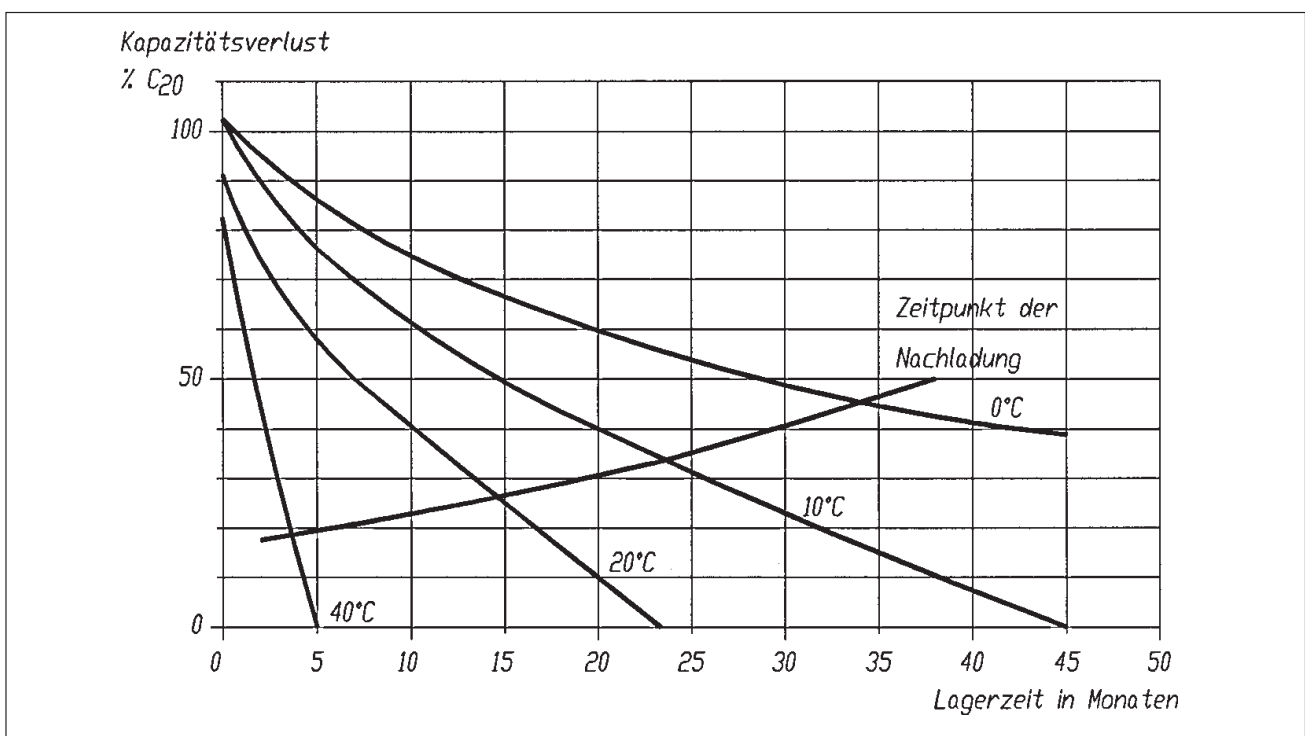


Abb. 2.17: Einfluss der Temperatur auf die Selbstentladung

2.2.3 Beschreibung von Batterietypen

Bei offenen Batterien können die Wartungsintervalle durch den Einsatz von Rekombinationsstopfen verlängert werden. Die bei der Ladung entstandenen Gase Wasserstoff und Sauerstoff werden wieder zu Wasser vereinigt und in die Batterie zurückgeführt, wodurch der Wasserverlust stark vermindert wird.

“Positive und negative Gitterplatten“:

Stationäre Bleibatterien mit Gitterplattenaufbau haben eine etwa doppelt so lange Lebensdauer wie Starter- (Auto-) Batterien bei zyklischer Belastung, wie sie in Solaranlagen typisch ist. Die Batterien wurden optimiert für den Einsatz in kleinen Solaranlagen. Als spezielle Produkte-Eigenschaften sind zu erwähnen: kleine Selbstentladungsrate; zyklenfest; wartungsarm; Ladeendspannung 2,35 V/Z; alle Angaben nach DIN-Normen spezifiziert; günstiger Anschaffungspreis. Mit diesem Batterietyp betragen die Speicherkosten Fr. 0,55–2,19/kWh. Anwendungen:

- stationäre Solaranlagen im Wattbereich
- im Wochenendbetrieb
- mit geringem Verbrauch

Produktenamen:

Varta Solar, Noack, Günther Solar, Anker, Säntis, LEVO etc.

“OPzS-Batterien mit positiven Panzerplatten“:

Blockbatterien sind mit positiven Panzerplatten (Röhrchenplatten) und negativen Gitterplatten aufgebaut. Die Blei-Legierung enthält Selen und sehr wenig Antimon, weshalb sich eine gute Zyklentfestigkeit ergibt. Spezielle Produkte-Eigenschaften sind: sehr zyklenfest (ca. 3000 Zyklen bei 30% Entladetiefe); Selbstentladung unter 3%; problemlose Ladbarkeit und geringer Wartungsaufwand; bis maximal -5 °C einsetzbar; sehr gutes Preis/Leistungsverhältnis; hohe Lebensdauer. Mit diesem Batterietyp resultieren Speicherkosten von Fr. 0,18–0,50/kWh.

Anwendung:

- In mittelgrossen bis grossen Solar- und Windanlagen mit starker Beanspruchung der Batterie
- geeignet für Wechselrichter-Betrieb

- täglicher Energiebedarf
- grosse Kapazitäten

Produktenamen:

Varta OPzS

“Vb-oder OGi-Blockbatterien mit positiven Stabplatten“:

Bei den Blockbatterien sind die positiven Stabplatten und die negativen Gitterplatten durch microporöse Separatoren voneinander isoliert. Eine zusätzliche Glasvliestasche umgibt die positive Elektrode und schützt vor inneren Kurzschlüssen. Die spezielle Block-Legierung und der grosse Elektrolytvorrat sorgen für eine Wartungsfreiheit von 3 Jahren. Produkteigenschaften sind: gute Ladbarkeit mit kleinen Strömen (macht die Blockbatterien ideal für Anwendungen in Solaranlagen); sehr hohe Lebensdauer; sehr zyklenfest (ca. 4'500 Zyklen bei 30% Entladetiefe); extrem hoher Ah- Wirkungsgrad von 95–98%. Es ergeben sich Speicherkosten von Fr. 0,18–0,64/kWh.

Anwendung:

- geeignet für Wechselrichter-Betrieb
- bei täglichem Energiebedarf
- bei grossen Kapazitäten

Produktenamen:

Varta bloc

“Geschlossene Gitterplatten-Solarbatterie“:

Wartungsfreie, geschlossene Blei-Kalzium-Batterien eignen sich nicht für tiefe Entladungen und grosse Zyklen. Sie erfordern einen Tiefentladeschutz. Dieser Batterietyp kann in Parallelschaltungen verwendet werden. Produkteigenschaften: Selbstentladung unter 2 Ah/Monat; maximal 50%-ige Entladung; kann parallel geschaltet werden; langjährige gute Erfahrungen; günstig. Mit diesem Batterietyp ergeben sich Speicherkosten von Fr. 1,20/kWh.

Anwendung:

- kleine Anlagen mit geringer Beanspruchung der Batterie

Produktenamen:

Delco 2000

Solarbatterien mit festgelegten Elektrolyten:

Solarbatterien mit eingedicktem Elektrolyt werden überall dort eingesetzt, wo die Batterie Temperaturen unter 0 °C ausgesetzt ist. Sie sind robust und können problemlos im Flugzeug transportiert werden. Die Zyklenlebensdauer ist besser als bei Gitterplatten-Batterien, aber deutlich kleiner als bei OPzS- und Vb-Batterien. Weil die Zelle sehr empfindlich gegenüber Wasserverlust ist, muss das Ladeverfahren genau an die Batterie angepasst werden. So wird die Gasentwicklung so klein wie möglich. Mit diesem Batterietyp betragen die Speicherkosten Fr. 0,94–1.20/ kWh.

Anwendung:

- wartungsfreie Kleinstsolaranlagen mit Lampen
- wartungsfreie kleine Solaranlagen mit Zyklenbetrieb

Produktenamen:

GNB-Absolyte, Günther SG Solar, Yuasa, GNB-Pro Marine-STOWAWAY, Steco, LEVO Gel Cell, Accu Oerlikon Compact Power

Nickel/Cadmium-Batterien:

Nickel/Cadmium-Batterien werden bei extremen Temperaturbedingungen eingesetzt. Dies können tropische Bedingungen bei 55 °C und mehr oder auch arktische Temperaturen bis -50 °C sein. Bei kleinen Zyklen beträgt der Ah-Wirkungsgrad über

95%, bei Tiefentladungen noch etwa 70%. Ni/Cd-Batterien können gelegentlich tiefentladen werden bis zur Umpolung. Bei gutem Betrieb ist ihre Lebensdauer sehr lang. Mit diesem Batterietyp kann mit Speicherkosten von Fr. 0,60/ kWh gerechnet werden.

Anwendung:

- Solaranlagen mit höchsten Anforderungen
- bei extremen Temperaturbedingungen

Produktenamen:

SAB NIFE SUNICA

Fazit:

Eine Batterie mit langer Lebensdauer hat ein hohes Gewicht, ein kleines spezifisches Gewicht (Wh/kg) und kostet in der Anschaffung mehr als eine Batterie mit kürzerer Lebensdauer. Je mehr die Batterie wiegt (= kleines spezifisches Gewicht) und je mehr sie kostet, umso grösser ist die Lebensdauer.

Entsorgung:

Alle Batterien müssen nach Gebrauch wieder zur Verkaufsstelle zurückgebracht werden. Die Verkäufer sind zur Rücknahme verpflichtet. Batterien gehören nicht in den Abfall. Ihre Hauptbestandteile wie Blei, Nickel oder Cadmium sind wertvolle, aber auch giftige Rohstoffe und können wiederverwendet werden.

Typ	Zyklenlebensdauer		Spez. Gewicht Wh/kg	Anschaffungspreis Fr./kWh (1992)	Speicherkosten Fr./kWh (1992)
	Entladung in % 75%	30%			
Delco 2000	Verboten	800	39,6	273	1.20
Varta Solar	200	800	40,7	259	0.55–1.19
GNB*	500	1600	41,4	450	0.94–1.20
OPzS Solar	1000	2800	36,0	550	0.18–0.50
Varta Bloc	1300	4500	16,4	970	0.18–0.64
SAB Nife	—	ca. 3000	20,0	1300	0.60

* Mit eingedicktem Elektrolyt!

Tab. 2.18: Batterien im Vergleich

2.2.4 Elektronische Betriebssysteme

Eine wichtige Komponente für das optimale Funktionieren der Anlage ist das elektronische Betriebssystem. Mit dem Betriebssystem wird erreicht, dass der Solargenerator und der Speicher sicher zusammenarbeiten. Zudem soll der Energiefluss optimiert werden. Deshalb werden im Regler oft Anzeige- und Überwachungsfunktionen integriert. Um die verschiedenen Forderungen an das Betriebssystem bei geringsten Kosten erfüllen zu können, sind unterschiedliche Typen entwickelt worden.

- Shunt- oder Parallelregler
- Serie- oder Längsregler
- Anpassungswandler oder Maximum-Power-Tracker (MPT)

Empfehlenswert ist der Einbau von Anzeigegeräten. Vor allem bei Wohnhäusern mit solarer Stromversorgung empfiehlt es sich, das Betriebssystem mit Anzeigegeräten auszurüsten. Erfahrungsgemäss passen die Benutzer ihren Energieverbrauch dem vorhandenen Energieangebot an, wodurch die Systemautonomie wesentlich verlängert werden kann. Ein Ampèremeter und ein Voltmeter auf der Eingangseite sowie ein Voltmeter zur Messung der Batteriespannung und ein Ampèremeter zur Anzeige des Entladestroms genügen zur vollständigen Beurteilung der Funktion einer Solaranlage.

Bei abgelegenen Anlagen ist häufig eine Fernüberwachung notwendig. So wird eine solare Stromversorgung in Rwanda seit 1984 von der Schweiz aus überwacht. Der Solargeneratorstrom, die Batteriespannung und der Ampèrestunden-ertrag werden erfasst. In unseren Breitengraden sind Fernüberwachungen in grösseren Insel- und netzgekoppelten Anlagen die Regel, wofür eine ganze Palette an speziellen Mess-, Daten- und Registriergeräten zur Verfügung steht.

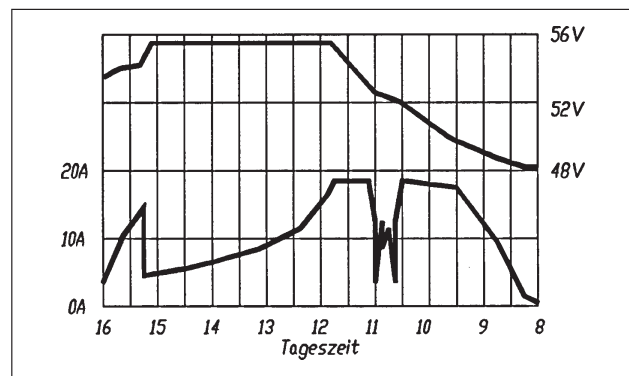


Abb. 2.19: Messstreifen einer solaren Energieversorgung in der 3. Welt.

Die Batterietemperatur spielt für die Auswahl des geeigneten Betriebssystems eine wichtige Rolle. Liegt die Temperatur des Batterieraums nicht im Bereich von 15–25 °C, so ist eine Temperaturkompensation der Ladeendspannung nötig. Die Ladeendspannung wird pro °C Temperaturerhöhung und Zelle um -3 bis -6 mV korrigiert. Wenn grössere Ströme in die Batterie hinein- und hinausfliessen oder die Distanz Batterie-Betriebssystem gross ist, sollte die Batteriespannung mit einer speziellen Fühlerleitung gemessen werden (Sense-Leitung), um Messfehler zu vermeiden.

Je besser das Betriebssystem die Batterie bedient, desto grösser ist ihre Lebensdauer. Die Tabellen 2.20 und 2.25 zeigen ausgehend von der Leistungsklasse des Systems den Einsatzbereich der verschiedenen Reglertypen.

Verluste bei Laderegler

Einen Teil der Verluste stellt der Eigenverbrauch der Elektronik im Bereich von 20 bis 60 mW dar. Erhebliche Verluste entstehen im Leistungsteil der Regler. Der Shuntregler hat mit Ausnahme der Diode keine Elemente in Serie zur leistungsführenden Leitung, hat also im Betrieb fast keine Verluste, vergleiche Schema 2.21. Die grösste Verlustleistung führt er bei voll geladener Batterie und maximaler Generatorleistung ab.

Der Serieregler hat in Längsrichtung einen Leistungstransistor eingebaut. Dieser stellt im wesentlichen einen Seriewiderstand dar, welcher Verluste proportional zum Quadrat des Stromes zur Folge hat. (Bild 2.22) Durch den Einsatz von modernsten Power-MOSFETs wurden diese Verluste (für kleinere und mittlere Ströme) verringert.

System-Leistungsbereich	Leistung Solargenerator	Betriebssystem/ Regler	Anwendungsbeispiel
Mikrowatt	mWp	Diode	Solaruhren
Milliwatt	mWp–Wp	Zweipunktregler	Solarlampen
bis 30 Watt	Wp–200 Wp	Shuntregler	Stromversorgungen
10 W–40 Watt	50 Wp–400 Wp	Längsregler	Stromversorgungen
20 W–200 Watt	200 Wp–2000 Wp	MPT	Stromversorgungen

Tab. 2.20: Betriebssysteme

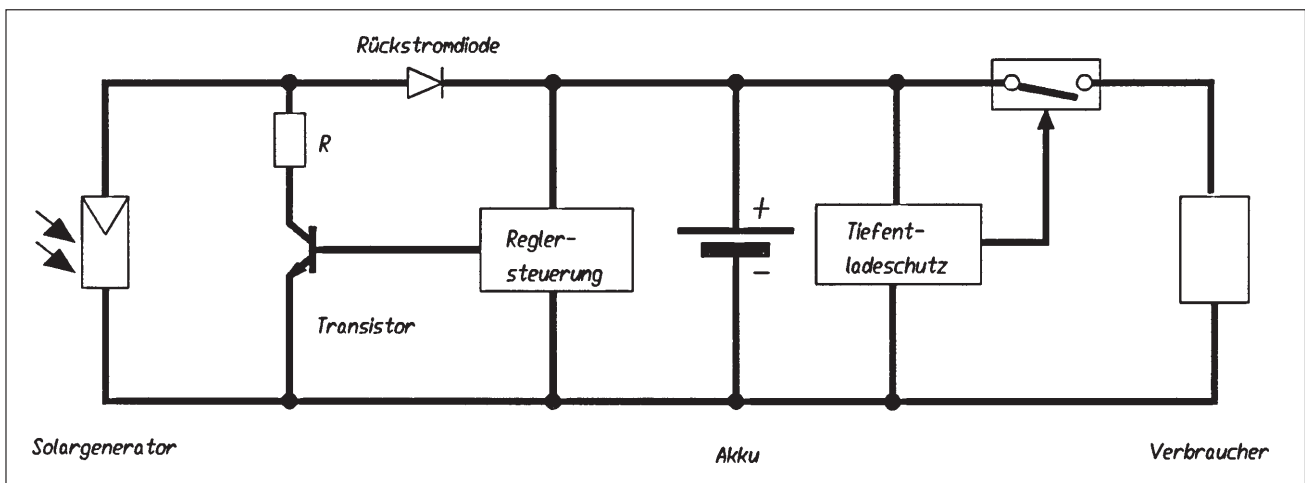


Abb. 2.21: Shuntregler

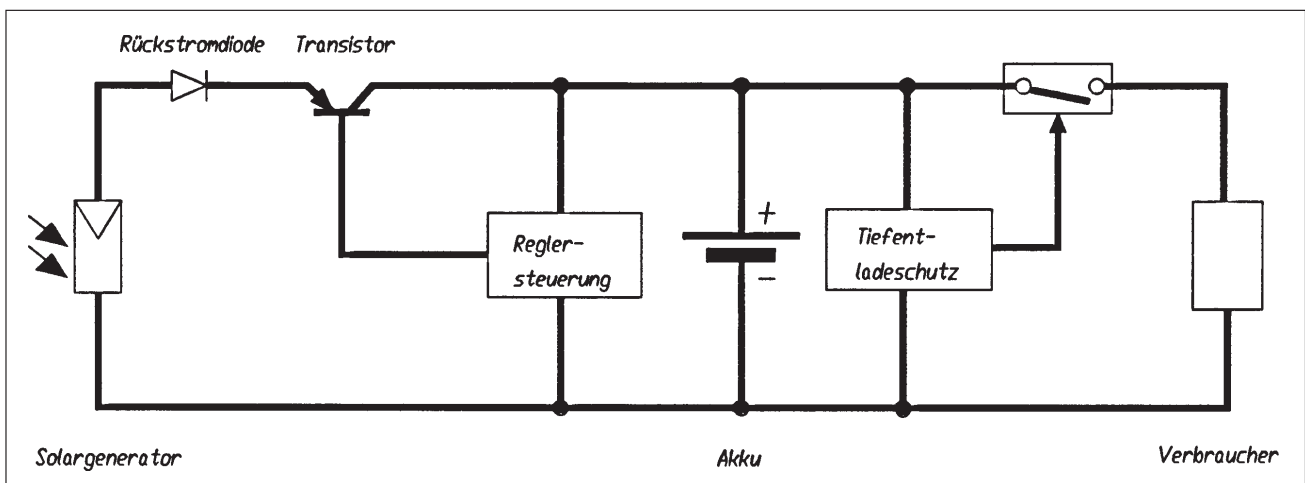


Abb. 2.22: Serieregler

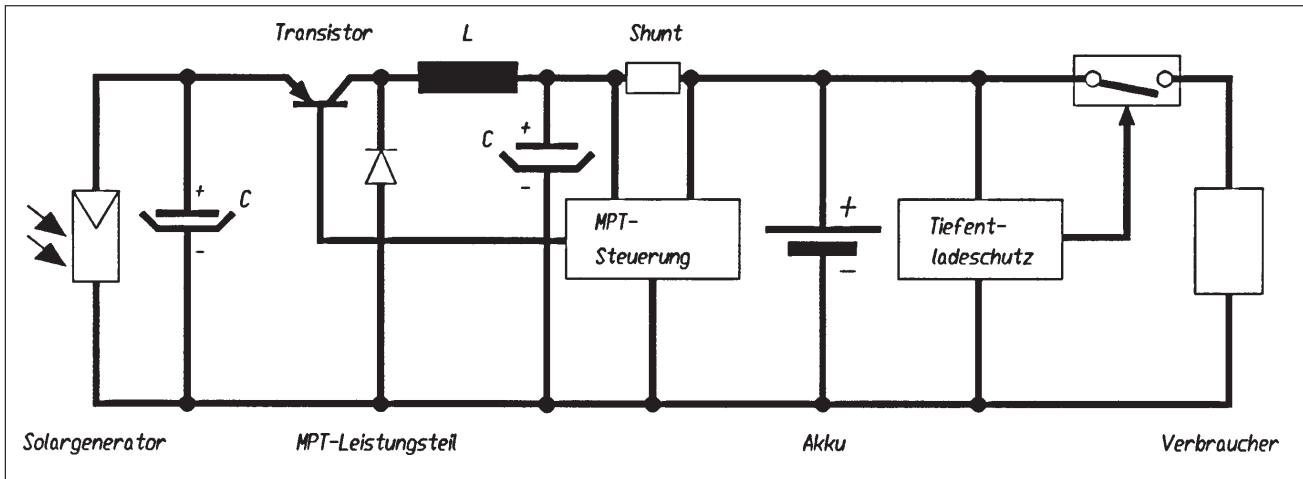


Abb. 2.23: Maximum Power Tracker

Serie- und Shuntregler betreiben den Solargenerator bei einer Spannung knapp über der Akkumulatorspannung. Der Punkt maximaler Leistung des Solargenerators (MPP) liegt jedoch meist höher. Dies bedeutet, dass bei diesen Reglern nicht der maximal mögliche, sondern ein etwas schlechterer Arbeitspunkt des Solargenerators eingestellt wird (je nach Nennspannung des Generators bis 20% Verlust). Massgebend ist hierfür der Spannungsunterschied zwischen Nennspannung im MPP und der effektiven Betriebsspannung des Generators.

Der Maximum-Power-Tracker kann den optimalen Arbeitspunkt unabhängig von der Systemspannung finden. Dafür wird neben der etwas aufwendigeren Steuer- und Kontrollelektronik ein DC/DC-Wandler benötigt. Durch wechselseitiges Umladen zwischen Kapazität (C) und Induktivität (L) mittels elektronischem Schalter (meistens FETs) wird die gewünschte Spannung eingestellt. Nebst den ohmschen Verlusten treten vor allem Schaltverluste auf. Die Umladeverluste in C und L dürfen ebenfalls nicht vernachlässigt werden.

Im Unterschied zu den anderen beiden Reglertypen wird hier der Solargenerator nicht in einem fixen Arbeitspunkt betrieben, sondern immer näherungsweise im MPP (Bild 2.24). Deshalb sind Anpassungswandler mit MPP-Regelung trotz höherer Verluste imstande, mehr Leistung aus einem Solargenerator herauszuholen, als die andern beiden Reglertypen. Die grösseren Anschaffungskosten

lohen sich ab einer Anlagengrösse von ca. 200 Wp.

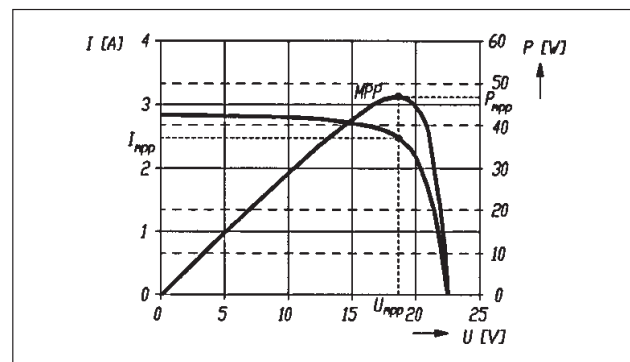


Abb. 2.24: Kennlinie eines kristallinen Panels

Leistungsbereich	Shuntregler	Serieregler	MPT
< 50 Wp	***	***	*
50–200 Wp	**+	***	**
> 200 Wp	*+	**+	***

*** gut geeignet * schlecht geeignet

** möglich

+ Das Abführen der Verlustleistung ist kritisch

Tab. 2.25: Einsatzbereiche der Laderegler

2.3 Dimensionierung von Inselanlagen

Rahmenbedingungen

Damit eine Solaranlage im Inselbetrieb dimensioniert werden kann, sind zuerst verschiedene Rahmenbedingungen abzuklären. Hier ist einerseits die Sonneneinstrahlung $G(\beta, \gamma)$ für den genauen Anlagenstandort, welche die Beschattung (saisonal und täglich), die Reflexion, den Neigungswinkel und die Ausrichtung gegen Süden enthält, zu berücksichtigen (Kapitel 1.1. Schritte 1-4).

Andererseits interessieren die Art und Einsatzdauer der Verbraucher, ob sie im Sommer oder im Winter, übers Wochenende, wochenweise oder dauernd benutzt werden und ob teilweise oder ausschliesslich 230 V Wechselstromverbraucher eingesetzt werden.

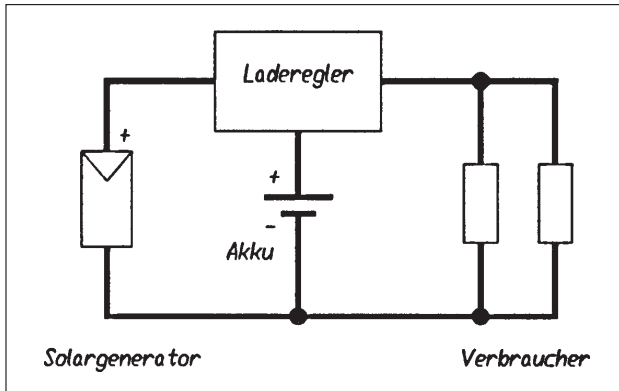


Abb. 2.26: Aufbau von autonomen Anlagen

Definitionen

Aus diesen Rahmenbedingungen lassen sich oft schon die erforderlichen Werte der Systemautonomie und -erholzeit abschätzen. Die Systemautonomie gibt an, wie lange der normale Verbrauch aus dem Speicher gedeckt werden kann, ohne dass zusätzliche Energie via Solarpaneel eingespeist wird. Die Erholzeit bezeichnet die Zeitspanne, welche nötig ist, den entladenen Speicher bei normalem Verbrauch wieder voll zu laden.

Bei nicht dauernd benutzten Anlagen kann immer eine Periode, bestehend aus Gebrauchs- und Ruhephase, als Berechnungsgrundlage verwenden werden. Diese stimmen dann meist mit Systemautonomie und -erholzeit überein.

det werden. Diese stimmen dann meist mit Systemautonomie und -erholzeit überein.

Dimensionierung des Akkumulators Schritt 5

Die Grösse des Akkumulators errechnet sich nach der Formel 2.2:

$$Q_B = \frac{W_T * n_A}{U_S * t_z} \quad (2.2)$$

Es bedeuten:

- Q_B = Ladung des Akkumulators [Ah]
- W_T = Energieverbrauch pro Tag [Wh]
- U_S = Systemspannung [V]
- t_z = Zyklentiefe (60% = 0.6)
- n_A = Systemautonomie in Tagen

Der Energieverbrauch soll hier der Einfachheit halber als Tagesverbrauch eingesetzt werden. In der Praxis treten aber die Fälle mit Wochenverbrauch (Wochenendhäuser) oder mit Monatsverbrauch (Ferienhäuser) ebenso häufig auf.

Für die Auswahl eines geeigneten Akkumulators muss die gewünschte Entladezeit beachtet werden. Die praktische Kapazität eines käuflichen "110-Ah-Bleiakkumulators" beträgt zum Beispiel 77 Ah bei C5 (fünfstündige Entladung), 84 Ah bei C10 und 110 Ah bei C100. Fünfstündige Entladungen sind bei Solaranlagen selten, kommen aber beim Einsatz von Wechselrichtern, Pumpen oder Motoren gelegentlich vor. In der Praxis wird je nach Anwendung (täglich resp. wöchentlich) mit den C20- oder C100- Werten gerechnet.

Die Kapazität hängt im weiteren von der Umgebungstemperatur ab. Die Nennkapazität wird meist bei 20 °C angegeben, bei Bleiakkumulatoren steigt dieser Wert mit ca. 0.8% pro °C über 20 °C und sinkt mit ca. 1.5% pro °C unter 20 °C. Bei Temperaturen zwischen 10 und 30 °C im Batterieraum kann dieser Einfluss vernachlässigt werden, bei starker Belastung der Anlage im Winter mit Temperaturen unter 0 °C muss er unbedingt berücksichtigt werden. In diesen Extremsituationen gilt es zusätzlich zu beachten, dass ein Bleiakkumulator mit flüssigem Elektrolyt in vollgeladenem Zustand Temperaturen bis -15 °C ohne

grossen Schaden übersteht, im entladenen Zustand jedoch nur bis 0 °C.

12-V-Bleiakkumulatoren mit Gitterplattenaufbau sollten in normalen Zyklen nicht unter 11.4 V (C5) resp. 11.8 V (C100) entladen werden, was einer Ladungsentnahme von ca. 60% entspricht. Bei Ladungsentnahme von 80% und mehr ist der Akkumulator bereits tiefentladen, d.h. es treten bleibende Schäden auf.

Beim Einsatz von Wechselrichtern im 2- bis 3-kVA-Leistungsbereich werden aus dem Akkumulator oft Ströme von über 100 A verlangt. Um die Lebensdauer eines Akkumulators zu verlängern, ist es in diesem Fall ratsam, die Zyklientiefe um etwa 10% zu verringern.

Unter Berücksichtigung dieser Eigenschaften eines Akkumulators legt man die Zyklientiefe zwischen 0.6 und 0.4 fest.

Belüftung des Akkumulatorenraumes Schritt 6

Je nach Grösse der benötigten Akkumulatoren ist ein spezieller Batterieraum vorzusehen, welcher über eine ausreichende Belüftung verfügt (gilt auch für wartungsfreie Akkumulatoren in reduzierter Masse). Die VDE-Norm gibt Auskunft über Fussböden, Wandanstriche sowie Gewässerschutz und weitere wichtige Sicherheitsbestimmungen im Zusammenhang mit Batterieräumen.

$$V_L = 0.05 * I * n \quad (2.3)$$

V_L = Luftvolumenstrom [m³/h]
 0.05 = Verdünnungs- und Sicherheitsfaktor
 n = Anzahl der Zellen à 2 V
 I = 1 A Stromstärke je 100 Ah QB

Als Vergleichsgrösse wälzt z.B. ein Axiallüfter (12 cm Durchmesser) mit 2.4 W Leistung ca. 80 m³/h Luft um.

Dimensionierung des Solargenerators Schritt 7

Sind die Systemdaten bekannt, so errechnet sich die benötigte tägliche Energiezufuhr des Solargenerators nach folgender Formel (die Summanden bedeuten: Systemerholung, Tagesverbrauch, Selbstentladung):

$$E_T = \frac{1}{k_R} * \frac{U_S * Q_B * t_z}{\eta_E * \eta_{Wh}} + \frac{W_T}{\eta_{Wh}} + \frac{s * Q_B * U_S}{30d} \quad (2.4)$$

Es bedeuten:

E_T = minimale Energiezufuhr des Solargenerators pro **Tag** in Wh

η_E = Systemerholzeit in Tagen

η_{Wh} = Lade-/Entladewirkungsgrad bei Bleiakkumulator ca. 0.83

s = Selbstentladungsfaktor

k_R = Reglerkorrekturfaktor

Die Selbstentladung (letzter Summand) spielt zwar in der Energiebilanz eine gewisse Rolle, wird aber in erster Näherung oft weggelassen. Der Selbstentladungsfaktor beträgt bei Gitterplatten etwa 0,05 (5% der Nennkapazität pro Monat) und bei Industrie-Akkumulatoren etwa 0,03.

Der Ladereglerkorrekturfaktor k_R berücksichtigt die Verluste des Ladereglers und die Verluste durch temperaturbedingte Spannungsdifferenzen zwischen der Generatorbetriebsspannung und der MPP-Spannung gemäss Standardbedingungen.

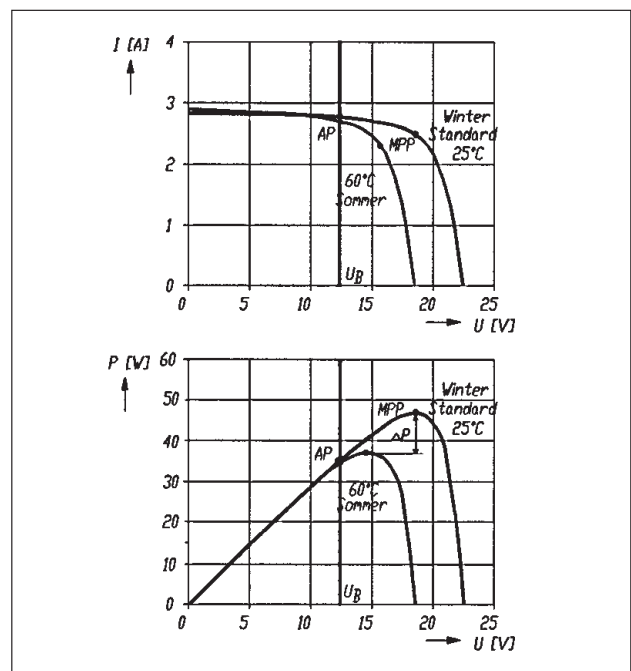


Abb. 2.27: Paneelkennlinie

Abbildung 2.27 zeigt die Abhängigkeit der Solar-generator-Betriebsspannung vom Akkumulator beim Einsatz von Shunt oder Serieregler. Der effektive Arbeitspunkt des PV-Generators hängt bei diesen Anlagen praktisch nicht von der Temperatur ab. Der Reglerkorrekturfaktor k_R kann mit 0,8 angenommen werden, je nach dem Verhältnis der Modulnennspannung (bei 25 °C) zur Akkumulatorspannung.

Beim Einsatz von Maximum Power Trackern wird zwischen Winter und Sommer unterschieden. Für die Wintermonate wird k_R mit 0,95, für die Sommermonate mit 0,8 eingesetzt. Dieser Unterschied entsteht wegen der Temperaturabhängigkeit des MPP (Abbildung 2.27).

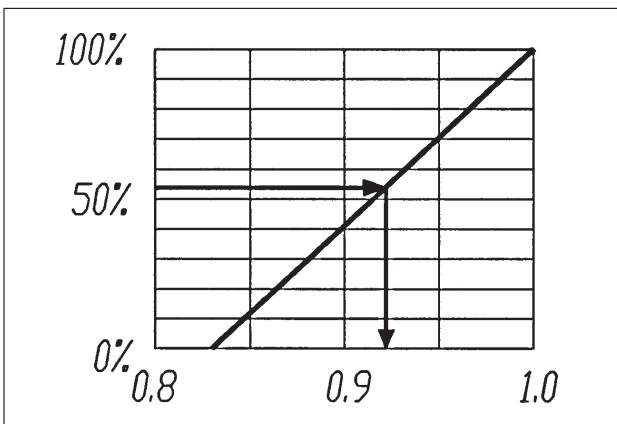


Abb. 2.28: Einfluss des Anteils des Direktbetriebs in % auf den Wattstunden-Wirkungsgrad η_{Wh}

In Formel 2.4 ist nicht berücksichtigt, wieviel Energie direkt verbraucht wird, ohne in der Batterie zwischengespeichert zu werden. In der Regel spielt dies eine unbedeutende Rolle, bei grossem Verbrauch während des Tages (Kühlschrank, Funksender) wird der Wh-Wirkungsgrad η_{Wh} von 0.83 bis 1.00 anteilmässig angepasst.

Die benötigte Energiezufuhr pro Tag W_s hängt mit der zu installierenden Nennleistung des Solargenerators P_N (Generatorleistung bei Standardbedingungen, 1000 W/m² Sonneneinstrahlung, 25 °C Zelltemperatur) wie folgt zusammen:

$$P_N = \frac{30 * E_T * G_N}{G(\beta, \gamma) * k_G} \quad (2.5)$$

- P_N = Nennleistung Generator (kW)
- E_T = Energiezufuhr pro Tag (kWh)
- G_N = Sonneneinstrahlung, bei der die Nennleistung definiert ist (kW/m²)
- $G(\beta, \gamma)$ = reale Sonnenstrahlung (kWh/m²)
- k_G = Generatorkorrekturfaktor (0,9–0,95)

Der Faktor 30 berücksichtigt die Umrechnung der Energiezufuhr pro Tag auf Monatswerte, der angegebene Generatorkorrekturfaktor einerseits die Leistungstoleranz der Siliziumzellen (siehe Tabelle 3.9), andererseits steht er für Verunreinigungen der Paneele sowie für Leitungsverluste.

Berechnungsablauf

Der oben aufgelistete Rechenablauf wird in einem ersten Durchgang beibehalten. Nun müssen die errechneten Werte auf die Daten käuflicher Produkte umgesetzt werden. Wir empfehlen für die Praxis, beim Solargenerator eher ab- und bei den Akkumulatoren aufzurunden. Dies, weil einerseits die Solargeneratoren teurer sind als Akkumulatoren und andererseits bei einem späteren Ausbau weitere Paneele zugeschaltet werden können. Neue Akkumulatoren dürfen mit den gebrauchten jedoch nicht verschaltet werden. Zu gross dimensionierte Akkumulatoren haben weiter den Vorteil, dass sie eine höhere Lebensdauer erreichen.

Ist der Solargenerator bestimmt, rechnet man rückwärts und beobachtet, wie stark sich die Systemerholzeit und eventuell die Autonomie verändern. Je nach Resultat sind weitere Rechenabläufe nötig.

Als Hilfsmittel für die Dimensionierung von Inselanlagen haben sich Erhebungsformulare und Taschenrechner bewährt. Es ist auch möglich, PC-Programme auf der Basis von Tabellenkalkulationen einzusetzen. Ein Erhebungsformular zur Datenaufnahme als Hilfsmittel zur Planung einer Inselanlage findet sich auf Seite 41.

Erhebungsformular - Solare Stromversorgung im Inselbetrieb

Name: _____ Vorname: _____

Strasse: _____ PLZ/Ort: _____

Tel.:(P) _____ Tel.:(G) _____

Art und Standort des Objekts: _____

Einsatz:

täglich:	Winter <input type="radio"/>	Sommer <input type="radio"/>	Frühling/Herbst <input type="radio"/>
wochenweise:	Winter <input type="radio"/>	Sommer <input type="radio"/>	Frühling/Herbst <input type="radio"/>
Wochenende:	Winter <input type="radio"/>	Sommer <input type="radio"/>	Frühling/Herbst <input type="radio"/>

anderer: _____

Verbraucher:

Anz. (Stk.)	Gerät	Leistung (W)	Einsatzdauer (h)	Verbrauch (Wh)
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____

230-V-Wechselstromverbraucher

_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____

Gesamtverbrauch pro Monat/Woche/Tag _____

Nennspannung der Anlage: _____ V Autonomie (min.): _____ [Tage]

Wechselrichtereinsatz: _____ Erholzeit (max.): _____ [Tage]

Tiefste Temperatur im Batterieraum: _____ °C

Berechnungsergebnis:

Sommer: $G_{mP}(\beta/\gamma)$: _____ kWh/m² n_A : _____ D n_E : _____ D Akku: _____ Ah Generator: _____ Wp

Winter: $G_{mP}(\beta/\gamma)$: _____ kWh/m² n_A : _____ D n_E : _____ D Akku: _____ Ah Generator: _____ Wp

3 Netzgekoppelte Solaranlagen

3.1	Einphasige Anlagen	44
3.1.1	Funktionsprinzip	44
3.1.2	Marktübersicht einphasige Wechselrichter	46
<hr/>		
3.2	Dreiphasige Anlagen	47
3.2.1	Funktionsprinzip	47
3.2.2	Marktübersicht dreiphasige Wechselrichter	48
<hr/>		
3.3	Stromertrag von Netzverbundanlagen (Inselanlagen mit MPP-Regelung)	49
3.3.1	Berechnung des Stromertrages	49
3.3.2	Gewichtiger Wirkungsgrad	51
3.3.3	Beispiel einer Ertragsrechnung	51

3 Netzgekoppelte Solaranlagen

Überall wo ein genügend starkes Verbundnetz vorhanden ist, kann beim Bau einer Solaranlage auf den Speicher verzichtet werden. Die PV-Anlage wird mit einem Wechselrichter direkt ans Netz angeschlossen. Das Netz, genauer die Speicherkraftwerke, übernimmt in dieser Konfiguration die Funktion des Speichers. Der Wechselrichter, das Herz der Anlage, muss mit grosser Sorgfalt ausgewählt werden.

Seit wenigen Jahren erst werden PV-Anlagen mit dem öffentlichen Netz zu sogenannten Netzverbundanlagen gekoppelt. Der grosse Vorteil dieser Anlagen ist, dass sie auf einen eigenen Speicher verzichten können. Diese Funktion wird vom unendlich grossen "Speicher" des öffentlichen Netzes übernommen. Sobald irgendwo eine PV-Anlage Strom ins Netz einspeist, wird in einem Speicherkraftwerk Wasser gespart. Dieses Wasser kann nachts oder zu Zeiten mit schlechter Einstrahlung zur Stromgewinnung eingesetzt werden. Tabelle 3.1 listet einige wichtige Daten von Netzverbundanlagen auf. Die Daten sind als Durchschnittswerte zu verstehen und können je nach Standort und Anlage erheblich variieren.

Produktion	950 kWh/kW installiert
Produktionscharakteristik im Jahr	65 % im Sommer, 35 % im Winter
am Tag	70 % zwischen 10.00 h und 15.00 h
Flächenbedarf	8,5 m ² /kW Solarpaneel
Kosten	
Netzverbund	Fr. 18'000.—/kW
Stromgestehungskosten	
Netzverbund	Fr. 1.50/kWh

Tab. 3.1: Kenndaten zu Netzverbundanlagen

Das öffentliche Netz gewinnt beim Betreiben von Netzverbundanlagen neben der traditionellen Verteilungsfunktion vom Grossproduzenten zum Kleinkonsumenten eine neue Aufgabe: Der Ausgleich zwischen Überschuss und Mangel an Solarstrom erfolgt über das Netz. Die Energieflussrichtung ist nicht mehr im voraus festgelegt. Für weitere Information wird auf [1] verwiesen.

3.1 Einphasige Anlagen

3.1.1 Funktionsprinzip

Bild 3.2 zeigt das Funktionsprinzip einer Netzverbundanlage. Die Solarpaneele wandeln die Sonnenstrahlung in Gleichstrom um. Die Leistung der Paneele ist direkt proportional zur Strahlungsleistung der Sonne. Mehrere Paneele werden in Serie zu einem Strang, mehrere Stränge parallel zum Solargenerator zusammengeschaltet. Die Strangleitungen werden auf einen Klemmenkasten geführt und mit Rückstromdioden entkoppelt. Mittels einer zweipoligen Sicherung können die einzelnen Stränge vom Generator getrennt werden. Die Matrixschaltung, serielle und parallele Vermaschung, wird bei Anlagen dieser Gröszenordnung selten angewendet. Eine abgeschirmte Sammelleitung führt vom Klemmenkasten bis zum Wechselrichter, welcher den solaren Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom umwandelt. Der Wechselrichter kann beidseitig stromlos geschaltet werden. In einer "Eigenverbrauchsanlage" werden mit dem produzierten Wechselstrom zuerst interne Verbraucher betrieben, nur der Überschuss fliesst über die Zähler ins öffentliche Netz.

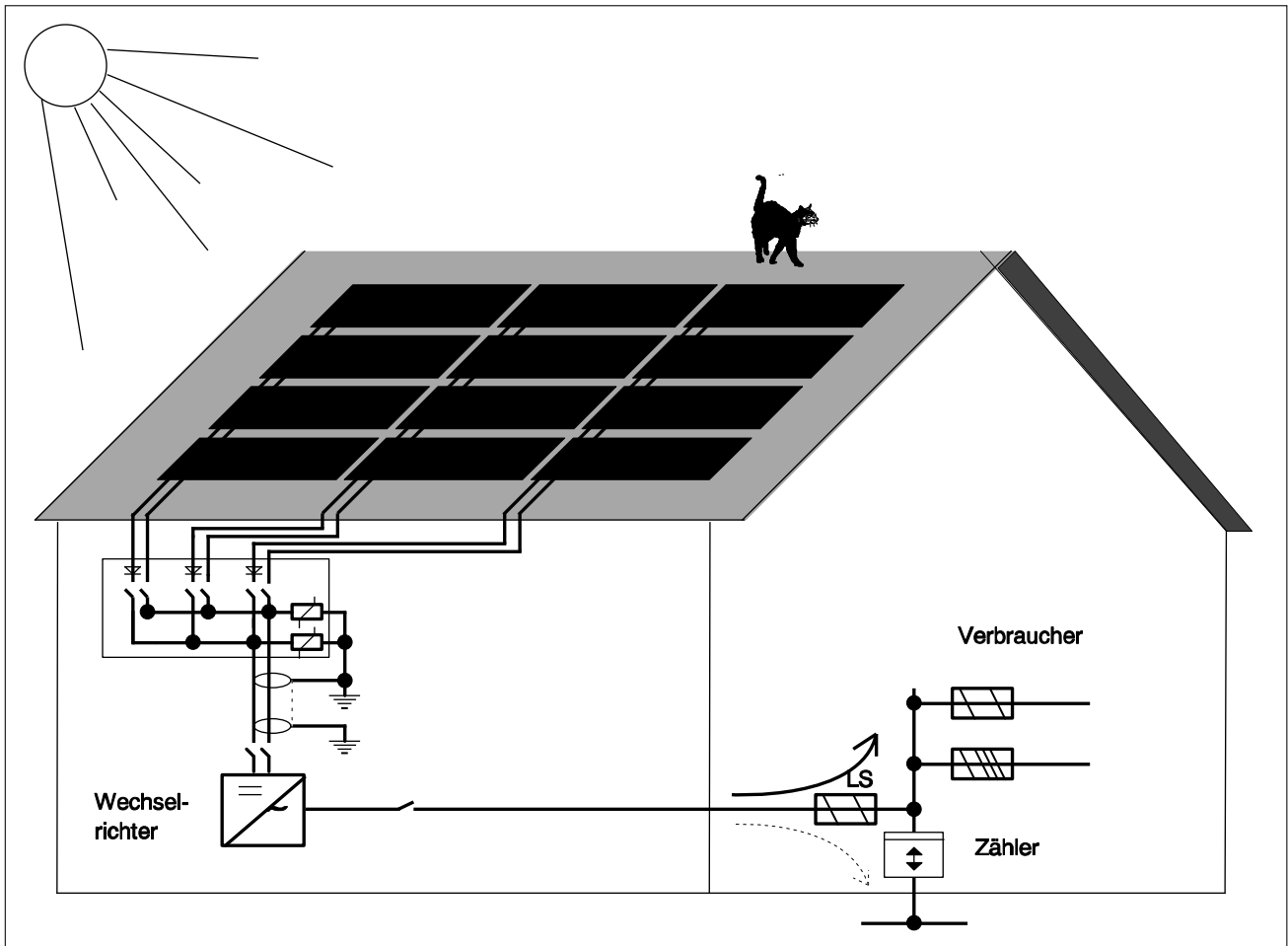


Abb. 3.2: Funktionsprinzip einer Netzverbundanlage

Anlagen der beschriebenen Art sind typisch für den Einfamilienhausbereich. Die Leistung des Solargenerators liegt zwischen 1,5 und 3 kWp. Mehrere einphasige Anlagen können parallel ins Netz einspeisen. Für grössere Leistungen werden jedoch auch dreiphasige Wechselrichter eingesetzt.



Abb. 3.3: Eine PV-Anlage im Bau

3.1.2 Marktübersicht einphasige Wechselrichter.

Für die Bewertung eines Wechselrichters spielen der Umwandlungswirkungsgrad, die Qualität des ins Netz eingespeisten Stromes und die Störanfälligkeit eine wichtige Rolle. Der Preis eines Gerätes sollte erst in zweiter Linie ausschlaggebend sein. Um eine Vergleichsmöglichkeit für den Wirkungsgrad zu erhalten, wird der **„europäisch gewichtete Wirkungsgrad“** berechnet. In dieser Berechnung werden die mitteleuropäischen Strahlungsverhältnisse und damit auch die reale Auslastung des Wechselrichters berücksichtigt. Als Ergänzung zu den in [1] abgebildeten Wirkungsgrad-Diagrammen der Wechselrichter SI-3000 und SOLCON sind hier noch weitere Produkte aufgeführt.

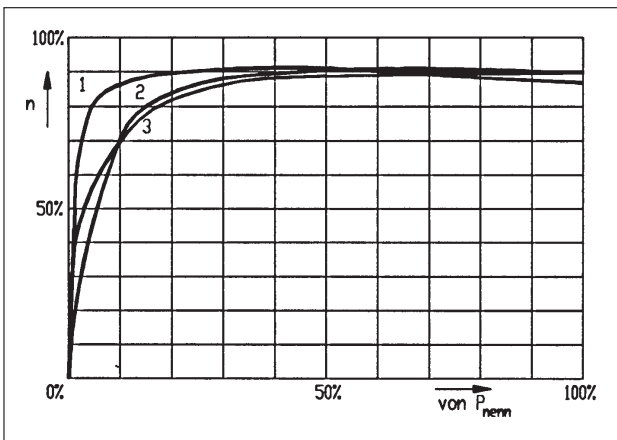


Abb. 3.4: Wirkungsgradkurven
 1 Solcon 3300
 2 SMA PV-WR1500
 3 Siemens 3kW

Die Tabelle 3.5 zeigt wichtige Daten von Wechselrichtern im Vergleich. Es folgen Erläuterungen zu den einzelnen Punkten.

MPP-Regelung: Ausgenommen vom Egir 10 sind sämtliche aufgeführten Wechselrichter mit einer MPP-Regelung ausgerüstet, wodurch der Solar-generator immer die maximal mögliche Leistung abgibt. Über die Qualität dieser Regelung sind kaum gesicherte Angaben zu finden.

Europäischer Wirkungsgrad: Dieser Wert gibt Auskunft über die reine Umwandlungsgüte von Gleich- in Wechselstrom. Er dient als Vergleichsbasis für den Wirkungsgrad im Betrieb und wird in die Ertragsrechnung eingesetzt. Netzfilter, die MPP-Regelung oder ähnliches sind nicht enthalten. Die Berechnung des europäisch gewichteten Wirkungsgrades erfolgt im Kapitel 3.3.2.

Netzfilter: Einige Wechselrichter benötigen vorgeschaltete Netzfilter, um einen störungsfreien Betrieb zu gewährleisten und die Normen für die Entstörung und Stromqualität einzuhalten.

Überlastbarkeit: Bei jeder Anlagendimensionierung stellt sich die Frage, wie das Verhältnis zwischen der Nennleistung des Solargenerators und derjenigen des Wechselrichters zu wählen ist. Kann der Solargenerator grösser dimensioniert werden als die Nennleistung des Wechselrichters, so wird die Solaranlage günstig. Dies setzt allerdings voraus, dass der Wechselrichter bei Überlast (kaltes, klares Wetter) keinen Schaden erleidet. Im besten Fall regelt der Wechselrichter den Arbeitspunkt des Solargenerators aus dem MPP hinaus, um sich vor Überlast zu schützen. Im schlechtesten Fall wird der Wechselrichter durch die Überlast zerstört. Eventuell trennt sich der Wechselrichter nur vom Netz, solange eine zu hohe Leistung anliegt. Der Verlust hält sich so in Grenzen, die produktivste Zeit für die Solaranlage wird aber verpasst.

Für die Überlastbarkeit liegen nur für den SMA, den Siemens, den Top Class und den Solcon gesicherte Aussagen vor. Der SMA, der Siemens und der Top Class regeln die Last zurück, der Solcon trennt sich vom Netz, um sich bei Unterschreitung der Grenzlast wieder aufzuschalten.

Typ	Nennleistung VA	Spannung VDC	Einschaltleistung WDC	Galvanische Trennung	europäischer Wirkungsgrad in %
SI-3000	3000	48	100	HF-Trafo	90*
Solcon	3300	96	60	HF-Trafo	90*
SMA PV-WR-1500	1500	96	50	HF-Trafo	85*
SMA PV-WR-1800	1800	96	50	HF-Trafo	—
Siemens 1,5kW	1500	90	50	NF-Trafo	89**
Top Class 1500	1500	64	—	NF-Trafo	94***
Top Class 1500	3000	64	—	NF-Trafo	94***
Victron Ecoverter	1000	80	—	HF-Trafo	93***
Egir 10	1700	165	17	NF-Trafo	89*
NEG 1400	1400 300	70	20	NF-Trafo	84**

* Gemäss Messungen Ingenieurschule Burgdorf

** Gemäss Datenblatt

*** Spitzenwert gemäss Datenblatt

Tab. 3.5: Einphasige Wechselrichter im Vergleich

3.2 Dreiphasige Anlagen

3.2.1 Funktionsprinzip

Das Funktionsprinzip dreiphasiger Anlagen entspricht demjenigen von einphasigen Anlagen. Als zusätzliche Aufgabe übernimmt der dreiphasige Wechselrichter noch die gleichmässige Aufteilung der produzierten elektrischen Leistung auf die drei Phasen des Netzes. Bild 3.6 zeigt das Funktionsschema eines solchen Gerätes. Als Vorteile dieses Anlagenkonzeptes sind vor allem zu nennen:

- klarer, einfacher Aufbau
- gleichmässige Netzbelastung

Als Nachteil ist aufzuführen, dass bei Problemen mit dem Wechselrichter gleich die ganze Anlage betroffen ist. Bei mehreren parallelen Kleinanlagen bleibt jedoch der grösste Teil der Solarleistung am Netz.

Deshalb ist ein modular aufgebauter dreiphasiger Wechselrichter entwickelt worden. Mehrere gleichartige Leistungsmodul wandeln den solaren Gleichstrom in Wechselstrom um. Von einem Fehler ist nur das schadhafte Modul betroffen, der grösste Teil der Leistung bleibt am Netz (System Invertomatic).

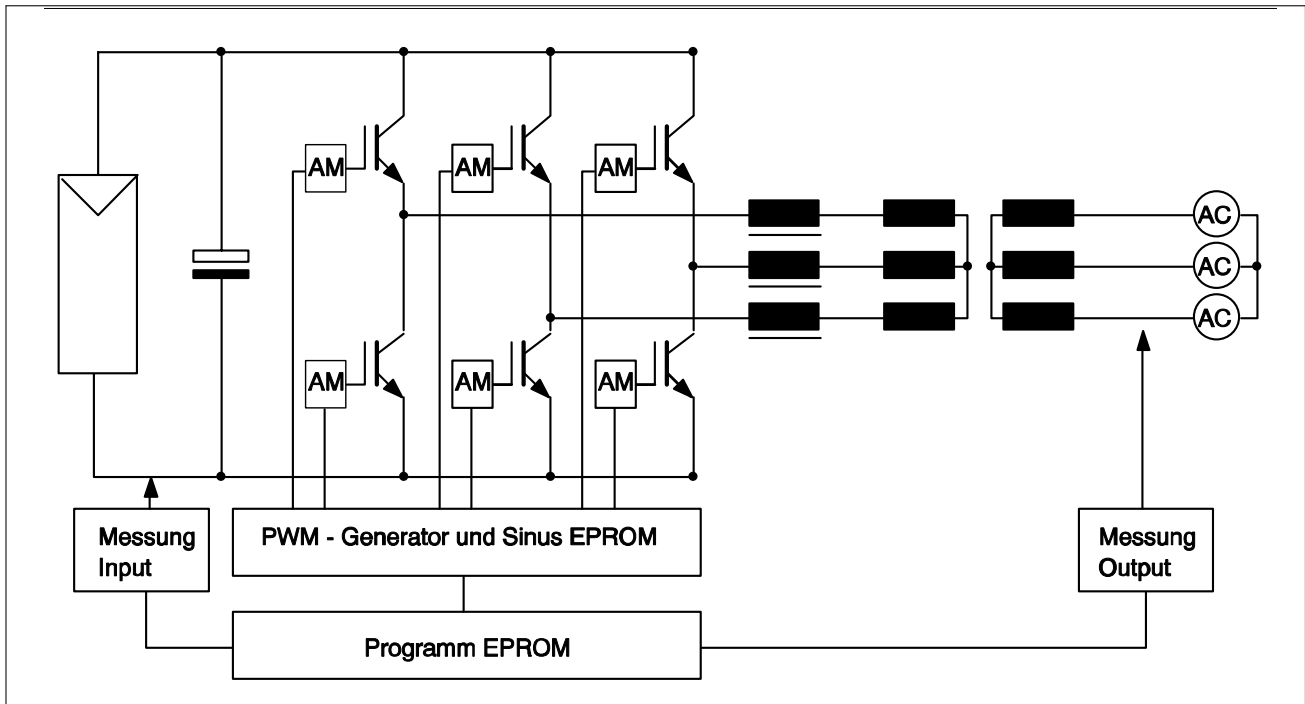


Abb. 3.6: Funktionsschema dreiphasiger Wechselrichter

3.2.2 Marktübersicht dreiphasige Wechselrichter

Tabelle 3.7 fasst einige wichtige Daten von dreiphasigen Wechselrichtern zusammen, welche nachfolgend noch weiter ausgeführt sind.

Leistungsbereich: Die meisten Hersteller bieten eine ganze Palette von Geräten an. Bei sehr grossen Leistungen werden Spezialanfertigungen geliefert.

DC-Eingangsspannung: Die DC-Spannungen liegen sehr hoch. Nicht alle Solarmodule sind für diesen Einsatz geeignet. Die Prüfspannung U_p , mit welcher die Module getestet werden, gibt Aufschluss über die zulässige Systemspannung U_{sys} [14]. Die maximale Leerlaufspannung an kalten Tagen darf die berechnete Systemspannung nicht übersteigen.

$$U_{sys} = \frac{U_P - 1000V}{2} \quad (3.1)$$

Einige Wechselrichter arbeiten mit einem in Plus- und Minusgruppen unterteilten Solargenerator. Die maximal auftretende Spannung gegen Erde wird so um die Hälfte reduziert (Siemens, Invertomatic). Zusammengehörende Gruppen müssen gleich besonnt sein, damit der Wechselrichter gleichmässig belastet wird.

Europäischer Wirkungsgrad: Die aufgeführten Werte entstammen den Datenblättern, welche nur Spitzenwerte für den Wirkungsgrad enthalten. Die einzige Ausnahme bildet der kleine Siemens Wechselrichter mit 3–5 kW Leistung.

MPP-Regelung: Alle aufgeführten Geräte verfügen über eine MPP-Regelung, deren Güte im Datenblatt spezifiziert ist. Unabhängige Messungen liegen nicht vor.

Typ	Nennleistung VA	Spannung VDC	Einschaltleistung WDC	Galvanische Trennung	europäischer Wirkungsgrad in %
AEG-Telefunken	12 000-150 000	420		NF-Trafo	89-92
Invertomatic	15 000- 80 000	760 (2*380)	400	NF-Trafo (Option)	92
Siemens	3000- 5000	192 (2*96)	50	NF-Trafo	88
Siemens	10 000-100 000	400	800	NF-Trafo	> 90 ab 10% Last
SMA	10 000-200 000	300		NF-Trafo	> 90 ab 50% Last
Solarmax	20 000	550		NF-Trafo	89

*sämtliche Angaben zum Wirkungsgrad entstammen den Datenblättern

Tab. 3.7: Dreiphasige Wechselrichter im Vergleich

3.3 Stromertrag von Netzverbundanlagen (Inselanlagen mit MPP-Regelung)

3.3.1 Berechnung des Stromertrages

Ausgehend von Kapitel 1.1 wird der Stromertrag von Netzverbundanlagen unter Berücksichtigung der Temperaturabhängigkeit der Solarpaneele berechnet [2].

Umrechnung von Umgebungs- auf Zellentemperatur

Schritt 5: Ergänzungsheft Photovoltaik Datensammlung (S. 78, 79)

Im Betrieb steigt die Temperatur der Zellen deutlich über die Umgebungstemperatur an. Diese Temperaturkorrekturwerte τ sind für die Stationen Kloten, Davos und Locarno tabelliert. Sie werden zur Monatstemperatur addiert und ergeben so die wirkliche Paneeltemperatur. Die Temperaturabhängigkeit der Paneelleistung wird mit dem Temperaturkoeffizienten der Leistung C_E berücksich-

tigt. Die Nennleistung des Paneels ist definiert bei der Standardtemperatur von 25 °C und muss auf die Betriebstemperatur T_{MK} umgerechnet werden. Dies erfolgt mit dem Temperaturkorrekturfaktor k_T .

$$T_{MK} = T_M + \tau \quad (3.2)$$

$$k_T = (1 + C_E * (T_{MK} - T_N))$$

Es bedeuten:

T_{MK} = Zellentemperatur

T_M = Monatstemperatur nach Meteoronorm

τ = Temperaturkorrektur nach Meteoronorm

k_T = Temperaturkorrekturfaktor

C_E = Temperaturkoeffizient der Leistung

T_N = Standardtemperatur (25 °C)

Ertragsrechnung

Schritt 6: Ergänzungsheft Photovoltaik

Der Paneelertrag ist nach der Formel 3.3 zu rechnen. Die Eigenschaften und die Qualität der verwendeten Paneele gehen über die Faktoren k_G für die Korrektur der Nennleistung der Paneele und C_E , Temperaturkoeffizient der Leistung, in die Berechnung ein. Tabelle 3.8 fasst einige, Datenblättern entnommene, Werte zusammen. Vor allem die Temperaturkoeffizienten der Leistung sind mit Vorsicht zu verwenden. Die Richtwerte geben allerdings verlässliche Resultate.

Die Berechnung mit Formel 3.3 ergibt den reinen Paneelertrag. Zur Berücksichtigung der Umwandlungsverluste im Wechselrichter wird der "europäisch gewichtete Wirkungsgrad" verwendet (Werte im Bereich 0.8–0.9, Kapitel 3.3). Der Anlagenertrag liegt also rund 10% unter dem berechneten Wert.

Der Paneelertrag von Inselanlagen mit MPP-Regelung berechnet sich nach den dargestellten Schritten 5 und 6. Die Dimensionierung der anderen Komponenten ist im Kapitel 2.3. beschrieben.

$$E_m = G * \frac{k_G * P_N}{G_N} * k_T \quad (3.3)$$

In Formel 3.3 bedeuten:

- E_m = Ertrag in kWh/Monat
- G = Globalstrahlung auf Paneelebene in kWh/m²,Monat
- P_N = Nennleistung der Anlage bei Standardbedingungen in kW
- k_G = Solargeneratorkorrekturfaktor (Gleichstromverluste, Garantiewerte)
- G_N = Nenneinstrahlung 1 kW/m²

Solarpaneel	10-Jahresgarantie in %	Leistungskorrektur C_E (K ⁻¹)	Solargeneratorkorrekturfaktor k_G
Solarex MSX 60	+/- 10% Anfangs +/-2 W 3,5%	- 0.0038	0.95
Siemens M55	+/- 10%	- 0.0056	0.9
AEG-Telefunken	+/- 10%	- 0.0046	0.9
Richtwert kristallines Si	+/- 10%	-0.005	0.9
amorphes Si	—	-0.003	0.9

Tab. 3.8: Korrekturfaktoren für Solarpaneele

3.3.2 Gewichteter Wirkungsgrad

Die Wechselrichter arbeiten den grössten Teil ihrer Betriebsdauer im Teillastbetrieb. Weil der Wirkungsgrad im unteren Lastbereich abnimmt, lässt sich der praktisch wirksame Wirkungsgrad nur mit der Häufigkeitsverteilung der Strahlung (hier für den mitteleuropäischen Raum Bild 3.9) nach der Formel 3.4 berechnen. Mit diesem europäisch gewichteten Wirkungsgrad [10] ergibt sich eine Vergleichsbasis zwischen verschiedenen Geräten.

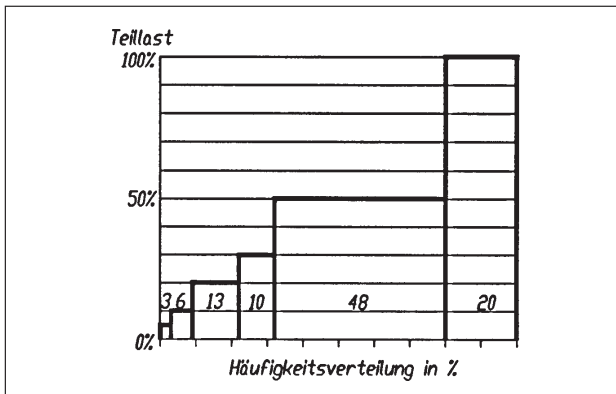


Abb. 3.9: Strahlungsverteilung

$$\eta = 0,03 * \eta_5 + 0,06 * \eta_{10} + 0,13 * \eta_{20} + 0,1 * \eta_{30} + 0,48 * \eta_{50} + 0,2 * \eta_{100} \quad (3.4)$$

η = europäisch gewichteter Wirkungsgrad
 η_{xy} = Wirkungsgrad bei xy% Last

3.3.3 Beispiel einer Ertragsrechnung

Die betrachtete Netzverbundanlage steht auf einem unbeschatteten Flachdach in Basel. Die Paneele sind 45° geneigt und genau gegen Süden gerichtet. Die Leistung des Solargenerators beträgt genau 1 kW. Es wurden Solarpaneele von Solarex und der Wechselrichter SI-3000 eingesetzt. Als Kenndaten für die Komponenten wurden eingesetzt:

Leistungskorrekturfaktor: $C_E = -0.0038 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
 Solargeneratorkorrekturfaktor: $k_G = 0,9$
 Wechselrichterwirkungsgrad: $\eta = 0,9$.

Tabelle 3.10 fasst die benötigten Klimadaten zusammen. Sie können der Meteonorm oder dem Anhang entnommen werden. Mit Gleichung 1.1–1.3 wird die in der Solarzelle nutzbare Solarstrahlung unter Berücksichtigung der Paneelneigung und der Absorption/Reflexion errechnet. Formel 3.2 berechnet die mittlere Monatstemperatur des Paneels und den Temperaturkorrekturfaktor. Formel 3.3 gibt den Gleichstromertrag der Paneele an. Die Umwandlungsverluste im Wechselrichter werden auf Grund von Formel 3.4 in die Rechnung einbezogen. Die hinterste Kolonne in Tabelle 3.11 zeigt den Netzertrag der Solaranlage. Die Tabellen 3.10, 3.11 und die Grafik 3.12 zeigen den Berechnungsgang und den Ertragsverlauf.

Monat	Globalstrahlung horizontal G kWh/m ²	R-Faktor 45°	Absorption a 45°	Monatstemperatur T _M °C	Temperaturkorrektur τ °C
Januar	32.00	1.35	0.91	2.00	17.00
Februar	46.00	1.32	0.92	4.00	20.00
März	81.00	1.17	0.91	6.00	28.00
April	123.00	1.04	0.91	10.00	26.00
Mai	151.00	0.95	0.90	14.00	25.00
Juni	163.00	0.90	0.90	17.00	28.00
Juli	171.00	0.93	0.90	19.00	27.00
August	142.00	1.01	0.91	19.00	26.00
September	105.00	1.16	0.92	15.00	25.00
Oktober	71.00	1.32	0.92	10.00	23.00
November	34.00	1.43	0.92	6.00	18.00
Dezember	27.00	1.35	0.91	2.00	10.00
Jahr	1146.00				

Tab. 3.10: Klimadaten Basel

Monat	Globalstrahlung 45° G (β,γ) kWh/m ² Formel 1.1, 1.3	Paneeltemperatur T _{MK} °C Formel 3.2	Temperaturkorrekturfaktor k _T -- Formel 3.2	Paneelertrag E _M kWh Formel 3.3	Netzertrag kWh η = 0,90
Januar	39.31	19.00	1,0228	36,2	32,6
Februar	55.86	24.00	1,0038	50,5	45,4
März	86.24	34.00	0,9658	75,0	67,5
April	116.41	36.00	0,9582	100,4	90,4
Mai	129.11	39.00	0,9468	110,0	99,0
Juni	132.03	45.00	0,9240	109,8	98,8
Juli	143.13	46.00	0,9202	118,5	106,7
August	130.51	45.00	0,9240	108,5	97,7
September	112.06	40.00	0,9430	95,1	85,6
Oktober	86.22	33.00	0,9696	77,3	67,7
November	44.73	24.00	1,0038	40,4	36,4
Dezember	33.17	12.00	1,0494	31,3	28,2
Jahr	1108.77			1092,7	983,4

Tab. 3.11: Ertragsrechnung nach Meteonorm

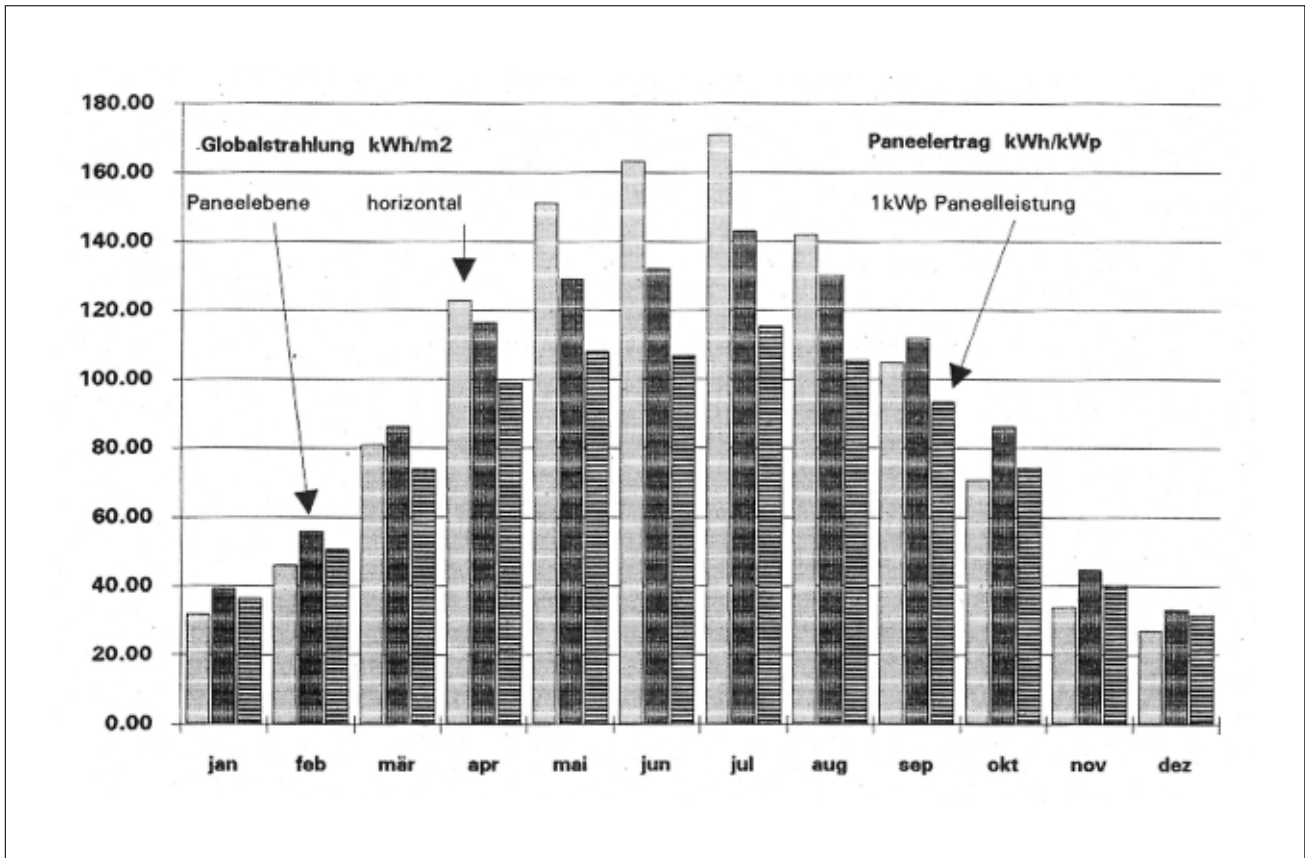


Abb. 3.12: Verlauf der Strahlung und des Paneelertrages

Abbildung 3.12 zeigt den Jahresverlauf der Globalstrahlung, der in der Solarzelle nutzbaren Strahlung und des Paneelertrages. Auf der Ordinate sind die Werte der Globalstrahlung in kWh/m² und für den Paneelertrag in kWh/kWp installierter Solarleistung aufgetragen. Verglichen mit der Globalstrahlung auf die horizontale Ebene ergibt die 45°-Neigung der Paneele einen Strahlungsverlust im Sommer, dafür einen Gewinn im Winter; der Jahresverlauf ist ausgeglichener. Tiefe Temperaturen ermöglichen einen höheren Wirkungsgrad der Paneele im Winter, woraus eine bessere Nutzung der Strahlung im Winter als im Sommer folgt.

4 Ausführung

4.1	Planungshinweise	56
4.1.1	Vorgespräch	56
4.1.2	Vorprojekt	56
4.1.3	Projektphase	57
4.1.4	Vorbereitung und Ausführung	58
4.1.5	Abschluss und Nachkontrolle	58
4.1.6	Wichtige Normen und Vorschriften	58
4.1.7	Submissionsunterlagen	59
<hr/>		
4.2	Installation von Solaranlagen	63
4.2.1	Gefahren des Gleichstromes	63
4.2.2	Wahl von Kabeltypen	63
4.2.3	Absicherung von Solaranlagen	64
4.2.4	Blitzschutz bei PV-Anlagen	64
<hr/>		
4.3	Anlagenkosten	66
4.3.1	Kostenelemente einer Netzverbundanlage	66
4.3.2	Kostenelemente einer Inselanlage	67
4.3.3	Verkaufsargumente für PV-Anlagen	67
<hr/>		
4.4	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	68
4.4.1	Kosten des Solarstromes	68
4.4.2	Tarifierung von Solarstrom	68
4.4.3	Graue Energie/Erntefaktor	68

4 Ausführung

Die Realisation von photovoltaischen Energiesystemen erfordert eine sorgfältige Anlagenlegung und -dimensionierung. Die Vorschriften des jeweiligen Standortkantons oder -Gemeinde müssen beachtet werden. Wichtig ist eine frühzeitige Orientierung des betroffenen Elektrizitätswerkes. Zusätzlich ist den Installationsvorschriften des eidgenössischen Starkstrominspektorates Rechnung zu tragen.

Exemplarisch werden die Kosten von PV-Anlagen und der resultierende Preis des Solarstromes berechnet.

4.1 Planungshinweise

Die verschiedenen Phasen des Projektverlaufs sind in Abbildung 4.1 dargestellt. Der Ablauf entspricht dem normalen Projektvorgehen bei Bauvorhaben, ergänzt um einige wenige Punkte. Im folgenden wird auf die einzelnen Phasen näher eingegangen.

4.1.1 Vorgespräch

Die Photovoltaik ist eine sehr teure Methode der Energieerzeugung. Frei nach dem schon zitierten Grundsatz "Gesparte Energie ist die billigste Energie", ist beim Vorgespräch eine allgemeine Aufnahme des energetischen Zustandes des gesamten Gebäudes wichtig. Werden bei dieser Aufnahme grosse energetische Mängel erkannt, so ist es sinnvoll, diese vor dem Bau einer PV-Anlage zu beheben. Dieses Vorgehen wird immer wichtiger, weil die kantonalen Subventionsbehörden mehr und mehr dazu übergehen, die Höhe von Subventionen vom allgemeinen Zustand einer Liegenschaft abhängig zu machen.

4.1.2 Vorprojekt

Zu den wichtigen Vorabklärungen gehören das Sammeln von Klimadaten und der lokalen Bauvorschriften. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Subventionierungspraxis am Standort. Der technische Teil des Vorprojektes beinhaltet die System- und Komponentenwahl, eine grobe Konstruktion und eine erste Dimensionierung der Anlage inklusive Ertragsrechnung für den Solargenerator. In einem weiteren Kapitel folgen die wirtschaftlichen Betrachtungen wie Anlagenkosten, zu erwartende Subventionen und Steuererleichterungen und die Berechnung der Kosten des PV-Stromes.

Projekttablauf

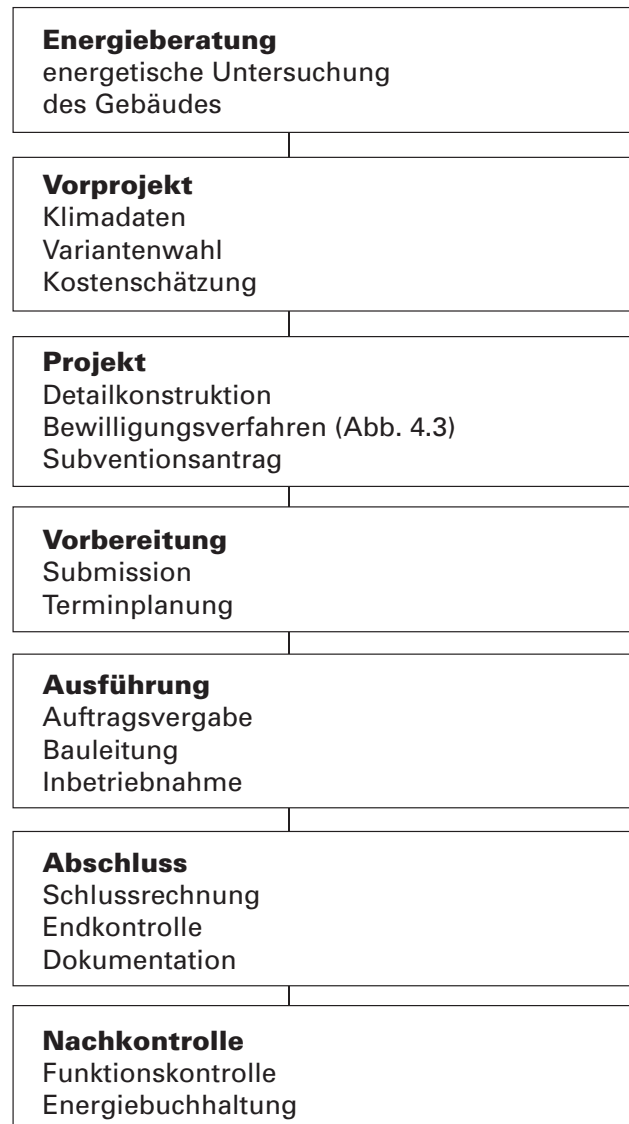


Abb. 4.1: Projekttablauf

4.1.3 Projektphase

In der Projektphase sind sämtliche Detailfragen der endgültigen Konstruktion zu lösen. Dies umfasst die elektrische und mechanische Dimensionierung sowie das gesamte Bewilligungsverfahren. PV-Anlagen müssen ein normales Baubewilligungsverfahren bestehen, was ausser in Kernzonen oder in Gemeinden, in denen noch keine Solaranlage in Betrieb ist, nicht mit Problemen verbunden ist. Der Zeitbedarf kann allerdings er-

heblich sein. Das Starkstrominspektorat (ESTI) hat PV-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 3.3 kW pro Phase von der Vorlagepflicht befreit. Für jede ans öffentliche Stromnetz angeschlossene Anlage wird ein Anschlussgesuch beim lokalen EW eingereicht. Für Grossanlagen muss darüberhinaus noch ein Abnahmevertrag mit dem EW abgeschlossen werden. Es ist angezeigt, schon zu diesem frühen Zeitpunkt den Subventionsantrag bei den Behörden einzureichen, um allfällige Auflagen noch berücksichtigen zu können.

	Steuererleichterungen bei Sanierungen (Anteil der abzugsberechtigten Kosten)		Subventionsmöglichkeiten für die Nutzung von erneuerbaren Energien
	Bauliche/haustech- nische Massnahmen	Nutzung von erneuerbaren Energien	
ZH	50–100%	50%	nein
BE	16–100%	16–50%	ja
LU	max 7% vom ST.wert	max 7% vom ST.wert	nein
SZ	30–100%	30–60%	nein
UR	30–100%	30–50%	nein
OW	33%	33%	nein
NW	33%		nein
GL	100%	100%	nein
ZG	max 33%	max 33%	nein (Versuchsanlagen ja)
FR	50%	50%	nein (Holz ja)
SO	40–100%	40–50%	nein
BS	66–100%	66–100%	ja (20%)
BL	Pauschale oder eff. Kosten + 33% Aufwand		ja (Förderungsbeitrag)
SH	50%	50%	ja (20%)
AR	30–100%	50%	ja (...kann...)
AI	40%	40%	ja (...kann...)
SG	50% + Pauschale 2%	50% + Pauschale 2%	nein
GR	50%	50%	nein (ja für Pilot- und Demoanlagen)
AG	25–100%	25–100%	
TG	50–100%	50%	
TI	100%	40%	nein (Holz ja, max 40%)
VD	25–100%	60%	nein
VS	max 50%	max 50%	10–30% an öffentliche Körperschaften
NE	33%	33%	ja
GE	25–50%		ja
JU			

Tab. 4.2: Subventionierungspraxis (Stand 1991)

4.1.4 Vorbereitung und Ausführung

Die Vorbereitungsphase umfasst hauptsächlich das Ausarbeiten der Submission für Arbeiten und Komponenten und die Analyse der eingegangenen Offerten. Die folgenden Seiten zeigen Beispiele von Submissionsformularen zu Wechselrichter und Solarpaneel. Ein Terminplan für die Ausführung der Arbeiten wird aufgestellt.

Zum Aufgabenbereich des Projektingenieurs gehört weiter die Vergabe der Aufträge an die Unternehmer und Lieferanten. Mit der Ausführung der Arbeiten darf erst nach der Genehmigung der Pläne durch die zuständigen Behörden begonnen werden. Als Bauleiter übernimmt er die Verantwortung für die Ausführung der Arbeiten. Nach Abschluss der Arbeiten wird die Anlage in Betrieb genommen.

4.1.5 Abschluss und Nachkontrolle

Die Schlussrechnung wird nach der Endkontrolle erstellt und die ausstehenden Zahlungen ausgelöst. Eine gute Dokumentation mit Revisionsplänen und Datenblättern der verwendeten Komponenten erleichtert spätere Arbeiten an der Anlage. Eventuell wird ein Servicevertrag für die Anlage abgeschlossen.

Zur Kontrolle der Anlage ist die Führung einer Energiebuchhaltung durch die Bauherrschaft sinnvoll. Der Vergleich der aufgenommenen Werte mit der realen Einstrahlung gibt Aufschluss über den Anlagenwirkungsgrad und damit auch über das Einhalten der Betriebsdaten nach Datenblatt.

4.1.6 Wichtige Normen und Vorschriften

Beim Bau von PV-Anlagen wird Wissen aus mehreren Arbeitsgebieten des Baugewerbes gefordert. Neben den gesetzlichen Grundlagen existieren für verschiedene Bereiche zusätzliche Normen oder Empfehlungen von Fachverbänden.

- Elektrizitätsgesetz
- Planvorlageverordnung
- Starkstromverordnung
- Niederspannungserzeugnisverordnung (NEV)
- Niederspannungsinstallationsverordnung (NIV)

- Unfallversicherungsgesetz
- Unfallverhütungsverordnung
- SIA Norm 160
Grundlage für Wind- und Schneelastberechnung
- SN 414402
Vorschriften für den Blitzschutz
- Hausinstallationsverordnung der EWs
- SEV 3601-1,2,3 (EN 60555)
Rückwirkung beim Netzparallelbetrieb
- Empfehlung zur Netzeinspeisung des VSE
Eine mögliche Schaltung und ein Vorschlag zur Tarifgestaltung
- SUVA - Verordnungen
Vorschriften bei der Ausführung von Arbeiten (Gerüste, Sicherheitsfragen)
- Provisorische Sicherheitsvorschrift des ESTI 233.0690
Grundlage für die Ausführung von PV-Anlagen
- Sicherheit und Vorlagepflicht kleiner Energieerzeugungsanlagen STI 232.1289

In den beiden Vorschriften des ESTI ist, neben vielem anderem zum Anlagenbau, auch die Vorlage- und Kontrollpflicht von PV-Anlagen erläutert. Die Abbildung 4.3 zeigt wichtige Daten zur Vorlagepflicht.

1. Inselanlagen °)

Anlagen mit $UDC < 120 \text{ V}$ sind nicht vorlagepflichtig beim ESTI.

Anlagen mit $I > 2 \text{ A}$ sind vorlagepflichtig

Anlagen mit $UDC > 120 \text{ V}$ sind vorlagepflichtig.

2. Netzverbundanlagen

Anlagen mit Leistung $< 3,3 \text{ kW}$ pro Phase sind nicht vorlagepflichtig beim ESTI.

Anlagen mit einer **Leistung $> 3,3 \text{ kW}$ pro Phase oder $> 10 \text{ kW}$ dreiphasig sind vorlagepflichtig.**

Installationsanzeige für alle Anlagen ans EW

°) Eine Ausnahmeregelung für Kleinanlagen ist beim ESTI in Vorbereitung

Abb. 4.3: Vorlage- und Kontrollpflicht

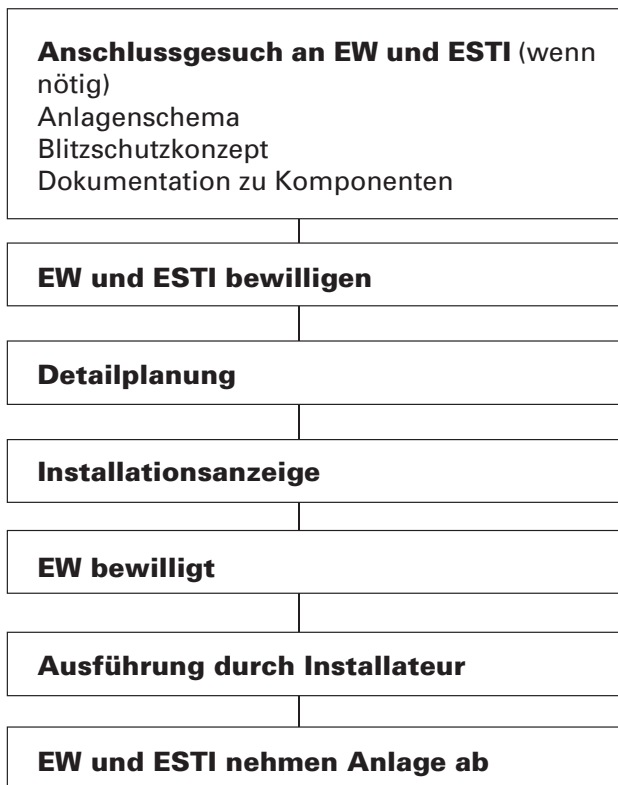


Abb. 4.4: Bewilligungsverfahren

Das in Abbildung 4.4 dargestellte Bewilligungsverfahren gilt für alle PV-Anlagen. Für die Vorlagepflicht beim ESTI gelten die aufgelisteten Ausnahmen. Die Inbetriebnahme einer PV-Anlage darf, je nach EW, nur im Beisein eines Vertreters erfolgen. Bei Inselanlagen ist der Anlagenbesitzer selbst kontrollpflichtig. Die Kontrolle kann entweder durch das lokale EW oder ein privates Kontrollbüro durchgeführt werden.

Bis heute sind alle Inselanlagen meldepflichtig beim ESTI, da der Strom eines durchschnittlichen Paneels über 2A liegen kann (NIV). Das ESTI bereitet eine Ausnahmeregelung vor, welche Kleinstanlagen von der Vorlagepflicht ausnehmen wird.

4.1.7 Submissionsunterlagen

Häufig führt der Bauherr zur Auswahl des Anlagenerstellers oder von Komponenten und Teillieferungen ein Submissionsverfahren durch. Die Submission soll möglichst viel Information von den verschiedenen Anbietern verlangen, damit der Bauherr das beste, nicht unbedingt das billigste Angebot auswählen kann. Gleichzeitig soll der Anbieter aber nicht unnötig eingeschränkt werden. Detailfragen verdienen im ersten Durchgang noch keine Beachtung. Für den Bauherrn wichtig sind gute Unterlagen zu Konstruktion und verwendeten Komponenten.

Im folgenden sind drei mögliche Formulare zur Gestaltung einer Submission beigefügt.

- Submission für Gesamtanlage
- Submission für Wechselrichter
- Submission für Solarpaneel

Damit der Anbieter eine Offerte zusammenstellen kann, benötigt er vom Bauherrn Architekturpläne und Elektroschemata. Spezielle Wünsche, wie Datenerfassung etc., müssen klar formuliert sein.

Submission für Gesamtanlage

- | | |
|---|-------|
| <p>1. Lieferung Solarpaneele
 Inklusive Transport auf Dach/Baustelle
 Fabrikat:
 Bypassdioden eingebaut ja, Anzahl: / nein
 Garantiedaten:
 Anzahl und Verschaltung:
 Nennleistung:</p> | <hr/> |
| <p>2. Wechselrichter
 Inklusive Transport auf Baustelle
 Fabrikat:
 Garantie:
 Anzahl und Verschaltung:
 Nennleistung ins Netz:</p> | <hr/> |
| <p>3. Montagestruktur für Solarpaneele komplett
 Montagematerial
 Montagearbeiten Dachdecker
 Schlosser</p> | <hr/> |
| <p>4. Elektroinstallation komplett
 Verdrahtung Gleichstromseite
 Anschluss Klemmenkasten
 Anschluss Blitzschutz
 Verdrahtung Wechselstromseite
 Netzanschluss</p> | <hr/> |
| <p>5. Dienstleistungen
 Detailplanung
 Bewilligungsverfahren
 Bauüberwachung
 Inbetriebnahme
 Instruktion
 Dokumentation</p> | <hr/> |
| <p>Anlagenkosten komplett
 inklusive WUST</p> | <hr/> |
| <p>Beilagen:
 Montageskizze
 Anlagenschema
 Dokumentation zu Komponenten</p> | <hr/> |

Submissionsunterlagen für Wechselrichter

Fabrikat: _____

Typ: _____

Die folgenden Angaben sind Garantiewerte.

DC-Seite - Eingang

Nennspannung	:	VDC		
MPP-Regelungsbereich	:	VDC -	VDC	
maximale Leerlaufspannung	:	VDC		
Nennstrom	:	A		
Klemmen	:	mm ²		
EMV-Verträglichkeit gemäss Norm	:			

AC-Seite - Ausgang

Leistung	:	W		
Spannung Toleranzbereich	:	VAC	+/-%	
Frequenz	:	Hz	+/-%	
Klirrfaktor Strom	:	%		
cos phi bei Nennlast	:			
Klemmen	:	mm ²		
Zulässiger Netzimpedanzbereich	:			
EMV-Verträglichkeit gemäss Norm	:			
Oberwellennorm EN 60 555 eingehalten	:	ja/nein		
Transientenverträglichkeit	:			

Allgemeines

europäisch gewichteter Wirkungsgrad	:	%		
Leerlaufverluste	:	W		
Einschalten bei DC-Leistung	:	W		
Ausschalten bei DC-Leistung	:	W		
Potentialtrennung Eingang/Ausgang	:			
Prüfspannung/Frequenz/Dauer	:	kV	Hz	s
Verhalten bei Überlast	:			
Technologie (Kurzbeschreibung)	:			
Masse B x L x T	:	mm	mm	mm
Gewicht	:	kg		
Schutzart	:			
Umgebungstemperatur	:	°C	°C	
Wärmeabfuhr	:			
Sicherheitsnormen	:			
Typenprüfung	:			

Submissionsunterlagen für Solarpaneel

Fabrikat: _____

Typ: _____

Die folgenden Angaben sind Garantiewerte.
Technische Daten unter Standardbedingungen (AM 1,5, 1000 W/m² und 25 °C)

Nennleistung	:	Wp
MPP-Spannung	:	VDC
Leerlaufspannung	:	VDC
MPP-Strom	:	A
Kurzschlussstrom	:	A

Temperaturverhalten

Spannungskoeffizient	:	%/°C
Stromkoeffizient	:	%/°C
Leistungskoeffizient	:	%/°C
Normal Operation Cell Temperature NOCT	:	°C

Allgemeines

Prüfspannung	:	kV
maximale Systemspannung	:	VDC
Windlast	:	km/h
Technologie (Kurzbeschreibung)	:	

Masse B x L x T	:	mm	mm	mm
Gewicht	:	kg		
Farbe	:			
Rahmenkonstruktion	:			

Bypassdioden enthaltend	:	ja	nein	Anzahl
Bypassdioden Typ	:			
Anschlussdosen	:			

Garantie	:	Jahre
Nennleistung definiert beim Kauf	:	% (Wp)
nach Garantiezeit	:	% (Wp)

ISPRA-Prüfzertifikat	:	
----------------------	---	--

4.2 Installation von Solaranlagen

4.2.1 Gefahren des Gleichstromes

Sobald Solarzellen Licht ausgesetzt werden, erzeugen sie eine elektrische Spannung, wobei schon das schwache Licht der Dämmerung ausreicht. Die Installation von PV-Feldern erfolgt deshalb immer unter Spannung, ausser wenn die Module abgedeckt werden.

Gleichstromanlagen mit einer Spannung unter 50 VDC gelten als ungefährlich bei der Berührung. Anlagen mit über 120 VDC Betriebsspannung müssen dem ESTI (Starkstrominspektorat) vorgelegt werden.

Lichtbogenbildung und Brandrisiko

Zwischen Leitern, welche unter Spannung stehen, herrscht ein elektrisches Feld. Dieses gewinnt mit zunehmender Spannung und abnehmender Distanz an Stärke. In einem sehr starken Feld wird die Luft ionisiert und ein Lichtbogen entsteht. Ein Lichtbogen bei Wechselstrom löscht bei jedem Nulldurchgang selbständig. Ganz anders bei Gleichstromanwendungen: Da das elektrische Feld ohne Unterbruch ansteht, bleibt der Lichtbogen erhalten. Bei PV-Anlagen ist im weiteren zu beachten, dass der Betriebsstrom ungefähr dem Kurzschlussstrom entspricht. Sicherungen werden deshalb durch den Kurzschluss nicht ausgelöst.

Das Brandrisiko durch einen Lichtbogen ist gross. Ein simpler Wackelkontakt kann zur Bildung eines Lichtbogens führen. Im besten Fall brennt dadurch nur die betroffene Klemme aus. Ebenso gut kann allerdings ein Brand mit grossen Zerstörungen entstehen.

Der Planer kann die Entstehung eines Lichtbogens durch geeignete Massnahmen verhindern. Zwei Beispiele:

- Viele Paneele haben keine guten Klemmen. Kabelschuhe oder Aderendhülsen garantieren einen guten Kontakt.
- Gleichstrom darf nur mit speziell spezifizierten Apparaten geschaltet werden. Drehsicherungen sind für die Trennung der Gleichstromseite nicht geeignet.



Abb. 4.5: Durch Lichtbogen zerstörter Schalter der PV-Anlage Mont Soleil

4.2.2 Wahl von Kabeltypen

Im allgemeinen werden bei Solaranlagen grössere Kabelquerschnitte verwendet als bei Hausinstallationen, da die prozentualen Verluste aufgrund der sehr hohen Ströme bei gleichem Spannungsabfall für 12-V-Anlagen 19 mal grösser sind als bei 230 V. Für alle Anlagenteile im Haus können die normalen TT-Kabel und T-Litzen verwendet werden. Die Verdrahtung der einzelnen Paneele erfolgt mit Kabeln oder Litzen mit Isolationsmaterialien, welche witterungs-, abrieb- und UV-beständig sind wie z.B. PUR oder modifiziertes Polyethylen. Zum Schutz der Kabelstränge vor der Witterung und UV-Bestrahlung werden halogenfreie Kunststoff- und metallene Kabelkanäle oder armierte Rohre und Schläuche verwendet. Sie verhindern die direkte Einwirkung der Umwelteinflüsse auf die Kabelisolation.

Nach den provisorischen Vorschriften des Eidg. Starkstrominspektorates ist die Verbindung von der Dacheinführung über den Klemmenkasten zum Wechselrichter bei Netzeinspeisungen in einer metallischen Hülle zu führen. Hier bietet sich einerseits ein Metallschlauch mit PVC- oder Polyamid-Überzug an, andererseits ein spezielles Solarkabel $2(4) \times 10 \text{ mm}^2$, welches bei verschiedenen Kabelherstellern in Planung oder bereits ab Lager erhältlich ist.

Verluste in der Verteilung und Verdrahtung

Zur Dimensionierung der Leitungsquerschnitte verwendet man die Formel:

$$P_V = I_N^2 \frac{\rho \cdot l}{A} \quad (4.1)$$

Es bedeuten:

P_V = Verlustleistung [W]

I_N = Nennstrom [A]

ρ = spezifischer Widerstand

ρ_{cu} = 0,0175 [$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$]

l = Leitungslänge = $2 \cdot l_{\text{Kabel}}$ [m]

A = Leiterquerschnitt [mm^2]

Als Faustformel gilt: ein fließender Strom von 1 A auf einer Leitung von $2 \cdot 16$ m Länge, mit 1 mm^2 Querschnitt, erzeugt eine Verlustleistung von 0,5 W. Dies kann bei einer 50-Wp-Anlage bereits 1 bis 5% der Anlagenleistung sein. Zu beachten ist, dass ohmsche Widerstände eine Verlustleistung quadratisch zum fließenden Strom erzeugen.

Die serielle Strangdiode, welche die einzelnen Generatorstränge voneinander trennt oder die Rückspeisung von den Akkumulatoren in den Generator verhindert, bewirkt einen Spannungsabfall von ca. 0,7 V. Diese Verluste sind proportional zum fließenden Strom.

Weitere Verluste entstehen an den Klemmen, welche je nach Typ einen Übergangswiderstand von 30 bis 100 m Ω aufweisen. Leitungsschutzschalter haben einen Übergangswiderstand von 15 bis 50 m Ω . Überspannungsableiter mit Varistoren leiten im Normalfall nur sehr wenig Strom über Erde ab, mit zunehmendem Alter (je nach Einsatz) können sie aber recht grosse Leckströme verursachen. In diesen Fällen müssen sie ausgewechselt werden.

4.2.3 Absicherung von Solaranlagen

Die Absicherung der Gleichstromseite von Photovoltaikanlagen ist problematischer als die Absicherung von gewöhnlichen Hausinstallationen im Wechselstromnetz. Das Löschen des Licht-

bogens in Gleichstrom-Schaltelementen ist schwierig, da der Strom keinen Nulldurchgang durchläuft. Es ist bei Schaltelementen immer abzuklären, ob sie für Gleichstrom bei der vorgesehenen Betriebsspannung geeignet sind.

Ungeeignete Elemente wie Drehsicherungen stellen eine erhebliche Brandgefahr dar. Damit die Schalter klein gehalten und Servicearbeiten einfacher ausgeführt werden können, ist es sinnvoll, die Solargeneratorstränge einzeln mit Trennschaltern zu versehen und abzusichern.

Akkumulatoren werden möglichst nahe bei den Klemmen mit einer Grobsicherung gegen Kurzschluss abgesichert. Bei Kurzschluss liefern Akkumulatoren leicht mehrere hundert Ampère, was zu Bränden oder Verletzungen führen kann. Wechselrichter in 12- oder 24-V-Inselanlagen ziehen im Normalbetrieb sehr hohe Ströme, so dass sie meist direkt angeschlossen werden.

Bei Netzverbundanlagen müssen sich die Wechselrichter bei Netzausfall innert fünf Sekunden vollständig vom Netz trennen. Für Messung und Reparatur muss der Wechselrichter sowohl gleich- als auch wechselstromseitig manuell freigeschaltet werden können. Hierzu verwendet man Schalter, welche für das Schalten unter Last ausgelegt sind. Neben Leitungsschutzschaltern sind auf der Netzseite auch herkömmliche Schmelzsicherungen in Steck- oder Schraubfassungen zum Absichern photovoltaischer Anlagen geeignet.

4.2.4 Blitzschutz bei PV-Anlagen

Ein Gebäude wird durch die Installation einer Solaranlage nicht blitzschutzpflichtig. Der Blitzschutz bei kleinen Photovoltaikanlagen wird nach den gleichen Grundsätzen ausgeführt wie bei grossen Anlagen. Die Schutzwirkung hängt stark vom getätigten Aufwand ab.

Es gelten die Normen der Starkstromverordnung und des SEV 3569 im Bezug auf die Erdung von Anlagen ohne Gebäude sowie die Hausinstallationsvorschriften SEV 1000 (Erdung) und die Normen für Blitzschutz von Gebäuden SEV 4022 für Anlagen auf Gebäuden. Eine Zusammenfassung der Anforderungen an den Blitzschutz von Photovoltaikanlagen findet sich in der provisorischen Sicherheitsvorschrift des ESTI.

Zu unterscheiden sind der äussere vom inneren Blitzschutz.

Äusserer Blitzschutz

Bei Garten-, Ferienhäusern, etc. im Mittelland, welche nicht speziell exponiert sind, wird normalerweise kein Blitzschutz montiert, sofern die mit Solarpaneelen bedeckte Fläche nicht einen wesentlichen Teil der Dachfläche ausmacht. In allen anderen Fällen, insbesondere in den Alpen, im Jura und im Tessin ist dem Blitzschutz besondere Beachtung zu schenken.

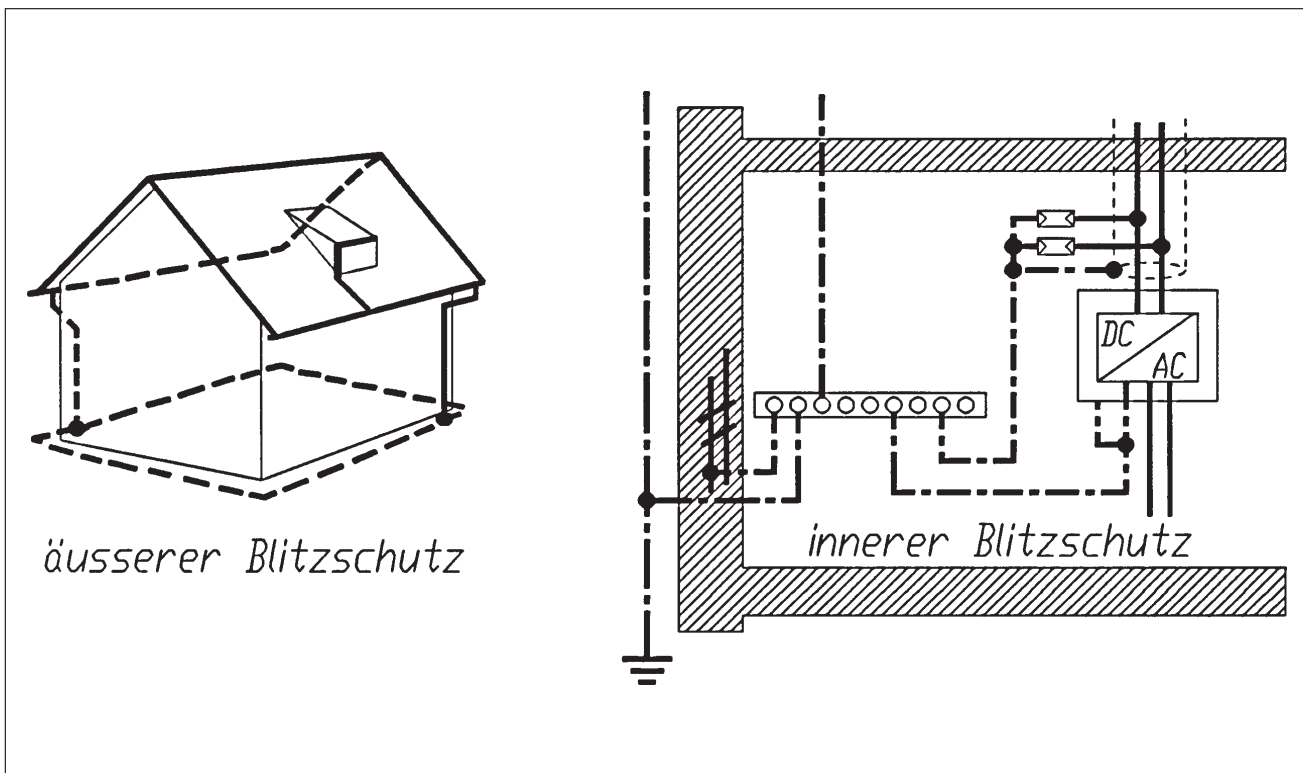


Abb. 4.6: Blitzschutz

Der äussere Blitzschutz besteht aus einer Fangeinrichtung (oft der Modulrahmen), einer Ableitung (z.B. ein Kupferdraht 50 mm²) und einer guten Erdung (Erdband, Erdplatte, metallene Wasserleitung). Bei zu schützenden Objekten, die auf Fels oder trockener Erde stehen, ist eine gute Erdung schwierig, hier muss ein Blitzschutzfachmann beigezogen werden. Der Aufwand kann beträchtlich werden.

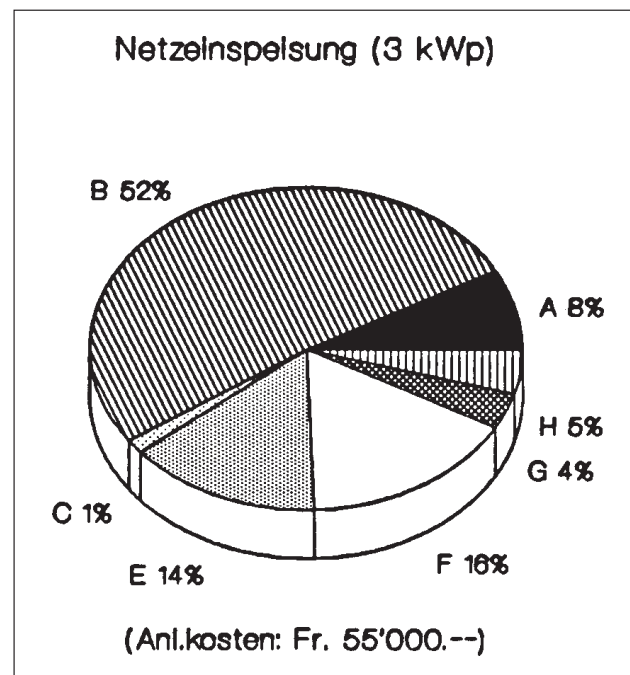
Innerer Blitzschutz

Um das Objekt im Innern gegen Überspannung zu schützen, ist die Leitung vom Modul zum Regler/Wechselrichter an beiden Enden gegen Erde mit Überspannungsableitern (Hochleistungsvaristoren) zu versehen. Am Regler wird ein Potentialausgleich gegen Erde auf möglichst kurzem Weg angebracht. Je nach Regler ist es sinnvoll, den Minuspol am Akkumulator oder/und den Minuspol der Verbraucher zu erden. Sind die Hausinstallationen gefährdet durch Induktion von Blitzstrom (wenn sie an Aussenkanten, leitenden Fassadenteilen oder parallel zum Blitzableiter verlaufen), so sind sie zusätzlich mit Überspannungsableitern zu schützen.

4.3 Anlagenkosten

4.3.1 Kostenelemente einer Netzverbundanlage

Bei netzgekoppelten Anlagen machen die Solarmodule ca. 50% der Anlagenkosten aus. Günstige Module wirken sich deshalb stark auf die Investitionskosten aus. Grosse Preisunterschiede bestehen zwischen den unterschiedlichen Montagevarianten. Da die Tragstruktur aber nur etwa 15% des Endpreises einer Anlage ausmacht, beeinflussen diese Preisunterschiede die Gesamtkosten nicht sehr stark. Die unten aufgeführten Kosten einer 3-kW-PV-Anlage entsprechen, gemäss einer Marktumfrage, etwa dem Durchschnitt der für das Jahr 1992 in der Schweiz angebotenen Anlagen.

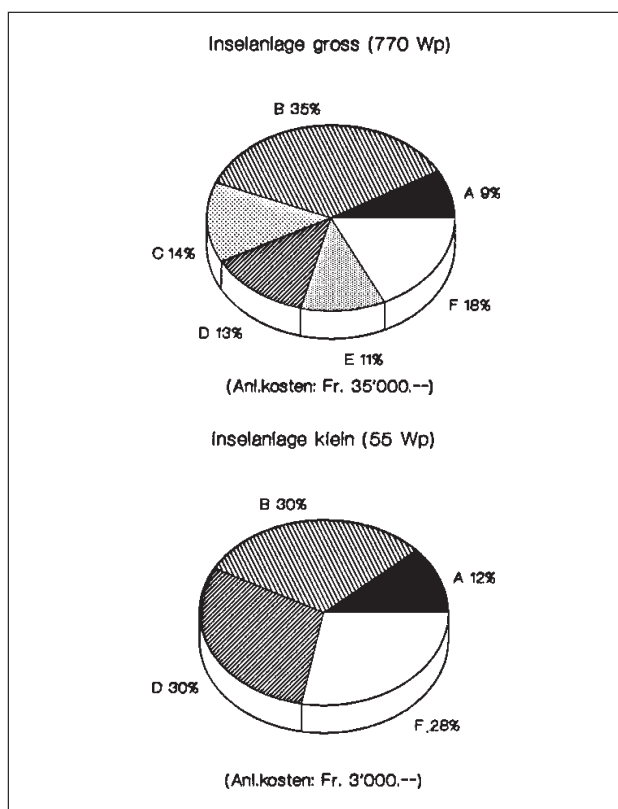


A = Montagematerial
 B = Solarmodule
 C = Haupttableau
 E = Wechselrichter
 F = Beratung/Montage
 G = Fremdaufträge
 H = WUST

Abb. 4.7: Kosten Netzverbundanlage

4.3.2 Kostenelemente einer Inselanlage

Die Kosten von Inselanlagen (ohne Verbraucher betrachtet) hängen vom Typ und ihrer Verwendung ab. Besondere Montagekonstruktionen, spezielle Speicher, aufwendige Installationen sowie der Einsatz von Wechselrichtern beeinflussen die Anlagenkosten wesentlich. Die aufgeführten Beispiele für Inselanlagen stammen aus der zweiten Hälfte des Jahres 1991. Die Daten basieren direkt auf den Abrechnungsunterlagen zweier Anbieter. Wegen der grossen Vielfalt der Inselanlagen ist es nicht möglich, Durchschnittswerte für die Anlagenkosten anzugeben.



- A = Montagematerial
- B = Solarmodule
- C = Haupttableau
- D = Akkumulatoren
- E = Wechselrichter
- F = Beratung/Montage

Abb. 4.8: Kosten Inselanlage

4.3.3 Verkaufsargumente für PV-Anlagen

Inselanlagen

Inselanlagen mit bis zu einigen hundert Watt Leistung werden meistens weitab vom Stromnetz installiert. Die Stromversorgung wird erst durch die PV-Anlage ermöglicht. Werden die Investitionskosten für den Netzanschluss mit der Anschaffung der Photovoltaikanlage verglichen, ergibt sich häufig ein Preisvorteil für die PV-Anlage. Inselanlagen sind deshalb in vielen Fällen wirtschaftlich. Dem Kunden fällt dadurch die Wahl nicht schwer.

Weitere Argumente sprechen für eine solare Stromversorgung:

- einfache Handhabung
- unabhängige Energieversorgung
- sehr lange Lebensdauer
- hohe technische Zuverlässigkeit
- erprobte Technologie
- keine Rohstoffprobleme
- weder Lärm noch Abgase
- weitgehend wartungsfreier Betrieb

Zusätzlich zu diesen Argumenten sind die zumeist moderaten Investitionskosten zu erwähnen, welche von vielen potentiellen Anwendern überschätzt werden.

Netzverbundanlagen

Verglichen mit den heutigen Strompreisen können Netzverbundanlagen Solarstrom noch nicht wirtschaftlich produzieren. Dabei hängt der Stromgestehungspreis nur sehr wenig von der Anlagengrösse ab. Beim Vergleich zwischen Netz- und Solarstrom darf allerdings nicht vergessen werden, dass der heutige tiefe Strompreis auf einer Mischrechnung der Produktionskosten aller Kraftwerke besteht und nicht alle sozialen und Umweltkosten beinhaltet.

Positiv sieht die Rechnung für den Fahrer eines Solarmobils aus. Der Solarstrom wird in einer Netzverbundanlage produziert und deckt den gesamten Bedarf des Solarmobils ab. Werden die vollen Fahrtkosten des Solarmobils mit den Kilometerkosten eines normalen Benzinautos verglichen, so schneidet das Solarmobil mindestens gleich gut ab. Bei dieser Betrachtungsweise ist die

PV-Anlage wirtschaftlich, die Investition lohnt sich auch nach heutigen Massstäben (ganz abgesehen von den eingesparten Emissionen).

Die Anlagengrösse liegt für Einfamilienhäuser im Bereich 3 kW, für Genossenschaften jedoch bis 50 kW. Für den Kauf einer solchen Netzverbundanlage sprechen primär nichtmaterielle Argumente. Sie werden selten aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen realisiert:

- pionierhafte Nutzung erneuerbarer Energie ohne Lärm und Abgas
- "eigene" Stromproduktion (der Elektrozähler läuft rückwärts)
- sehr lange Lebensdauer
- hohe technische Zuverlässigkeit
- erprobte Technologie
- weitgehend wartungsfreier Betrieb
- Strom für Solarmobil produzieren

Es gibt also viele starke Argumente für eine solare Stromversorgung.

4. 4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

4.4.1 Kosten des Solarstromes

Die Kosten von solar erzeugtem Strom in unseren Breitengraden variieren mit der Anlagenauslegung, den Anlagenkosten, dem Zinssatz für die Amortisation etc. Die Bandbreite liegt heute (1992) etwa bei:

Inselanlage:	Fr. 1.50–2.— / kWh
Netzgekoppelte Anlagen:	Fr. 1.20–1.70 / kWh

Der Unterschied zwischen den Anlagentypen ergibt sich aus den tieferen Anschaffungskosten (auf das installierte Wp bezogen) der Netzverbundanlage. Es wurde ein Preis für eine schlüsselfertige Anlage von Fr. 55'000.— angenommen. Der Gestehungspreis des Solarstromes schwankt in einem grossen Bereich, weil eine Anlage im Alpenraum einen um 40 Prozent höheren Jahresertrag als eine Anlage im Mittelland erbringt.

Für den Betreiber resultiert ein etwas tieferer Preis für den Solarstrom. Der Anlagenbesitzer erhält Steuererleichterungen und Subventionen (je nach Kanton) rückvergütet, wodurch sich seine Investition verringert. Wird diese für den Betreiber massgebliche Investition der Wirtschaftlichkeitsrechnung zu Grunde gelegt, resultiert ein Preis für die kWh Solarstrom von rund Fr. –.60 bis Fr. –.80 bei Netzverbundanlagen.

4.4.2 Tarifierung von Solarstrom

Bei den Inselanlagen ist der Strompreis an sich sekundär. Hier stellt sich die Frage der Anschlusskosten an das öffentliche Netz. Sind diese im Vergleich zur Anschaffung einer autonomen Stromversorgung sehr hoch, ist es sinnvoll, die Solaranlage zu installieren.

Der Rücknahmetarif für Solarstrom ist Sache der einzelnen Elektrizitätswerke, welche aber den gesetzlichen Rahmen berücksichtigen müssen. Je nach EW werden zwischen einigen Rappen/kWh und Fr. 1.–/kWh Solarstrom für einen Zeitraum von acht Jahren (bei den Industriellen Betrieben in Burgdorf) vergütet. Die Rücknahmetarife bewegen sich also in einem breiten Band. Gemäss Energienutzungsbeschluss vom Dezember 1990 gilt neu die Grenzkostentarifierung, das heisst "die Vergütung richtet sich nach den Kosten für die Beschaffung gleichwertiger Energie aus neuen inländischen Produktionsanlagen" [3]. Obwohl die Verordnung zum Beschluss seit Frühjahr 1992 in Kraft ist, gilt die Grenzkostentarifierung in vielen Gebieten noch nicht.

Mittel- und langfristig ist der vergütete Strompreis das dominante Steuerungsmittel, das bestimmt, ob das im Vorwort genannte Ziel von "Energie 2000", nämlich im Jahr 2000 etwa 0,25% des Stromverbrauches der Schweiz aus erneuerbaren Quellen zu erzeugen, erreicht werden kann.

4.4.3 Graue Energie/Erntefaktor

Moderne Solarzellen brauchen je nach Technologie ein bis sechs Jahre, um die zur Herstellung nötige Energie wieder zu produzieren. Dieser Energieaufwand kann mit neuen Produktionsverfahren noch weiter gesenkt werden. Bei amorphen

Modulen braucht die Herstellung des Alu-Rahmens bereits heute mehr Energie als die des gesamten Moduls. Aus diesem Grund werden amorphe Module vermehrt mit Kunststoffrahmen hergestellt. In Grossanlagen wird immer mehr auf den Rahmen verzichtet und direkt mit dem Laminat gearbeitet.

Angaben wie in Tabelle 4.9 sind immer mit Vorsicht aufzunehmen. Die Bilanzgrenzen sind unterschiedlich definiert, und inwieweit Produktionsmittel wie Gebäude und Maschinen in die Berechnung eingehen, ist selten angegeben. Ein sicheres Fazit lässt sich aus allen Angaben aber ziehen:

Bei einer Lebensdauer von 20–30 Jahren liefern Solarzellen bis zu 10 mal mehr Energie als bei der Produktion in sie hineingesteckt werden musste.

Technologie Nennleistung	mono 53 Wp kWh	poly 60 Wp kWh	amorph 20 Wp kWh
Siliziumscheiben Silangas	40	35	5
Zellenherstellung	40	40	
Glas	10	10	20
Kunststoff	8	8	8
Alu-Rahmen Kunststoffrahmen	80	90	5
Prozessenergie	5	5	10
Totaler Endenergie- bedarf	183	188	48
Totaler Endenergie- bedarf kWh/Wp	3,5– 5,0	3,0– 5,0	2,4– 4,2
Energierücklaufzeit in Jahren Mittelland	3,5	3,5	2,4

Tab. 4.9: Energieaufwand für die Produktion von Solarmodulen [11]

Wenn die eingesetzten Materialien wiederverwendet werden, reduzieren sich die energetischen Rückzahlzeiten. Der Aluminiumrahmen und vor allem die kristalline Solarzelle lassen sich sehr einfach mit mechanischen Mitteln sortieren und wiederverwenden.

Der Herstellungsprozess benötigt eine grosse Grundlast an Energie. Bei einer hohen Auslastung der Zellenproduktion verteilt sich diese Grundlast auf eine grössere Solarleistung, der Energieeinsatz pro Wp verkleinert sich. Dies erklärt die sehr unterschiedlichen Angaben von verschiedenen Herstellern.

5 Schlusswort und Ausblick

Literaturverzeichnis	73
-----------------------------	-----------

Stichwortverzeichnis	74
-----------------------------	-----------

Anhang	76
Solardaten für den Planer	76
Mittlere Monatssummen der Globalstrahlung (kWh/m ²)	77
Mittlere Monatstemperaturen in °C	78
Temperaturkorrekturwerte τ in °C	79
Umrechnungsfaktoren und Absorptionskoeffizienten für beliebig ausgerichtete Flächen	80
Sonnenbahnen und Beschattungsdiagramme	86

5 Schlusswort und Ausblick

Die direkte Nutzung der Sonnenenergie mit Photovoltaik hat in den letzten Jahren grosse Fortschritte gemacht. Heute ist die Photovoltaik eine weitverbreitete Technik. In der Schweiz sind rund 2MW-Solarzellen in 300 Netzverbundanlagen (Angaben VSE) installiert. Im Aktionsprogramm "Energie 2000" hat der Bundesrat das Ziel festgelegt, im Jahr 2000 etwa 0,25% des schweizerischen Stromverbrauchs mit Photovoltaik zu decken. Dies würde eine Steigerung der heute in der Schweiz installierten Photovoltaikleistung um etwa das 200-fache bedeuten.

Damit wäre die Möglichkeiten der Photovoltaik-Nutzung in der Schweiz allerdings noch lange nicht ausgeschöpft. Wie die Expertengruppe Energieszenarien EGES berechnet hat, könnten auf ungenutzten Dachflächen und Lärmschutzwänden im Jahr 2025 rund 10 Prozent des Strombedarfes gedeckt werden. Neuerdings wird auch die Fassade als mögliche Fläche für die Installation von Solarpaneelen in Betracht gezogen.

Sonnenenergie

Die Sonnenenergie in allen ihren Erscheinungsformen (Windkraft, aktive und passive Strahlungsnutzung, Wasserkraft, Biomasse) stellt eine wichtige Energieressource der Zukunft dar. Sie ist die einzige Energieform, welche *nachhaltig* genutzt werden kann.

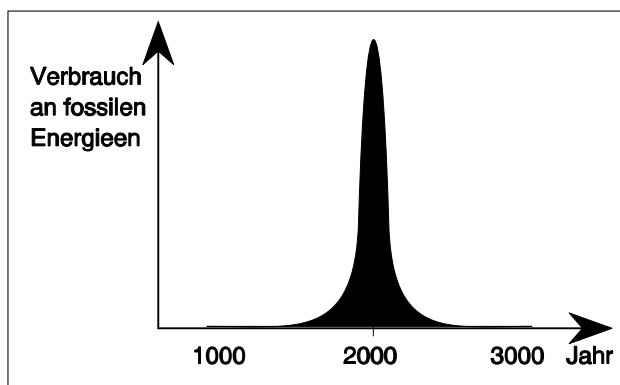


Abb. 5.1: Energiepeak

Innert weniger Jahrzehnte werden sich die heute wichtigen Energieressourcen Erdöl, Erdgas und Uran verknappen. Einen Ausweg aus dem zukünftigen Energieengpass zeigt die Sonnenenergie.

Ohne diese umweltverträgliche Energiequelle kann die zukünftige Energieversorgung nicht funktionieren.

Heute ist der Zeitpunkt gekommen, um in eine *nachhaltige* Energieversorgung zu investieren. Der Aufbau eines neuen Versorgungssystems benötigt erfahrungsgemäss mehrere Jahrzehnte.

Solare Lösungen

Das auf der Nutzung fossiler Energien basierende Versorgungssystem hat gravierende Umweltschäden verursacht. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang hauptsächlich der Treibhauseffekt und die bodennahe Luftverschmutzung. Die Sonnenenergienutzung kann auch zu diesem Problemkreis Lösungen anbieten, namentlich im Bereich Verkehr mit Solarmobilen und im Bereich Warmwasser und Heizung mit passiven und aktiven Systemen. Abbildung 5.2 zeigt als Beispiel eine solare Park and Ride Anlage, bei der das Zusammenspiel von Nahverkehr mit Solarmobilen und Fernverkehr mit der Bahn getestet wird.



Abb. 5.2: Solar Park and Ride Anlage beim Bahnhof Liestal

Impulsprogramme

Eine der Voraussetzungen zur Erreichung der im Aktionsprogramm "Energie 2000" skizzierten Ziele sind gut ausgebildete Fachleute. Die drei Impulsprogramme **Pacer**, **Ravel** und **IP Bau** bieten die Möglichkeiten zur Ausbildung von solchen Fachleuten.

Literaturverzeichnis

- [1] Heinrich Häberlin
Photovoltaik - Strom aus Sonnenlicht
für Inselanlagen und Verbundnetz
AT Verlag
Aarau, 1991
 - [2] Bundesamt für Energiewirtschaft
Meteonorm, Daten für den Solarplaner
Infosolar
Bern, 1985
 - [3] Energienutzungsbeschluss
EDMZ
Bern, 1990
 - [4] H. Köthe
Stromversorgung mit Solarzellen
Franzis Verlag
München, 1988
 - [5] Urs Muntwyler
Praxis mit Solarzellen
Franzis Verlag
München, 1991
 - [6] Lukas Herzog, Kaspar Mertens
Schulungsordner SOFAS
Photovoltaik
Zürich, 1991
 - [7] Expertengruppe Energieszenarien
Zusammenfassung
EDMZ
Bern, 1988
 - [8] Photovoltaik-Nutzung 1990
SOFAS Tagungsband
Zürich, 1990
 - [9] M. Zimmermann
Handbuch der passiven Sonnenenergie-
nutzung
SIA Dokumentation D 010
Zürich, 1986
 - [10] Richtlinien zum Tausend Dächer
Programm, Deutschland 1990
 - [11] US Dept. of Energy
Jet Propulsion Lab.
Bericht Nr. 954334, 1991
 - [12] Heliochron nach Mützenberg
Energys SA
Biel
 - [13] SIA Norm 160
Einwirkungen auf Tragwerke
Zürich, 1990
 - [14] Eidgenössisches Starkstrominspektorat
Photovolt. Energieerzeugungsanlagen
Provisorische Sicherheitsvorschrift
Zürich, 1990
- Diverse Unterlagen und Artikel

Stichwortverzeichnis

- 1- Ω -Regel, **25**
- Abschattung, **9**
Absicherung, **64**
Absorption/Reflexion, **9**
Ah-Wirkungsgrad, **31**
Amorphe Silizium-Solarzellen, **12**
Anlagenkosten, **66**
Anströmbeiwert, **17**
Anzeigeeinstrumente, **35**
Ausrichtung von Solarpaneelen, **10**
- Batterie/Akkumulator, **33, 38**
Batterieraum, **39**
Baubewilligung, **56**
Blitzschutz, **64**
- Computer, **29**
- Dimensionierung des Akkumulators, **38**
Dimensionierung des Solargenerators, **39**
- Einsatzbereiche der Laderegler, **37**
Elektronische Betriebssysteme, **35**
Energetische Untersuchungen **56**
Energiebuchhaltung, **58**
Entladestrom, **30**
Erhebungsformular, **41**
Europäisch gewichteter Wirkungsgrad, **46, 47, 48**
- Globalstrahlung, **8**
Globalstrahlung auf angestellte Fläche, **9**
Globalstrahlung auf horizontale Ebene, **9**
Graue Energie/ Erntefaktor, **68**
Grossmodul, **14**
- Haftreibungswert, **18**
Heliochron, **9**
Hybridanlagen, **23**
- Inselanlagen, **22**
Installation, **63**
- Kabeltypen, **63**
Kleben, **13**
Klemmen, **13**
Korrekturfaktoren für Solarpaneele, **50**
- Kosten des Solarstromes, **68**
Kühlschränke, **28**
- Laminat, **13**
Leitungsquerschnitt, **64**
Leuchten, **27**
- Marktübersicht dreiphasige Wechselrichter, **48**
Marktübersicht einphasige Wechselrichter, **46**
Marktübersicht Solarpaneele, **11, 12**
Maximum Power Tracker, **26, 37**
Meteonorm, **4, 37**
Monokristalline Silizium-Solarzellen, **12**
- Netzgekoppelte Anlagen, dreiphasig, **47**
Netzgekoppelte Anlagen, einphasig, **44**
Netzgekoppelte Solaranlagen, **44**
Nickel/Cadmium-Batterien, **34**
Normal Operation Cell Temperatur, **13**
Normen, **58**
- OPzS-Batterien mit positiven Panzerplatten, **33**
- Polykristalline Silizium-Solarzellen, **12**
Positive und negative Gitterplatten GroE, **33**
Projekttablauf, **56**
Prüfspannung von Solarpaneelen, **48**
Pumpen, **28**
- R-Faktor, **9**
Radio- und Fernsehgeräte, **29**
Reglerkorrekturfaktor, **39**
Reihenabstand, **10**
- Schneelast, **16**
Schrauben, **13**
Selbstentladung von Akkumulatoren, **32**
Serie- oder Längsregler, **36, 37**
Shunt- oder Parallelregler, **35, 36**
SIA-Norm 160, **16**
Solarbatterie, Geschlossene Gitterplatten, **33**
mit festgelegten Elektrolyten, **34**
Solargeneratorkorrekturfaktor, **40, 50**
Solarkonstante, **8**
Spannungswahl, **24**
Standard Test Bedingungen, **13**
Starkstrominspektorat, **57, 73**

Stromertrag, **49**
Submission, **59**
Submissionsunterlagen für Solarpaneel, **62**
Submissionsunterlagen für Wechselrichter, **61**
Subventionierungspraxis, **57**
Systemautonomie, **38**
Systemerholzeit, **38**

Tarifierung von Solarstrom, **68**
Teillastbetrieb, **25, 51**
Temperaturkoeffizienten der Leistung, **50**
Tragkonstruktion, **13**

Überlastbarkeit von Wechselrichtern, **46**
Unterdruck, **13**

Vb- oder OGi-Blockbatterien, **33**
Ventilatoren, **29**
Verkaufsargumente, **67**

Wechselrichter für den Inselbetrieb, **25**
Wechselrichter für den Netzbetrieb, **46ff**
Wh-Wirkungsgrad, **40**
Windkraft, **16**

Zelltemperatur, **49**
Zyklientiefe, **38**

Anhang

Solardaten für den Planer

Mittlere Monatssummen der Globalstrahlung horizontal
(nach Meteonorm)

Mittlere monatliche Umgebungstemperaturen
(nach Meteonorm)

Temperaturkorrekturwerte
(nach Meteonorm)

Umrechnungsfaktoren und Absorptionskoeffizienten für beliebig ausgerichtete Flächen
(nach Meteonorm)

Sonnenbahnen und Beschattungsdiagramme
(nach SIA D010)

Mittlere Monatssummen der Globalstrahlung horizontal (kWh/m²)

Zusammenstellung nach Meteonorm, Gemeindeverzeichnis

Station	Monat	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Jahr
Mittelland														
Altdorf		34	53	94	126	158	168	176	144	114	79	36	28	1209
Basel		32	46	81	122	151	162	171	141	105	70	34	27	1141
Bern		28	47	85	124	154	171	183	146	107	67	31	24	1167
Birmensdorf		26	45	81	121	151	162	174	139	102	62	30	21	1114
Châbles		29	48	88	132	159	179	189	151	110	70	33	25	1213
Chur		41	57	99	132	158	167	178	147	117	87	43	35	1261
Fribourg		29	49	88	132	159	179	188	151	110	71	34	26	1216
Genève		29	50	92	133	163	182	195	156	111	69	32	23	1233
Hallau		26	46	84	125	157	171	180	146	107	63	30	21	1156
Huttwil		31	50	89	126	154	170	182	146	110	70	34	26	1188
Kreuzlingen		26	46	83	125	157	171	180	146	107	63	29	21	1155
Lausanne		30	51	93	134	161	180	193	155	113	72	34	25	1240
Luzern		26	44	81	121	150	162	174	139	102	61	29	20	1109
Neuchâtel		26	46	85	132	160	183	191	152	108	60	27	20	1191
Oltén		25	44	80	120	150	162	174	139	101	60	28	19	1103
Schaffhausen		25	46	83	125	157	171	180	146	107	63	29	21	1155
St. Gallen		30	49	85	125	156	165	177	143	107	68	34	24	1165
Stein AR		33	51	88	127	155	162	174	139	106	72	37	27	1172
Winterthur		26	46	84	125	157	170	180	146	107	64	30	21	1156
Zürich-Kloten		26	46	84	125	157	170	180	146	107	64	30	21	1156
Jura														
La Chaux-de-Fonds		37	53	90	132	155	167	179	147	111	81	39	33	1224
Mont Soleil		39	55	92	135	156	166	176	144	110	81	40	35	1230
Rhonetal														
Monthey		33	50	91	130	152	169	182	145	109	74	36	29	1199
Martigny		39	60	103	142	165	185	198	157	122	89	45	35	1341
Sion		40	60	107	147	170	190	202	162	125	89	46	36	1373
Alpen														
Adelboden		42	60	102	137	161	167	181	148	117	87	46	37	1284
Airolo		47	66	115	147	167	181	192	157	119	93	47	44	1376
Davos		47	66	114	149	171	173	185	153	123	94	49	43	1368
Engelberg		39	58	101	135	164	164	173	142	110	84	41	34	1244
Leysin		45	63	107	144	169	181	193	159	121	89	46	40	1356
Montana		46	65	114	154	179	194	207	164	127	93	49	41	1432
Reckingen		46	66	115	149	168	183	201	157	124	93	49	42	1394
St. Moritz		48	69	118	154	175	175	187	155	124	96	51	44	1397
Zermatt		49	68	123	163	184	197	210	166	128	95	51	45	1279
Tessin														
Locarno		45	60	105	136	167	195	200	159	113	89	46	1360	
Lugano		41	56	99	133	156	182	199	159	109	84	43	41	1301

Mittlere Monatstemperaturen in °C

Zusammenstellung nach Meteonorm, Gemeindeverzeichnis

Station	Monat	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Höhe
Mittelland														
Altdorf		2	3	5	9	13	16	18	17	14	10	5	1	459
Basel		2	4	6	10	14	17	19	19	15	10	6	2	270
Bern		0	2	5	9	13	16	18	18	14	9	4	0	540
Birmensdorf		0	2	4	8	13	16	18	17	14	9	4	0	467
Châbles		0	2	4	8	12	15	18	17	14	9	4	0	572
Chur		2	4	6	9	14	16	19	18	16	11	6	1	590
Fribourg		1	3	5	9	13	16	19	18	15	10	5	1	588
Genève		2	3	5	9	14	17	20	19	15	10	6	2	379
Hallau		0	2	5	9	13	16	18	18	14	9	4	0	426
Huttwil		-1	1	3	7	12	15	17	17	13	8	3	-1	643
Kreuzlingen		1	2	4	7	12	15	17	17	14	9	4	1	420
Lausanne		1	3	5	8	13	16	18	17	14	9	4	1	336
Luzern		0	2	4	8	12	15	18	18	15	10	5	0	436
Neuchâtel		3	4	6	9	13	16	19	19	16	11	7	3	438
Olten		-2	1	4	8	12	15	18	17	14	9	3	-1	398
Schaffhausen		-3	1	3	8	13	15	18	17	14	8	2	-2	402
St. Gallen		1	2	4	8	13	15	18	17	14	9	5	1	670
Stein AR		-1	0	2	6	11	13	16	15	12	7	3	-2	824
Winterthur		0	2	4	8	13	15	18	17	14	9	4	0	440
Zürich-Kloten		-1	1	4	9	14	16	19	17	14	9	3	-1	439
Jura														
La Chaux-de-Fonds		-1	0	2	5	10	13	15	15	12	7	2	-2	994
Mont Soleil		-1	-1	2	4	9	11	14	14	11	7	2	-2	1400
Rhonetal														
Monthey		1	3	5	9	13	16	19	18	15	10	5	1	419
Martigny		1	3	5	9	13	16	19	18	15	10	5	1	471
Sion		1	3	6	10	15	17	19	18	15	10	5	1	518
Alpen														
Adelboden		-2	-1	0	4	8	11	13	13	11	7	2	-2	1353
Airolo		-2	-1	1	4	9	12	15	14	11	7	1	-2	1175
Davos		-5	-4	-2	2	7	10	12	12	9	4	-1	-5	1556
Engelberg		-4	-2	0	4	9	12	14	14	11	6	1	-4	1020
Leysin		0	0	1	5	9	12	15	14	11	8	3	0	1260
Montana		0	1	2	6	10	13	16	15	13	9	3	1	1207
Reckingen		-2	-1	1	4	9	13	16	15	11	7	2	1	1326
St. Moritz		-7	-6	-4	0	5	9	11	11	7	3	-2	-6	1838
Zermatt		-4	-3	-1	3	7	10	13	12	10	6	0	-3	1616
Tessin														
Locarno		3	5	8	12	15	18	21	20	17	12	7	4	209
Lugano		5	6	9	12	16	19	23	22	18	14	9	5	273

Temperaturkorrekturwerte τ in °C

Zusammenstellung nach Meteonorm, Beiheft Photovoltaik

Die aufgeführten Korrekturwerte gelten für die Paneelneigung von 45°. Die Werte sind als Richtwerte zu verstehen. Sie hängen vom Paneelfabrikat und von der Hinterlüftung ab.

Station	Monat	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Kloten		17	20	28	26	25	28	27	26	29	23	18	10
Locarno		21	28	30	30	30	29	29	29	30	31	24	23
Davos		22	31	32	31	25	28	28	31	33	35	30	26

**Umrechnungsfaktoren und Absorptionskoeffizienten für beliebig ausgerichtete Flächen
Kloten (Ost = -90°, West = +90°)**

KLOTEN MONAT	R-FAKTOR											
	JAN	FEB	MAR	APR	MAI	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DEZ
B kWh/m ²	25.8	45.8	81.4	113.9	155.9	170.3	183.1	137.6	102.0	60.1	28.9	19.1
D kWh/m ²	19.8	30.0	49.1	63.2	75.9	82.6	82.0	70.1	52.0	35.9	19.8	15.4
K=D/B	.765	.655	.604	.555	.487	.485	.448	.509	.510	.597	.686	.808
Beta Gamma		R = BK/B										
0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
30	-90	.98	.98	.98	.97	.96	.96	.97	.95	.93	.89	.97
30	-45	1.21	1.20	1.13	1.06	1.01	.99	1.01	1.04	1.09	1.13	1.25
30	0	1.28	1.27	1.17	1.07	1.01	.98	1.00	1.05	1.16	1.27	1.35
30	45	1.15	1.13	1.06	1.01	.97	.94	.95	1.00	1.10	1.21	1.20
30	90	.92	.91	.90	.89	.90	.89	.88	.90	.94	.99	.93
45	-90	.94	.93	.93	.91	.89	.89	.90	.89	.86	.82	.92
45	-45	1.24	1.23	1.12	1.03	.96	.93	.95	.99	1.07	1.13	1.29
45	0	1.35	1.32	1.17	1.04	.95	.90	.93	1.01	1.16	1.32	1.43
45	45	1.16	1.13	1.03	.95	.90	.87	.88	.94	1.08	1.23	1.23
45	90	.96	.84	.82	.82	.81	.80	.79	.82	.87	.94	.87
60	-90	.87	.86	.85	.83	.81	.80	.82	.81	.77	.74	.86
60	-45	1.23	1.20	1.07	.95	.87	.83	.86	.91	1.00	1.07	1.28
60	0	1.35	1.31	1.12	.96	.84	.79	.82	.92	1.10	1.30	1.45
60	45	1.13	1.09	.96	.87	.81	.77	.78	.86	1.01	1.20	1.20
60	90	.78	.76	.74	.73	.72	.71	.70	.73	.79	.87	.79
90	-90	.98	.66	.65	.63	.60	.59	.61	.60	.58	.56	.67
90	-45	1.04	.99	.84	.71	.61	.57	.60	.66	.75	.84	1.08
90	0	1.19	1.11	.88	.68	.55	.50	.51	.63	.84	1.08	1.28
90	45	.92	.87	.73	.63	.56	.52	.53	.61	.77	.98	1.00
90	90	.59	.59	.55	.53	.53	.51	.50	.53	.58	.66	.61
90	180	.48	.41	.39	.36	.35	.36	.34	.34	.34	.38	.43

Beta Gamma		a = qu/GK											
0	0	.80	.82	.85	.88	.89	.90	.90	.89	.87	.83	.80	.80
30	-90	.82	.84	.87	.89	.90	.91	.91	.89	.88	.84	.82	.82
30	-45	.87	.89	.90	.91	.91	.91	.91	.91	.90	.89	.88	.86
30	0	.89	.90	.90	.91	.91	.91	.91	.91	.91	.91	.90	.88
30	45	.86	.88	.89	.90	.91	.90	.91	.91	.91	.90	.87	.86
30	90	.82	.84	.86	.88	.89	.90	.90	.89	.88	.86	.82	.82
45	-90	.83	.85	.88	.89	.90	.90	.91	.90	.88	.85	.84	.83
45	-45	.89	.91	.91	.91	.91	.91	.91	.91	.91	.90	.90	.88
45	0	.91	.92	.91	.91	.90	.90	.90	.91	.92	.92	.92	.91
45	45	.88	.89	.90	.90	.90	.90	.91	.91	.92	.92	.89	.87
45	90	.83	.84	.86	.88	.89	.89	.90	.89	.88	.86	.83	.83
60	-90	.84	.86	.88	.89	.90	.90	.91	.89	.88	.85	.84	.84
60	-45	.90	.91	.91	.91	.90	.89	.90	.90	.91	.90	.91	.90
60	0	.92	.93	.91	.90	.88	.88	.58	.89	.92	.93	.93	.92
60	45	.89	.90	.90	.90	.89	.89	.89	.90	.91	.92	.90	.88
60	90	.83	.84	.86	.88	.89	.89	.89	.88	.88	.86	.84	.84
90	-90	.84	.86	.87	.88	.88	.88	.89	.88	.87	.85	.84	.84
90	-45	.90	.90	.89	.88	.85	.84	.84	.87	.88	.88	.90	.90
90	0	.93	.92	.88	.83	.80	.78	.79	.82	.97	.91	.93	.93
90	45	.88	.88	.88	.86	.85	.84	.84	.86	.88	.90	.89	.88
90	90	3.83	.84	.86	.86	.87	.87	.87	.87	.86	.85	.83	.83
90	180	.85	.85	.85	.84	.83	.82	.82	.84	.95	.85	.85	.85

**Umrechnungsfaktoren und Absorptionskoeffizienten für beliebig ausgerichtete Flächen
Locarno (Ost = -90°, West = +90°)**

LOGARNO MONAT	R-FAKTOR											
	JAN	FEB	MAR	APR	MAI	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DEZ
B kWh/m2	49.9	65.5	112.8	143.5	172.1	183.0	199.1	163.7	117.5	86.3	43.3	42.6
D kWh/m2	21.7	31.2	47.1	63.9	75.9	80.0	78.9	68.9	48.8	34.4	20.5	18.7
K=D/B	.435	.476	.418	.445	.441	.440	.396	.421	.415	.399	.473	.438
Beta Gamma		R = BK/B										
0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
30	-90	1.00	1.00	1.00	.99	.97	.97	.98	.99	.97	.95	.95
30	-45	1.45	1.31	1.20	1.09	1.02	1.00	1.02	1.07	1.14	1.26	1.36
30	0	1.61	1.39	1.24	1.09	1.01	.98	1.00	1.07	1.19	1.39	1.54
30	45	1.36	1.19	1.09	1.00	.95	.93	.94	.98	1.08	1.24	1.35
30	90	.89	.88	.86	.87	.88	.87	.86	.86	.89	.92	.94
45	-90	.96	.96	.96	.94	.90	.90	.91	.93	.91	.90	.91
45	-45	1.57	1.37	1.21	1.06	.97	.93	.96	1.04	4.13	4.31	1.44
45	0	1.79	1.48	1.26	1.05	.94	.90	.92	1.02	1.19	1.48	1.69
45	45	1.44	1.21	1.06	.94	.88	.85	.86	.92	1.05	1.27	1.43
45	90	.84	.80	.78	.79	.79	.78	.78	.77	.81	.86	.89
60	-90	.90	.89	.89	.86	.82	.82	.82	.85	.83	.83	.84
60	-45	1.60	1.36	1.17	.99	.87	.84	.86	.96	1.07	1.28	1.45
60	0	1.88	1.49	1.22	.97	.83	.78	.81	.93	1.14	1.49	1.76
60	45	1.45	1.17	.99	.86	.78	.75	.75	.82	.98	1.23	1.43
60	90	.76	.72	.70	.70	.69	.68	.67	.68	.72	.79	.82
90	-90	.71	.70	.68	.65	.61	.60	.60	.63	.63	.64	.66
90	-45	1.42	1.14	.92	.72	.61	.57	.60	.69	.82	1.04	1.25
90	0	1.73	1.29	.96	.67	.53	.47	.49	.62	.86	1.26	1.59
90	45	1.24	.93	.74	.61	.53	.50	.50	.57	.72	.99	1.23
90	90	.58	.53	.51	.51	.50	.49	.47	.49	.53	.60	.64
90	180	.34	.34	.30	.31	.32	.34	.31	.30	.29	.29	.34

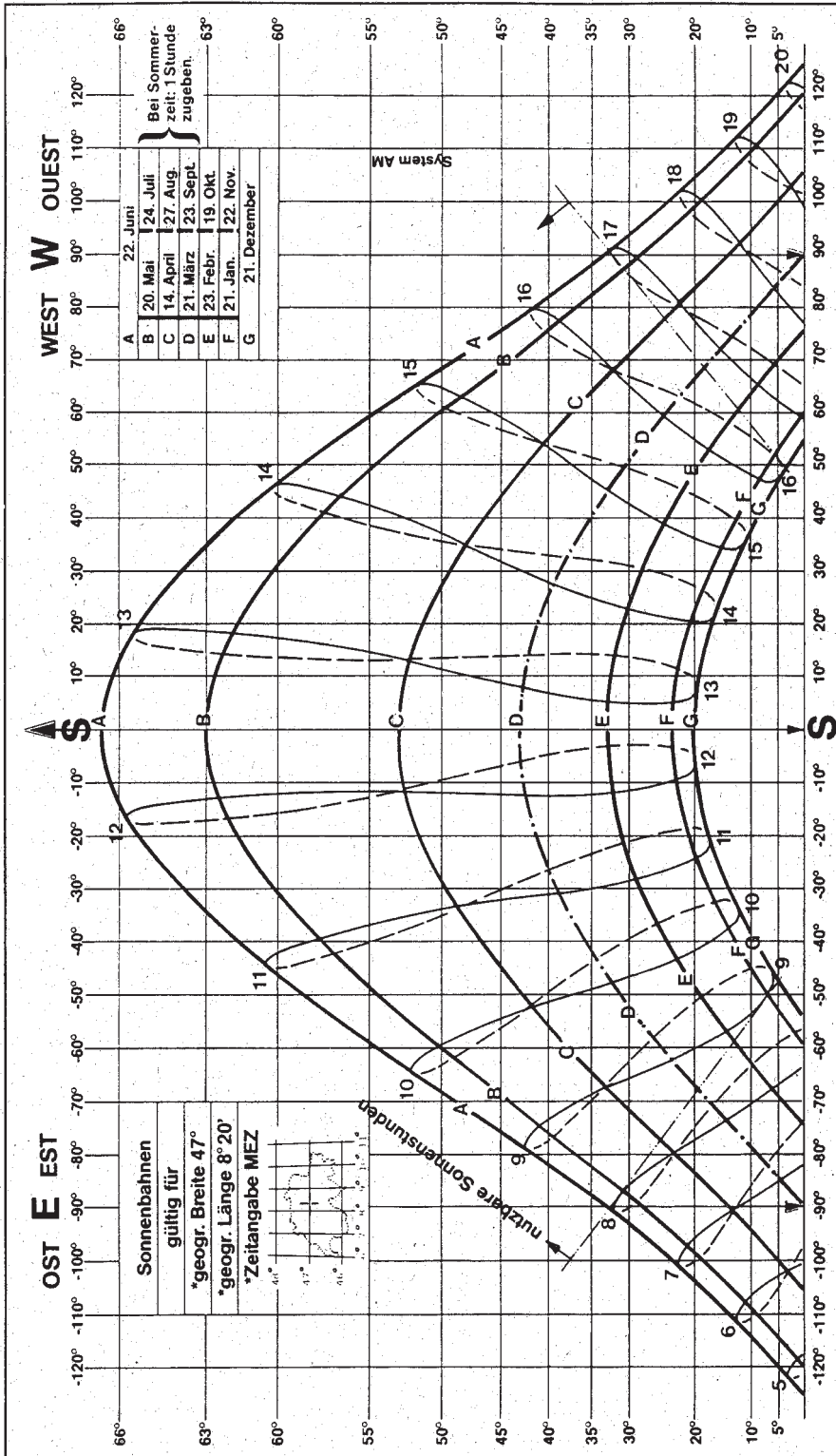
Beta Gamma		a = qa/BK											
0	0	.76	.81	.86	.89	.90	.90	.91	.89	.87	.82	.77	.74
30	-90	.80	.84	.88	.90	.91	.91	.92	.91	.89	.85	.81	.78
30	-45	.89	.90	.92	.92	.92	.91	.92	.92	.92	.91	.88	.88
30	0	.91	.92	.92	.91	.91	.91	.91	.92	.92	.92	.91	.91
30	45	.87	.89	.90	.91	.91	.91	.91	.91	.91	.91	.88	.87
30	90	.79	.83	.87	.89	.90	.90	.90	.89	.88	.85	.81	.78
45	-90	.82	.86	.89	.91	.91	.91	.92	.91	.90	.87	.83	.80
45	-45	.92	.92	.93	.92	.91	.91	.92	.92	.93	.92	.91	.91
45	0	.94	.94	.93	.91	.90	.90	.91	.91	.93	.94	.94	.95
45	45	.90	.90	.91	.91	.91	.90	.91	.91	.92	.92	.91	.90
45	90	.81	.84	.87	.89	.89	.90	.90	.89	.88	.86	.83	.80
60	-90	.84	.86	.89	.90	.91	.91	.91	.91	.89	.87	.84	.82
60	-45	.93	.93	.93	.92	.90	.90	.90	.92	.92	.93	.92	.92
60	0	.96	.94	.93	.90	.88	.87	.88	.90	.92	.94	.95	.96
60	45	.91	.90	.91	.90	.89	.89	.89	.90	.91	.92	.92	.91
60	90	.82	.84	.87	.89	.89	.89	.89	.89	.88	.86	.83	.82
90	-90	.83	.86	.88	.89	.89	.89	.89	.89	.88	.86	.83	.82
90	-45	.91	.90	.88	.85	.85	.84	.84	.87	.89	.90	.91	.91
90	0	.95	.93	.88	.82	.79	.77	.77	.81	.86	.92	.95	.96
90	45	.89	.88	.88	.86	.84	.83	.84	.86	.88	.90	.90	.90
90	90	.82	.83	.86	.87	.87	.87	.87	.87	.86	.85	.83	.81
90	180	.85	.85	.85	.84	.82	.82	.82	.84	.85	.85	.85	.85

**Umrechnungsfaktoren und Absorptionskoeffizienten für beliebig ausgerichtete Flächen
Davos (Ost = -90°, West = +90°)**

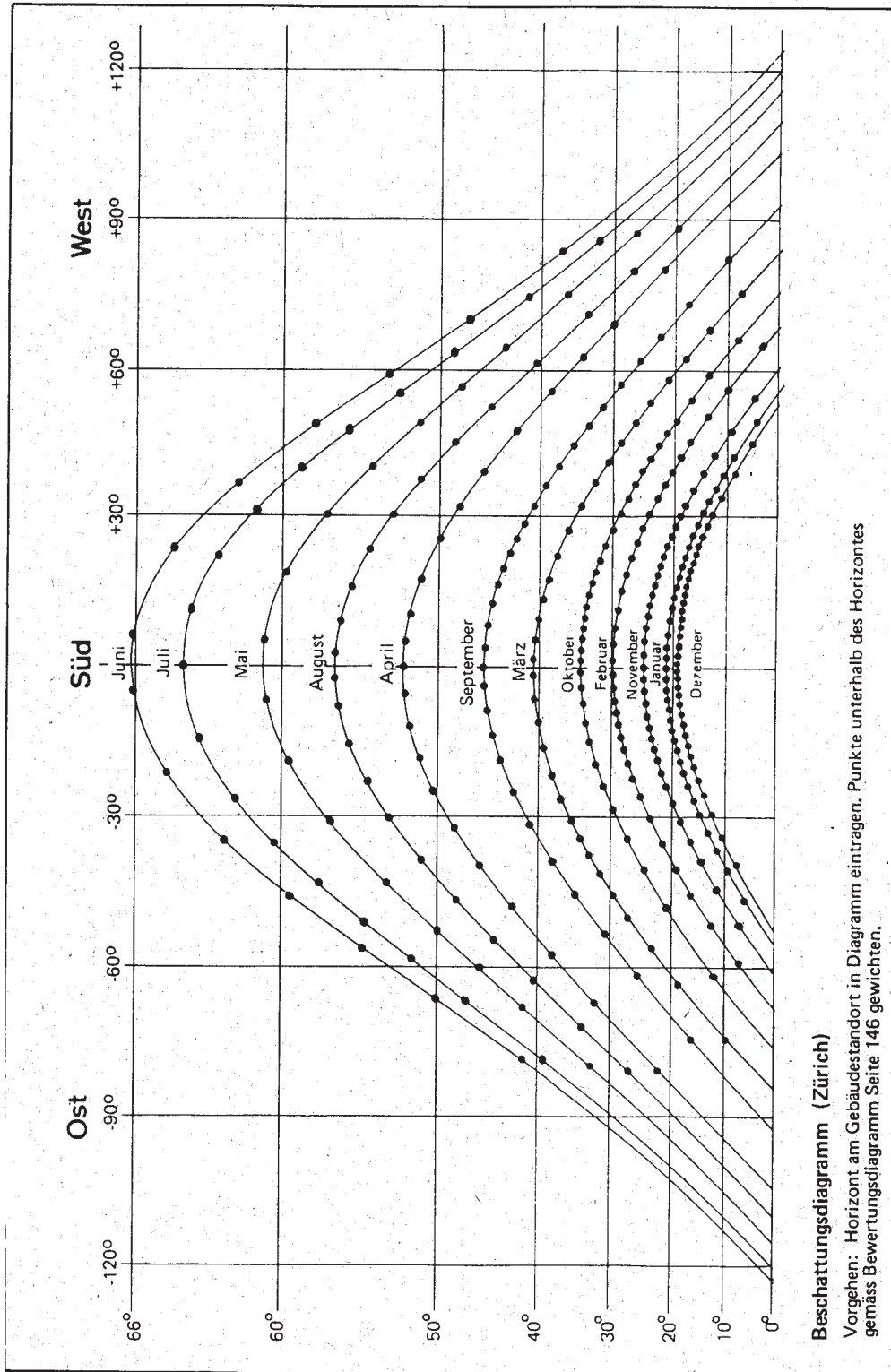
DAVOS MONAT	R-FAKTOR												
	JAN	FEB	MAR	APR	MAI	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DEZ	
B kWh/m ²	47.3	69.2	115.6	149.8	169.4	166.1	170.2	141.3	117.5	88.1	48.6	39.8	
D kWh/m ²	23.9	36.0	60.4	82.8	86.0	81.6	69.8	60.8	42.7	29.4	24.8	19.6	
K=D/B	.506	.520	.523	.553	.507	.491	.410	.434	.363	.333	.511	.492	
Beta Gamma		R = BK/B											
0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
30	-90	1.02	1.02	1.02	1.01	1.00	1.00	1.02	1.01	.99	.94	.93	.99
30	-45	1.44	1.30	1.19	1.09	1.03	1.02	1.05	1.09	1.18	1.29	1.33	1.48
30	0	1.57	1.38	1.21	1.08	1.00	.97	.99	1.06	1.22	1.44	1.51	1.68
30	45	1.33	1.19	1.07	.99	.93	.91	.91	.96	1.08	1.27	1.34	1.43
30	90	.89	.88	.87	.87	.86	.85	.82	.84	.86	.91	.94	.93
45	-90	1.00	.99	.98	.98	.95	.95	.98	.96	.94	.97	.88	.96
45	-45	1.57	1.37	1.21	1.08	.99	.96	1.00	1.06	1.19	1.34	1.40	1.63
45	0	1.75	1.47	1.24	1.06	.94	.89	.92	1.02	1.23	1.54	1.65	1.90
45	45	1.41	1.21	1.05	.94	.86	.82	.82	.89	1.04	1.31	1.42	1.56
45	90	.84	.82	.80	.80	.77	.75	.73	.75	.77	.84	.89	.89
60	-90	.95	.94	.93	.92	.87	.87	.90	.89	.86	.79	.81	.93
60	-45	1.62	1.38	1.19	1.03	.90	.87	.91	.98	1.13	1.31	1.40	1.69
60	0	1.85	1.50	1.22	.99	.83	.78	.81	.92	1.18	1.56	1.71	2.03
60	45	1.43	1.19	1.00	.87	.76	.72	.72	.80	.97	1.27	1.42	1.61
60	90	.78	.76	.74	.73	.68	.66	.63	.65	.68	.76	.82	.84
90	-90	.81	.79	.77	.75	.66	.66	.68	.67	.66	.60	.62	.79
90	-45	1.49	1.21	.99	.83	.65	.61	.65	.72	.87	1.06	1.20	1.57
90	0	1.75	1.35	1.02	.77	.54	.48	.50	.62	.90	1.33	1.55	1.96
90	45	1.27	1.00	.81	.68	.53	.49	.48	.55	.71	1.02	1.22	1.47
90	90	.65	.62	.60	.59	.49	.48	.45	.47	.49	.57	.64	.71
90	180	.46	.45	.45	.46	.36	.37	.33	.31	.27	.26	.37	.46

Beta Gamma		a = qa/BK											
0	0	.77	.81	.86	.88	.89	.90	.90	.89	.87	.82	.78	.74
30	-90	.80	.84	.88	.89	.90	.91	.92	.91	.89	.85	.81	.78
30	-45	.89	.90	.91	.91	.91	.91	.92	.92	.93	.91	.88	.87
30	0	.91	.91	.91	.90	.90	.90	.91	.91	.93	.94	.91	.91
30	45	.87	.88	.89	.89	.90	.90	.90	.91	.91	.91	.88	.82
30	90	.80	.83	.86	.87	.88	.89	.89	.89	.88	.84	.81	.78
45	-70	.82	.86	.88	.90	.91	.91	.92	.91	.90	.86	.82	.81
45	-45	.91	.92	.92	.91	.91	.91	.92	.92	.93	.93	.91	.91
45	0	.94	.93	.92	.90	.89	.89	.90	.91	.93	.95	.94	.94
45	45	.89	.90	.90	.89	.89	.89	.90	.90	.92	.92	.91	.90
45	90	.81	.84	.86	.87	.88	.88	.89	.88	.88	.85	.83	.80
60	-90	.84	.86	.88	.89	.91	.91	.92	.91	.90	.86	.83	.82
60	-45	.92	.92	.92	.91	.90	.90	.91	.92	.93	.93	.91	.92
60	0	.95	.94	.92	.89	.88	.87	.88	.90	.93	.95	.95	.96
60	45	.90	.90	.89	.89	.89	.88	.89	.89	.91	.93	.91	.91
60	90	.82	.84	.86	.87	.88	.88	.88	.88	.88	.86	.83	.82
90	-90	.84	.85	.87	.88	.89	.89	.90	.89	.88	.84	.82	.82
90	-45	.91	.90	.89	.88	.86	.84	.85	.87	.90	.90	.90	.91
90	0	.95	.92	.88	.83	.80	.78	.78	.81	.87	.93	.95	.95
90	45	.88	.88	.87	.86	.85	.84	.84	.85	.88	.90	.90	.89
90	90	.82	.84	.85	.86	.86	.86	.86	.86	.85	.84	.83	.81
90	180	.85	.85	.85	.84	.83	.82	.81	.84	.85	.85	.85	.85

Sonnenbahnen und Beschattungsdiagramme



Sonnenbahnen und Beschattungsdiagramme



Sonnenbahnen und Beschattungsdiagramme

