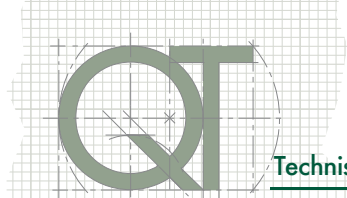


Technisches Anwendungshandbuch Nr.10 Photovoltaikanlagen



Photovoltaikanlagen

Inhalt

Einleitung 4

TEIL I

1 Allgemeines zu Photovoltaikanlagen 5

1.1 Betriebsprinzip 5
1.2 Strom aus Sonnenlicht 5
1.3 Hauptbestandteile einer Photovoltaikanlage 8
 1.3.1 Photovoltaik-Generator 8
 1.3.2 Wechselrichter 11
1.4 Typen von PV-Solarpanels 12
 1.4.1 Siliziumsolarzellen 12
 1.4.2 Dünnschichtzellen 13
1.5 Typen von Photovoltaikanlagen 15
 1.5.1 Anlagen mit Inselbetrieb (stand-alone) 15
 1.5.2 Netzgekoppelte Anlagen (grid-connected) ... 16
1.6 Aussetzende Stromerzeugung und Akkumulation der erzeugten Energie 17

2 Energieproduktion 18

2.1 Äquivalenter Stromkreis der Solarzelle .. 18
2.2 Spannungs-Strom-Kennlinie des Moduls 18
2.3 Schaltbild des Netzanschlusses 19
2.4 Bemessungs-Spitzenleistung 20
2.5 Erwartete jährliche Stromproduktion 20
2.6 Neigung und Orientierung der Solarzellen 22
2.7 Spannungen und Ströme in einer PV-Anlage 24
2.8 Variation des erzeugten Stroms 24
 2.8.1 Bestrahlungsstärke 24
 2.8.2 Temperatur der Module 25
 2.8.3 Beschattung 25

3 Installationsmethoden und Konfigurationen 26

3.1 Architektonische Integration 26
3.2 Konfiguration des Solarfeldes 27
 3.2.1 Anlage mit einem einzigen Wechselrichter 27
 3.2.2 Anlage mit einem Wechselrichter pro Strang 27
 3.2.3 Anlage mit mehreren Wechselrichtern 27
3.3 Auswahl und Anschluss des Wechselrichters 28
3.4 Auswahl der Kabel 32
 3.4.1 Kabeltypen 32
 3.4.2 Querschnitt und Strombelastbarkeit 32

TEIL II - Situation in Italien

4 Netzanschluss und Strommessung 33

4.1 Allgemeines 33
4.2 Parallel mit den NS-Netz 34
4.3 Parallel mit den MS-Netz 36
4.4 Messung des erzeugten und mit dem Netz ausgetauschten Stroms 38

5 Erdung und Schutz bei indirekter Berührung 39

5.1 Erdung 39
5.2 Anlagen mit Transformator 39
 5.2.1 Berührbare inaktive Metallteile auf der Lastseite des Transformators 39
 5.2.1.1 Anlage mit IT System 39
 5.2.1.2 Anlage mit TN System 39
 5.2.2 Berührbare inaktive Metallteile auf der Netzseite des Transformators 40
5.3 Anlagen ohne Transformator 41

Photovoltaikanlagen

Inhalt

6 Schutz vor Überströmen und Überspannungen 42

6.1 Schutz vor Überströmen auf DC-Seite 42

6.1.1 Kabelschutz 42

6.1.2 Schutz der Stränge gegen Rückstrom 43

6.1.3 Verhalten des Wechselrichters 43

6.1.4 Wahl der Schutzeinrichtungen 43

6.2 Schutz vor Überströmen auf AC-Seite 44

6.3 Wahl der Schalt- und Trenneinrichtungen 44

6.4 Schutz vor Überspannungen 45

6.4.1 Direkter Blitzschlag 45

6.4.1.1 Gebäude ohne LPS 45

6.4.1.2 Gebäude mit LPS 45

6.4.1.3 PV-Anlage am Boden 46

6.4.2 Indirekter Blitzschlag 46

6.4.2.1 Schutz auf DC-Seite 47

6.4.2.2 Schutz auf AC-Seite 48

7 Die Einspeisevergütung 49

7.1 Die Einspeisevergütung und die Fördersätze 49

7.2 Valorisierung der von der Anlage erzeugten Energie 50

7.2.1 Netzstromzählung 50

7.2.2 Verkauf des erzeugten Stroms 51

7.3 Anreizregulierte Tarife nach 2010 51

8 Wirtschaftliche Analyse der Investition 53

8.1 Theoretische Anmerkungen 53

8.1.1 Kapitalwert 53

8.1.2 Ökonomische Kennwerte 53

8.1.2.1 Interner Zinsfuß (IZF) 53

8.1.2.2 Dynamische Amortisationszeit 53

8.1.2.3 Kapitalrückgewinnungszeit 53

8.2 Ökonomische Betrachtungen zur PV-Anlage 54

8.3 Beispiele zu Investitionsanalysen 54

8.3.1 Photovoltaikanlage von 3kWp mit Eigenfinanzierung 54

8.3.2 Photovoltaikanlage von 3kWp mit Finanzierung 56

8.3.3 Photovoltaikanlage von 60kWp mit Eigenfinanzierung 57

8.3.4 Photovoltaikanlage von 60kWp mit Finanzierung 58

TEIL III

9 ABB Lösungen für Photovoltaikanwendungen 59

9.1 Kompakt- und Offene Leistungsschalter 59

9.1.1 Kompaktleistungsschalter für Wechselstrom Tmax T 59

9.1.2 Neue Reihe von Kompakt-Leistungsschaltern SACE Tmax XT 60

9.1.3 Kompakt-Leistungsschalter für den Einsatz zu bis 1150 V AC 61

9.1.4 Kompakt-Lasttrennschalter Tmax T und SACE Tmax XT 64

9.1.5 Luft-Leistungsschalter für Wechselstrom 65

9.1.6 Luft-Leistungsschalter für den Einsatz zu bis 1150 V AC 66

9.1.7 Luft-Lasttrennschalter 67

9.1.8 Luft-Lasttrennschalter für den Einsatz zu bis 1150 V AC 68

9.1.9 Kompakt-Leistungsschalter für Gleichstrom Tmax T 69

9.1.10 Kompakt-Leistungsschalter für Gleichstrom SACE Tmax XT 70

9.1.11 Kompakt-Leistungsschalter für den Einsatz bis zu 1000 V DC 70

9.1.12 Kompakt-Lasttrennschalter für Gleichstrom Tmax PV 71

9.1.13 Luft-Leistungsschalter für Gleichstrom 72

9.1.14 Luft-Lasttrennschalter für den Einsatz zu bis 1000 V DC 76

9.2	FI-Auslöser Typ B	77
9.2.1	FI-Auslöser RC233 und RC B Type.....	77
9.2.2	ABB Lösungen für PV-Anwendungen	78
9.3	Schütze	78
9.4	Lasttrennschalter	79
9.5	Kleinselbstschalter	81
9.6	Überspannungsschutzeinrichtungen	82
9.7	Lasttrennschalter mit Sicherung.....	83
9.8	Rundsicherungen	84
9.9	Isolations-Überwachungseinrichtung.....	84
9.10	Stromzähler für AC ODINsingle, DELTAmax	85
9.11	Schalttafeln.....	86
9.12	Wandinstallierte Kleinverteiler	87
9.13	Abzweigdosen	87
9.14	Wechselrichter	88
9.15	Klemmenleisten	90
9.16	Motoren	90
9.17	Frequenzumformer	91
9.18	Speicherprogrammierbare Steuerungen	91
9.19	Feldschaltanlagen	91

Anhang A – Neue Solarzellentechnologien

A.1	Neue Technologien.....	93
A.2	Konzentrator-Photovoltaikmodule	94
A.3	Zylindrische PV-Systeme	94

Anhang B – Andere erneuerbare Energiequellen

B.1	Vorwort.....	95
B.2	Windenergie.....	95
B.3	Energie aus Biomasse	95
B.4	Geothermische Energie	96
B.5	Energie aus Gezeiten und Seegang.....	96
B.6	Die hydroelektrische Kleinanlage.....	97
B.7	Solarthermie.....	97
B.8	Solarthermodynamik.....	99
B.9	Hybride Systeme	101
B.10	Energiesituation in Italien.....	101
B.10.1	Nicht erneuerbare Energien	102
B.10.2	Erneuerbare Energien	102

Anhang C – Bemessungsbeispiele für Photovoltaikanlagen

C.1	Vorwort.....	103
C.2	Photovoltaikanlage von 3kWp.....	103
C.3	Photovoltaikanlage von 60kWp.....	106

Einleitung

Einleitung

In dem augenblicklichen weltweiten Energie- und Umweltraum kommt dem Ziel der Reduzierung der Treibhausgase und der umweltschädlichen Substanzen (im Nachgang an das Kyoto-Protokoll) auch mittels der Ausnutzung alternativer und erneuerbarer Energiequellen, die neben und zur Reduzierung der fossilen Energieträger verwendet werden, die zudem wegen des hohen Verbrauchs in verschiedenen Ländern zur Erschöpfung bestimmt sind, eine erstrangige Bedeutung zu.

Die Sonne ist bestimmt eine erneuerbare Energiequelle mit einem großen Potential, die man nutzen kann, ohne der Umwelt zu schaden. Man braucht nur zu bedenken, dass die Oberfläche der Erdhalbkugel, die der Sonne ausgesetzt ist, jeden Augenblick eine Energie erhält, die über 50.000 TW liegt. Die Energiemenge, welche die Erde von der Sonne erhält, ist daher riesig groß, circa zehntausend Mal größer als die gesamte Energie, die auf der Welt verbraucht wird.

Unter den verschiedenen Systemen, die erneuerbare Energiequellen benutzen, ist die Photovoltaik wegen der intrinsischen Eigenschaften des Systems selbst viel versprechend: Sie hat sehr geringe Betriebskosten (der Brennstoff kostet gar nichts) und einen beschränkten Wartungsaufwand, sie ist zuverlässig, leise und recht einfach zu installieren. Für einige isolierte Anlagen ist Photovoltaik außerdem gegenüber anderen Energiequellen absolut günstig, insbesondere an solchen Orten, die nur schwer und zu hohen Preisen durch Stromleitungen erreicht werden können.

In Italien kann die Photovoltaik dank der Politik der Einspeisevergütungssysteme ein starkes Wachstum verzeichnen, denn dieser Mechanismus zur Förderung der PV-Branche sieht Beihilfen vor, die durch die Netzbetreiber für den Strom gezahlt werden, den die Anlagen in das Netz einspeisen.

Dieses Technische Heft hat das Anliegen, die Problemstellungen und die grundlegenden Konzepte zu untersuchen, die man bei der Realisierung einer Photovoltaikanlage feststellt. Ausgehend von einer allgemeinen Beschreibung der Ausnutzungsmodalitäten der Sonnen-

energie durch PV-Anlagen werden vor allem die Verfahren für den Netzanschluss, den Schutz von Überströmen, Überspannungen und indirekter Berührung beschrieben, um eine angemessene Wahl der Schalt- und Schützeinrichtungen der verschiedenen Anlagenkomponenten treffen zu können.

Dieses Technische Heft gliedert sich in drei Teile: Der erste Teil allgemeinerer Art (mit den ersten drei Kapiteln) beschreibt die Betriebsprinzipien der PV-Anlagen, die verschiedenen Typen, die wichtigsten Komponenten, die Installationsverfahren und die unterschiedlichen Konfigurationen. Dann analysiert es die Energieproduktion einer Anlage und wie sie in Abhängigkeit von bestimmten Größen variieren kann. Der zweite Teil (von Kapitel vier bis acht) ist den Netzanschlussmethoden, den Schutzsystemen, der Beschreibung der Einspeisetarife und einer einfachen ökonomischen Analyse des Investments zur Realisierung einer Photovoltaikanlage gewidmet, mit besonderem Bezug auf das italienische Umfeld und die Normen, Beschlüsse und Dekrete, die beim Schreiben des Technischen Hefts gültig waren. Im dritten Teil (Kapitel neun) werden schließlich die Lösungen geliefert, die ABB für die Anwendungen im Bereich der PV-Technik zur Verfügung stellt.

Mit der zweiten Ausgabe des Technischen Hefts sind insbesondere im Kapitel zum ABB-Angebot für PV-Anwendungen die neuen Produkte hinzugefügt worden und das Kapitel zu den Einspeisevergütungssystemen ist aktualisiert worden.

Zur Vervollständigung des Technischen Hefts gibt es außerdem noch drei Anhänge, die folgendes bieten:

- eine Beschreibung der neuen Technologien zur Realisierung von Solarzellen und der Solarkonzentration als Methode zur Erhöhung der Bestrahlungsstärke der Module,
- eine Beschreibung anderer erneuerbarer Energiequellen und eine Analyse der Energiesituation in Italien,
- ein Bemessungsbeispiel einer PV-Anlage von 3kWp für ein Einfamilienhaus und einer Anlage von 60kWp für einen Handwerksbetrieb.



1 Allgemeines zu Photovoltaikanlagen

1.1 Betriebsprinzip

Eine Photovoltaikanlage wandelt das Sonnenlicht direkt und sofort in elektrische Energie um, ohne irgendeinen Brennstoff zu benötigen. Die PV-Technologie nutzt nämlich den photovoltaischen Effekt aus, nach dem einige angemessen "dotierte" (gezielt verunreinigte) Halbleiter Strom erzeugen, wenn sie dem Sonnenlicht ausgesetzt werden.

Die wichtigsten Vorteile der PV-Anlagen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- verteilte Stromerzeugung an dem Ort, wo er gebraucht wird,
- keine Abgabe verunreinigender Stoffe,
- Einsparung fossiler Brennstoffe,
- Zuverlässigkeit der Anlagen, weil es keine beweglichen Teile gibt (nützliche Lebensdauer in der Regel über 20 Jahre),
- reduzierte Betriebs- und Instandhaltungskosten,
- Modularität des Systems (zur Steigerung der Anlageleistung reicht es aus, die Zahl der Module zu erhöhen) je nach den tatsächlichen Erfordernissen des Nutzers.

Die anfänglichen Kosten für die Realisierung einer PV-Anlage sind jedoch noch recht hoch, weil der Markt unter dem technischen und ökonomischen Gesichtspunkt noch nicht die volle Reife erreicht hat. Außerdem ist die Energieerzeugung wegen der Variabilität der solaren Energiequelle unstetig.

Die jährliche Stromerzeugung einer PV-Anlage hängt von verschiedenen Faktoren ab, wie beispielsweise:

- Einfall des Sonnenlichts am Installationsort,
- Neigung und Orientierung der Module,
- Vorhandensein von Beschattung oder nicht,
- technische Leistung der Komponenten der Anlage (im wesentlichen Module und Wechselrichter),

Die wichtigsten Anwendungen der PV-Anlagen sind:

1. Anlagen (mit Akkumulatoren) für Nutzer, die vom Netz isoliert sind (stand alone),
2. Anlagen für Nutzer, die an das Niederspannungsnetz angebunden sind (grid connected),
3. Solarstromkraftwerke, die in der Regel an Mittelspannungsnetze angeschlossen sind.

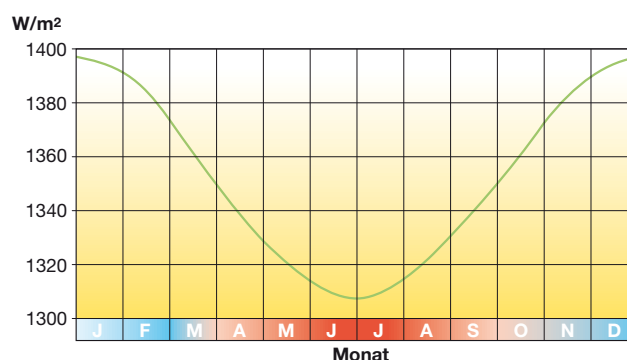
Die Fördermittel der Einspeisevergütung sind nur für die Anwendungen vom Typ 2 und 3 vorgesehen, und zwar für Anlagen mit Bemessungsleistung von nicht weniger als 1 kW.

Eine PV-Anlage besteht im Wesentlichen aus einem Generator (Solarzellen), einer Tragstruktur, um die Panels am Boden, auf einem Gebäude oder einer beliebigen Gebäudestruktur zu installieren, einem System zur Kontrolle und Regelung der Leistung, einem etwaigen Akkumulator, Schaltschränken für die Schalt- und Schutzgeräte und den Verbindungskabeln.

1.2 Strom aus Sonnenlicht

Im Kern der Sonne laufen ununterbrochen thermonukleare Fusionsreaktionen bei Millionen Grad Hitze ab, die riesige Mengen an Energie in Form von elektromagnetischen Strahlen freisetzen. Ein Teil dieser Energie erreicht den äußeren Bereich der Erdatmosphäre mit einer durchschnittlichen Bestrahlungsstärke (Solarkonstante) von circa $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$, die vom Abstand Erde-Sonne (Abbildung 1.1)¹ und der Sonnentätigkeit (Solarflecken) abhängt.

Abbildung 1.1 - Strahlung außerhalb der Atmosphäre

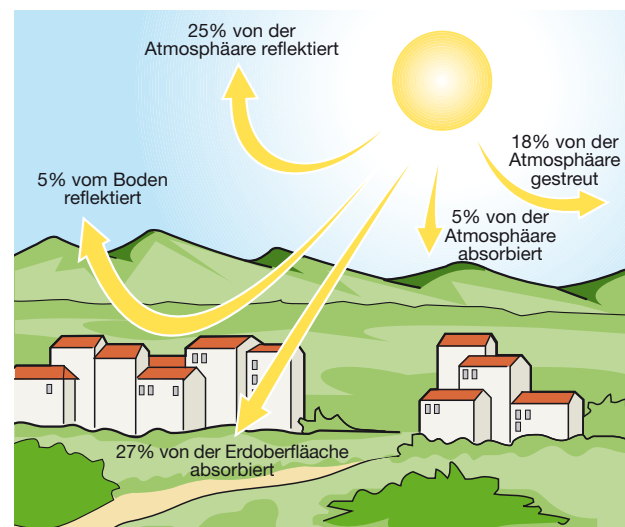


Unter **solarer Bestrahlungsstärke** versteht man die Stärke der elektromagnetischen Strahlung der Sonne, die auf einen Quadratmeter Erde [kW/m^2] fällt. Diese Stärke entspricht dem Integral der Leistung, die jedem Frequenzwert des Spektrums der Sonnenstrahlung zugeordnet ist.

Beim Durchqueren der Erdatmosphäre wird die Sonnenstrahlung abgeschwächt, weil ein Teil der Strahlen gebeugt und absorbiert wird (vor allem durch Wasserdampf und andere Gase der Erdatmosphäre).

Die Strahlung, die durch die Atmosphäre fällt, wird von der Luft und den in der Luft schwebenden Feststoffen teilweise zerstreut (Abbildung 1.2).

Abbildung 1.2 - Energiefluss zwischen Sonne, Atmosphäre und Erdoberfläche



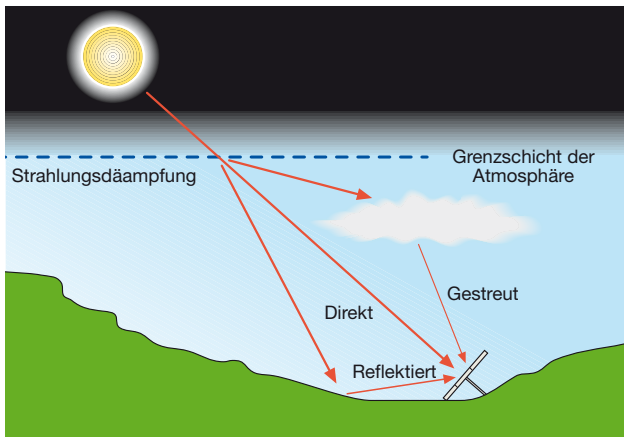
¹ Wegen der elliptischen Umlaufbahn befindet sich die Erde in den Monaten Dezember-Januar im kleinsten Abstand von der Sonne (Perihelium oder Sonnennähe) und in den Monaten Juni-Juli im größten Abstand (Aphelium oder Sonnenferne).

Unter **Strahlungsleistung der Sonne** versteht man das Integral der Sonnenstrahlen in einem genannten Zeitraum [kWh/m²].

Die Strahlung, die eine horizontale Fläche erreicht, besteht daher aus einer **direkten Strahlung**, die der direkten Bestrahlungsstärke der Fläche zugeordnet wird, einer **diffus gestreuten Strahlung**, die vom Himmel aus jeder Richtung auf den Boden fällt, und einer **gebeugten Strahlung**, die vom Boden und der Umgebung auf eine bestimmte Fläche reflektiert wird (Abbildung 1.3).

Im Winter und bei bewölktem Himmel ist der diffus gestreute Anteil der Strahlung wesentlich größer als der direkte.

Abbildung 1.3 - Komponenten der Sonnenstrahlung



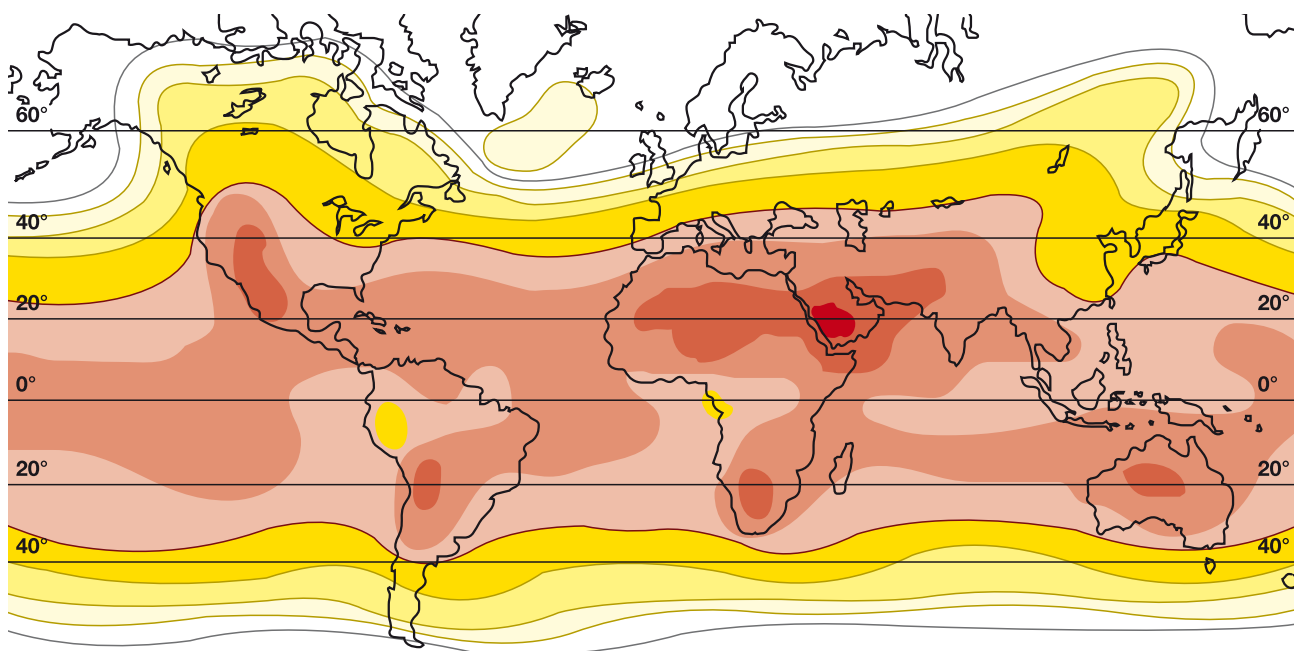
Die Diffusstrahlung hängt von dem Vermögen einer Fläche ab, die Sonnenstrahlung zu beugen und wird mit dem Albedo-Koeffizienten für jedes Material einzeln berechnet (Abbildung 1.4).

Abbildung 1.4 - Gebeugte Strahlung

Oberflächenart	Albedo
Feldwege	0,04
Wasserflächen	0,07
Nadelwald im Winter	0,07
Alter Asphalt	0,10
Bitumendächer oder -Terrassen	0,13
Boden (Ton, Mergel)	0,14
Trockenes Gras	0,20
Kies	0,20
Gealterter Beton	0,22
Wald im Herbst/Felder	0,26
Grünes Gras	0,26
Dunkle Gebäudeflächen	0,27
Totes Laub	0,30
Helle Gebäudeflächen	0,60
Schnee	0,75

in der Abbildung 1.5 ist der Sonnenatlas der Welt mit der durchschnittlichen Sonnenstrahlung dargestellt, die auf die schräge Fläche 30° Süd fällt [kWh/m²/Tag].

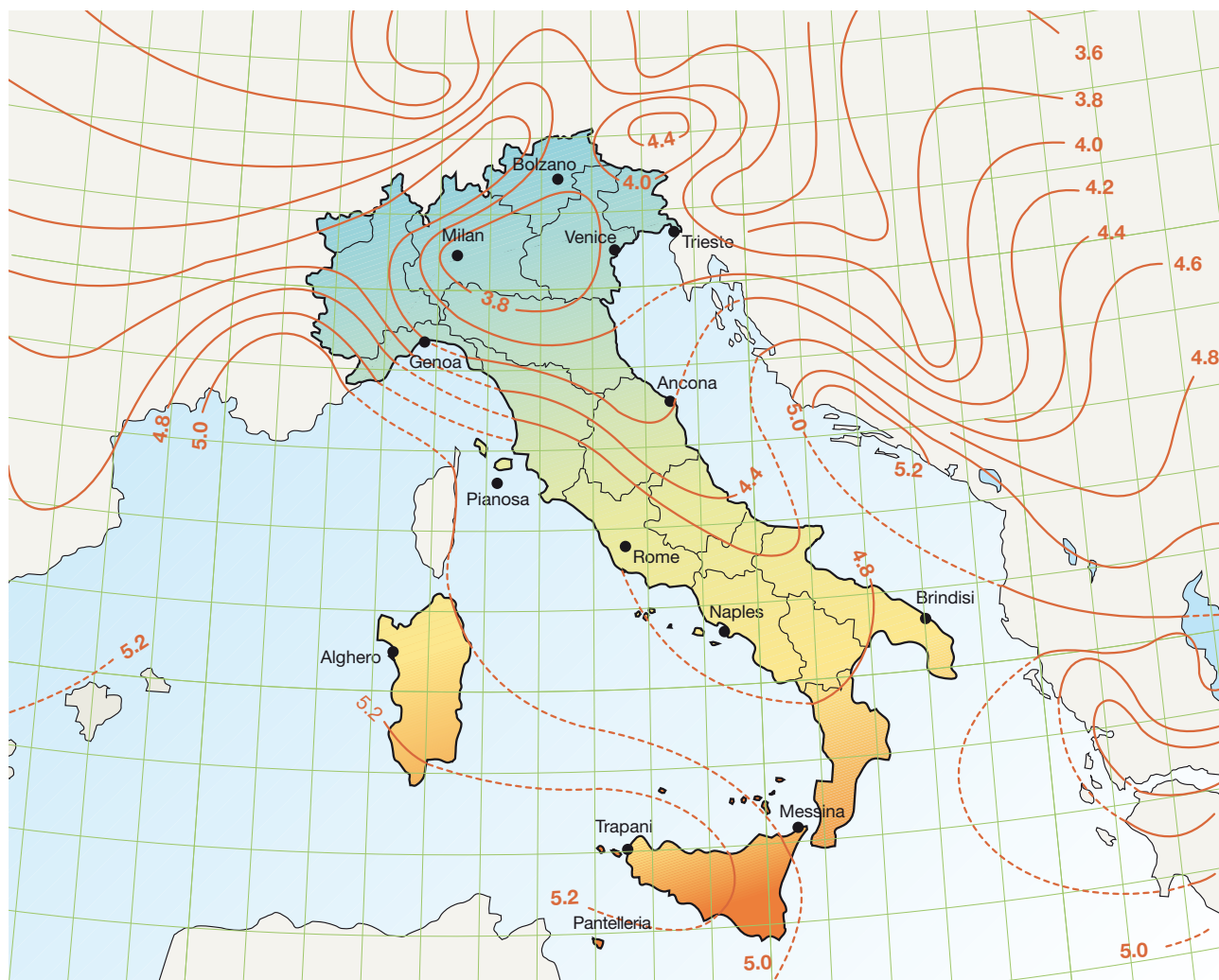
Abbildung 1.5 - Sonnenatlas



Die durchschnittliche jährliche Strahlung in Italien schwankt zwischen $3,6 \text{ kWh/m}^2/\text{Tag}$ in der Poebene bis zu den $4,7 \text{ kWh/m}^2/\text{Tag}$ im Mittel- und Süditalien und den $5,4 \text{ kWh/m}^2/\text{Tag}$ in Sizilien (Abbildung 1.6). In den sonnenreichen Gegenden im Süden und auf

den Inseln ist es daher möglich, circa 2000 kWh/m^2 ($5,4 \cdot 365$) jährlich zu erhalten, was den Energieäquivalent von 1,5 Barrels Erdöl pro Quadratmeter entspricht, während der Rest Italiens zwischen den 1750 kWh/m^2 am Tyrrhenischen Meer und den 1300 kWh/m^2 der Poebene liegt.

Abbildung 1.6 - Tägliche Globalstrahlung in kWh/m^2



1.3 Hauptbestandteile einer PV-Anlage

1.3.1 Photovoltaik-Generator

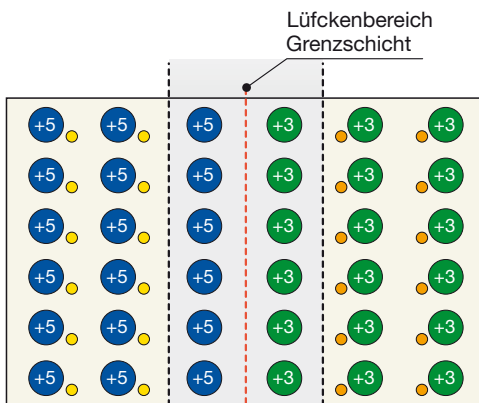
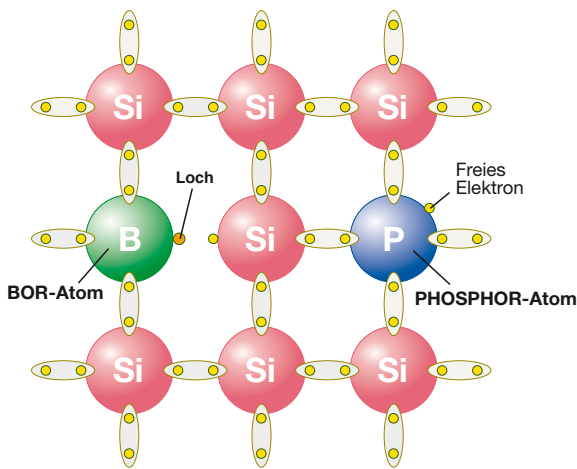
Die elementare Komponente eines PV Generators ist die Solarzelle, wo das Sonnenlicht direkt in elektrische Energie umgewandelt wird.

Die Zelle besteht aus einer dünnen Scheibe Halbleitermaterial, in der Regel angemessen behandeltes Silizium, mit einer Schichtstärke von circa 0,3 mm und einer Oberfläche zwischen 100 und 225 cm².

Das Silizium, das vier Valenzelektronen hat (vierwertig ist), wird durch das Einbringen auf einer "Seite" von dreiwertigen Atomen (z.B. Bor – p-Dotierung) und auf der anderen Seite von kleinen Mengen fünfwertiger Atome (z.B. Phosphor – n-Dotierung) gezielt verunreinigt. Der Bereich mit p-Dotierung hat einen Überschuss von Löchern, während der Bereich mit n-Dotierung einen Elektronenüberschuss aufweist (Abbildung 1.7).

Abbildung 1.7 - Die Solarzelle

Dotiertes Silizium



Im Grenzbereich zwischen den zwei Schichten mit unterschiedlicher Dotierung (pn-Übergang) weisen die Elektronen die Tendenz auf, sich aus dem Bereich mit hoher Elektronendichte (n) in den Bereich mit geringer Elektronendichte (p) zu bewegen, wodurch sich im p-Bereich eine negative Ladung aufbaut. Zu einer dualen Erscheinung kommt es bei den Löchern mit dem Entstehen einer positiven Ladung im n-Bereich.

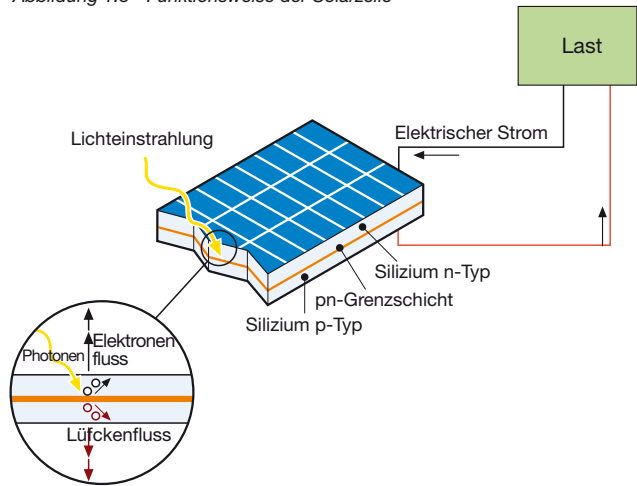
Längs der Grenzschicht entsteht daher ein elektrisches Feld, das sich der weiteren Diffusion elektrischer Ladungen widersetzt. Legt man nun von außen eine Spannung an, gestattet die Grenzschicht das Fließen von Strom in nur einer Richtung (Diodenbetrieb).

Wird die Zelle dem Licht ausgesetzt, entstehen durch den photovoltaischen Effekt² sowohl im n- als auch im p-Bereich einige Elektronen-Loch-Paare.

Das innere elektrische Feld gestattet es, die überschüssigen Elektronen (durch die Photonenabsorbierung seitens des Materials verursacht) von den Löchern zu trennen, und es bewegt sie in entgegengesetzten Richtungen.

Nachdem die Elektronen einmal den Lückenbereich verlassen haben, können sie nicht mehr zurückkehren, weil das Feld sie daran hindert, die Richtung zu ändern. Verbindet man die Grenzschicht mit einem externen Leiter, erhält man einen geschlossenen Stromkreis, in dem der Strom von der p-Schicht mit höherem Potential zur n-Schicht mit niedrigerem Potential fließt, solange die Zelle Licht erhält. (Abbildung 1.8)

Abbildung 1.8 - Funktionsweise der Solarzelle



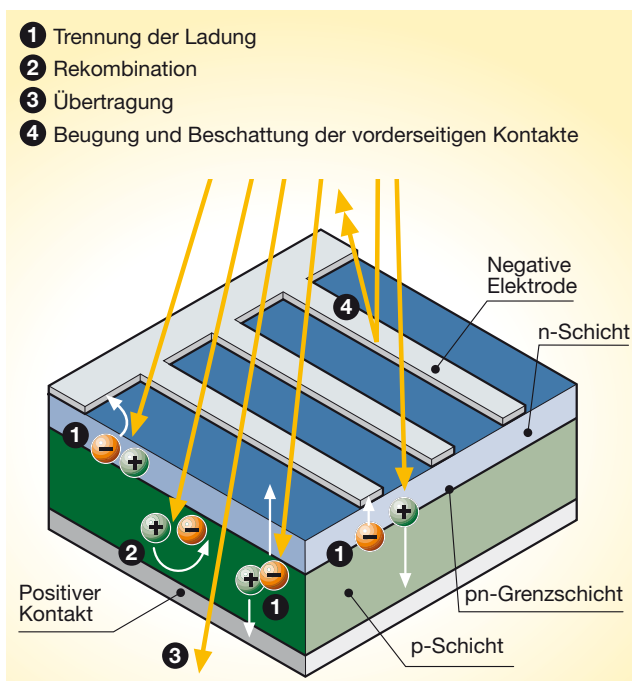
²Der photovoltaische Effekt tritt ein, wenn ein Elektron, das im Valenzband eines Materials (meistens ein Halbleiter) vorhanden ist, wegen der Aufnahme eines ausreichend energetischen Photons (Lichtquant), das auf das Material auffällt, in das Leitband übergeht. In Halbleitermaterialien können die Valenzelektronen sich nämlich wie in den Nichtleitern nicht frei bewegen, aber bei den Halbleitern ist der Energieunterschied zwischen dem Valenzband und dem Leitband (typisch für die Leiter) im Bezug zu den Nichtleitern sehr klein, so dass die Elektronen sich recht einfach in das Leitband bewegen können, falls ihnen genug Energie von außen zugeführt wird. Diese Energie kann ihnen durch die Lichtstrahlung geliefert werden, so dass die Erscheinung photovoltaischer Effekt genannt wird.

Der Siliziumbereich, der dazu beiträgt, den Strom zu liefern, ist der in der Nähe des pn-Übergangs. In den weiter entfernten Bereichen kommt es zum Entstehen elektrischer Ladungen, aber es fehlt das elektrische Feld, das die Elektronen in Bewegung bringt, so dass es zur Rekombination kommt.

Wichtig ist daher, dass die Solarzelle eine große Oberfläche hat: je größer die Oberfläche, desto größer der erzeugte Strom.

In der Abbildung 1.9 sind der photovoltaische Effekt und die Energiebilanz dargestellt, die den großen Prozentanteil der Sonnenenergie beschreibt, die einfällt und nicht in elektrische Energie umgewandelt wird.

Abbildung 1.9 - Photovoltaischer Effekt



100% der einfallenden Sonnenenergie

- 3% Verluste durch Beugung und Beschattung der vorderseitigen Kontakte
 - 23% Photonen mit hoher Wellenlänge, aber unzureichender Energie, um Elektronen freizusetzen. Es kommt zum Entstehen von Wärme.
 - 32% Photonen mit kurzer Wellenlänge, aber zu großer Energie (Übertragung).
 - 8,5% Rekombinationen der freien Ladungsträger
 - 20% elektrischer Gradient in der Zelle, vor allem im Transitionsbereich
 - 0,5% Reihengeschalteter Widerstand, stellvertretend für die elektrischen Leitungsverluste
- = 13% nutzbarer elektrischer Energie**

Unter Standardbetriebsbedingungen (Bestrahlungsstärke 1 kW/m^2 bei Temperatur von 25°C) liefert eine Solarzelle einen Strom von circa 3 A mit einer Spannung von $0,5\text{ V}$ und einer Spitzenleistung von $1,5\text{--}1,7\text{ Wp}$

Im Handel findet man Photovoltaikmodule, die aus einer Gruppe von Zellen bestehen. Am häufigsten findet man solche mit 36 Zellen, die in 4 parallelen Reihen angeordnet und in Serienschaltung verbunden sind, mit einer Fläche von $0,5$ bis 1 m^2 .

Mehrere mechanisch und elektrisch untereinander verbundene Module ergeben ein Paneel, d.h. eine allgemeine Struktur, die am Boden oder an einem Gebäude verankert werden kann (Abbildung 1.10).

Abbildung 1.10



Mehrere Paneele, elektrisch in Reihe geschaltet, bilden einen Strang oder mehrere Stränge, die elektrisch parallel geschaltet werden, um die erforderliche Leistung zu liefern, und stellen den Solargenerator oder das Photovoltaikfeld dar (Abbildungen 1.11 - 1.12).

Abbildung 1.11

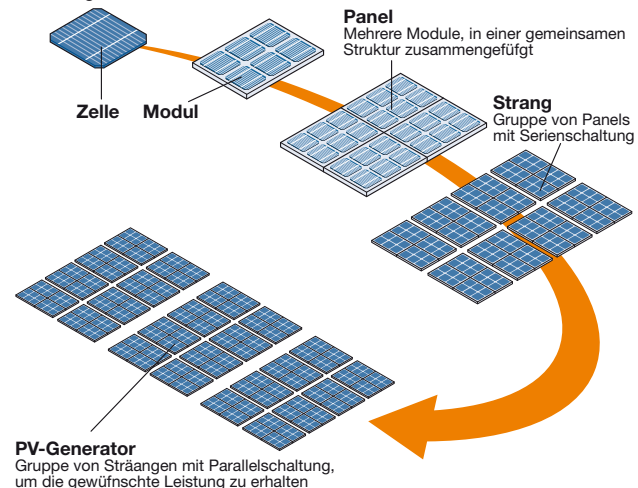


Abbildung 1.12



Die Solarzellen in den Modulen sind wegen der unvermeidlichen Fabrikationsunterschiede nicht identisch, so dass zwei parallel geschaltete Zellenblöcke nicht unbedingt die gleiche Spannung haben müssen. Folglich kommt es dazu, dass von dem Zellenblock mit höherer Spannung ein Strom zu dem mit kleinerer Spannung fließt. Ein Teil der Leistung, die von dem Modul erzeugt wird, geht daher innerhalb des Moduls selbst verloren (Fehlanpassungsverluste).

Die Ungleichheit zwischen den Zellen kann auch durch eine unterschiedliche Sonnenbestrahlung bedingt sein. So kann beispielsweise ein Teil der Zellen beschattet oder verschmutzt sein.

Diese Zellen verhalten sich wie eine Diode, die den von den anderen Zellen erzeugten Strom blockiert. Die Diode unterliegt der Spannung der anderen Zellen, was zur Perforation der Grenzschicht mit der lokalen Überhitzung und Schäden am Modul führen kann.

Die Module sind daher mit Umgehungsdioden versehen, die diese Erscheinung dadurch beschränken, dass der beschattete oder beschädigte Teil des Moduls kurzgeschlossen wird. Auch unter den Strängen des PV-Felds kann es infolge Unterschiedlichkeit der Module, unterschiedlicher Bestrahlungsstärke der Stränge, Beschattungen und Störungen des Strangs zu Fehlanpassungserscheinungen kommen.

Um das Auftreten von Rückwärtsstrom zwischen den Strängen zu vermeiden, kann man Dioden einfügen.

Die Zellen, die ein Modul ergeben, sind mit einem Montagesystem verkapselt, das folgende Funktionen hat:

- elektrische Isolation der Zellen nach außen,
- Schutz der Zellen vor Witterungseinflüssen und mechanischen Belastungen,
- beständig gegen UV-Strahlen, tiefe Temperaturen, Wechseltemperaturen und Abrasion,
- einfache Ableitung der Wärme, um zu vermeiden, dass die Temperaturerhöhung die vom Modul gelieferte Energie verringert.

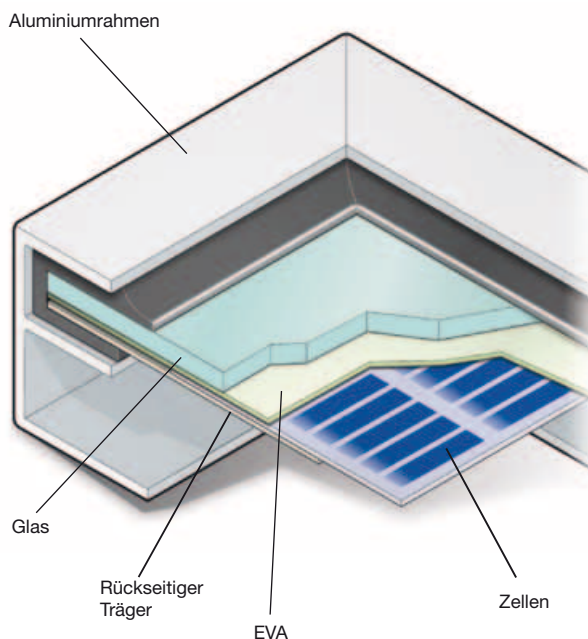
Diese Eigenschaften müssen die gesamte Nutzungsdauer des Moduls lang erhalten bleiben.

Die Abbildung 1.13 zeigt den Querschnitt eines Standardmoduls aus kristallinem Silizium, das den folgenden Aufbau hat:

- eine Schutzschicht auf der oberen, dem Licht ausgesetzten Seite, gekennzeichnet durch hohe Transparenz (am häufigsten wird Hartglas verwendet),

- Ein Einbettungsmaterial, um den direkten Kontakt Glas-Zelle zu vermeiden, die Hohlräume zu beseitigen, die auf Oberflächenfehlern der Zellen beruhen, und die Zelle elektrisch vom Rest des Moduls zu isolieren. Bei den Prozessen, welche die eine Wälzphase benutzen, wird häufig eine Kunststoffolie aus Ethylen-Vinylacetat (EVA) benutzt.
- auf der Unterseite ein Trägermaterial (Glas, Metall, Kunststoff),
- ein Metallrahmen, in der Regel aus Aluminium.

Abbildung 1.13



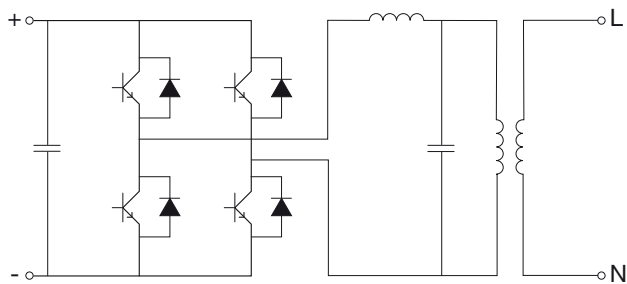
In den Modulen mit kristallinem Silizium werden für den Anschluss der Zellen Metallkontakte verwendet, die nach der Realisierung der Zellen angelötet werden. In den Dünnschichtmodulen gehört der vorderseitige elektrische Anschluss zum Fertigungsprozess der Zelle und wird durch eine Schicht transparente Metalloxide wie Zinkoxid oder Zinnoxid gesichert.

1.3.2 Wechselrichter

Das Stromkontrollsystem besteht aus einem Wechselrichter, der den Gleichstrom in Wechselstrom umwandelt und die Qualität der Ausgangsleistung für die Netzeinspeisung auch durch ein innerhalb des Wechselrichters vorhandenes LC-Filter überwacht.

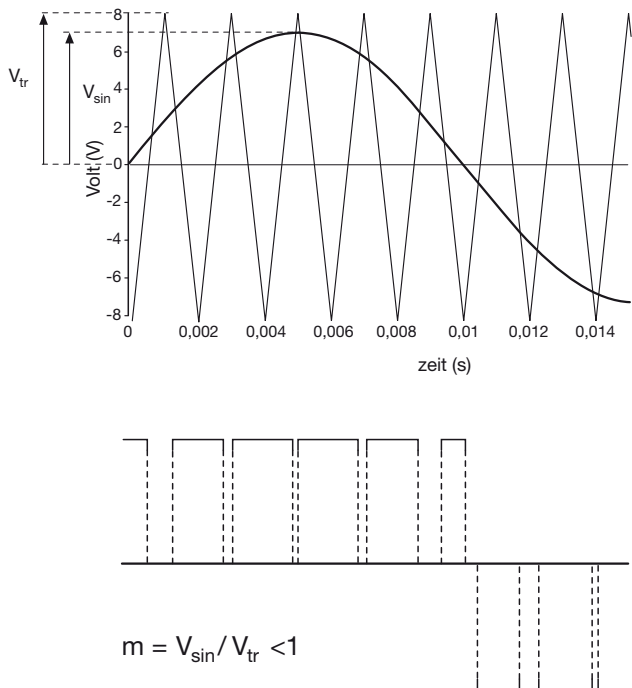
Die Abbildung 1.14 zeigt das Prinzipschema eines Wechselrichters. Die als statische Schalter verwendeten Transistoren werden durch ein Signal Öffnen/Schließen gesteuert, das in der einfachsten Form eine Rechteckwelle im Ausgang liefern würde.

Abbildung 1.14 – Prinzipschema eines einphasigen Wechselrichters



Um sich so weit wie möglich einer Sinusform anzunähern, benutzt man eine ausgereifere Technik - die Pulsweitensteuerung (PWM: Pulse Width Modulation), die es gestattet, sowohl die Frequenz als auch den Effektivwert der Wellenform im Ausgang zu regeln (Abbildung 1.15).

Abbildung 1.15 – Funktionsprinzip der PWM Technik



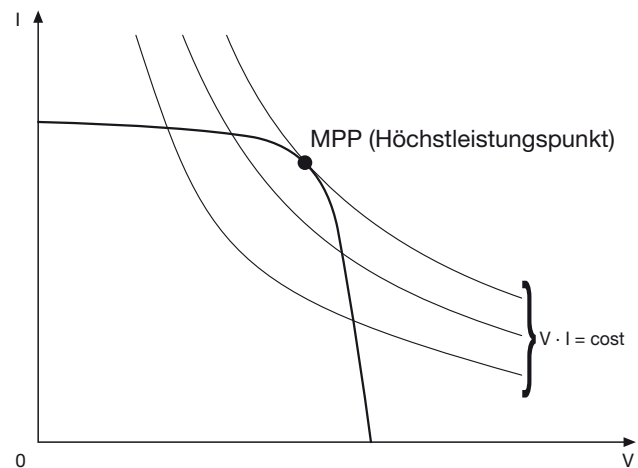
Die von einem PV-Generator gelieferte Leistung hängt von der Stelle ab, an der er arbeitet.

Um die von der Anlage produzierte Leistung zu optimieren, muss der Generator an die Last angepasst werden, damit die Betriebspunkt immer dem der maximale Leistung entspricht.

Zu diesem Zweck wird im Wechselrichter ein Chopper benutzt, der Verfolger des maximaler Energiepunkts genannt wird (MPPT: Maximum Power Point Tracking), die in jedem Augenblick das Wertepaar Spannung/Strom des Generators findet, für das die gelieferte Leistung den höchsten Wert hat.

Ausgehend von der I-V-Kennlinie des PV-Generators:

Punkt der Höchstleistung (MPP) eines PV-Generators



Der Punkt der maximalen Leistungsübertragung entspricht dem Berührungspunkt zwischen der I-V-Kennlinie für einen gegebenen Wert der Sonnenstrahlung und der Hyperbel der Gleichung $V \cdot I = \text{Konst}$.

Die im Handel benutzten MPPT Systeme finden den Punkt der Höchstleistung der Kennlinie des Generators dadurch, dass sie in regelmäßigen Abständen kleine Lastschwankungen verursachen, die Abweichungen der Spannung-Strom-Werte verursachen und beurteilen, ob das neue I-V-Produkt keiner oder größer als das vorherige ist. Wenn eine Zunahme vorliegt, werden die Lastbedingungen weiter in der betrachteten Richtung variiert. Andernfalls werden die Bedingungen in der umgekehrten Richtung verändert.

Infolge der Eigenschaften der verlangten Leistungen haben die Wechselrichter für Inselanlagen und die für netzgekoppelte Anlagen unterschiedliche Eigenschaften

- Bei den Anlagen mit Inselbetrieb müssen die Wechselrichter in der Lage sein, auf der AC-Seite eine Spannung zu liefern, die bei Variation der Generatorproduktion und der Lastanforderung zu konstant wie möglich ist.
- Bei netzangebundenen Anlagen müssen die Wechselrichter die Netzspannung so getreu wie möglich reproduzieren, wobei gleichzeitig zu versuchen ist, die Stromerzeugung der Solarzellen zu optimieren und zu maximieren.

1.4 Typen von PV-Solarzellen

1.4.1 Siliziumsolarzellen

Augenblicklich werden Solarzellen aus kristallinem Silizium am häufigsten in den Anlagen installiert. Sie gliedern sich in zwei Kategorien:

- *monokristallin* (Abbildung 1.16), homogen mit Einzelkristallen, werden aus hochreinen Siliziumkristallen hergestellt. Der monokristalline Siliziumblock (Ingot genannt) hat eine zylindrische Form mit Durchmesser von 13-20 cm und 200 cm Länge und wird durch das Wachstum eines fadenförmigen Kristalls bei langsamer Umdrehung erhalten.

Dieser Block wird anschließend in Wafer mit Stärke von 200-250 μm zersägt und die obere Fläche wird behandelt, indem Mikrofurchen erzeugt werden, die den Zweck haben, die Reflexionsverluste zu minimieren. Der Hauptvorteil dieser Zellen ist die Wirkleistung (14-17%), zu der eine hohe Haltbarkeit und die Beibehaltung der Eigenschaften auf Zeit hinzukommt³.

Die Kosten dieser Module belaufen sich auf circa 3,2-3,5 €/W und die mit dieser Technik hergestell-

ten PV-Panels zeichnen sich in der Regel durch eine gleichmäßige dunkelblaue Farbe aus⁴.

- *polykristallin* (Abbildung 1.17), in der die Kristalle, auf denen die Zellen bestehen, mit unterschiedlicher Form und Orientierung wachsen.

Das irisierende Aussehen, das typisch für Solarzellen aus polykristallinem Silizium ist, beruht auf der ungleichmäßigen Orientierung der Kristalle und dem abweichenden Verhalten gegenüber dem Licht.

Den polykristallinen Siliziumblock erhält man durch ein Schmelz- und Gießverfahren in einem Behälter mit Quaderform.

Die Wafer, die man erhält, weisen eine eckige Form auf und haben typische Streifungen und eine Stärke von 180-300 μm . Die Wirkleistung liegt unterhalb der monokristallinen Wafer (12-14%), aber auch der Preis von 2,8-3,3 €/W.

Die Haltbarkeit ist auf jeden Fall hoch (der monokristallinen Version vergleichbar) und auch die Beibehaltung der Leistungen auf Zeit (85% der Anfangsleistung nach 20 Jahren).

Die Solarzellen mit dieser Technologie erkennt man an der Oberfläche, auf der man die Kristallkörnchen sehen kann.

Abbildung 1.16 – Monokristallines Siliziumpanel

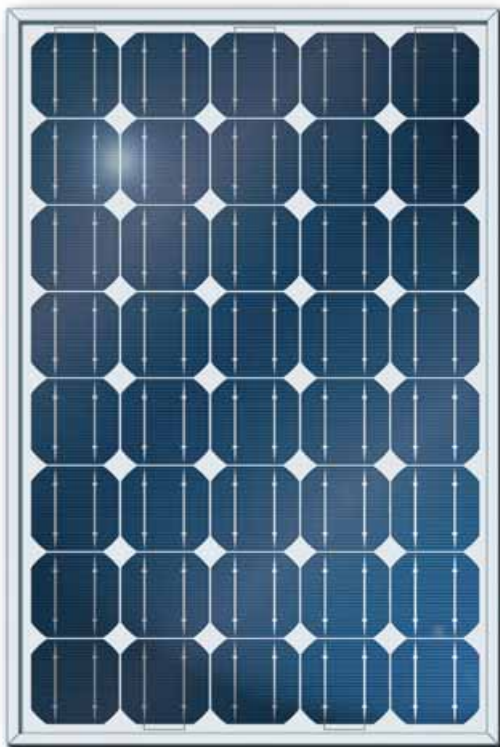
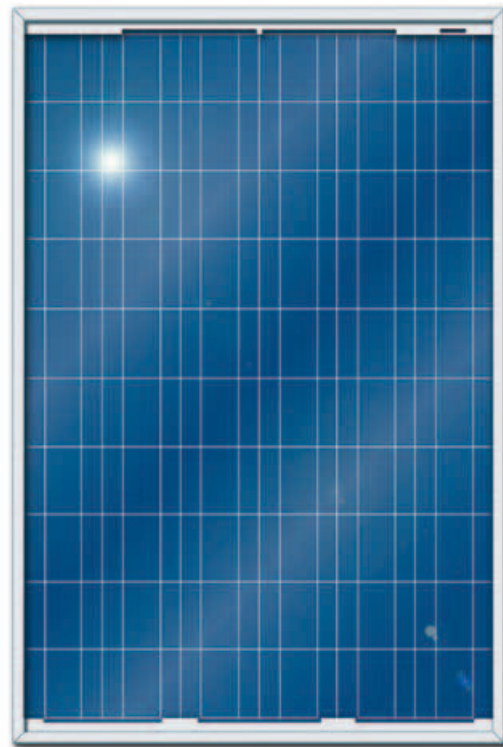


Abbildung 1.17 – Polykristallines Siliziumpanel



³ Einige Hersteller garantieren das Panel auf 20 Jahre mit einer Einbuße der maximalen Effizienz von 10% im Bezug zum Nennwert.

⁴ Die dunkelblaue Farbe beruht auf der Antireflexbeschichtung aus Titanoxid, durch welche mehr Sonnenstrahlen eingefangen werden können.

Der Markt wird heute von der Technologie des kristallinen Siliziums dominiert, die circa 90% des Marktes darstellt. Diese Technologie ist sowohl hinsichtlich der erzielbaren Effizienz als auch der Produktionskosten reif und wird auch auf mittelfristige Dauer den Markt weiter dominieren.

Es sind nur noch leichte Verbesserungen bei der Effizienz (neue industrielle Produkte erklären 18%, mit Laborrekord von 24,7%, der praktisch nicht mehr überschritten werden kann) und eine mögliche Kostenverringerung zu erwarten, die mit der Einführung von größeren und dünneren Wafers in die industriellen Prozesse wie auch der Skalenerträge verbunden sind.

Außerdem benutzt die PV-Industrie, die auf dieser Technologie basiert, das Überangebot an Silikon, das für die Elektronikindustrie bestimmt ist, aber aufgrund der ständigen Weiterentwicklung der letzteren und des exponentiellen Wachstum der photovoltaischen Produktion mit einer mittleren Wachstumsrate von 40% in den letzten sechs Jahren wird es schwierig, den für den PV-Markt bestimmten Rohstoff auf dem Markt zu beschaffen.

1.4.2 Dünnschichtzellen

Die Dünnschichtzellen bestehen aus einem Halbleitermaterial, das in der Regel als Gasgemisch auf Trägermaterialien wie Glas, Polymere, Aluminium abgelagert wird, die der Mischung physikalische Festigkeit geben.

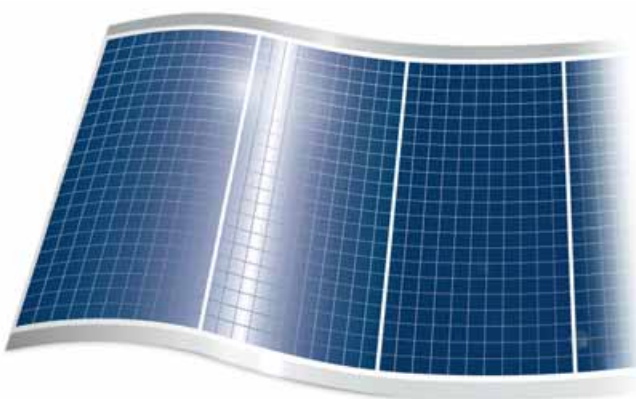
Die Halbleiterschicht hat eine Stärke von wenigen μm , also viel dünner als die Zellen aus kristallinem Silizium, die ein paar hundert μm dick sind.

Daher wird viel Rohstoff eingespart und die Möglichkeit, ein flexibles Trägermaterial zu haben, steigert den Einsatzbereich der Dünnschichtzellen (Abbildung 1.18).

Die verwendeten Materialien sind:

- amorphes Silizium,
- CdTeS (Cadmiumtellurid-Cadmiumsulfid),

Abbildung 1.18 – Dünnschichtmodul



- GaAs (Galliumarsenid),
- CIS, CIGS, CIGSS (Kupfer-Indium-Diselenid-Legierungen)

Amorphes Silizium (Symbol a-Si), das als Schicht auf ein Trägermaterial (z.B. Aluminium) abgelagert wird, stellt die Möglichkeit dar, die PV-Technologie zu reduzierten Kosten im Bezug zu kristallinem Silizium zu erhalten, aber die Zellen haben die Tendenz, im Laufe der Zeit ihre Effizienz zu verringern. Amorphes Silizium kann auch auf einen dünnen Träger aus Kunststoff oder flexiblen Substraten "aufgespritzt" werden.

Es wird vor allen benutzt, wenn es erforderlich ist, das Gewicht des Panels so weit wie möglich zu verringern und sich an gekrümmte Oberflächen anzupassen. Der Wirkungsgrad von a-Si (5 bis 6%) ist wegen der vielen Widerstände, welche die Elektronen in ihrem Fluss überwinden müssen, sehr gering. Auch in diesem Fall nehmen die Zellenleistungen im Laufe der Zeit ab.

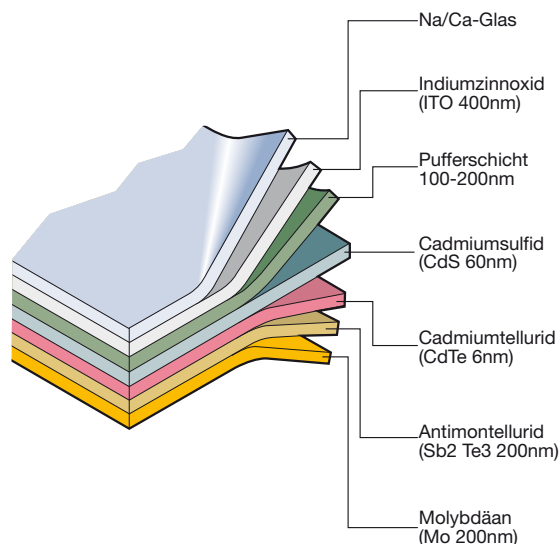
Eine interessante Anwendung dieser Technologie ist das Tandem-Verfahren, bei dem eine Schicht amorphes Silizium mit einer oder mehreren Schichten kristallines Silizium kombiniert wird. Dank der Trennung des Solarspektrums arbeiten alle in Sequenz angeordneten Grenzschichten optimal und garantieren sowohl beim Wirkungsgrad als auch der Langzeitstabilität höhere Werte.

Die CdTeS Solarzellen bestehen aus einer p-Schicht (CdTe) und einer n-Schicht (CdS), die einen vielschichtigen p-n-Übergang bilden.

Die CdTeS Solarzelle hat einen höheren Wirkungsgrad als die Zellen aus amorphem Silizium: 10-11% bei industriellen Produkten (15,8% in Labortests).

Bei der Produktion in großem Maßstab tritt bei der Cd-TeS Technologie das Umweltproblem der Verbindung

Abbildung 1.19 – Struktur der Dünnschichtzelle bei der CdTe-CdS Technologie



CdTe auf, die in der Zelle enthalten ist, weil sie nicht wasserlöslich und stabiler als andere kadmiumhaltige Verbindungen ist, so dass sie zum Problem werden kann, wenn das Recycling oder die Wiederverwendung nicht richtig organisiert werden (Abbildung 1.19). Der Preis dieser Module beträgt 1,5-2,2 €/W.

Die GaAs Technologie ist heutzutage die interessanteste unter dem Gesichtspunkt des erhaltenen Wirkungsgrads, der über 25-30% liegt, aber die Produktion dieser Zellen wird durch die hohen Kosten und die Knappheit des Rohstoffs beschränkt, der überwiegend in der Industrie der "Hochgeschwindigkeitshalbleiter" und der Optoelektronik benutzt wird. Die GaAs Technologie wird hauptsächlich für die Weltraumanwendungen benutzt, wo Gewicht und geringe Dimensionen eine große Rolle spielen.

Die Module CIS/CIGS/CIGSS sind Teil einer Technologie, die noch studiert und entwickelt wird. Anstelle von Silizium werden Speziallegierungen wie folgende verwendet:

- Kupfer, Indium und Selenit (CIS),
- Kupfer, Indium, Gallium und Selenit (CIGS),
- Kupfer, Indium, Gallium, Selenit und Schwefel (CIGSS).

Der Wirkungsgrad beträgt augenblicklich 10-11% und auch die Langzeitstabilität ist gegeben. Wie für mono- und polykristallines Silizium ist eine Reduzierung der Produktionskosten vorherzusehen, die augenblicklich bei 2,2-2,5 €/W liegen.

Der Marktanteil der Dünnschicht-Technologien ist noch bescheiden ($\approx 7\%$), aber sie werden als die Lösung mit den größten mittel- und langfristigen Kapazitäten betrachtet, auch wegen einer deutlichen Preisverringerung⁵.

Bei der Deposition einer dünnen Schicht im großen Maßstab, bis auf über 5 m², vermeidet man die Ferti-

gungsabfälle, die typisch für das Sägen der Wafer aus kristallinem Silizium ausgehend von Ingots ist.

Die Depositionsmethoden weisen einen niedrigen Energieverbrauch auf und die Payback-Zeit ist daher kurz, d.h. die Zeit, die die PV-Anlage arbeiten muss, um die Energie zu erzeugen, die für ihre Anfertigung benötigt wurde (circa 1 Jahr für Dünnschichtzellen aus amorphem Silizium gegen die 2 Jahre des kristallinen Siliziums).

Im Bezug zu den Modulen aus kristallinem Silizium haben die Dünnschichtmodule eine geringere Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Betriebstemperatur und eine bessere Antwort, auch wenn der Anteil des diffusen Lichtes größer ist und die Sonnenstrahlenniveaus tiefer liegen, besonders an bewölkten Tagen.

Tabelle 1.1

	monokristallines Silizium	polykristallines Silizium	Dünnschicht (amorphes Silizium)
η Zelle	14% - 17%	12% - 14%	4-6% einzeln 7-10% Tandem
Vorteile	Hoher η η stabil Technologie zuverlässig	Geringere Kosten, Herstellung einfacher, Platzbedarf optimal	Geringere Kosten, weniger Einfluss der Temperatur, Energieausbeute bei diffusum Licht höher
Nachteile	Mehr Energie zur Herstellung erforderlich	Empfindlichkeit gegenüber Verunreinigungen bei der Herstellung	Mehr Platzbedarf, Strukturkosten und Montagezeiten

Tabelle 1.2

	GaAs Gallium-arsenit	CdTe Cadmiumtellurit	CIS Kupfer-Indium-Diselenid
η Zelle	32,5%	11%	12%
Vorteile	Hohe Hitzebeständigkeit (gut zur Konzentration)	Geringe Kosten	Sehr stabil
Nachteile	Giftigkeit, Verfügbarkeit der Materialien	Giftigkeit, Verfügbarkeit der Materialien	Giftigkeit

⁵ Nach einigen Sektorstudien könnte der Marktanteil der Dünnschichtzellen bis 2020 auf 30-40% ansteigen.

1.5 Typen von Photovoltaikanlagen

1.5.1 Anlagen mit Inselbetrieb (stand-alone)

Das sind Anlagen, die nicht netzangebunden sind und aus Photovoltaikzellen und einem Akkumulatorsystem bestehen, das die Stromlieferung auch bei schlechter Beleuchtung oder in der Nacht gewährleistet.

Da der von einem PV-Generator gelieferte Strom ein Gleichstrom ist, ist ein Wechselrichter erforderlich, wenn die stromnutzende Anlage Wechselstrom braucht.

Diese Anlagen sind technisch und wirtschaftlich vorteilhaft, wenn kein Stromnetz vorhanden ist oder dieses nur schwer zu erreichen ist, so dass sie anstelle von Generatorsätzen verwendet werden.

Bei einer Konfiguration vom Typ Stand-alone ist das Solarfeld zudem überdimensioniert, um während der Sonnenscheinstunden sowohl die Last zu speisen als auch die Akkumulatorbatterien aufzuladen, und zwar mit einer gewissen Sicherheitsspanne, um Tage mit wenig Sonnenschein auszugleichen.

Die am stärksten verbreiteten Anwendungen dienen augenblicklich zur Versorgung von (Abbildung 1.20):

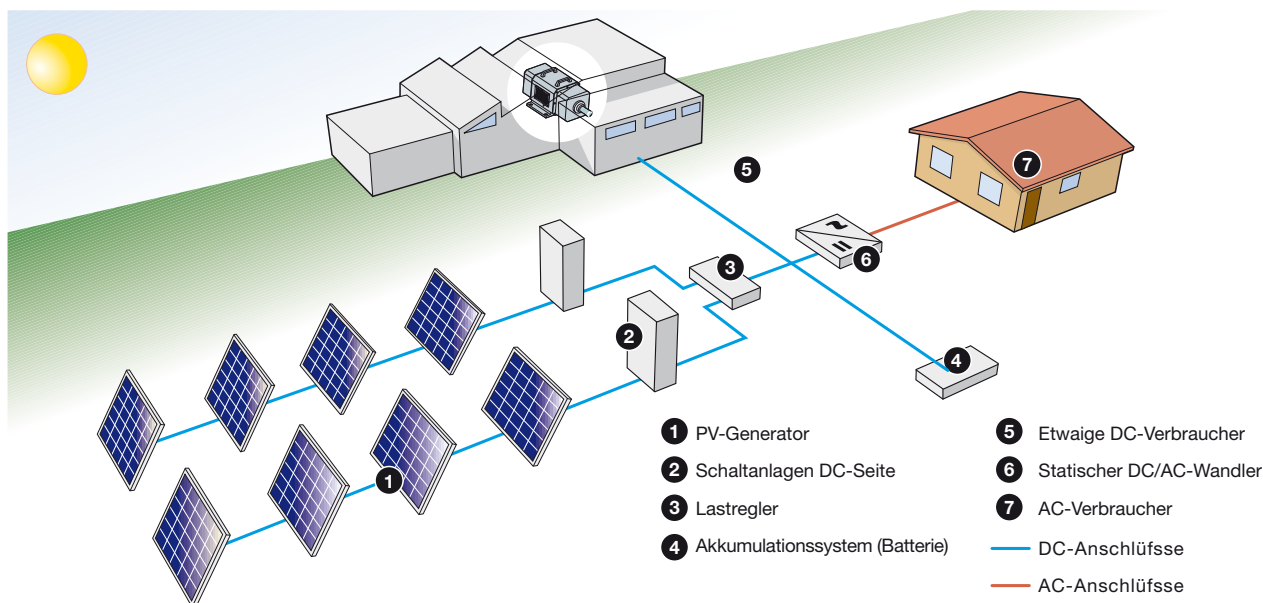
- Einrichtungen für Wasserpumpen,
- Füllsender, Wetter- und Erdbeben-Beobachtungs- und Datenübertragungsstationen,
- Beleuchtungssysteme,
- Verkehrssignale auf Straßen, in Häfen und Flughäfen,
- Stromversorgung in Wohnmobilen,
- Werbeinstallationen,
- Berghütten.

Abbildung 1.20 - Parkplatz-Überdachungen und Straßenbeleuchtung mit PV-Energie



In Abbildung 1.21 ist das Prinzipschema einer Photovoltaik-Anlage mit Inselbetrieb dargestellt.

Abbildung 1.21



1.5.2 Netzgekoppelte Anlagen (grid-connected)

Die ständig an das Stromnetz angeschlossenen Anlagen nehmen in den Stunden, in denen der PV-Generator nicht in der Lage ist, den Energiebedarf der stromverbrauchenden Anlage zu befriedigen, Energie aus dem Netz auf. Wenn das PV-System dagegen mehr Energie erzeugt, als die stromverbrauchende Anlage benötigt, wird die Mehrproduktion in das Netz eingespeist: Systeme, die an das Netz angekoppelt sind, benötigen daher keine Akkumulatoren (Abbildung 1.22).

Abbildung 1.22



Abbildung 1.24

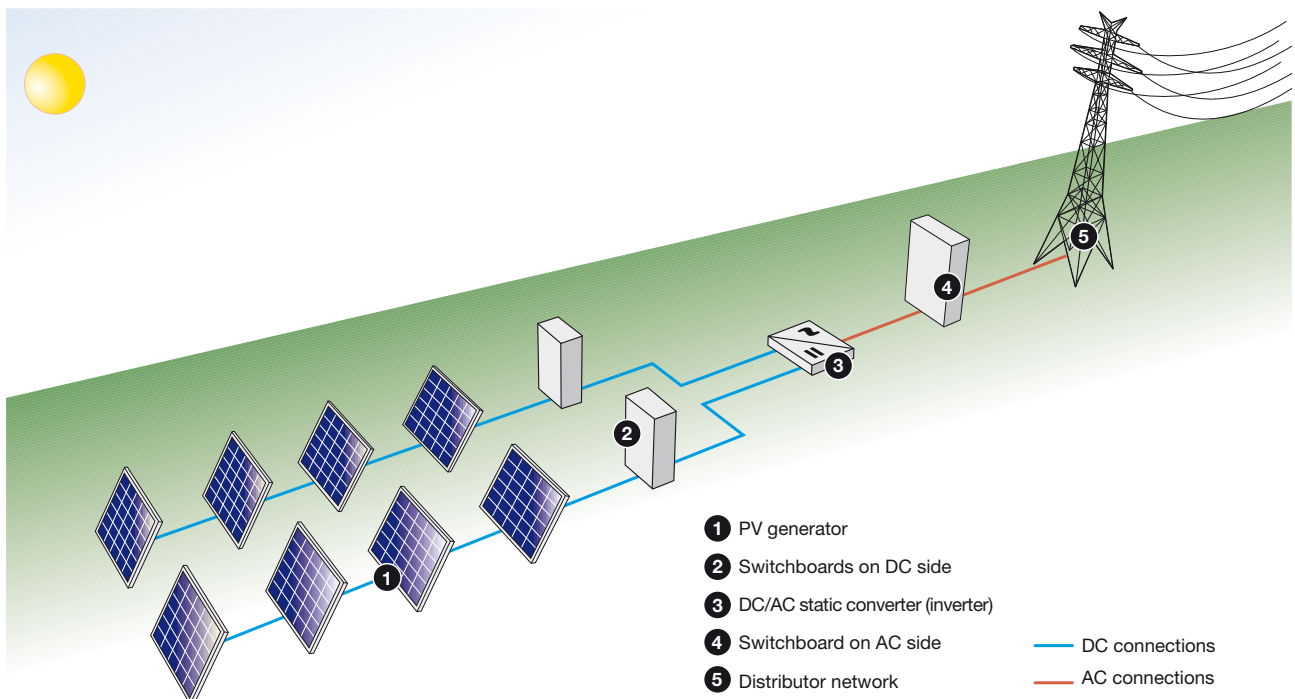
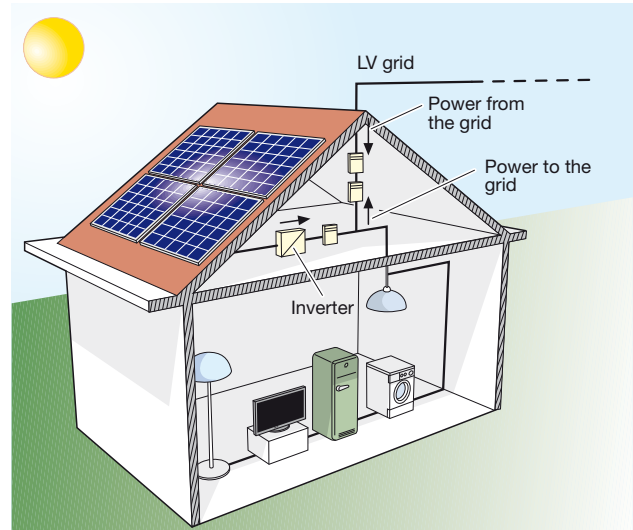


Abbildung 1.23



Diese Anlagen (Abbildung 1.23) bieten den Vorteil, dass die Erzeugung nicht zentralisiert, sondern dezentralisiert ist. Die in der Nähe der Verbrauchsstelle erzeugte Energie hat nämlich einen höheren Wert als die von traditionellen Großkraftwerken kommende, weil Übertragungsverluste beschränkt werden und die Kosten der großen Strombeförderungs- und Verteilungssysteme verringert werden. Die Energieerzeugung in den Stunden mit Sonneneinstrahlung verringert zudem die Stromnachfrage aus dem Netz tagsüber, wenn den Strombedarf am größten ist.

In Abbildung 1.24 ist das Prinzipschema einer netzgekoppelten Photovoltaik-Anlage dargestellt.

1.6 Aussetzende Stromerzeugung und Akkumulation der erzeugten Energie

Für die Ausnutzung der Photovoltaik-Technik im großen Maßstab gibt es eine technische Grenze, die auf der ungewissen Intermitenz der Produktion beruht.

Das nationale Stromnetz kann nämlich nur eine beschränkte Menge aussetzend eingespeister Energie aufnehmen. Wenn diese Grenze überschritten wird, kann es zu ernststen Stabilitätsproblemen des Netzes selbst kommen. Die Grenze der Aufnahmefähigkeit hängt von der Netzkonfiguration und dem Vernetzungsgrad mit den angrenzenden Netzen ab.

In Italien insbesondere wird es als gefährlich betrachtet, wenn die aussetzende Gesamtleistung, die eingespeist wird, einen Wert von 10% bis 20% der Gesamtleistung der Anlagen mit traditioneller Stromerzeugung überschreitet.

Das Vorhandensein einer Restriktion infolge der Intermitenz der Energieerzeugung begrenzt folglich die praktische Möglichkeit, den Beitrag des PV-Technik auf einen maßgeblichen Wert in der nationalen Energiebilanz zu bringen, und diese Betrachtung gilt für alle erneuerbaren Energiequellen, die diskontinuierlich Strom liefern.

Um diesen negativen Aspekt zu umgehen, wäre es erforderlich, die intermittierend erzeugte Energie für ausreichend lange Zeiten zu speichern, um sie dann in einer kontinuierlichen und in der Zeit gesehen stabilen Weise in das Netz einzuspeisen.

Die elektrische Energie kann in großen supraleitenden Spulen gespeichert oder in andere Energieformen umgewandelt werden: Bewegungsenergie, die in Schwungrädern oder verdichteten Gasen gespeichert wird, Gravitationsenergie in Wasserbecken, chemischer Energie in synthetischen Brennstoffen und elektrochemischer Energie in elektrischen Akkumulatoren (Batterien).

Bei technischer Wahl dieser Optionen gegenüber den Erfordernissen, die Energie für Zeiträume in der Reihenordnung von Tagen und/oder Monaten effizient zu halten, gibt es zwei Speichersysteme: Das der Batterien und das des Wasserstoffs. Beim augenblicklichen Stand der beiden Technologien erscheint die elektrochemische Akkumulation als kurz- und mittelfristige Lösung machbar, um die Energie ein paar Stunden oder auch Tage zu speichern.

Hinsichtlich der PV-Technik, die auf kleine netzgekoppelte Systeme angewendet wird, kann die Einfügung eines untergeordneten Speichersystems mit Batterien bescheidener Abmessungen die Situation der Nachteile verbessern, die auf der Intermitenz beruhen, indem sie es gestattet, die Akzeptanzgrenze des Netzes zum Teil zu überwinden.

Für die jahreszeitliche Speicherung großer Energiemengen, die erforderlich wäre, um das Erdöl in allen Einsatzsektoren zu ersetzen, erscheint der Wasserstoff auf lange Sicht die am besten geeignete Technologie zu sein, denn er gestattet es, den Tatbestand auszunutzen, dass die Produktivität an Solarenergie in der warmen Jahreszeit circa 3 Mal größer als im Winter ist.

Der im Sommer gespeicherte Energieüberschuss könnte daher benutzt werden, den Faktor der jährlichen Kapazität der Kraftwerke mit innovativen Energiequellen zu optimieren, indem der aktuelle Wert der 1500-1600 äquivalenten Stunden ohne Speicherung auf einen Wert gebracht würde, der dem Mittelwert der konventionellen Kraftwerke näher kommt (circa 6000 Stunden).

In diesem Fall könnte die Energie aus erneuerbaren Quellen die thermoelektrische Energie ersetzen, weil die Akzeptanzgrenze des Stromnetzes beseitigt worden wäre.

2 Energieproduktion

2.1 Äquivalenter Stromkreis der Solarzelle

Die Photovoltaikzelle kann als Stromgenerator betrachtet werden und daher durch den äquivalenten Stromkreis der Abbildung 2.1 dargestellt werden.

Der Strom an den Ausgangsanschlüssen entspricht dem Strom, der durch den Photovoltaikereffekt I_g des idealen Stromgenerators erzeugt wird, abzüglich des Diodenstroms I_d und des Kriechstroms I_l .

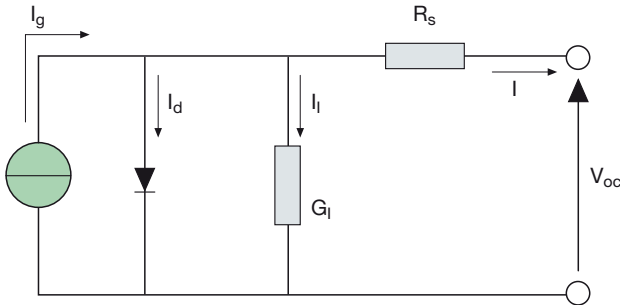
Der Reihenwiderstand R_s stellt den internen Widerstand gegenüber dem Fluss des erzeugten Stroms dar und hängt von der Stärke der pn-Grenzschicht, den vorhandenen Verunreinigungen und den Kontaktwiderständen ab.

Der Leckleitwert G_l berücksichtigt den Fehlerstrom beim normalen Betrieb.

In einer idealen Zelle hätte man $R_s=0$ und $G_l=0$. In einer hochwertigen Siliziumzelle erhält man dagegen ein $R_s=0,05-0,10\Omega$ und ein $G_l=3-5mS$.

Die Umwandlungseffizienz der Solarzelle ist auch gegenüber einer kleinen Variation von R_s sehr empfindlich, während sie durch eine Variation von G_l weitaus weniger beeinflusst wird.

Abbildung 2.



Die Leerlaufspannung V_{oc} kommt vor, wenn die Last keinen Strom absorbiert ($I=0$) und entspricht dem Verhältnis:

$$V_{oc} = \frac{I_l}{G_l} \quad [2.1]$$

Der Diodenstrom wird durch die klassische Formel des Gleichstrom geliefert:

$$I_d = I_D \cdot \left[e^{\frac{Q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] \quad [2.2]$$

wobei:

- I_D der Sättigungsstrom der Diode ist
- Q die Ladung des Elektrons ist ($1.6 \cdot 10^{-19} C$)
- A ist der Identitätsfaktor der Diode und hängt von den Rekombinationsfaktoren innerhalb der Diode selbst ab (für kristallines Silizium circa 2)
- k ist die Boltzmann-Konstante ($1.38 \cdot 10^{-23} \frac{J}{K}$)
- T ist die absolute Temperatur in Grad K

Der Strom, welcher der Last geliefert wird, ergibt sich daher aus der Gleichung:

$$I = I_g - I_d - I_l = I_g - I_D \cdot \left[e^{\frac{Q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - G_l \cdot V_{oc} \quad [2.3]$$

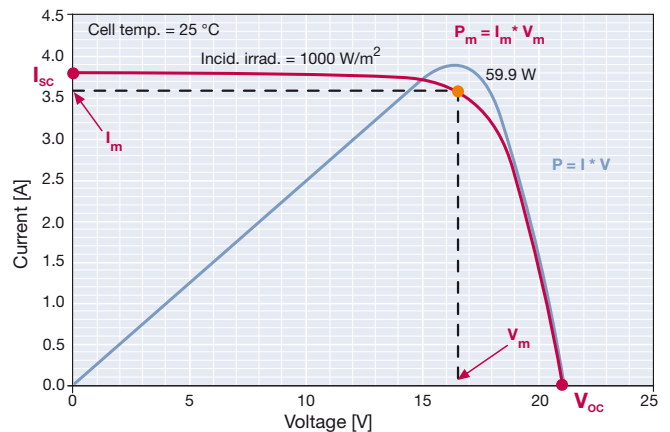
Der letzte Begriff, der Erdfehlerstrom I_l ist bei den Zellen im Vergleich zu den beiden anderen Strömen eine vernachlässigbare Größe.

Der Sättigungsstrom der Diode kann daher experimentell erfasst werden, indem man den Leerlaufstrom V_{oc} an eine nicht beleuchtete Zelle anlegt und den Strom misst, der innerhalb der Zelle umfließt.

2.2 Spannungs-Strom-Kennlinie des Moduls

Die Spannungs-Strom-Kennlinie eines PV-Moduls ist in der Abbildung 2.23 dargestellt. Der erzeugte Strom erreicht beim Kurzschlussbedingungen den höchsten Wert (I_{sc}), während die Spannung den höchsten Wert (V_{oc}) bei geöffnetem Stromkreis erreicht. In den beiden genannten Bedingungen ist die vom Modul erzeugte elektrische Leistung gleich, während in allen anderen Bedingungen bei zunehmender Spannung die erzeugte Leistung steigt, zuerst den Punkt der maximalen Leistung (P_m) erreicht und dann plötzlich in die Nähe der Spannung Null abfällt.

Abbildung 2.2

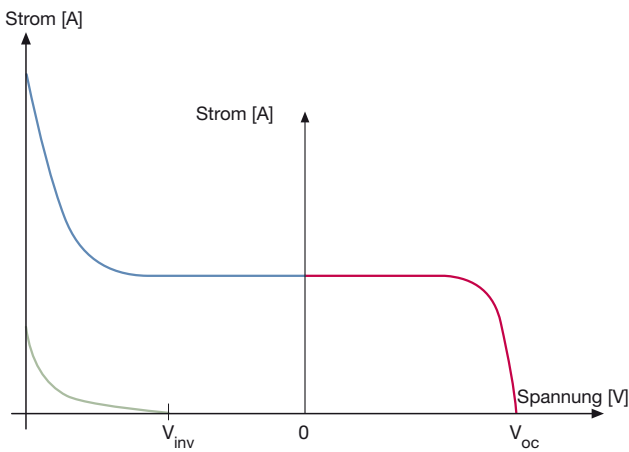


Die kennzeichnenden Daten eines PV-Moduls lassen sich daher wie folgt zusammenfassen:

- I_{sc} Kurzschlussstrom
- V_{oc} Leerlaufspannung
- P_m maximale unter Standardbedingungen erzeugte Leistung (STC)
- I_m Strom, der am Punkt der maximalen Leistung erzeugt wird
- V_m Spannung am Punkt der maximalen Leistung
- FF Füllfaktor: Das ist ein Parameter, der die Form der Kennlinie V-I festlegt und er ist das Verhältnis zwischen der maximalen Leistung und dem Produkt ($V_{oc} \cdot I_{sc}$) der Leerlaufspannung mit dem Kurzschlussstrom.

Wenn an einer Solarzelle von außen eine Spannung in der umgekehrten Richtung im Bezug zur normalen Betriebsrichtung angelegt wird, bleibt der erzeugte Strom konstant und die Leistung wird von der Zelle absorbiert. Über einer bestimmten Wert der Rückwärtsspannung hinaus ("Breakdown"-Spannung) wird die pn-Grenzlinie durchbrochen, wie es in einer Diode der Fall ist, und der Strom erreicht einen so hohen Strom, dass die Zelle beschädigt wird. Wenn kein Licht vorhanden ist, ist der bei Rückwärtsspannung erzeugte Strom bis zur Durchschlagsspannung Null und dann kommt es zu einem Entladungsstrom, ähnlich wie bei den Bedingungen mit Licht (Abbildung 2.3 - linker Quadrant).

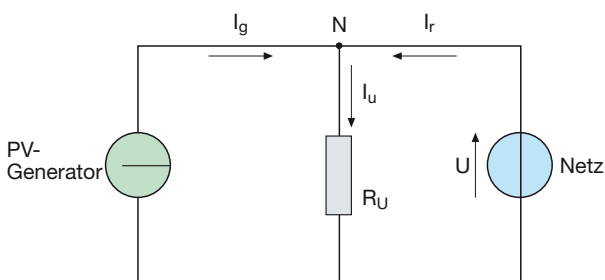
Abbildung 2.3



2.3 Schaltbild des Netzanschlusses

Eine netzgekoppelte PV-Anlage, die einem Stromverbraucher speist, kann auf vereinfachte Weise mit dem Schaltbild der Abbildung 2.4 dargestellt werden. Das Stromversorgungsnetz (mit unendlicher Kurzschlussleistung angenommen) wird durch einen idealen Spannungsgenerator dargestellt, dessen Wert von den Lastbedingungen der Verbrauchieranlage abhängt. Der PV-Generator wird dagegen durch einen idealen Stromgenerator dargestellt (mit konstantem Strom bei gleicher Sonnenbestrahlung), während die Verbrauchieranlage durch einen Widerstand R_u dargestellt wird.

Abbildung 2.4



Im Knoten N von Abbildung 2.4 fließenden die Ströme I_g und I_r zusammen, die einer vom PV-Generator und der andere vom Netz kommen, während der Strom I_u , der von der Anwenderanlage absorbiert wird, ausfließt:

$$I_u = I_g + I_r \quad [2.4]$$

Da der Strom auf der Last auch das Verhältnis zwischen der Netzspannung U und des Lastwiderstandes R_u darstellt, gilt:

$$I_u = \frac{U}{R_u} \quad [2.5]$$

so dass die Beziehung zwischen den Ströme wie folgt aussieht:

$$I_r = \frac{U}{R_u} - I_g \quad [2.6]$$

Wenn man in [2.6] $I_g = 0$ setzt, wie es beispielsweise nachts der Fall sein kann, sieht der Strom, den die Last aus dem Netz absorbieren kann, wie folgt aus:

$$I_r = \frac{U}{R_u} \quad [2.7]$$

Wenn dagegen der gesamte in der PV-Anlage erzeugte Strom von der Verbrauchieranlage absorbiert wird, wird der vom Netz gelieferte Strom Null und [2.6] sieht wie folgt aus:

$$I_g = \frac{U}{R_u} \quad [2.8]$$

Wenn der erzeugte Strom I_g bei zunehmender Sonnenbestrahlung größer als der von der Last verlangte Strom I_u wird, wird der Strom I_r negativ, d.h. er wird nicht mehr dem Netz entnommen, sondern in das Netz eingespeist. Wenn wir die Glieder der Formel [2.4] mit der Netzspannung U multiplizieren, können wir die vorherigen Betrachtungen auch für die Leistung machen, wenn wir annehmen, dass:

- $P_u = U \cdot I_u = \frac{U^2}{R_u}$ die von der Verbrauchieranlage absorbierte Leistung ist,
- $P_g = U \cdot I_g$ die von der PV-Anlage erzeugte Leistung ist,
- $P_r = U \cdot I_r$ die vom Netz gelieferte Leistung ist.

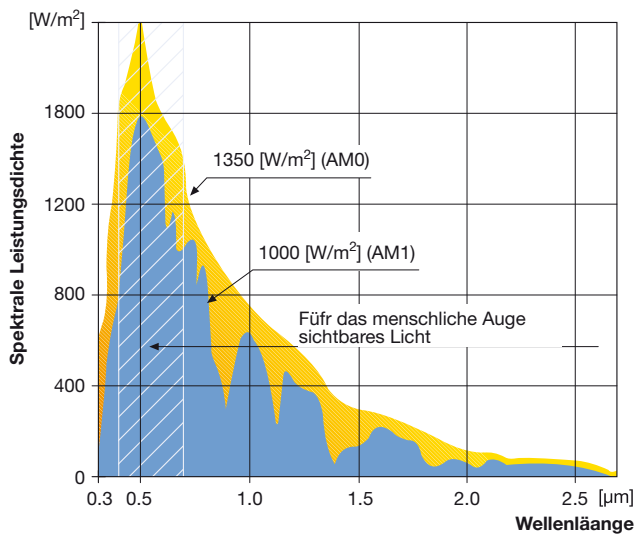
2.4 Bemessungs-Spitzenleistung

Die Bemessungs-Spitzenleistung (kWp) ist die elektrische Leistung, die eine PV-Anlage bei Standardtestbedingungen (STC) liefern kann:

- 1 kW/m² lotrecht auf die Panels einfallende Strahlung
- 25°C Temperatur der Zellen
- Luftmasse (AM) von 1,5.

Die Luftmasse beeinflusst die PV-Stromproduktion, weil es ein Index über den Verlauf der spektralen Leistungsdichte der Sonnenstrahlen ist. Diese haben nämlich eine charakteristische Wellenlänge W/m², die sich auch mit der Dichte der Luft ändert. In der Abbildung 2.5 stellt der gelbe Bereich die lotrecht auf die Erdoberfläche fallende Strahlung dar, die von der Atmosphäre absorbiert wird, während der blaue Bereich die Sonnenstrahlung darstellt, die tatsächlich die Erdoberfläche erreicht. Der Unterschied zwischen dem Verlauf der beiden Kurven liefert eine Angabe zur Variation des Spektrums infolge der Luftmasse¹.

Abbildung 2.5



Der Index der Luftmasse AM wird wie folgt festgelegt:

$$AM = \frac{P}{P_o \sin(h)} \quad [2.9]$$

wobei:

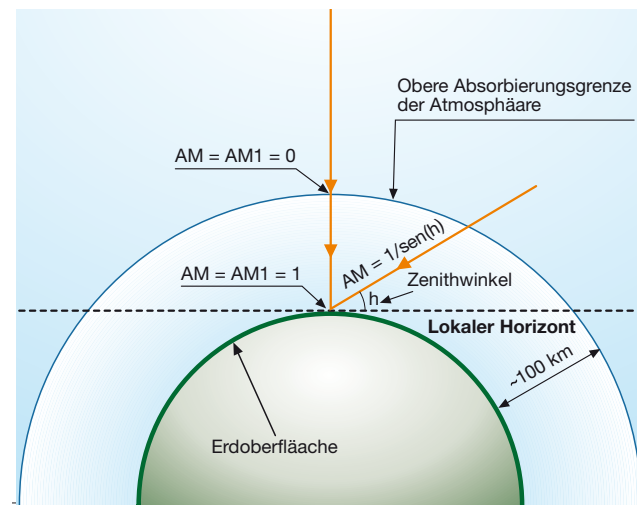
- P der Atmosphärendruck ist, die an der Stelle und in dem Augenblick, die berücksichtigt werden, gemessen wurden [Pa],
- P_o ist der Bezugswert des Atmosphärendrucks auf Meereshöhe [1.013 · 10⁵ Pa],
- h ist der Zenithwinkel, d.h. der Erhebungswinkel der Sonne am örtlichen Horizont in dem betrachteten Augenblick.

¹ Die Löcher in der Bestrahlungsstärke entsprechen den Frequenzen der Sonnenstrahlung, die vom Wasserdampf in der Atmosphäre absorbiert worden sind.

Bemerkenswerte Werte von AM sind (Abbildung 2.6):

- AM = 0 außerhalb der Atmosphäre, wo P = 0,
- AM = 1 auf Meereshöhe an einem unbewölkten Tag mit Sonne am Zenith (P = P_o, sin(h) = 1),
- AM = 2 auf Meereshöhe an einen schönen Tag mit der Sonne 30° über dem Horizont (P = P_o, sin(h) = $\frac{1}{2}$).

Abbildung 2.6



2.5 Erwartete jährliche Stromproduktion

Unter dem energetischen Gesichtspunkt ist das Planungsprinzip, das in der Regel für einen PV-Generator verwendet wird, das, die Erfassung der verfügbaren jährlichen Sonnenstrahlung zu maximieren. In einigen Fällen (z.B. autarke PV-Anlagen) könnte das Planungskriterium sein, die Energieproduktion in bestimmten Jahreszeiten zu optimieren.

Die elektrische Energie, die eine PV-Anlage im Laufe eines Jahres produzieren kann, hängt vor allem von den folgenden Faktoren ab:

- Verfügbarkeit der Sonnenstrahlen,
- Orientierung und Neigung der Module,
- Wirkungsgrad der PV-Anlage.

Da die Bestrahlungsstärke der Sonne sich im Laufe der Zeit ändert, berücksichtigt man zur Festlegung der elektrischen Energie, die die Anlage in einem bestimmten Zeitintervall erzeugen kann, die Sonnenstrahlung des betreffenden Zeitraums, wobei man davon ausgeht, dass die Leistungen der Module der Bestrahlungsstärke proportional sind.

Die Werte der mittleren Sonnenstrahlung in Italien entnimmt man:

- Norm UNI 10349: Heizen und Kühlen von Gebäuden. Klimatische Daten,
- Europäischer Sonnenatlas, der auf den Daten basiert, die vom CNR-IFA (Institut für atmosphärische Physik) im Zeitraum 1966-1975 gesammelt wurden. Er enthält

Solkarten von Italien und Europa auf waagerechten oder geneigten Flächen.

- **Datenbank ENEA:** Seit 1994 sammelt ENEA die Daten zur solaren Strahlungsmenge in Italien über die Bilder des Satelliten Meteosat. Die bisher erhaltenen Solarkarten sind in zwei Atlanten veröffentlicht worden: einer zum Jahr 1994 und der andere zum Zeitraum 1095-1999.

Die Tabellen 2.1 und 2.2 stellen je nach geografischer Lage die mittleren jährlichen Strahlungswerte auf der waagerechten Fläche [kWh/m²] gemäß der Norm UNI 10349 und die monatlich gemessenen Tagesdurchschnittswerte [kWh/m²/Tag] nach ENEA dar.

Die jährliche Sonneneinstrahlung für eine bestimmte geografische Lage kann von einer Quelle zur anderen auch um 10% abweichen, denn sie leitet sich von der statistischen Bearbeitung von Daten zu unterschiedlichen Zeiträumen ab. Diese Daten unterliegen außerdem von Jahr zu Jahr Schwankungen, die auf den Wetterbedingungen beruhen. Daher haben die Einstrahlungswerte einen Wahrscheinlichkeitscharakter, d.h. es sind Werte, die man sich erwartet, die aber nicht gewiss sind.

Ausgehend von der mittleren jährlichen Einstrahlung E_{ma} , benutzt man die folgende Formel, um die erwartete produzierte Energie des Jahres E_p für jedes kWp zu erhalten:

$$E_p = E_{ma} \cdot \eta_{BOS} \text{ [kWh/kWp]} \quad [2.10]$$

wobei:

η_{BOS} (*Balance Of System*) der Globalwirkungsgrad aller Komponenten der PV-Anlage auf der Lastseite der Panels ist (Wechselrichter, Anschlüsse, Verluste durch Temperatureffekt, Verluste infolge Unsymmetrie in den Leistungen, Verluste durch Beschattung und geringe Sonneneinstrahlung, Verluste durch Reflexionen...). Dieser Wirkungsgrad kann in einer korrekt geplanten und installierten Anlage zwischen 0,75 und 0,85 liegen.

Wenn wir dagegen von der mittleren täglichen Einstrahlung E_{mg} ausgehen, benutzt man die folgende Formel, um die erwartete jährliche produzierte Energie für jedes kWp zu erhalten:

$$E_p = E_{mg} \cdot 365 \cdot \eta_{BOS} \text{ [kWh/kWp]} \quad [2.11]$$

Beispiel 2.1

Wir wollen die mittlere jährliche Energie festlegen, die von einer PV-Anlage von 3 kWp in Bergamo mit horizontaler Lage produziert wird. Wir nehmen an, dass der Wirkungsgrad der Anlagenkomponenten 0,75 beträgt.

Der Tabelle der Norm UNI 10349 entnimmt man eine mittlere jährliche Einstrahlung von 1276 kWh/m². Wenn wir annehmen, uns in den Standardbedingungen von 1 kW/m² zu befinden, erhalten wir eine mittlere erwartete Jahresproduktion von:

$$E_p = 3 \cdot 1276 \cdot 0,75 = 3062 \text{ kWh}$$

Tabelle 2.1

Jährliche Sonneneinstrahlung auf der waagerechten Oberfläche - UNI 10349

Ort	Mittlere jährliche Sonneneinstrahlung (kWh/m ²)	Ort	Mittlere jährliche Sonneneinstrahlung (kWh/m ²)	Ort	Mittlere jährliche Sonneneinstrahlung (kWh/m ²)	Ort	Mittlere jährliche Sonneneinstrahlung (kWh/m ²)	Ort	Mittlere jährliche Sonneneinstrahlung (kWh/m ²)
Agrigento	1923	Caltanissetta	1831	Lecce	1639	Pordenone	1291	Savona	1384
Alessandria	1275	Cuneo	1210	Livorno	1511	Prato	1350	Taranto	1681
Ancona	1471	Como	1252	Latina	1673	Parma	1470	Teramo	1487
Aosta	1274	Cremona	1347	Lucca	1415	Pistoia	1308	Trento	1423
Ascoli Piceno	1471	Cosenza	1852	Macerata	1499	Pesaro-Urbino	1411	Torino	1339
L'Aquila	1381	Catania	1829	Messina	1730	Pavia	1316	Trapani	1867
Arezzo	1329	Catanzaro	1663	Mailand	1307	Potenza	1545	Terni	1409
Asti	1300	Enna	1850	Mantua	1316	Ravenna	1411	Trieste	1325
Avellino	1559	Ferrara	1368	Modena	1405	Reggio Calabria	1751	Treviso	1385
Bari	1734	Foggia	1630	Massa Carrara	1436	Reggio Emilia	1427	Udine	1272
Bergamo	1275	Florenz	1475	Matera	1584	Ragusa	1833	Varese	1287
Belluno	1272	Forlì	1489	Neapel	1645	Rieti	1366	Verbania	1326
Benevento	1510	Frosinone	1545	Novara	1327	Rom	1612	Vercelli	1327
Bologna	1420	Genua	1425	Nuoro	1655	Rimini	1455	Venedig	1473
Brindisi	1668	Gorizia	1326	Oristano	1654	Rovigo	1415	Vicenza	1315
Brescia	1371	Grosseto	1570	Palermo	1784	Salerno	1419	Verona	1267
Bozen	1329	Imperia	1544	Piacenza	1400	Siena	1400	Viterbo	1468
Cagliari	1635	Isernia	1464	Padua	1266	Sondrio	1442		
Campobasso	1597	Crotone	1679	Pescara	1535	La Spezia	1452		
Caserta	1678	Lecco	1271	Perugia	1463	Siracusa	1870		
Chieti	1561	Lodi	1311	Pisa	1499	Sassari	1669		

Tabelle 2.2

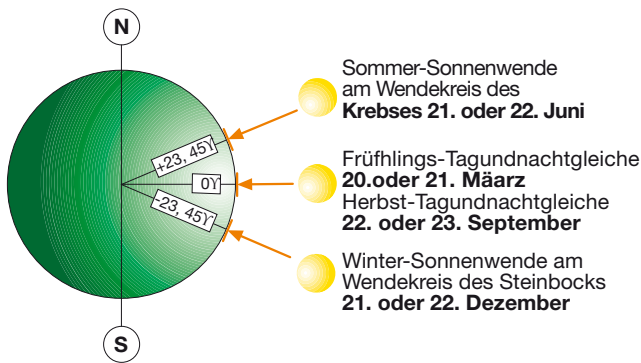
Ort	Januar	Februar	März	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Dezember
Mailand	1.44	2.25	3.78	4.81	5.67	6.28	6.31	5.36	3.97	2.67	1.64	1.19
Venedig	1.42	2.25	3.67	4.72	5.75	6.31	6.36	5.39	4.08	2.72	1.64	1.14
Bologna	1.50	2.28	3.81	4.81	5.86	6.42	6.47	5.47	4.19	2.81	1.72	1.25
Florenz	1.58	2.33	3.75	4.72	5.86	6.39	6.44	5.50	4.17	2.86	1.83	1.39
Rom	1.92	2.61	3.94	4.92	6.08	6.56	6.58	5.72	4.39	3.17	2.11	1.58
Neapel	1.92	2.67	3.92	5.03	6.08	6.64	6.58	5.81	4.50	3.28	2.17	1.69
Bari	1.86	2.58	3.97	5.08	6.08	6.69	6.64	5.81	4.53	3.25	2.08	1.69
Messina	2.11	2.94	4.19	5.19	6.22	6.69	6.67	5.89	4.64	3.53	2.36	1.94
Siracusa	2.36	3.22	4.33	5.39	6.36	6.78	6.75	6.00	4.81	3.69	2.58	2.17

2.6 Neigung und Orientierung der Solarzellen

Den maximalen Wirkungsgrad einer Solarzelle könnte man erhalten, wenn der Einfall der Sonnenstrahlen immer 90° ausmache. Der Einfallswinkel der Sonnenstrahlen ändert sich dagegen mit dem Breitengrad und im Laufe des Jahres mit der Sonnendeklination. Wegen der Neigung der Rotationsachse der Erde von circa 23,45° im Bezug zur Fläche der Umlaufbahn der Erde rings um die Sonne ändert sich die Höhe der Sonne über dem Horizont nämlich von Tag zu Tag.

Die Sonne steht an den beiden Tagen der Tagundnachtgleiche senkrecht (Zenith) über dem Äquator und an den beiden Tagen der Sonnenwende senkrecht über den Wendekreisen (Abbildung 2.7).

Abbildung 2.7



Außerhalb der Breitengrade der Wendekreise kann die Sonne wie den Zenith im Bezug zur Erdoberfläche erreichen, aber sie erreicht dennoch am Tage der Sommer-Sonnenwende in der Nordhalbkugel und am Tag der Winter-Sonnenwende in der Südhalbkugel ihre maximale Höhe (vom Breitengrad abhängig). Wenn man die Solarzellen daher so neigen will, dass die Sonnenstrahlen am Mittag des längsten Tages des Jahres lotrecht darauf fallen, muss man die maximale Höhe kennen, welche die Sonne in diesem Augenblick über dem Horizont erreicht, und zwar mit dieser Formel:

$$\alpha = 90^\circ - \text{lat} + \delta \quad [2.12]$$

wobei:

lat der Wert in Breitengraden am Installationsort der Zellen ist,

δ der Winkel der Sonnendeklination ist [23.45°]

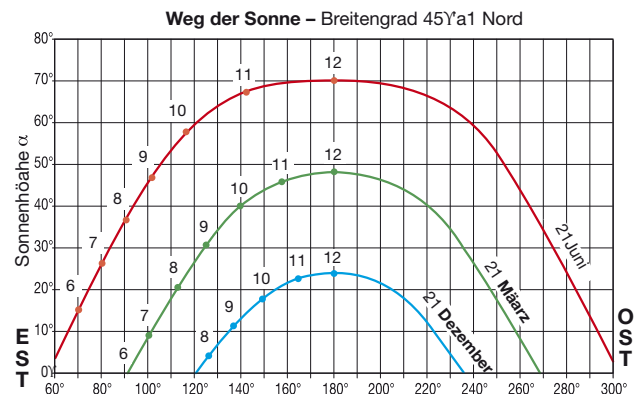
Wenn man den Komplementärwinkel α ($90^\circ - \alpha$) sucht, erhält man die Neigungswinkel, auch Tiltwinkel β genannt, der Zellen im Bezug zur horizontalen Fläche (IEC/TS 61836), damit sie in dem besagten Augenblick von den Sonnenstrahlen lotrecht getroffen werden².

Es reicht allerdings nicht aus, den Winkel α zu kennen, um die optimale Orientierung der Panels zu kennen.

Man muss auch den Weg der Sonne am Himmel in den verschiedenen Abschnitten des Jahres kennen, so dass der Tilt-Winkel unter Berücksichtigung aller Tage des Jahres berechnet werden sollte³ (Abbildung 2.8).

Das gestattet es, eine von den Zellen eingefangene jährliche Globalstrahlung (und daher eine jährliche Energieproduktion) zu erhalten, die größer als unter den vorherigen Bedingung der lotrechten Sonneneinstrahlung der Panels nur während der Sonnenwende wäre.

Abbildung 2.8



Die Panels vom festen Typ sollten in der nördlichen Erdhalbkugel so weit wie möglich nach Süden ausgerichtet werden⁴, um zur lokalen Mittagszeit eine höhere Sonneneinstrahlung der Panels und eine höhere täglich von den Zellen eingefangene Globaleinstrahlung zu erhalten.

Die Orientierung der Panels kann mit dem **Azimut-Winkel** (γ) der Abweichung im Bezug zur optimalen Richtung nach Süden (für die geografischen Lagen in der Nordhalbkugel) oder nach Norden (für die geografischen Lagen in der Südhalbkugel) angegeben werden.

² Auf Walmdächern wird der Tiltwinkel durch die Neigung des Daches selbst festgelegt.

³ In Italien beträgt die optimale Neigung circa 30°.

⁴ Da der Sonnenstrahleneinfall gegen Mittag am größten ist, muss die Kollektorfläche so weit wie möglich nach Süden zeigen. In der südlichen Erdhalbkugel ist die optimaler Orientierung natürlich nach Norden.

⁵ In der Astronomie ist der Azimut-Winkel der Winkelabstand längs des Horizonts, der ausgehend von Norden (0°) in Richtung Osten gemessen wird, mit dem Schnittpunkt des vertikalen Kreises, der durch das Objekt fällt.

Positive Werte des Azimut-Winkels geben eine Orientierung nach Westen an, während negative Werte einer Orientierung nach Osten entsprechen (CEI EN 61194). Bei den am Boden installierten Panels bedingt die Kombination von Neigung und Orientierung die *Exposition* der Panels (Abbildung 2.9).

Falls die Panels dagegen auf dem Dach von Gebäuden installiert sind, wird die *Exposition* durch die Neigung und die Orientierung der Dachschräge konditioniert.

Gute Ergebnisse erhält man mit Kollektoren, die mit einer Abweichung von bis zu 45° von der Himmelsrichtung Süd nach Südost oder nach Südwest orientiert sind (Abbildung 2.10). Größere Abweichungen können durch eine geringfügige Erweiterung der Kollektorenfläche ausgeglichen werden.

Abbildung 2.9

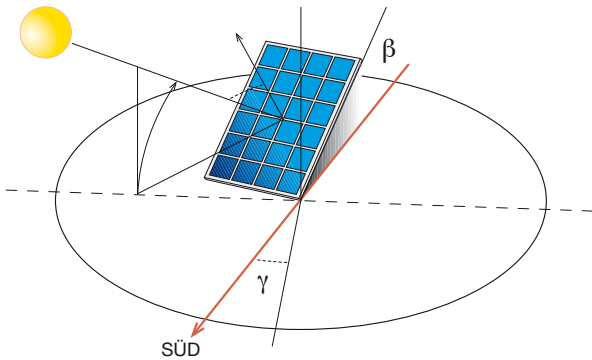
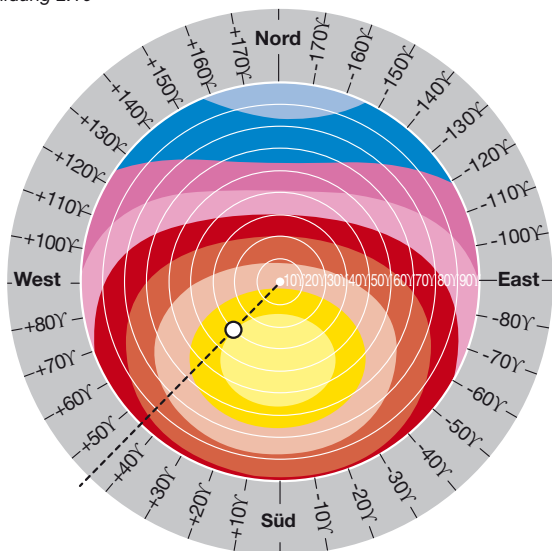
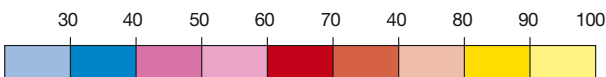


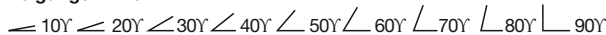
Abbildung 2.10



Jährliche Strahlungsstärke in %



Neigungswinkel



○ Beispiel: 30°a1; 45°a1 Süd-West; ⊕c 95%

Eine nicht horizontal angeordnetes Panel erhält neben dem direkten und diffusen Licht auch die Strahlung, die von der es umgebenden Oberfläche reflektiert wird (Albedo-Komponente). Der Albedo-Faktor hat in der Regel einen Wert von 0,2.

Für eine erste Beurteilung der jährlichen Möglichkeit zur Stromproduktion einer V-Anlage reicht es in der Regel aus, auf die mittlere jährliche Strahlung, die auf die horizontale Fläche fällt (Tabellen 2.1-2.2), die Korrekturkoeffizienten der Tabellen 2.3-2.4-2.5 anzuwenden⁶.

⁶ Albedo-Faktor von 0,2 angenommen.

Tabelle 2.3 - Norditalien: Breitengrad 44°N

Neigung	Orientierung				
	0° (Süd)	± 15°	± 30°	± 45°	± 90° (Ost, West)
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10°	1.07	1.06	1.06	1.04	0.99
15°	1.09	1.09	1.07	1.06	0.98
20°	1.11	1.10	1.09	1.07	0.96
30°	1.13	1.12	1.10	1.07	0.93
40°	1.12	1.11	1.09	1.05	0.89
50°	1.09	1.08	1.05	1.02	0.83
60°	1.03	0.99	0.96	0.93	0.77
70°	0.95	0.95	0.93	0.89	0.71
90°	0.74	0.74	0.73	0.72	0.57

Tabelle 2.4 - Mittelitalien: Breitengrad 41°N

Neigung	Orientierung				
	0° (Süd)	± 15°	± 30°	± 45°	± 90° (Ost, West)
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10°	1.07	1.07	1.06	1.04	0.99
15°	1.09	1.09	1.08	1.06	0.97
20°	1.11	1.11	1.09	1.07	0.96
30°	1.13	1.12	1.10	1.07	0.92
40°	1.12	1.12	1.09	1.05	0.87
50°	1.09	1.08	1.05	1.01	0.82
60°	1.03	1.02	0.99	0.96	0.76
70°	0.94	0.94	0.92	0.88	0.70
90°	0.72	0.72	0.71	0.70	0.56

Tabelle 2.5 - Süditalien: Breitengrad 38°N

Neigung	Orientierung				
	0° (Süd)	± 15°	± 30°	± 45°	± 90° (Ost, West)
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10°	1.06	1.06	1.05	1.04	0.99
15°	1.08	1.08	1.07	1.05	0.97
20°	1.10	1.09	1.08	1.06	0.96
30°	1.11	1.10	1.08	1.06	0.92
40°	1.10	1.09	1.07	1.03	0.87
50°	1.06	1.05	1.03	0.99	0.82
60°	0.99	0.99	0.96	0.93	0.75
70°	0.91	0.91	0.88	0.86	0.69
90°	0.68	0.68	0.68	0.67	0.55

Beispiel 2.2

Wir wollen die jährliche mittlere Energie festlegen, die von der PV-Anlage des vorherigen Beispiels erzeugt wird, die jetzt mit einer Orientierung von +15° und einer Neigung von 30° angeordnet ist.

Aus der Tabelle 2.3 erhalten wir einen Steigerungskoeffizienten von 1,12. Multiplizieren wir diesen Koeffizienten mit der Energie, die im vorherigen Beispiel für die horizontale Fläche erwartet wird, erhalten wir die erwartete Produktionskapazität von:

$$E = 1.12 \cdot E_p = 1.12 \cdot 3062 \approx 3430 \text{ kWh}$$

2.7 Spannungen und Ströme in einer PV-Anlage

PV-Module erzeugen einen Strom von 4-10A bei einer Spannung von 30-40V.

Um die vorgesehene Spitzenleistung zu erhalten, werden die Panels elektrisch in Serie zusammengeschaltet, um Stränge zu bilden, die ihrerseits parallel zusammengeschaltet werden.

Der Trend geht dahin, Stränge zu entwickeln, die aus so viel Panels wie möglich bestehen, da die Verdrahtung komplex und kostspielig ist, insbesondere der Schaltschränke zur Parallelschaltung zwischen den Strängen. Die Höchstzahl der Panels, die in Serie zusammengeschaltet werden können (und daher die maximal erreichbare Spannung), um einen Strang zu erhalten, hängt vom Betriebsbereich des Wechselrichters (siehe Kap. 3) und der Verfügbarkeit der Trenn- und Schutzgeräte ab, die sich für die erreichte Spannung eignen. Die Spannung des Wechselrichters hängt aus Effizienzgründen vor allem von seiner Leistung ab: Wenn man einen Wechselrichter mit Leistung unter 10 kW benutzt, liegt der am häufigsten benutzte Spannungsbereich zwischen 250V und 750V, während mit einer Leistung des Wechselrichters über 10 kW der übliche Spannungsbereich zwischen 500V und 900V liegt.

2.8 Variation des erzeugten Stroms

Die wichtigsten Faktoren, welche die von einer PV-Anlage produzierte elektrische Energie beeinflussen, sind.

- Bestrahlungsstärke
- Temperatur der Module
- Beschattungen

2.8.1 Bestrahlungsstärke

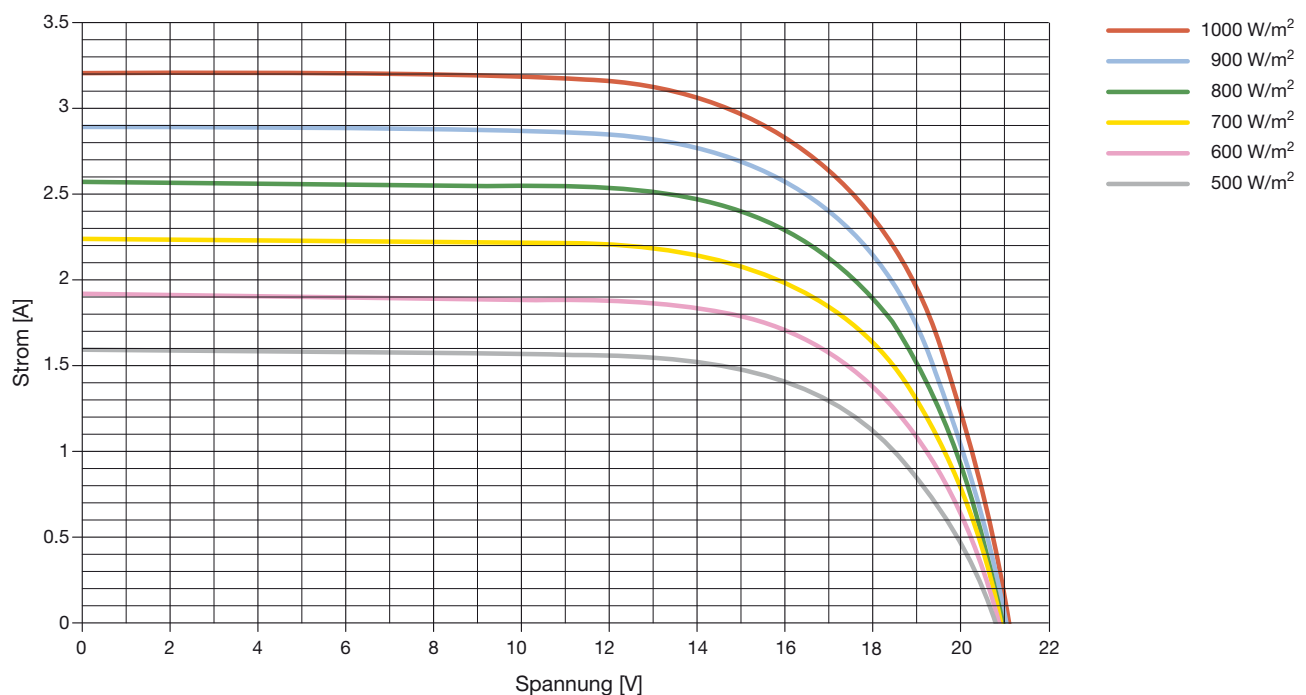
Je nach der auf die PV-Zellen einfallenden Bestrahlungsstärke ändert sich die V-I-Kennlinie derselben so, wie es in der Abbildung 2.11 dargestellt ist.

Bei abnehmender Bestrahlungsstärke verringert sich der erzeugte photovoltaische Strom proportional, während die Variation der Leerlaufspannung minimal ist.

Die Umsetzungseffizienz wird in der Tat durch die Variation der Bestrahlungsstärke innerhalb des Standardbetriebsbereichs der Zellen nicht beeinflusst, was bedeutet, dass die Umsetzungseffizienz sowohl an heiteren Tagen als auch an wolkigen Tagen die gleiche ist.

Die geringere Leistung, die an wolkigen Tag erzeugt wird, hängt daher nicht von einer Verringerung der Effizienz, sondern von einer reduzierten Stromerzeugung wegen geringerer Bestrahlungsstärke ab.

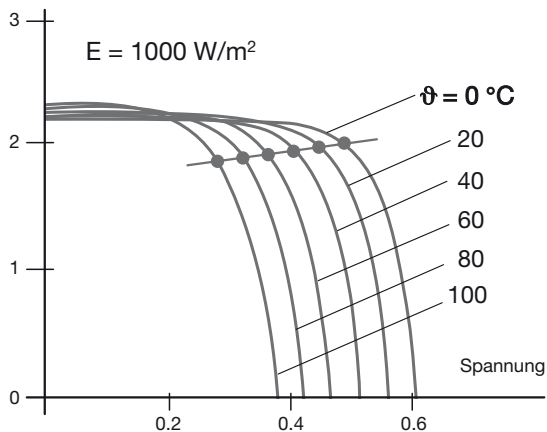
Abbildung 2.11



2.8.2 Temperatur der Module

Entgegen dem vorherigen Fall bleibt der erzeugte Strom bei Erhöhung der Temperatur der PV-Module praktisch unverändert, während die Spannung abnimmt und es dabei zu einer Verringerung der Leistungen der Panels bei der erzeugten elektrischen Leistung kommt (Abbildung 2.12).

Abbildung 2.12



Die Variation der Leerlaufspannung V_{oc} eines PV-Moduls im Bezug zu den Standardbedingungen $V_{oc, stc}$ wird in Abhängigkeit von der Betriebstemperatur der Zelle T_{cel} durch die folgende Formel ausgedrückt (Leitfaden CEI 82-25 II Ausg.):

$$V_{oc}(T) = V_{oc, stc} - N_s \cdot \beta \cdot (25 - T_{cel}) \quad [2.13]$$

wobei:

β der Koeffizient der Variation der Spannung mit der Temperatur ist und von der Typologie des PV-Moduls abhängig (im allgemeinen $-2.2 \text{ mV}/^\circ\text{C}/\text{Zelle}$ für Module aus kristallinem Silizium und -1.5 bis $-1.8 \text{ mV}/^\circ\text{C}/\text{Zelle}$ für Dünnschichtmodule),

N_s die Zahl der in Reihe geschalteten Zellen des Moduls ist.

Um daher eine zu starke Verringerung der Leistungen zu vermeiden, sollte man die Betriebstemperatur unter Kontrolle halten und versuchen, den Panels eine gute Belüftung zu geben, welche die Variation der Temperatur auf ihren beschränkt. Dann kann man den Energieverlust infolge der Auswirkung der Temperatur (im Bezug zu den 25°C der Standardbedingungen) auf einem Wert um 7% halten⁷.

⁷ Die Verringerung des Wirkungsgrades mit steigender Temperatur wird auf 0,4-0,6 pro $^\circ\text{C}$ angesetzt.

2.8.3 Beschattung

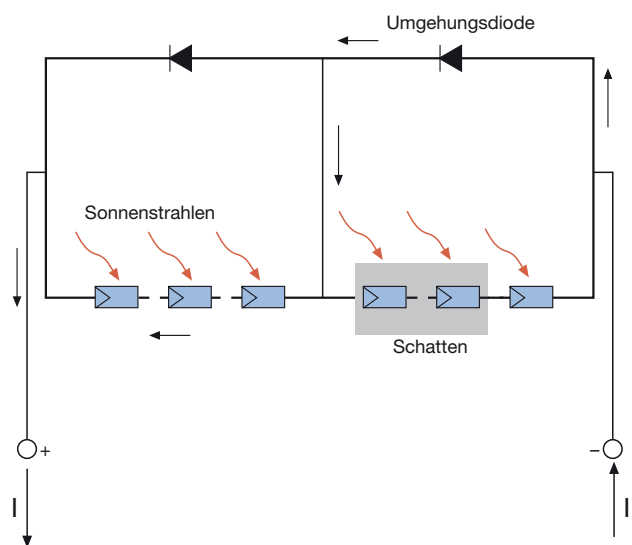
Angesichts der Fläche, die von den Modulen einer PV-Anlage belegt wird, kann es vorkommen, dass ein Teil von ihnen (eine oder mehrere Zellen) durch Bäume, darauf gefallenes Laub, Kamine, Wolken oder in der Nähe installierte PV-Panels beschattet wird.

Im Fall der Beschattung hört eine PV-Zelle, die aus einer pn-Grenzschicht besteht, auf, Energie zu erzeugen, und wird eine passive Last.

Diese Zelle verhält sich wie eine Diode, die den von den anderen in Serie zusammengeschalteten Zellen erzeugten Strom blockiert, so dass die gesamte Produktion des Moduls in Frage gestellt wird. Außerdem ist die Diode der Spannung der anderen Zellen ausgesetzt, was zur Perforation der Grenzschicht mit der lokalen Überhitzung (hot spot) und Schäden am Modul führen kann.

Um zu vermeiden, dass eine oder mehrere beschattete Zellen die Produktion eines gesamten Strangs in Frage stellen, werden auf der Höhe der Module Umgehungsdioden eingefügt, die den Teil des im Schatten liegenden oder beschädigten Moduls kurzschließen. Dadurch wird der Betrieb des Moduls gewährleistet, wenn auch mit einem reduzierten Wirkungsgrad. Theoretisch wäre es erforderlich, eine Umgehungsdiode parallel mit jeder einzelnen Zelle zusammenzuschalten, aber das wäre für das Kosten-Nutzen-Verhältnis zu kostspielig. Daher werden in der Regel 2-4 Umgehungsdioden pro Modul installiert (Abbildung 2.13).

Abbildung 2.13



3 Installationsmethoden und Konfigurationen

3.1 Architektonische Integration

Die architektonische Integration der Panels in die Gebäudestruktur hat in den letzten Jahren dank der Produktion der Panels selbst sehr große Fortschritte gemacht, die wegen der Dimensionen und der Eigenschaften in der Lage sind, einige Komponenten ganz zu ersetzen.

Man kann drei Typologien der architektonischen Integration der PV-Anlagen festlegen, auch hinsichtlich der Festlegung der anreizregulierten Tarife, die jedem Typ anerkannt werden (siehe Kap. 7):

- 1 nicht integrierte Anlagen,
- 2 teilweise integrierte Anlagen,
- 3 integrierte Anlagen.

Die *nicht integrierte* Anlage ist eine Anlage, deren Module am Boden installiert sind, d.h. eine Anlage mit Modulen, die auf den Elementen zur Stadtmöblierung, auf Außenflächen von Gebäudehüllen, auf Gebäuden und Strukturen mit Funktionen und Zwecksbestimmungen angebracht sind, die von denen abweichen, die für die Typologie 2) und 3) vorgesehen sind (Abbildung 3.1).

Abbildung 3.1



Die *teilweise integrierte* Anlage ist eine Anlage, deren Module je nach den Typologien, die in der Tabelle 3.1 aufgezählt sind, auf Elementen zur Stadtmöblierung, auf Außenflächen von Gebäudehüllen, auf Gebäuden und Strukturen jeder Funktion und Zwecksbestimmung angebracht sind, ohne das Baumaterial der Strukturen selbst zu ersetzen (Abbildung 3.2).

Abbildung 3.2



Tabelle 3.1

Spezifische Typologie 1	PV-Module mit Installation auf Fachdächern und Terrassen von Bauwerken und Gebäuden. Falls eine Einfassungsbrüstung vorhanden ist, darf der höchste Wert, bezogen auf die Mittelachse der PV-Module nicht oberhalb der kleinsten Höhe der Brüstung liegen.
Spezifische Typologie 2	PV-Module, die koplanar mit der tragenden Fläche von Dächern, Abdeckungen, Fassaden, Brüstungen oder Geländern von Bauwerken und Gebäuden installiert sind, ohne die Materialien zu ersetzen, die die Tragflächen darstellen.
Spezifische Typologie 3	PV-Module, die koplanar mit der tragenden Fläche auf Elementen zur Stadtmöblierung, Lärmschutzwänden, freitragenden Dachkonstruktionen, Lauben und Unterständen installiert sind, ohne die Materialien zu ersetzen, die die Tragflächen darstellen.

Die Anlage mit *architektonischer Integration* ist eine Anlage, in der die Module nach den Typologien, die in der Tabelle 3.2 angeordnet sind und die Funktion der baulichen Elemente teilweise oder ganz ersetzen (Festigkeit, Wärme- und Schallsisolierung, Beleuchtung, Beschattung) (Abbildung 3.3).

Abbildung 3.3



Tabelle 3.2

Spezifische Typologie 1	Ersatz der Verkleidungsmaterialien von Dächern, Abdeckungen, Fassaden von Gebäuden mit PV-Modulen, welche die gleiche Neigung und architektonischen Funktionen der verkleideten Flächen haben.
Spezifische Typologie 2	Freitragende Dachkonstruktionen, Lauben und Unterstände, in denen die abdeckende Struktur aus PV-Modulen und den entsprechenden Tragsystemen besteht.
Spezifische Typologie 3	Teile von Gebäudeabdeckungen, in denen die PV-Module das transparente oder halbtransparente Material ersetzen, das die natürliche Beleuchtung eines oder mehrerer Innenräume gestattet.
Spezifische Typologie 4	Lärmschutzstrukturen, in denen ein Teil der schallschluckenden Matten aus PV-Modulen besteht.
Spezifische Typologie 5	Beleuchtungselemente, bei denen die den Sonnenstrahlen ausgesetzte Fläche der reflektierenden Elemente aus PV-Modulen besteht.
Spezifische Typologie 6	Sonnenblenden, deren Strukturelemente aus PV-Modulen und den entsprechenden Tragsystemen bestehen.
Spezifische Typologie 7	Brüstungen und Geländer, in denen die PV-Module die Verkleidungs- und Abdeckungselemente ersetzen.
Spezifische Typologie 8	Fenster, in denen die PV-Module die verglaste Fläche der Fenster ersetzen oder integrieren.
Spezifische Typologie 9	Fensterläden, in denen die PV-Module die Strukturelemente der Fensterläden ersetzen.
Spezifische Typologie 10	Jede in den obigen Typologien beschriebene Fläche, auf der die PV-Module die Verkleidung oder Abdeckung darstellen, die an der Oberfläche selbst festhaftet.

3.2 Konfiguration des Solarfeldes

Der Anschluss der Stränge, aus denen das Solarfeld der PV-Anlage besteht, kann im Wesentlichen auf eine der folgenden Arten erfolgen:

- mit einem einzigen Wechselrichter für die ganze Anlage (Anlage mit einem oder mit zentralisiertem Wechselrichter) (Abbildung 3.4),
- mit einem Wechselrichter für jeden Strang (Abbildung 3.5),
- mit einem Wechselrichter für mehrere Stränge (Anlage mit mehreren Wechselrichtern) (Abbildung 3.6).

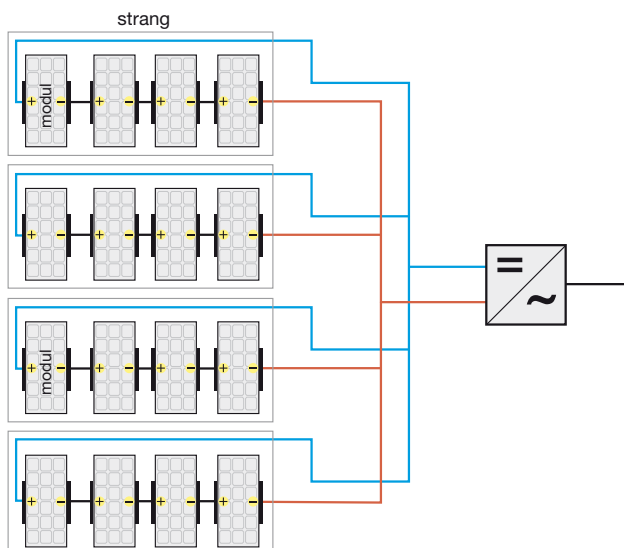
3.2.1 Anlage mit einem einzigen Wechselrichter

Diese Konfiguration wird in kleinen Anlagen und mit Modulen des gleichen Typs und mit der gleichen Exposition verwendet.

Sie haben wirtschaftliche Vorteile, die sich durch das Vorhandensein nur eines Wechselrichters ableiten, und zwar die Verringerung der Erstinvestition und der Wartungskosten. Der Betriebsausfall des einzigen Wechselrichter bedingt jedoch den Stillstand der Produktion der ganzen Anlage. Diese Lösung eignet sich auch wenig, wenn die Flächenausdehnung (und damit die Spitzenleistung) der PV-Anlage erhöht werden soll, weil die Probleme zunehmen, die mit dem Schutz vor Überströmen verbunden sind, wie auch die Probleme durch eine unterschiedliche Beschattung, d.h. wenn die Exposition der Panel nicht für die ganze Anlage identisch ist..

Der Wechselrichter regelt seinen Betrieb durch den MPPT¹, wobei die mittleren Parameter der Stränge berücksichtigt werden, die an den Wechselrichter angeschlossen sind: Wenn daher alle Stränge an einen einzigen Wechselrichter angeschlossen sind, führt die Beschattung oder der Fehler eines oder eines Teils derselben zu einer höheren Reduzierung der elektrischen Leistungen der Anlage als bei anderen Konfigurationen.

Abbildung 3.4



¹ Siehe Kap. 1

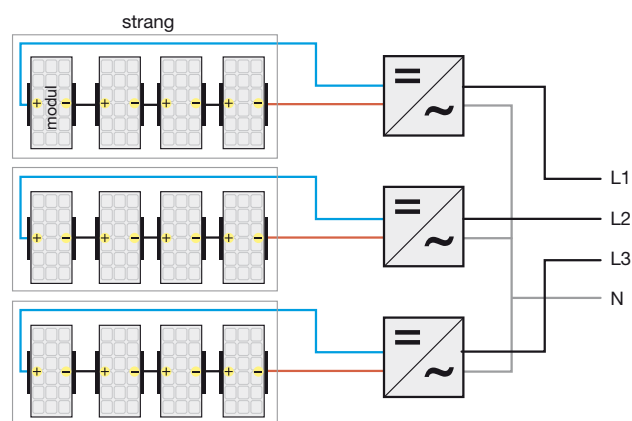
3.2.2 Anlage mit einem Wechselrichter pro Strang

In einer Anlage mit mittleren Abmessungen kann jeder Strang direkt an einen eigenen Wechselrichter angeschlossen werden, um nach dem eigenen Punkt der höchsten Leistung arbeiten zu können.

Mit dieser Konfiguration befindet sich die Sperrdiode, welche die Richtungsumkehr der Energiequelle vermeidet, in der Regel im Wechselrichter. Die Diagnostik der Produktion erfolgt direkt im Wechselrichter, der außerdem den Schutz von Überströmen und Überspannungen atmosphärischen Ursprungs auf der DC-Seite übernehmen kann.

Wenn man auf jedem Strang über einen Wechselrichter verfügt, verringern sich auch die Probleme der Verbindung zwischen den Modulen und den Wechselrichtern und die Verringerung der Leistungen infolge Beschattung oder unterschiedlicher Exposition. In verschiedenen Strängen können außerdem Module mit unterschiedlichen Eigenschaften verwendet werden, so dass der Wirkungsgrad und die Zuverlässigkeit der ganzen Anlage steigen.

Abbildung 3.5



3.2.3 Anlage mit mehreren Wechselrichtern

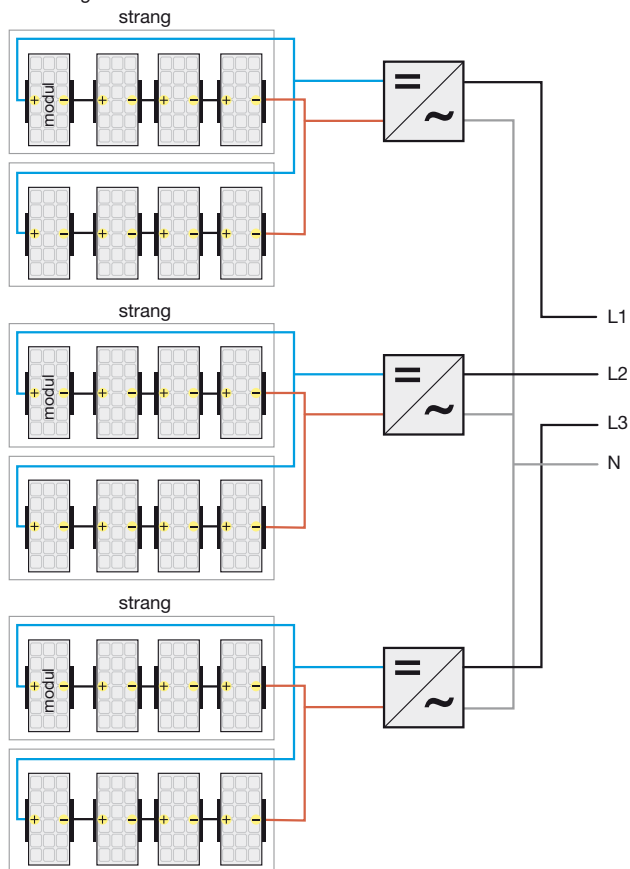
Bei Anlagen mit großen Dimensionen wird das PV-Feld in der Regel in mehrere Teile (Unterfelder) gegliedert, von denen jedes durch einen eigenen Wechselrichter versorgt wird, mit dem die verschiedenen Stränge parallel zusammengeschaltet werden.

Im Bezug zu der vorstehenden Konfiguration gibt es in diesem Fall eine geringere Anzahl von Wechselrichtern und folglich die Reduzierung der Kosten für Investment und Instandhaltung.

Es bleibt jedoch der Vorteil der Reduzierung der Probleme durch Beschattung oder unterschiedliche Exposition zwischen den Strängen und infolge der Verwendung von untereinander abweichenden Modulen, vorausgesetzt an den gleichen Wechselrichter werden Unterfeldstränge

angeschlossen, die untereinander gleiche Module und die gleichen Expositionsbedingungen haben. Außerdem bedingt der Ausfall eines Wechselrichters nicht den Verlust der Produktion der ganzen Anlage (wie im Fall der Anlage mit nur einem Wechselrichter), sondern nur die des entsprechenden Unterfelds. Es ist empfehlenswert, dass jeder Strang einzeln getrennt werden kann², um Betriebskontrollen und Instandhaltung auszuführen, ohne die ganze PV-Anlage außer Betrieb setzen zu müssen. Installiert man Parallelschaltanlagen auf der DC-Seite, ist auf jedem Strang die Einfügung einer Einrichtung zum Schutz gegen Überströme und Rückwärtsströme vorzusehen, um die Stromversorgung von beschatteten oder defekten Strängen durch die anderen parallel geschalteten zu vermeiden. Der Überstromschutz kann durch einen thermisch-magnetischen Schutzschalter oder eine Sicherung erhalten werden, während der Schutz gegen Rückwärtsstrom durch eine Sperrdiode erfolgt³. Die Diagnostik der Anlage wird bei dieser Konfiguration durch ein Überwachungssystem übernommen, das die Stromerzeugung der verschiedenen Stränge kontrolliert.

Abbildung 3.6



² Es ist zu berücksichtigen, dass die Ausschaltung der Trenneinrichtung die Beibehaltung der Spannung auf der DC-Seite nicht ausschließt.

³ Die Dioden führen infolge des Spannungsabfalls an ihrem Übergang zu einem konstanten Leistungsverlust. Dieser Verlust kann durch die Benutzung von Komponenten mit Metall-Halbleiter-Übergang reduziert werden, die einen Abfall von 0,4V (Schottky-Dioden) anstelle von 0,7V der herkömmlichen Dioden hat.

3.3 Auswahl und Anschluss des Wechselrichters

Die Auswahl des Wechselrichters und seiner Baugröße ist aufgrund der photovoltaischen Nennleistung vorzunehmen, die er zu steuern hat. Die Baugröße des Wechselrichters kann geschätzt werden, indem man das Verhältnis zwischen der in das Netz eingespeisten Leistung und der Nennleistung des PV-Generators zwischen 0,8 und 0,9 wählt. Dieses Verhältnis berücksichtigt die Leistungsminderung der PV-Module bei realen Betriebsbedingungen (Arbeitstemperatur, Spannungsabfall an den elektrischen Anschlüssen...) und den Wirkungsgrad des Wechselrichters selbst. Dieses Verhältnis hängt auch von den Installationsbedingungen der Module (Breitengrad, Neigung, Umgebungstemperatur...) ab, die zur Variation der erzeugten Leistung führen können. Aus diesem Grund ist der Wechselrichter mit einer automatischen Einschränkung der Leistungsabgabe in Situationen versehen, in denen die erzeugte Leistung größer als die für den Normalfall vorgesehene ist.

Unter den Eigenschaften für die Auslegung des Wechselrichters sind folgende zu berücksichtigen:

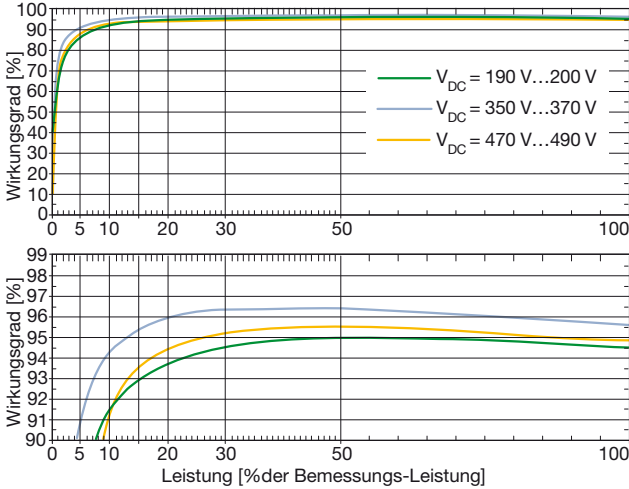
- DC-Seite:
 - Bemessungsleistung und Höchstleistung,
 - Bemessungsspannung und höchstzulässige Spannung,
 - Schwankungsbereich der MPPT-Spannung bei normalem Betrieb,
- AC-Seite:
 - Bemessungsleistung und maximale Leistung, die kontinuierlich von der Wechselrichtergruppe geliefert werden kann, wie auch der Bereich der Umgebungstemperatur, bei dem diese Leistung geliefert werden kann,
 - Bemessungsstrom, der geliefert wird,
 - max. gelieferter Strom, der es gestattet, den Beitrag der PV-Anlage zur Kurzschlussstrom zu berechnen,
 - Max. Verzerrung von Spannung und Leistungsfaktor,
 - max. Effizienz des Wechselrichters,
 - Wirkungsgrad bei teilweiser und bei 100% der Bemessungsleistung (durch den "europäischen Wirkungsgrad"⁴ oder durch das Diagramm des Wirkungsgrads⁵ (Abbildung 3.7))

⁴ Der europäische Wirkungsgrad wird festgelegt, indem man die Wirkungsgrade bei Teillast des Wechselrichters nach der folgenden Formel berücksichtigt:

$$\eta_{\text{euro}} = 0.03 \cdot \eta_{15\%} + 0.06 \cdot \eta_{10\%} + 0.13 \cdot \eta_{20\%} + 0.10 \cdot \eta_{30\%} + 0.48 \cdot \eta_{50\%} + 0.20 \cdot \eta_{100\%}$$

⁵ Aus diesem Diagramm ergibt sich, dass man den maximalen Wirkungsgrad zwischen 40% und 1'80% der Bemessungsleistung des Wechselrichters erhält, was dem Leistungsintervall entspricht, bei dem der Wechselrichter den größten Teil der Betriebszeit arbeitet.

Abbildung 3.7



Außerdem sind die Bemessungswerte von Spannung und Frequenz im Ausgang und der Spannung im Eingang des Wechselrichters zu beurteilen.

Die Ausgangswerte von Spannung und Frequenz werden für Anlagen, die an das öffentliche Verteilungsnetz gekoppelt sind, durch das Netz selbst mit festgelegten Toleranzen vorgegeben⁶.

Was die Eingangsspannung betrifft, werden die extremen Betriebsbedingungen des PV-Generators beurteilt, um einen sicheren und produktiven Betrieb des Wechselrichters zu erhalten.

Vor allem ist zu prüfen, dass die Leerlaufspannung U_{oc} ⁷ im Ausgang aus den Strängen bei der kleinsten annehmbaren Temperatur (-10°C) unter dem höchstzulässigen Wert des Wechselrichters liegt, d.h.:

$$U_{oc\ max} \leq U_{MAX} \quad [3.1]$$

Bei einigen Modellen von Wechselrichtern gibt es im Eingang eine Kondensatorenbank. Als Folge der Einfügung in das PV-Feld führt dies zu einem Einschaltstromstoß, welcher der Summe der Kurzschlussströme aller angeschlossenen Stränge entspricht. Dieser Strom darf nicht dazu führen, dass die etwaigen internen Schutzvorrichtungen ausgelöst werden.

Jeder Wechselrichter kennzeichnet sich durch einen Spannungsbereich bei normalem Betrieb am Eingang. Da die Spannung am Ausgang der PV-Panels eine Funktion der Temperatur ist, ist zu prüfen, dass der Wechselrichter sich bei den voraussehbaren Betriebsbedingungen (von -10°C bis +70°C) innerhalb der vom Hersteller erklärten Spannungsintervalle zu arbeiten befindet. Daher sind die beiden Ungleichungen [3.2] und [3.3] gleichzeitig zu prüfen:

⁶ Seit 2008 müsste die Einheitsspannung auf europäischer Ebene 230/400V mit Toleranz +6% und -10% ausmachen, während die Toleranz bei der Frequenz ±0.3 Hz ausmacht.

⁷ Für die Wahl des Wechselrichters und der anderen Komponenten einer PV-Anlage auf der DC-Seite kann man vorsichtshalber den Wert der Höchstspannung des Strangs von 1.2 U_{oc} annehmen.

$$U_{min} \geq U_{MPPT\ min} \quad [3.2]$$

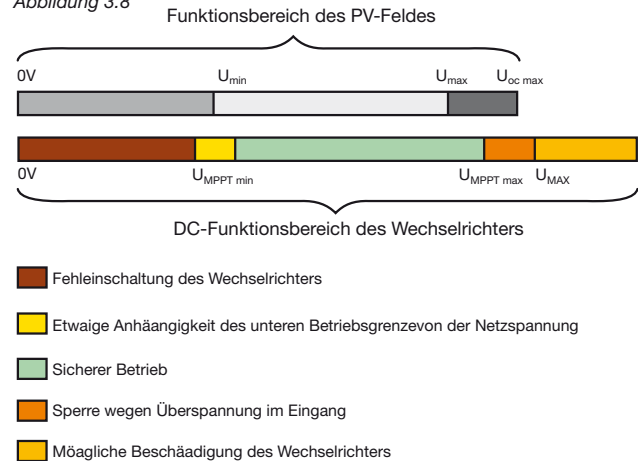
d.h. die Mindestspannung (bei 70°C), die bei der entsprechenden Höchstleistung am Ausgang des Strangs bei Standardeinstrahlung berücksichtigt wird, muss über dem tiefsten Wert der MPPT-Spannung des Wechselrichters liegen, welche die Steuerlogik eingeschaltet hält und die korrekte Einspeisung von Leistung in das Netz des Netzbetreibers gestattet. Außerdem muss gegeben sein:

$$U_{max} \leq U_{MPPT\ max} \quad [3.3]$$

d.h. die Höchstspannung (bei -10°C), die bei der entsprechenden Höchstleistung im Ausgang aus dem Strang mit Standardsonneneinstrahlung betrachtet wird, muss kleiner oder gleich groß wie die maximale Betriebsspannung des MPPT des Wechselrichters sein.

In Abbildung 3.8 ist ein Kopplungsdiagramm zwischen dem PV-Feld und dem Wechselrichter dargestellt, das die drei vorstehenden Ungleichungen berücksichtigt. Zusätzlich zu der Beachtung der drei vorstehenden Bedingungen zur Spannung muss geprüft werden, dass der Höchststrom des PV-Generators bei Betrieb am Höchstleistungspunkt (MPP) kleiner als der Höchststrom im Eingang ist, der für den Wechselrichter zulässig ist.

Abbildung 3.8



Zeichenerklärung:

- U_{min} Spannung bei der Höchstleistung des PV-Feld, in Übereinstimmung mit der höchsten Betriebstemperatur, die für die PV-Module am Installationsort vorgesehen ist.
- U_{max} Spannung bei der Höchstleistung des PV-Feld, in Übereinstimmung mit der tiefsten Betriebstemperatur, die für die PV-Module am Installationsort vorgesehen ist.
- $U_{oc\ max}$ Leerlaufspannung des PV-Feld, in Übereinstimmung mit der tiefsten Betriebstemperatur, die für die PV-Module am Installationsort vorgesehen ist.
- $U_{MPPT\ min}$ Kleinste Betriebsspannung im Eingang, die für den Wechselrichter zugelassen ist.
- $U_{MPPT\ max}$ Größte Betriebsspannung im Eingang, die für den Wechselrichter zugelassen ist.
- U_{MAX} Höchstspannung im Eingang, welcher der Wechselrichter standhalten kann.

Die am Markt erhältlichen Wechselrichter haben eine Bemessungsspannung bis zu circa 10 kW einphasig und circa 100 kW dreiphasig.

In kleinen Anlagen bis zu 6 kW mit einphasigem Anschluss an das NS-Netz installiert man in der Regel einen einzigen Wechselrichter, während in Anlagen über 6 kW mit dreiphasigem Anschluss an NS- oder MS-Netze üblicherweise mehrere Wechselrichter installiert werden.

Bei Anlagen mit kleinen und mittleren Dimensionen werden in der Regel Lösungen mit mehreren einphasigen

Wechselrichtern bevorzugt, die gleichmäßig auf die drei Phasenleiter und den gemeinsamen Neutralleiter verteilt werden, und mit einem einzigen Transformator zur Trennung vom öffentlichen Netz (Abbildung 3.9).

Bei mittleren und größeren Anlagen ist es dagegen günstiger, eine Anlagenstruktur mit wenigen dreiphasigen Wechselrichtern zu haben, an die mehrere Stränge mit Parallelschaltung auf der DC-Seite in den Schaltanlagen des Unterfeldes angeschlossen werden (Abbildung 3.10).

Abbildung 3.9

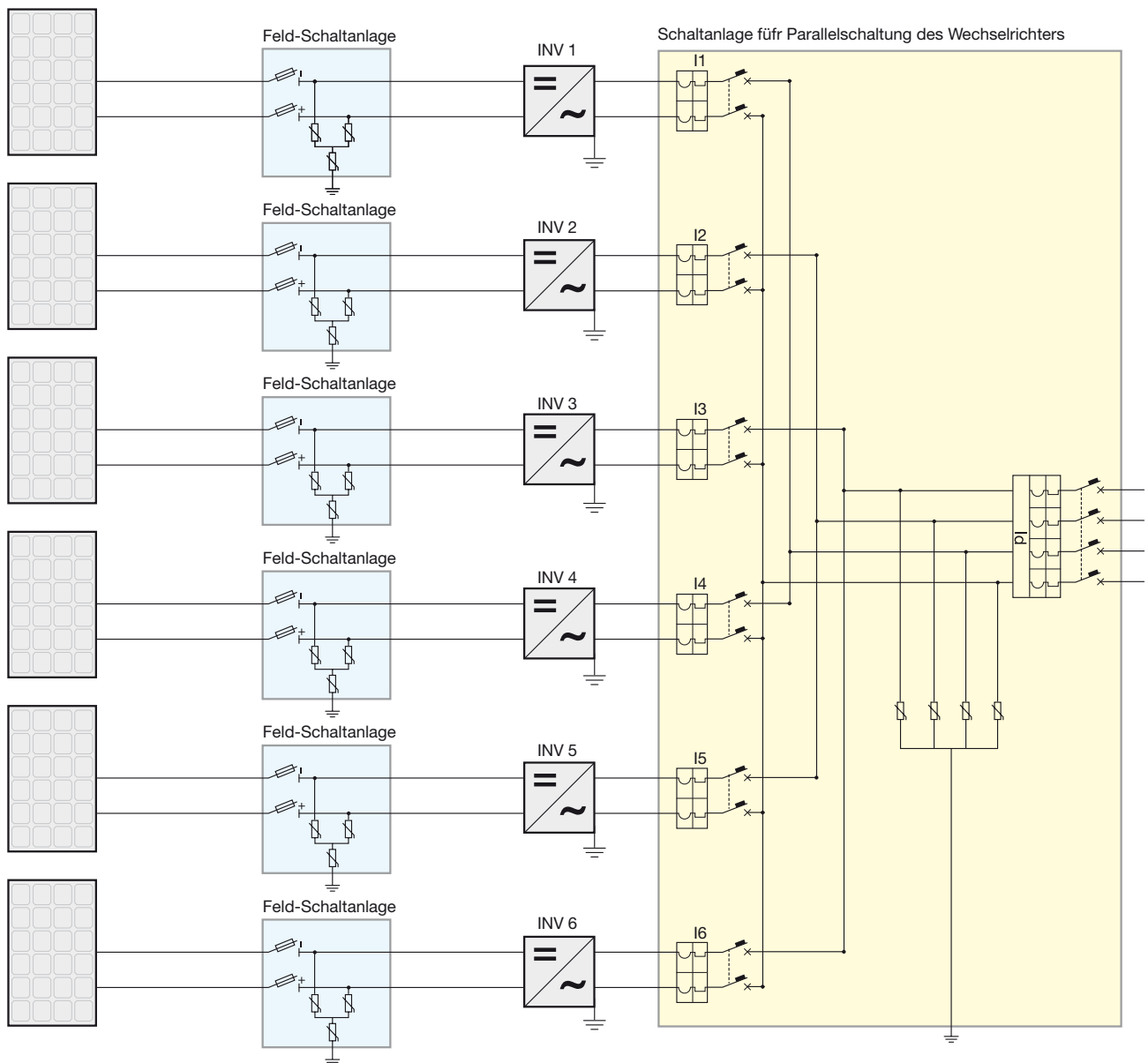
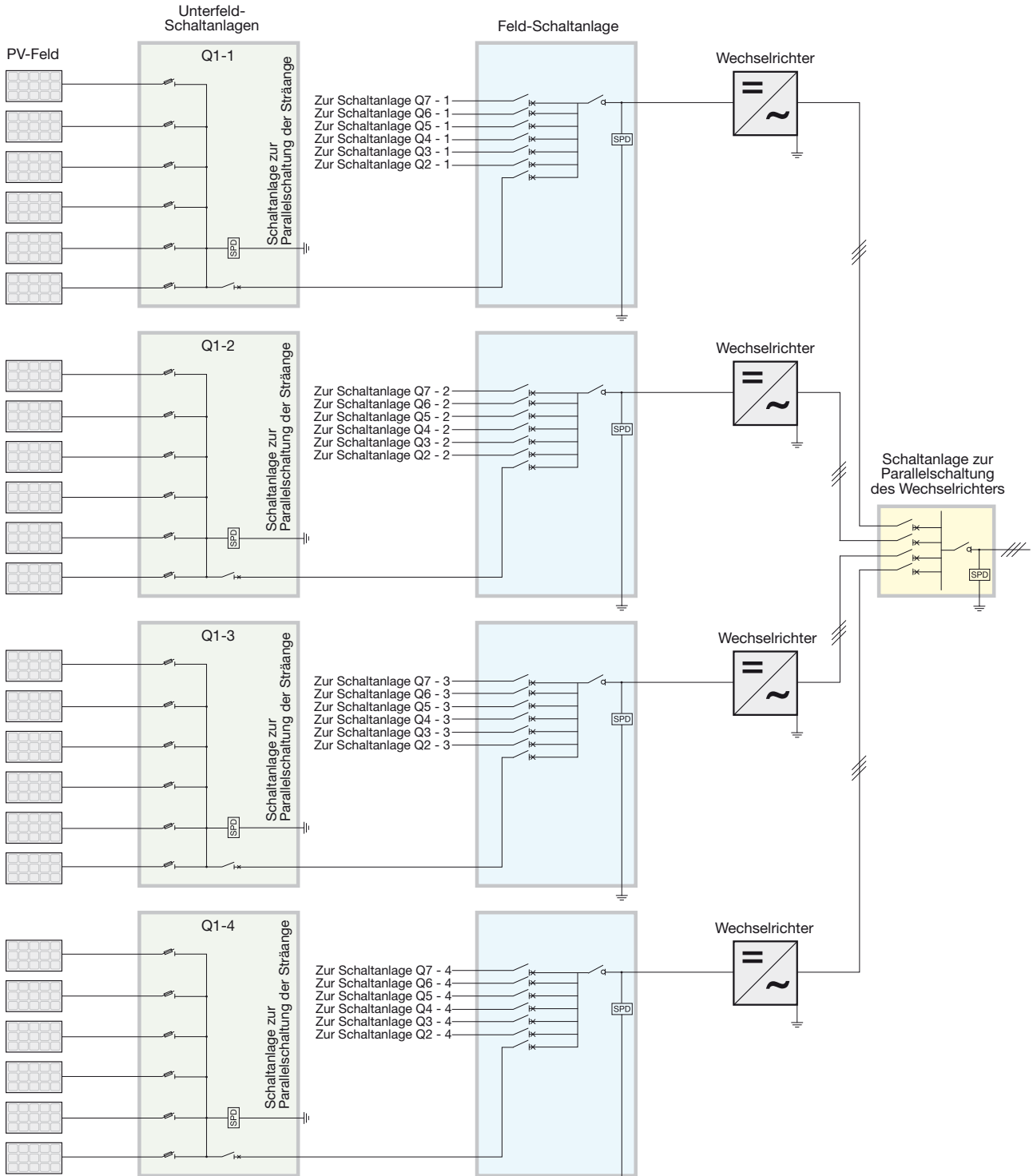


Abbildung 3.10



Die Trennung des Wechselrichters muss sowohl auf der DC-Seite als auch der AC-Seite möglich sein, um die Wartung zu ermöglichen, indem man beide Energieversorgungsquellen, d.h. den PV-Generator und das Stromnetz ausschaltet.

Außerdem sollte, wie in Abbildung 3.10 dargestellt, auf jedem Strang eine Trennvorrichtung vorhanden sein, um Prüf- und Instandhaltungseingriffe auf jedem Strang zu ermöglichen, ohne andere Anlagenteile außer Betrieb stellen zu müssen.

4 Netzanschluss und Strommessung

4.1 Allgemeines

Eine PV-Anlage kann parallel an das öffentliche Stromverteilungsnetz angeschlossen werden, wenn die folgenden Bedingungen beachtet werden (CEI 0-16):

- Die Parallelschaltung darf keine Störungen der Kontinuität und der Qualität der Nutzung des öffentlichen Stromnetzes verursachen, sondern muss das Betriebniveau für die anderen angeschlossenen Stromverbraucher beizubehalten.
- Die Produktionsanlage darf nicht angeschlossen werden oder die Parallelschaltung muss sofort und automatisch unterbrochen werden, wenn keine Stromversorgung im Verteilungsnetz vorhanden ist, oder falls die Spannungs- und Frequenzwerte des Netzes selbst nicht innerhalb der zulässigen Werte liegen.
- Die Produktionsanlage darf nicht angeschlossen werden oder die Parallelschaltung muss sofort und automatisch unterbrochen werden, wenn der Unsymmetriewert der Leistung, die von dreiphasigen Anlagen erzeugt wird, die aus einem einphasigen Generator bestehen, nicht innerhalb des höchstzulässigen Wertes für die einphasigen Anschlüsse liegt.

Das dient dazu, zu vermeiden, dass (CEI 0-16):

- im Fall des Netzspannungsausfalls der angeschlossene aktive Verbraucher das Netz selbst speisen kann,
- in Fall einer Störung auf der MS-Leitung das Netz selbst von der an es angekoppelten PV-Anlage gespeist werden kann,
- im Fall der automatischen oder manuellen Wiedereinschaltung der Leistungsschalter des Verteilungsnetzes der PV-Generator sich asynchron mit der Netzspannung befinden kann, mit möglicher Beschädigung des Generators selbst.

Die PV-Anlage kann je nach der erzeugten Spitzenleistung an NS-, MS- oder HS-Netze angeschlossen werden (TICA):

- Anschluss an das NS-Netz für Anlagen bis zu 100 kW¹,
- Anschluss an das MS-Netz für Anlagen bis zu 6 kW.

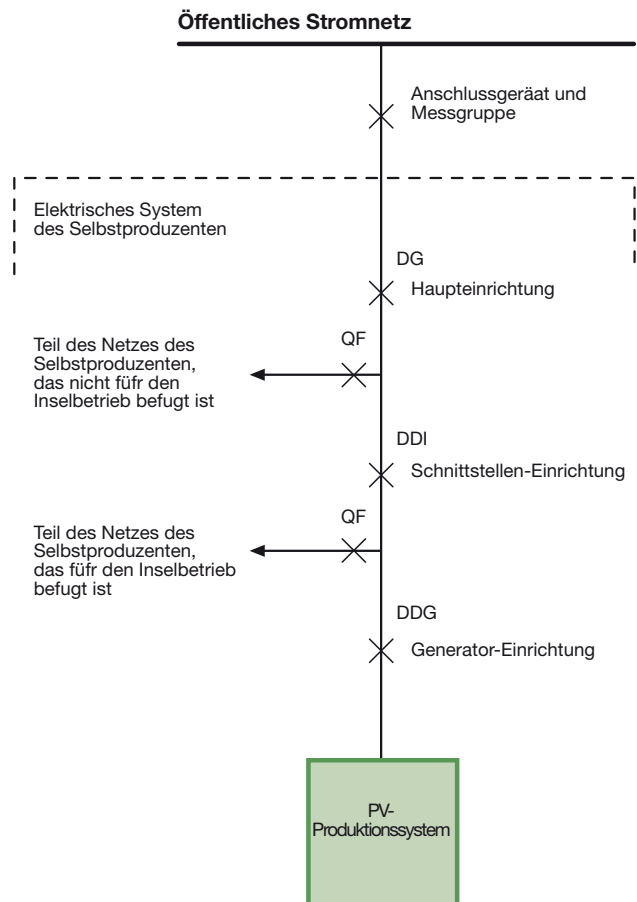
Insbesondere hat der Anschluss der PV-Anlage an das NS-Netz wie folgt auszusehen:

- für Leistungen bis 6 kW kann er einphasig sein,

- für Leistungen über 6 kW muss er dreiphasig sein, und wenn die Wechselrichter einphasig sind, darf die maximale Differenz zwischen den Phasen nicht über 6 kW liegen.

Das Prinzipschema der Konfiguration des Produktionssystems mit Parallelschaltung zum öffentlichen Netz ist in Abbildung 4.1 dargestellt (Leitfaden CEI 82-25 II. Ausg.).

Abbildung 4.1



Mit Bezug auf den Detailplan der PV-Anlage, erlaubt die Norm (CEI 0-16), dass die gleiche Einrichtung mehrere Funktionen ausübt, vorausgesetzt zwischen Generator und Netz sind zwei Leistungsschalter oder ein Leistungsschalter und ein Schütz in Serienschaltung vorhanden.

Bei der Wahl des Ausschaltvermögens der QF-Einrichtungen ist zu berücksichtigen, dass an Installationspunkt neben dem Netz und den großen laufenden Motoren auch die Produktionsanlage zum Kurzschlussstrom beitragen kann.

¹ Diese Grenzwerte können nach Ermessen des Netzbetreibers überschritten werden. Für die schon an das Netz angekoppelten Anlagen sind die Grenzwerte bis zum Leistungsniveau angehoben, das schon zur Entnahme verfügbar ist.

4.2 Parallel mit den NS-Netz

Der Analyse der Abbildung 4.1 kann man die drei Schalteinrichtungen erkennen, die zwischen der Produktionsanlage des Verbrauchers und dem öffentlichen Netz zwischengeschaltet sind (Leitfaden CEI 82-25 II. Ausg.):

- **Haupteinrichtung**, die die Anlage des Verbrauchers vom öffentlichen Netz trennt. Sie wird ausgelöst, wenn eine Störung in der PV-Anlage vorliegt oder, im Fall von Anlagen mit Einspeisevergütung, bei einer Störung des PV-Systems oder der Verbraucheranlage. Sie besteht aus einem zur Trennung geeigneten Leistungsschalter mit Überstromauslösern, der alle Phasenleiter und den Neutralleiter unterbricht.
- **Schnittstellen-Einrichtung**, trennt die Erzeugungsanlage vom Netz des Anwenders, der nicht zum Inselbetrieb befugt ist, und folglich vom öffentlichen Netz. Spricht an wegen Störung im Verteilungsnetz und besteht aus einem Selbstschalter mit Arbeitsstromauslöser bei fehlender Spannung oder einem Schütz mit Ausschaltspule bei fehlender Spannung, in Kombination mit Sicherungen oder Selbstschalter. Die Schnittstellen-Einrichtung spricht auf allen betroffenen Phasenleitern und dem Neutralleiter an, Kategorie AC-7a, wenn einphasig, oder AC-1, wenn dreiphasig (CEI EN 60947-4-1).
- **Generator-Einrichtung**, trennt den einzelnen PV-Generator vom Rest der Verbraucheranlage. Wird bei einer Störung innerhalb dieses Generators ausgelöst und kann aus einem Selbstschalter oder einem Schütz in Kombination mit Sicherungen oder einem Selbstschalter bestehen, der auf allen betroffenen Phasenleitern und dem Neutralleiter wirkt.

Das Schnittstellen-Schutzsystem, das auf die Schnittstellen-Einrichtung wirkt, besteht aus den Funktionen, die in der Tabelle 4.1 angegeben sind.

Tabelle 4.1

Schutz	Ausführung	Eichwert	Auslösezeit
Überspannung (59)	Einpolig/ dreipolig ⁽¹⁾	$\leq 1.2 \text{ Un}$	$\leq 0.1 \text{ s}$
Unterspannung (27)	Einpolig/ dreipolig ⁽¹⁾	$\geq 0.8 \text{ Un}$	$\leq 0.2 \text{ s}$
Überfrequenz (81>)	Einpolig	50.3 oder 51 Hz ⁽²⁾	Ohne absichtliche Verzögerung
Unterfrequenz (81>)	Einpolig	49 oder 49,7 Hz ⁽²⁾	Ohne absichtliche Verzögerung
Frequenzdifferential ($\Delta 81$) ⁽³⁾	Einpolig	0,5 Hz/s	Ohne absichtliche Verzögerung

(1) Einpolig für einphasige Anlagen und dreipolig für dreiphasige Anlagen

(2) Die Defaulteinstellungen betragen 49,7 Hz und 50,3 Hz. Sollten die Frequenzvariationen des Verteilungsnetzes unter normalen Betriebsbedingungen so beschaffen sein, dass sie zum unerwünschten Auslösen des Über-/Unterfrequenzschutzes führen, sind die Einstellungen von 49 und 51 Hz zu wählen.

(3) Nur in Sonderfällen.

Für Leistungen bis zu 6kW bei einphasigen und bis 20kW bei dreiphasigen Systemen kann die Schnittstellen-Einrichtung auch innerhalb des Wechselrichtersystems sein oder aus einem Leistungsschalter mit Spulenauslösung bei Spannungsausfall im Kombination mit Sicherung oder einem Selbstschalter bestehen. Für Anlagen bis zu 20kW kann die Schnittstellenfunktion durch mehrere getrennte Einrichtungen in der Zahl bis 3 ausgeübt werden (Leitfaden für die Anschlüsse an das Stromnetz von Enel Distribuzione).

In PV-Anlagen mit Leistung nicht über 20kW und maximal drei Wechselrichtern, an die keine Lasten angeschlossen sind, die im Inselbetrieb funktionieren können, kann die Generator-Einrichtung auch die Funktion der Schnittstellen-Einrichtung übernehmen (Abb 4.1a), während PV-Anlagen, die nur Strom erzeugen, d.h. solche, denen keine Verbraucheranlage zugeordnet ist, kann die Schnittstellen-Einrichtung auch die Haupteinrichtung sein (Abb. 4.1b).

Abbildung 4.1a

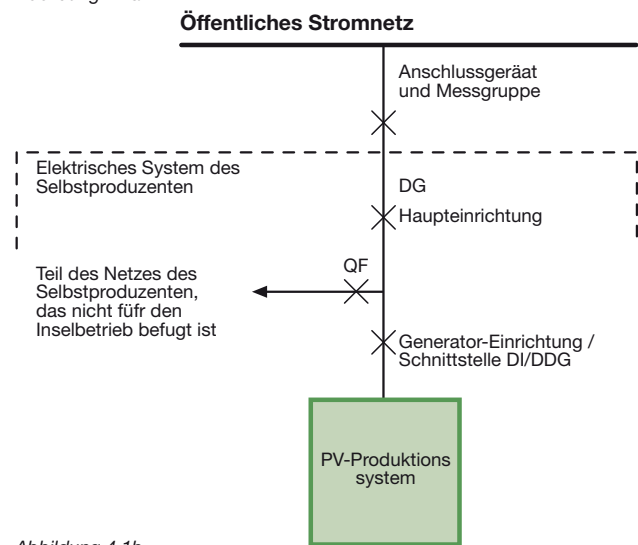
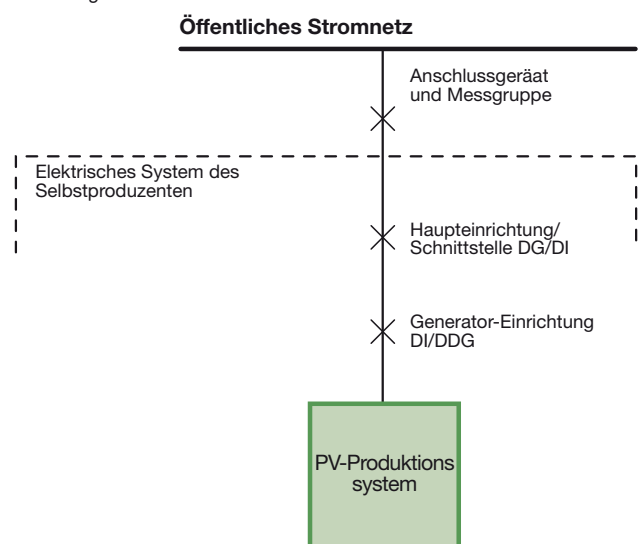


Abbildung 4.1b



Zwischen der PV-Anlage und dem öffentlichen Stromnetz muss eine metallische Schottung gewährleistet sein, damit keine Gleichströme in das Netz eingespeist werden.

Für Anlagen mit erzeugter Gesamtleistung von nicht mehr als 20kW kann diese Schottung durch einen Schutz ersetzt werden (in der Regel innerhalb des elektronischen Steuer- und Regelsystems des Wechselrichters), der die Schnittstellen-Einrichtung (oder die Generator-Einrichtung) bei Gesamtwerten der Gleichstromanteile über 0,5% des Effektivwertes des Grundanteils des globalen Höchststroms am Ausgang aus den Wandlern ausschaltet.

Für Anlagen mit erzeugter Gesamtleistung über 20kW und bei Wechselrichtern, die nicht über eine Metallabschottung zwischen dem Gleich- und Wechselstromteil verfügen, ist die Einfügung eines NS/ns-Transformators mit Industriefrequenz erforderlich² (Leitfaden CEI 82-25 II. Ausg.).

In Abbildung 4.2 ist das Einphasen-Netzschema einer PV-Anlage dargestellt, die beim Vorhandensein einer Verbraucheranlage an das NS-Stromnetz angeschlossen ist.

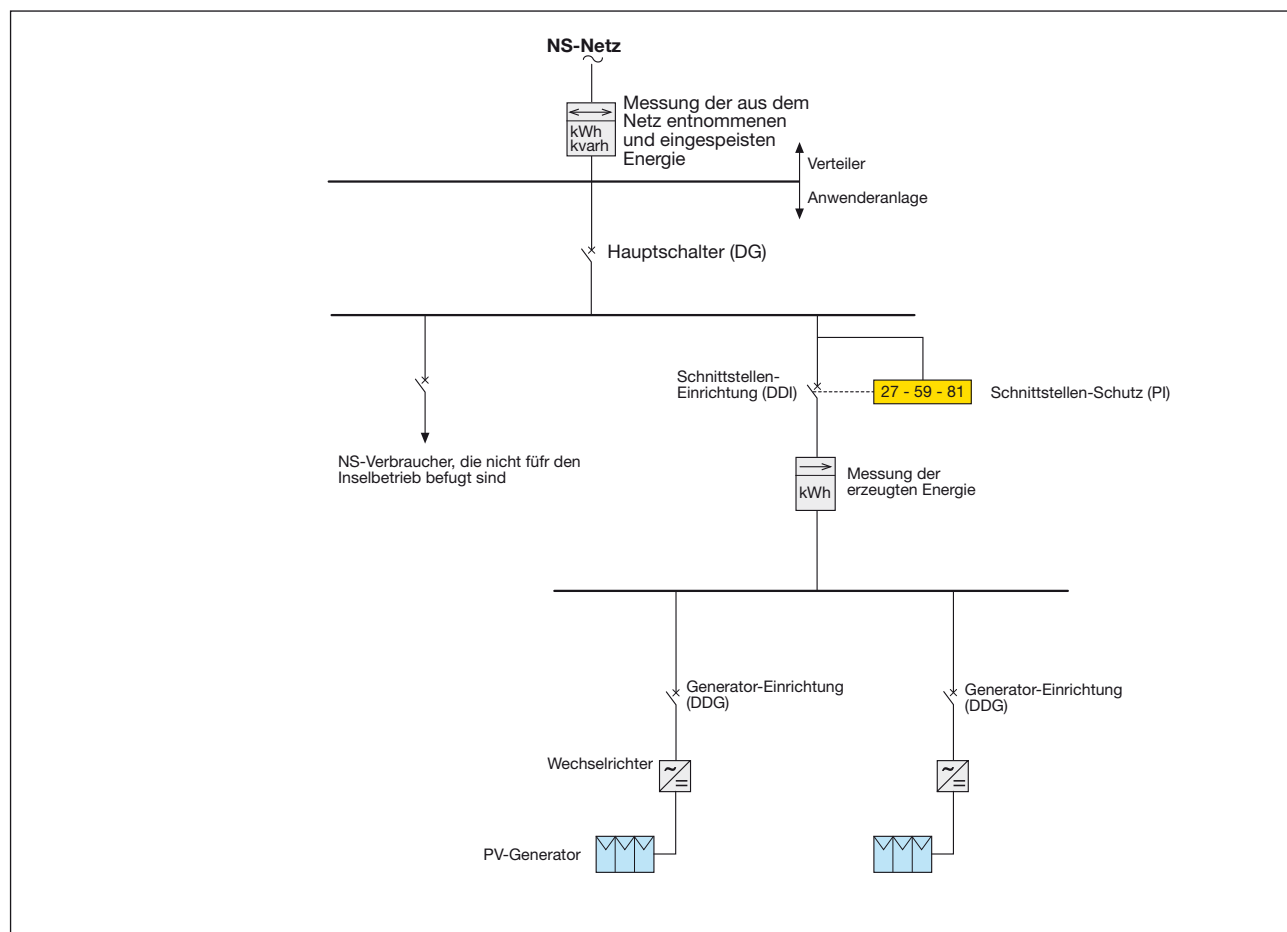
Die PV-Anlagen können Wirkenergie mit einem Leistungsfaktor abgeben (Leitfaden CEI 82-25 II. Ausg.)³:

- nicht unterhalb von 0,8 verzögert (Absorption von Blindenergie), wenn die abgegebene Wirkleistung zwischen 20% und 100% der installierten Gesamtleistung liegt,
- unitarisch,
- mit Vorgabe, wenn sie eine gesamte Blindleistung liefern, die nicht über den kleinsten Wert zwischen 1kvar und $(0,05+P/20)$ kvar liegt (wobei P die installierte Gesamtleistung in kW ist).

² Ein Hochfrequenzwandler ist nicht geeignet, weil er im Ausgang Gleichstromkomponenten aufweist, die über den zulässigen Grenzen liegen. Außerdem ist für mehrere Wechselrichter nur ein Trenntransformator zugelassen.

³ Bezogen auf den Grundanteil.

Abbildung 4.2



4.3 Parallel mit den MS-Netz

Die *Haupteinrichtung* besteht aus (CEI 0 -16):

- einem dreipoligen Leistungsschalter in ausfahrbarer Ausführung mit Arbeitsstromauslöser,
- oder einem dreipoligen Leistungsschalter mit Arbeitsstromauslöser und dreipoligem Lasttrenner, der auf der Einspeisungsseite des Leistungsschalters zu installieren ist.

Für den Ausschaltbefehl der Haupteinrichtung durch den Hauptschutz muss eine Unterspannungsspule benutzt werden, weil es sonst, falls aus irgendeinem Grund die Versorgungsspannung des Hauptschutzes ausfällt, zur Ausschaltung der Haupteinrichtung kommt, auch wenn der vom Hauptschutz kommende Befehl nicht vorliegt. Der Hauptschutz besteht aus (CEI 0-16):

- einem Überstromrelais der Phasen mit drei Auslöseschwellen, eine mit stromabhängiger Verzögerung $I_{>}$ (Überlastschwelle 51), zwei mit unabhängiger Zeit $I_{>>}$ (Schwelle mit absichtlicher Verzögerung 51) und $I_{>>>}$ (unverzögerte Schwelle 50);
- einem homopolaren Erdfehlerschutzrelais 51N mit zwei zeitunabhängigen Auslöseschwellen $I_{o>}$ und $I_{o>>}$, einer für die einphasigen Erdfehler und einer für die doppelten einphasigen Erdfehler, oder einem gerichteten Erdfehlerschutzrelais mit zwei Schwellen 67N.1 und 67N.2⁴, eine für die Wahl von internen Fehlern im Fall von Netzen, die mit kompensiertem Neutralleiter arbeiten, und eine im Fall des isolierten Neutralleiters, zusätzlich zu einem homopolaren Überstromrelais mit einer Schwelle für die doppelten einphasigen Erdfehler.

Die *Schnittstellen-Einrichtung* kann sich sowohl auf der Mittelspannungs- als auch der Niederspannungsseite befinden.

Sollte diese Einrichtung auf der Mittelspannungsseite der Anlage installiert sein, kann sie bestehen aus (CEI 0-16 Auslegungsblatt):

- einem dreipoligen Leistungsschalter in ausfahrbarer Ausführung mit Unterspannungsauslöser,
- oder einem dreipoligen Leistungsschalter mit Unterspannungsauslöser und Lasttrenner, der auf der Einspeisungsseite oder der Lastseite des Leistungsschalters zu installieren ist⁵.

⁴ Der Schutz 67N ist erforderlich, wenn der Anteil von einphasigem Erdfehlerladestrom des MS-Netzes des Anwenders über 80% des Einstellstroms liegt, der vom Netzbetreiber für den Schutz 51N festgelegt worden ist. Das ist praktisch der Fall, wenn die MS-Kabel die folgenden Längen überschreiten:

- 400m für Netze mit $U_n=20$ kV,
- 533m für Netze mit $U_n=15$ kV.

⁵ Das etwaige Vorhandensein von zwei Lasttrennern (einer auf der Versorgungsseite und einer auf der Lastseite) ist seitens des Benutzers hinsichtlich der erforderlichen Sicherheit bei der Instandhaltung zu berücksichtigen.

Für Anlagen mit mehreren PV-Generatoren muss die Schnittstellen-Einrichtung, in der Regel eine einzige und so beschaffen sein, dass alle Generatoren gleichzeitig ausgeschaltet werden, aber es sind auch mehrere Schnittstellen-Einrichtungen zulässig, vorausgesetzt der Auslösebefehl von jedem Schutz wirkt auf alle Einrichtungen, damit eine anomale Situation, die nur von einem Schutz erfasst wird, alle Generatoren vom Netz abtrennt⁶.

Falls einphasige Wechselrichter mit Leistung bis zu 10kW verwendet werden, kann das Schnittstellen-Schutzsystem für erzeugte Gesamtleistungen von nicht mehr als 30kW in den Umrichter selbst integriert werden (CEI 0-16 Auslegungsblatt).

Wenn die in den PV-Anlagen benutzten Wechselrichter als Stromerzeuger und nicht als Spannungserzeuger benutzt werden, ist die Integration in den Schnittstellen-Schutz der homopolaren Überspannungsschutzeinrichtungen (59N) und der zusätzlichen Schutzeinrichtungen gegen die Nichtausschaltung der Schnittstellen-Einrichtung zudem nicht erforderlich (Leitfaden CEI 82-25 II. Ausg.).

Das Schnittstellen-Schutzsystem besteht aus den Funktionen, die in der Tabelle 4.2 angegeben sind (CEI 0-16 Auslegungsblatt).

Tabelle 4.2

Schutz	Einstellwert	Fehlerlöschzeit	Absichtliche Verzögerung
Überspannung (59)	$\leq 1.2 U_n$	≤ 170 ms	100 ms
Unterspannung (27)	$\geq 0.7 U_n$	≤ 370 ms	300 ms
Überfrequenz (81>)	50,3 Hz	≤ 170 ms	100 ms
Unterfrequenz (81<)	49,7 Hz	≤ 170 ms	100 ms

Für die *Generator-Einrichtung* gilt, was für die Parallelschaltung mit dem NS-Netz gesagt wurde.

In den Abbildungen 4.3 und 4.4 sind zwei typische Schaltpläne für den Anschluss einer PV-Anlage an das MS-Netz dargestellt. Insbesondere stellt der Schaltplan von Abbildung 4.3 eine Anlage mit mehreren einphasigen Wechselrichtern dar, in der die Schnittstellen-Einrichtung sich in der NS befindet.

Diese Konfiguration ist typisch für Anlagen mit Leistung bis zu Hundert kW. In größeren Anlagen benutzt man dagegen dreiphasige Wechselrichter mit einem oder mehreren NS/MS-Transformatoren und die Schnittstellen-Einrichtung befindet sich in der Regel auf der MS (Abbildung 4.4).

⁶ Wenn eine PV-Anlage (mit Gesamtleistung von nicht mehr als 1 MW) an Anlagen hinzugefügt wird, die schon länger als ein Jahr an das Netz gekoppelt sind, ist es möglich, nicht mehr als drei Schnittstellen-Einrichtungen zu installieren, von denen jede im Höchstfall 400 kW überwachen kann (CEI 0-16 Auslegungsblatt).

Abbildung 4.3

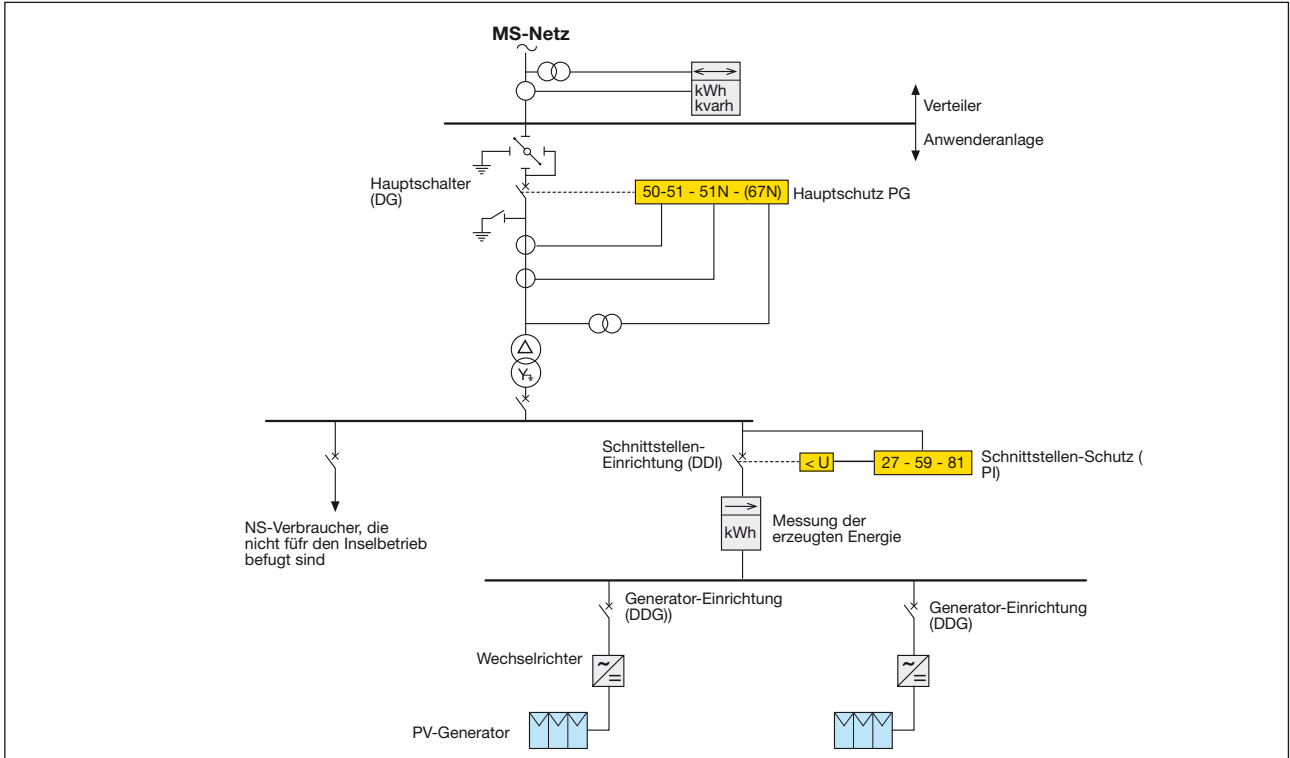
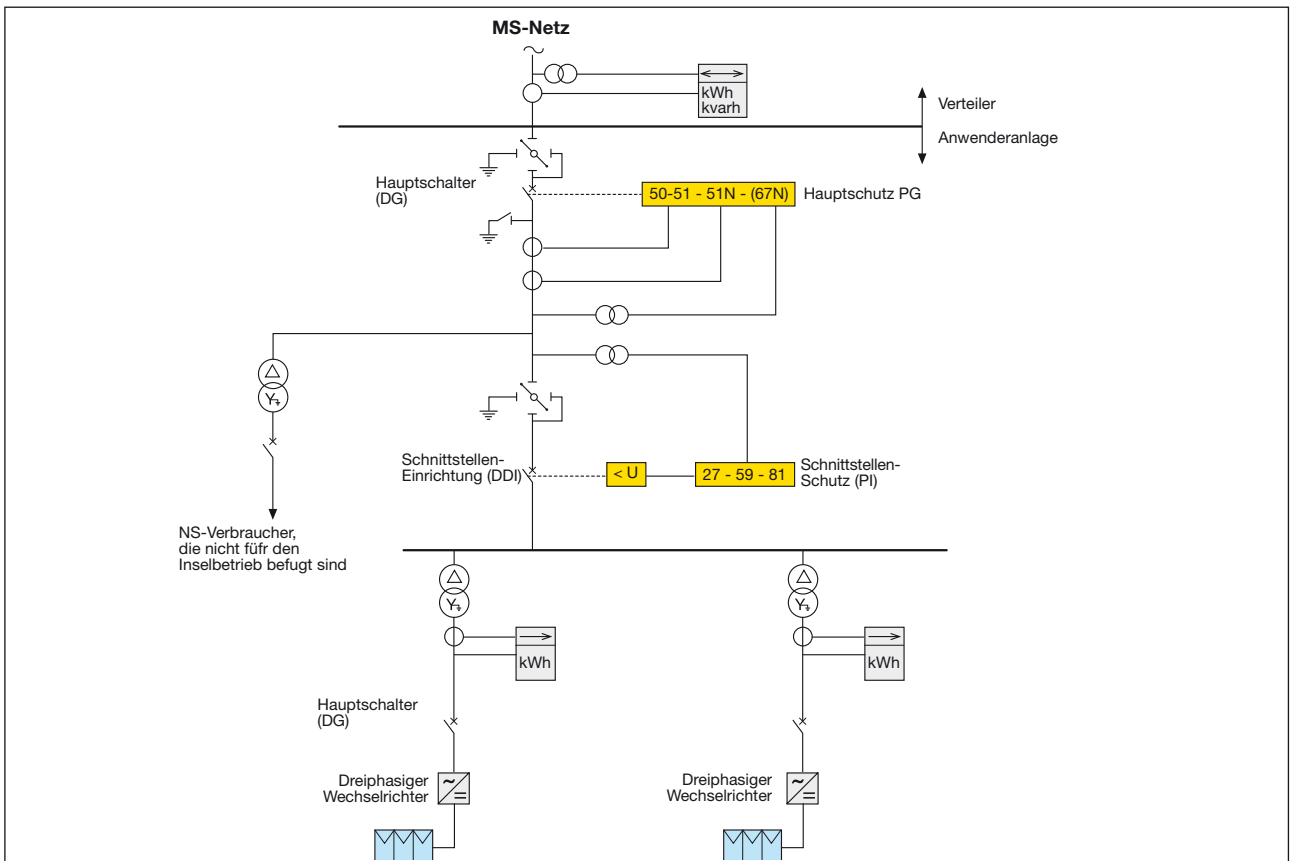


Abbildung 4.4



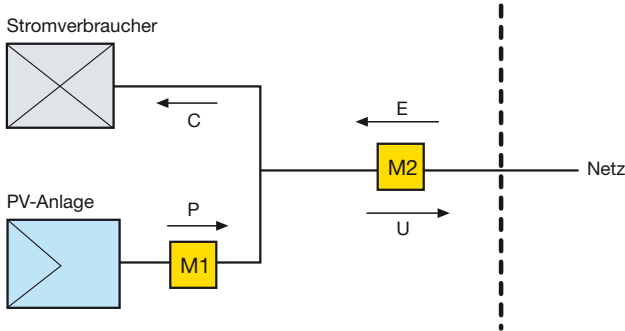
4.4 Messung des erzeugten und mit dem Netz ausgetauschten Stroms

In einer PV-Anlage, die an das öffentliche Netz gekoppelt wird, ist es erforderlich Messsysteme zwischenzuschalten, um folgendes erfassen zu können:

- die aus dem Netz entnommene elektrische Energie,
- die in das Netz eingespeiste elektrische Energie,
- die von der PV-Anlage erzeugte Energie.

Die Modalität der Einschaltung der Messsysteme ist in Abbildung 4.5 dargestellt:

Abbildung 4.5



Die Energiebilanz des Systems mit Bezug auf einen bestimmten Zeitraum erhält man durch:

$$U - E = P - C \quad [4.1]$$

wobei:

- U die von der PV-Anlage erzeugte und in das Netz eingespeiste Energie ist,
- E die aus dem Netz entnommene Energie ist,
- P die von der PV-Anlage erzeugte Energie (Energie mit Einspeisevergütung) ist,
- C die von der Verbraucheranlage verbrauchte Energie ist.

Nachts oder wenn die PV-Anlage aus anderen Gründen nicht in Produktion ist ($U=P=0$), sieht [4.1] wie folgt aus:

$$E = C \quad [4.2]$$

d.h. die ganze verbrauchte Energie stammt aus dem Netz.

Wenn die PV-Anlage dagegen in Produktion ist, können die beiden folgenden Fälle vorliegen:

- $P > C$ In diesem Fall ist die Bilanz positiv und es wird Energie in das Netz eingespeist.
- $P < C$ In diesem Fall ist die Bilanz negativ und es wird Energie aus dem Netz entnommen.

Die Messung der mit dem Netz ausgetauschten Energie wird in der Regel durch einen einigen bidirektionalen elektronischen Zähler M2 ausgeführt und das Meßsystem ist vom Stundentyp.

Für die Installation und Instandhaltung der Messgruppe der ausgetauschten Energie ist in der Regel der Netzbetreiber verantwortlich.

Das DM 06/08/2010 legt die von einer PV-Anlage produzierte elektrische Energie wie folgt fest:

- "für Anlagen, die an Niederspannungs-Stromnetze gekoppelt sind, die elektrische Energie, die am Ausgang der Gruppe zur Umformung des Gleichstroms in Wechselstrom gemessen wird, einschließlich des etwaigen Isolations- oder Anpassungstransformators, bevor diese elektrische Energie für die Stromverbraucher des verantwortlichen Netzbetreibers zugänglich und in das öffentliche Netz eingespeist wird".
- "für Anlagen, die an Mittel- oder Hochspannungs-Stromnetze gekoppelt sind, die elektrische Energie, die am Ausgang der Gruppe zur Umformung des Gleichstroms in Wechselstrom mit niedriger Spannung gemessen wird, bevor diese elektrische Energie für die Stromverbraucher des verantwortlichen Netzbetreibers zugänglich wird und bevor die Umspannung in Mittel- oder Hochspannung für die Einspeisung in das öffentliche Netz erfolgt".

Die Messung der erzeugten Energie erfolgt durch einen Zähler M1, der in der Lage sein muss, die erzeugte Energie auf stündlicher Basis zu erfassen, und der mit einer Einrichtung zur telematischen Abfragung und Erfassung der Messungen seitens des Netzbetreibers versehen sein muss.

Die Gruppe zur Messung der erzeugten Energie muss so nah wie möglich am Wechselrichter installiert sein und mit angemessenen Betrugsbekämpfungseinrichtungen versehen sein.

Für Anlagen mit Bemessungsleistung von nicht mehr als 20kW ist der Verantwortliche für die Messung der erzeugten Energie der Netzbetreiber, während für Leistungen über 20 kW der Verantwortliche der stromerzeugende Verbraucher ist, der das Vermögen hat, sich für die Ausführung dieser Tätigkeit der Dienste des Netzbetreibers zu bedienen, auch wenn er die Verantwortlichkeit für diese Aufgabe beibehält.

5 Erdung und Schutz bei indirekter Berührung

5.1 Erdung

Das Erdungskonzept mit Anwendung an eine PV-Anlage kann sowohl die Masse (d.h. die berührbaren inaktiven Metallteile) als auch das elektrische Stromerzeugungssystem (spannungsführende Teile des PV-Systems, z.B. die Zellen) betreffen.

Ein PV-System kann nur dann geerdet werden, wenn es galvanisch (d.h. durch einen Transformator) mittels eines Transformators vom Stromnetz getrennt ist.

Ein elektrisches PV-System vom isolierten Typ könnte scheinbar sicherer für die Personen erscheinen, die seine spannungsführenden Teile berühren. Der Isolationswiderstand der spannungsführenden Teile gegen Masse ist aber nicht unendlich groß und die Person würde daher durch einen Strom durchfließen, der sich durch diesen Widerstand zurückkehrt.

Dieser Strom nimmt mit steigender Spannung gegen Erde der Anlage und mit Erweiterung der Anlage zu, weil der Isolationswiderstand gegen Erde abnimmt. Außerdem führt der physiologische Zerfall der Isolatoren im Laufe der Zeit und das Vorhandensein von Feuchtigkeit zur Verringerung des Isolationswiderstandes.

In sehr großen Anlagen kann der Strom, der eine Person bei Kontakt mit dem spannungsführenden Teil durchläuft daher zum Stromschlag führen und daher besteht der Vorteil der isolierten Systeme im Bezug zu den geerdeten nur bei kleinen Anlagen.

5.2 Anlagen mit Transformator

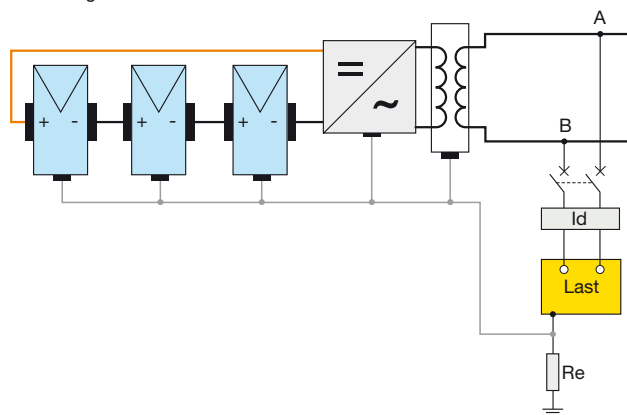
In den Anlagen mit Transformator sind neben der Analyse des isolierten oder geerdeten PV-Systems sind zum Schutz bei indirektem Berühren die berührbaren inaktiven Metallteile stromauf und stromab vom Transformator zu differenzieren¹.

5.2.1 Berührbare inaktive Metallteile auf der Lastseite des Transformators

5.2.1.1 Anlage mit IT-System

In Anlagen dieser Art sind die spannungsführenden Teile von Erde isoliert, während die Körper an Erde angeschlossen sind² (Abb. 5.1).

Abbildung 5.1



In diesem Fall muss der Widerstand R_e zur Erdung der berührbaren inaktiven Metallteile die folgende Bedingung (CEI 64-8) erfüllen:

$$R_e \leq \frac{120}{I_d} \quad [5.1]$$

Wobei I_d der Strom des ersten Erdfehlers ist, der nicht vorher bekannt ist, aber in Anlagen mit bescheidenen Abmessungen in der Regel sehr klein ist. Folglich wird der Erdungswiderstand R_e der Anwenderanlage, die für einen Fehler im Stromnetz ausgelegt ist, in der Regel der Gleichung [5.1] gerecht. Bei einem doppelten Erdfehler muss die Spannung der miteinander verbundenen berührbaren inaktiven Metallteile, da der PV-Generator ein Stromerzeuger ist, kleiner sein als.

$$I_{cc} \cdot R_{eq} \leq 120V \quad [5.2]$$

Wo I_{cc} der Kurzschlussstrom der betroffenen Zellen ist, während R_{eq} der Widerstand des Leiters ist, der die berührbaren inaktiven Metallteile, die von dem Fehler betroffen sind, miteinander verbindet.

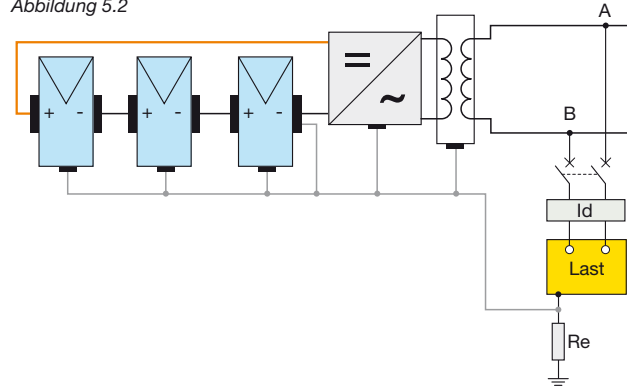
Wenn beispielsweise $R_{eq} = 1\Omega$ (angenommener überhöhter Wert) ist, wird [5.2] für I_{cc} von nicht über 120A gerecht, was bei Anlagen mit bescheidener Größe der Fall ist. Die Berührungsspannung wird daher bei einem zweiten Erdfehler nicht gefährlich sein. In großen Anlagen muss die Wahrscheinlichkeit, dass es zu einem zweiten Erdfehler kommt, dagegen auf akzeptable Grenzwerte reduziert werden, indem der erste Erdfehler, den die Isolationssteuerung (im Wechselrichter oder außerhalb desselben vorhanden) erfasst, beseitigt wird.

5.2.1.2 Anlage mit TN-System

Bei diesem Anlagentyp sind die spannungsführenden Teile und die berührbaren inaktiven Metallteile an der gleichen Erdungsanlage angeschlossen (Erdungsanlage der Anwenderanlage).

Auf diese Weise wird ein TN-System auf der DC-Seite erhalten (Abb. 5.2).

Abbildung 5.2



¹ In diesem Fall sind stromauf und stromab auf die Richtung der elektrischen Energie bezogen, die von der PV-Anlage erzeugt wird.

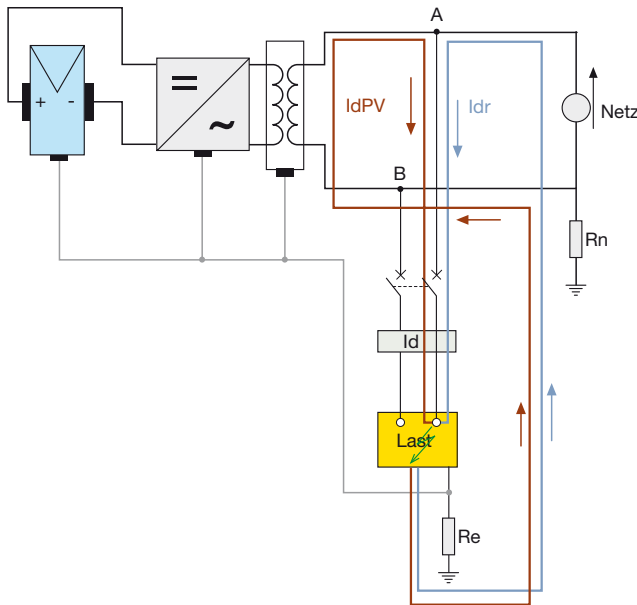
² Aus Sicherheitsgründen wird die Erdungsanlage des PV-Systems mit der des Benutzersystems gemeinsam genutzt. Wenn man jedoch wünscht, dass die Isolationskontrollrichtung des Wechselrichters funktioniert, sind zur Überwachung des PV-Generators die Rahmen und/oder die Tragstrukturen der Solarpanels an Erde anzuschließen, auch wenn sie der Schutzklasse II angehören.

Beim Vorliegen eines Erdfehlers kommt es wie in den üblichen TN-Systemen zu einem Kurzschluss, aber dieser Strom kann nicht von den Überstromeinrichtungen erfasst werden, weil PV-Anlagen die die Eigenschaft haben, Fehlerströme mit Werten zu erzeugen, die nicht viel höher als der Bemessungsstrom sind. Aus diesem Grund gelten hinsichtlich der Gefährlichkeit dieses Fehlers die Betrachtungen, die im vorstehenden Abschnitt zum zweiten Fehler einer IT-Anlage gemacht wurden³.

5.2.2 Berührbare inaktive Metallteile auf der Netzseite des Transformators

Nun betrachten wir ein Anwendersystem vom Typ TT. Die berührbaren inaktiven Metallteile der Anwenderanlage, die durch den FI-Schutzschalter geschützt sind, der sich zu Beginn der Anwenderanlage selbst befindet (Abb. 5.3), sind sowohl gegenüber dem Netz als auch gegenüber dem PV-Generator geschützt.

Abbildung 5.3



Es darf keine berührbaren inaktiven Metallteile zwischen dem parallelen Punkt A-B und dem Netz geben, weil sonst die Bedingung der Norm, dass alle berührbaren inaktiven Metallteile in einer Anwenderanlage eines TT-Systems durch eine FI-Schutzschalter geschützt werden müssen, nicht gegeben wäre.

Für die berührbaren inaktiven Metallteile stromauf von der Parallelen A-B, wie beispielsweise die des Transformators

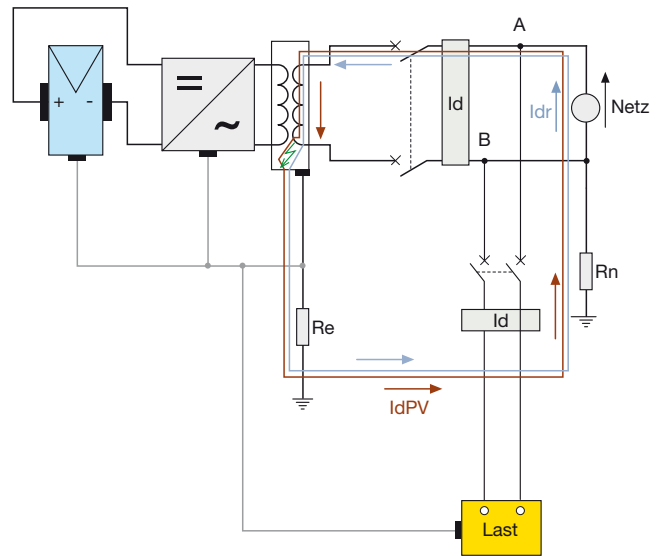
³ Die Norm CEI 64-8/7 empfiehlt, dass die ganze Anlage auf der DC-Seite (einschließlich Schaltanlagen, Kabeln und Klemmenleisten) mit Einrichtungen der Schutzklasse II oder einen gleichwertigen Isolation realisiert werden. Wenn man jedoch wünscht, dass die Isolationskontrollvorrichtung des Wechselrichters funktioniert, sind zur Überwachung des PV-Generators die Rahmen und/oder die Tragstrukturen der Solarpanels an Erde anzuschließen, auch wenn sie der Schutzklasse II angehören.

⁴ Der Bemessungs-Fehlerstrom muss mit dem Erdungswiderstand R_e koordiniert werden, und zwar nach der üblichen Beziehung der TT-Systeme:

$$R_e \leq \frac{50}{I_{dn}}$$

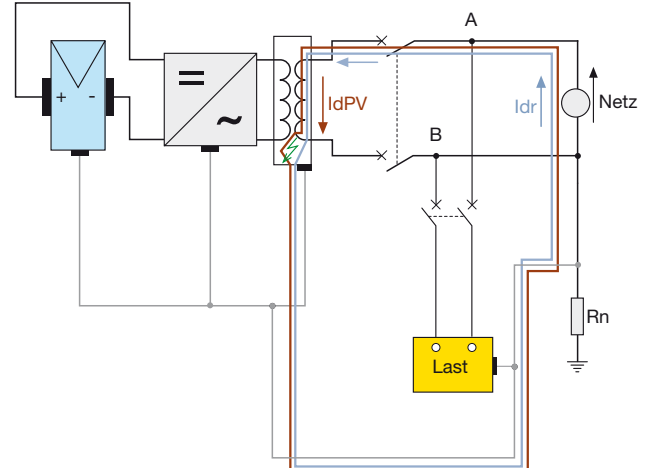
oder des Wechselrichters, wenn der Transformator eingebaut ist, ist eine Fehlerstrom-Einrichtung⁴ wie in der Abbildung 5.4 zwischenschalten, die die Kriechströme erfasst, die sowohl vom Netz als auch vom PV-Generator kommen. Wenn die Fehlerstrom-Einrichtung durch Erdfehlerstrom ausgelöst wird, geht der Wechselrichter wegen Ausfall von Netzspannung in Standby.

Abbildung 5.4



Sollte das Netz-Anwender-System dagegen vom Typ TN sein, sind für beiden Stromversorgungsmöglichkeiten, d.h. sowohl vom Netz als auch vom PV-Generator keine FI-Schutzschalter erforderlich, weil der Fehlerstrom auf der AC-Seite die Auslösung der Überstromeinrichtungen innerhalb der von der Norm vorgeschriebenen Zeiten bedingt (Abb. 5.5).

Abbildung 5.5



5.3 Anlagen ohne Transformator

Wenn es keinen trennenden Transformator zwischen der PV-Anlage und dem Netz gibt, muss die PV-Anlage in ihren spannungsführenden Teilen selbst gegen Erde isoliert werden und wird damit zu einer Erweiterung des Stromversorgungsnetzes, das in der Regel einen Punkt hat, der geerdet ist (TT- oder TN-System).

Für die berührbaren inaktiven Metallteile der Anlage und stromauf von der Parallelen A-B gilt von konzeptuellen Gesichtspunkt her, was unter Abschnitt 5.2.2 beschrieben wurde.

Auf der DC-Seite bedingt ein Erdfehler an den berührbaren inaktiven Metallteilen die Auslösung des FI-Schutzschalters, der stromauf vom Wechselrichter angeordnet ist (Abb. 5.6). Nach der Auslösung der Fehlerstrom-Einrichtung geht der Wechselrichter wegen Ausfall der Netzspannung in Standby und der Fehler wird auf jeden Fall weiter durch den PV-Generator gespeist.

Da die PV-Anlage ein System vom Typ IT ist, gilt was im Abschnitt 5.2.1.1 steht.

Für Erdfehler auf der DC-Seite und auf den berührbaren inaktiven Metallteilen stromauf von der Parallelen A-B wird der FI-Schutzschalter stromab vom Wechselrichter durch einen Fehlerstrom durchquert, der kein Wechselstrom ist.

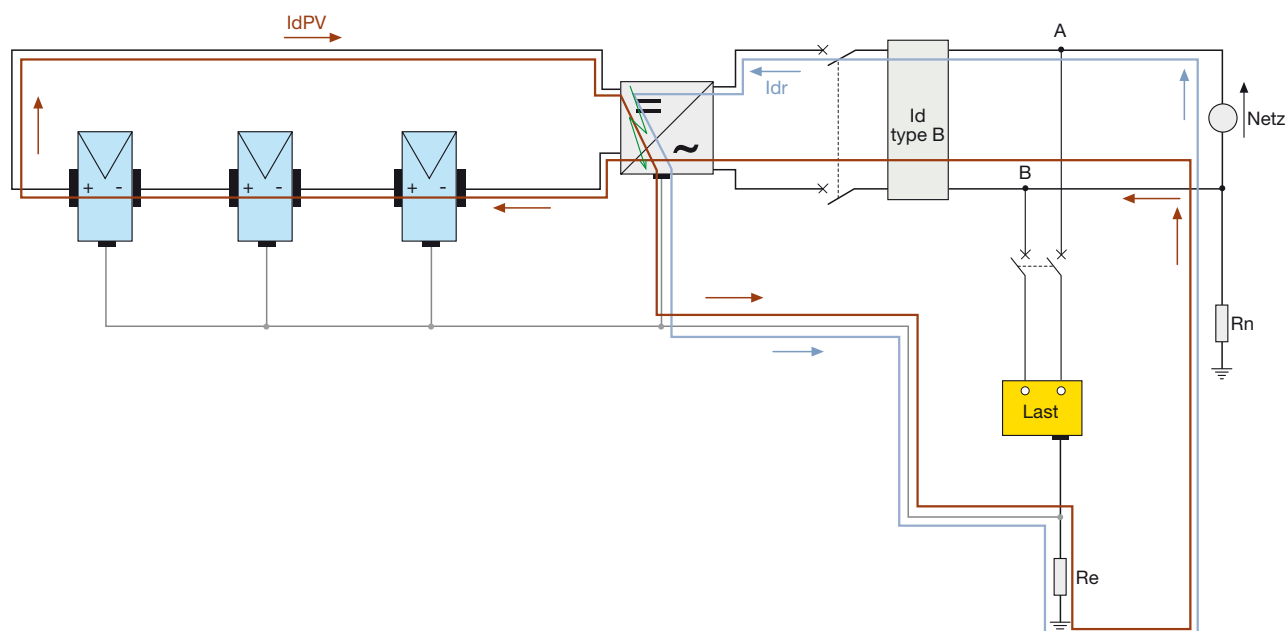
Daher muss diese Einrichtung vom Typ B⁵ sein, es sei denn, der Wechselrichter ist seiner Bauweise nach so beschaffen, dass er keine DC-Erdfehlerströme einspeist (CEI 64-8/7)⁶.

⁵ Die Fehlerstrom-Einrichtung vom Typ B ist in der Lage, die folgenden Typen von Erdfehlerströmen zu erfassen:

- Wechselstrom (auch bei Frequenzen, die über denen des Netzes liegen, z.B. bis zu 1000 Hz),
- Mischstrom mit einer Richtung,
- Gleichstrom.

⁶ Die Norm CEI EN 62040-1 schreibt vor, dass der Schutz gegen Erdfehler der UPS (die einen Wechselrichter enthalten) durch FI-Schutzeinrichtungen vom Typ B (für dreiphasige UPS) und vom Typ A (für einphasige UPS) ausgeführt wird, falls es nach der Auslegung der UPS möglich ist, dass ein Erdfehlerstrom Gleichstromkomponenten enthält.

Abbildung 5.6



6 Schutz vor Überströmen und Überspannungen

In der Planungsphase einer PV-Anlage ist es erforderlich, bei Bedarf den Schutz der verschiedenen Abschnitte der Anlage gegen Überströme und Überspannungen atmosphärischen Ursprungs vorzusehen.

Hier werden zuerst die Bedingungen für den Überstromschutz in der PV-Anlage stromauf (DC-Seite) und stromab vom Wechselrichter (AC-Seite) geliefert. Danach werden die Methoden für den Schutz der Anlage vor möglichen Schäden durch etwaigen direkten oder indirekten Blitzschlag genannt¹.

6.1 Schutz vor Überströmen auf DC-Seite

6.1.1 Kabelschutz

Unter dem Gesichtspunkt des Überlastschutzes ist es nicht erforderlich, die Kabel zu schützen (CEI 64-8/7), wenn sie mit einer Strombelastbarkeit gewählt wurden, die nicht unter dem Höchststrom liegt, der sie durchfließen kann ($1,25 I_{sc}$)².

Was den Kurzschluss betrifft, sind die Kabel auf der DC-Seite in den folgenden Fällen von diesem Überstrom betroffen:

- Fehler zwischen den Polaritäten des PV-Systems,
- Erdfehler in geerdeten Systemen,
- doppelter Erdfehler gegen Erde isolierten Systemen.

Ein Kurzschluss auf einem Verbindungskabel vom Strang zum Unterfeld-Schalttafel (Fehler 1 von Abbildung 6.1) wird gleichzeitig stromauf vom fraglichen Strang ($I_{cc1} = 1,25 \cdot I_{sc}$) und stromab von allen anderen $x-1$ Strängen gespeist, die an den gleichen Wechselrichter angeschlossen sind ($I_{cc2} = (x-1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$). Wenn die PV-Anlage kleine Abmessungen mit nur zwei Strängen hat ($x=2$), ergibt sich $I_{cc2} = 1,25 \cdot I_{sc} = I_{cc1}$, so dass es nicht nötig ist, die Kabel des Strangs vor Kurzschluss zu schützen.

Wenn dagegen am Wechselrichter drei oder mehr Stränge angeschlossen sind ($x \geq 3$), ist der Strom I_{cc2} größer als der Betriebsstrom und es ist daher erforderlich, den Kurzschlusschutz der Kabel vorzusehen, wenn ihre Strombelastbarkeit unter I_{cc2} liegt, d.h. wenn $I_z < (x-1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$.

Ein Kurzschluss zwischen einer Unterfeld-Schaltanlage und der Schaltanlage des Wechselrichters (Fehler 2 in der Abbildung 6.1) wird stromauf von den y -Strängen mit Parallelschaltung des Unterfelds (I_{cc3}) und stromab von den restlichen $(x-y)$ Strängen gespeist, die zur gleichen Schaltanlage des Wechselrichters führen.

Der Kurzschlussstrom $I_{cc3} = y \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$ fällt mit den Betriebsstrom des Stromkreises zwischen Unterfeld-

Schaltanlage und Wechselrichter zusammen, während der Strom $I_{cc4} = (x-y) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$ größer als der Betriebsstrom ist, wenn $x-y > y \Rightarrow x > 2y$.

In diesem Fall ist es erforderlich, das Kabel vor Kurzschlussstrom zu schützen, wenn seine Strombelastbarkeit kleiner als I_{cc4} ist, d.h. wenn $I_z < (x-y) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$.

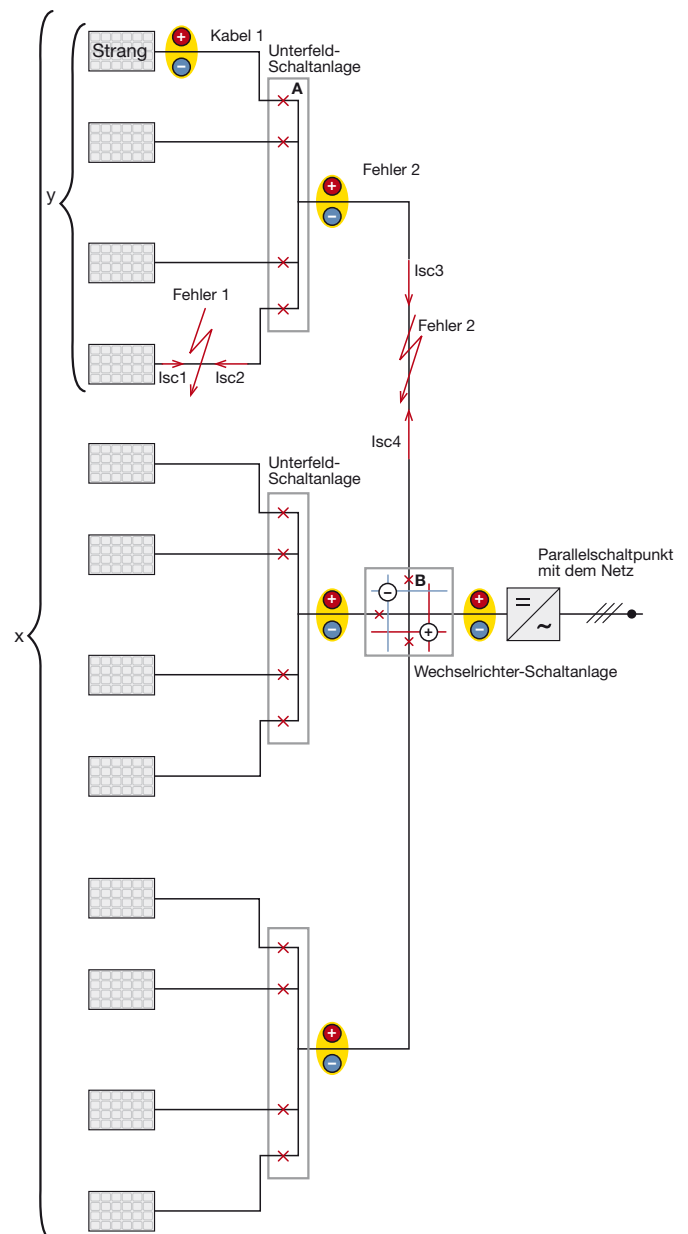
Abbildung 6.1

“A” stellt die Schutzeinrichtung dar, die sich in der Unterfeld-Schaltanlage für den Schutz von “Kabel 1” zur Verbindung zwischen dem Strang und der Schaltanlage selbst befindet.

“B” stellt die Schutzeinrichtung dar, die sich in der Wechselrichter-Schaltanlage für den Schutz von “Kabel 2” zur Verbindung zwischen der Wechselrichter- und der Unterfeld-Schaltanlage befindet.

“y” Zahl der Stränge, die mit der gleichen Unterfeld-Schaltanlage verbunden sind.

“x” Gesamtzahl der Stränge, die an den gleichen Wechselrichter angeschlossen sind.



¹ Für die Phasenverschiebung einer Anwenderanlage beim Vorhandensein einer PV-Anlage Bezug auf den Anhang E des QT8 "Leistungsfaktorverbesserung und Oberwellenfiltern in elektrischen Anlagen" nehmen.

² I_{sc} ist der Kurzschlussstrom des Moduls unter Standardtestbedingungen und die Erhöhung von 25% berücksichtigt Werte der Bestrahlungsstärke über 1 kW/m^2 (siehe Kap.3).

6.1.2 Schutz der Stränge gegen Rückstrom

Infolge Beschattung oder Fehler wird ein Strang passiv, indem er die elektrische Energie, die von den anderen Strängen mit Parallelanschluss an den gleichen Wechselrichter erzeugt wird, durch einen Strom absorbiert oder abgeleitet, der den fraglichen Strang in der umgekehrten Richtung im Bezug zur normalen Stromrichtung durchläuft, so dass die Module beschädigt werden können. Letztere sind in der Lage, einen Rückstrom zu ertragen, der in der Regel zwischen $2,5$ und $3 I_{sc}$ liegt (IEC TS 62257-7-1). Da mit x Strängen mit Parallelanschluss an den gleichen Wechselrichter der maximale Rückstrom $I_{inv} = (x-1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$ beträgt, ist es nicht erforderlich, die Stränge zu schützen, wenn $I_{inv} \leq 2,5 \cdot I_{sc}$ ist, d.h. wenn $(x-1) \cdot 1,25 \leq 2,5 \Rightarrow x \leq 3^3$.

6.1.3 Verhalten des Wechselrichters

Der Beitrag zum Kurzschluss auf der DC-Seite des Wechselrichters kann vom Netz und von Entladungen der Kondensatoren innerhalb des Wechselrichters kommen.

Der Netzstrom beruht auf den Rückführungsdioden der Brückenschaltung des Wechselrichters, die in diesem Fall wie ein Brückengleichrichter wirken. Dieser Strom wird durch die Impedanzen des Transformators und der Induktoren, die zum abgehenden Stromkreis gehören, und durch die Schutzsicherungen des Wechselrichters auf der AC-Seite begrenzt, die so ausgewählt werden, dass sie die thermischen Auswirkungen etwaiger interner Fehler der Halbleiter begrenzen. Daher wird der durchlaufende I^2t in der Regel reduziert sein. Der Endstromwert (bei ganz entladenen inneren Kondensatoren) von $10In$ wird in etwa der obere Grenzwert sein. Dieser Strom ist im Fall eines Wechselrichters mit galvanischer Isolation bei 50 Hz vorhanden, während er im Fall eines Wechselrichters ohne Transformator Null sein wird. Diese Wechselrichter haben nämlich im Normalfall einen DC/DC-Eingangswandler, welcher den Betrieb auf einem großen Spannungsbereich des PV-Generators gewährleistet. Dieser Wandler besitzt aufgrund seiner Konstruktionsart mindestens eine Sperrdiode, die den Beitrag des Netzstroms zum Kurzschluss verhindert.

Der Entladestrom der Kondensatoren wird durch die Kabel zwischen Wechselrichter und Fehler beschränkt und verbraucht sich selbst mit exponentiellem Verlauf: Je kleiner die Impedanz der Kabelstrecke ist, desto größer ist der Anfangsstrom, aber um so kleiner ist die Zeitkonstante der Entladung. Die Energie, die fließt, ist auf die beschränkt, die zu Beginn im Kondensator gespeichert war. Falls eine Sperrdiode oder eine andere gleichwertige Einrichtung in Serienschaltung zu einem der beiden Pole vorhanden ist, ist der Beitrag zum Kurzschluss Null.

Der Kurzschluss auf der DC-Seite führt auf jeden Fall zur

³ Die Sperrdioden können verwendet werden, aber sie ersetzen nicht die Überstromschutzsicherungen (IEC TS 62257-7-1), weil die Möglichkeit zu berücksichtigen ist, dass die Sperrdiode nicht korrekt funktioniert und kurzgeschlossen wird. Außerdem führen die Dioden infolge des Spannungsabfalls in der Grenzschicht einen Leistungsverlust ein, der verringert werden kann, wenn man Schottky-Dioden mit einem Verlust von $0,4V$ anstelle von $0,7V$ der herkömmlichen Dioden benutzt. Auf jeden Fall müssen der Bemessungs-Rückstrom der Dioden $\geq 2 U_{oc}$ und der Bemessungsstrom $\geq 1,25 I_{sc}$ ausmachen (Leitfaden CEI 82-25 II. Ausg.).

Senkung der Gleichspannung, der Wechselrichter schaltet sich bestimmt aus und wird wahrscheinlich vom Netz getrennt. Die Ausschaltzeiten des Wechselrichters liegen meistens in der Größenordnung weniger Millisekunden, während die Zeiten der Abtrennung in der Größenordnung einiger Zehntel Millisekunden liegen. Im Intervall zwischen Ausschaltung und Abtrennung kann das Netz die oben beschriebenen Auswirkungen verursachen, während die internen Kondensatoren, falls sie einbezogen sind, beteiligt sind, bis sie ganz entladen sind.

Die Auswirkungen sowohl des Netzes als auch der internen Kondensatoren sind nur vorübergehender Art und in der Regel nicht so beschaffen, dass sie die Auslegung der Schutz-, Schalt- und Trenneinrichtungen auf der DC-Seite beeinflussen könnten. Die Angemessenheit dieser Auslegung ist jedoch von Fall zu Fall zu bedenken: Insbesondere ein sehr hoher Entladestrom der Kondensatoren, der mit langen Zeitkonstanten einhergeht, könnte dazu verpflichten, das Ausschaltvermögen der Leistungsschalter zu erhöhen.

6.1.4 Wahl der Schutzeinrichtungen

Für den Schutz gegen Kurzschlüsse auf der DC-Seite müssen die Einrichtungen sich natürlich zum DC-Einsatz eignen und eine Bemessungs-Betriebsspannung U_e haben, die so groß oder größer als die Höchstspannung des PV-Generators sein, die $1,2 U_{oc}$ ⁴ beträgt (IEC TS 62257-7-1).

Die Schutzeinrichtungen müssen zudem am Ende des zu schützenden Stromkreises angeordnet sein, wenn man von den Strängen zum Wechselrichter fortschreitet, d.h. in den verschiedenen Unterfeld-Schaltanlagen und in der Wechselrichter-Schaltanlage, weil die Kurzschlussströme von den anderen Strängen kommen, d.h. von stromab und nicht von stromauf (IEC TS 62257-7-1).

Um unter normalen Betriebsbedingungen ein unerwünschtes Auslösen zu vermeiden, müssen die Schutzeinrichtungen, die in der Unterfeld-Schaltanlage angeordnet sind (Einrichtung A der Abbildung 6.1) einen Bemessungsstrom I_n ⁵ haben, der wie folgt aussieht:

$$I_n \geq 1,25 \cdot I_{sc} \quad [6.1]$$

Diese Einrichtungen haben folgendes zu schützen:

- die einzelnen Stränge vor Rückstrom,
- das Kabel⁶ zur Verbindung Strang-Unterschaltschrank (Kabel 1 von Abbildung 6.1), wenn das letztere eine Strombelastbarkeit unterhalb des maximalen Kurzschlussstroms der anderen $x-1$ Stränge hat, die an der gleichen Wechselrichter-Schaltanlage angeschlossen sind⁷, d.h. wenn:

$$I_z < I_{cc2} = (x-1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \quad [6.2]$$

⁴ U_{oc} ist die Leerlaufspannung am Ausgang der Stränge (siehe Kap.3)

⁵ Für thermisch-magnetische Schutzschalter lautet die [6.1] $I_{thermisch} \geq 1,25 \cdot I_{sc}$ während sie für rein magnetischen Schutzschalter $I_n \geq 1,25 \cdot I_{sc}$ wird. I_{sc} , um Überhitzungen der Schutzschalter selbst zu vermeiden.

⁶ Nur Kurzschlusschutz, weil $I_z \geq 1,25 \cdot I_{sc}$

⁷ Der Kurzschlussstrom $I_{cc1} = 1,25 \cdot I_{sc}$ (Abb. 6.1) ist nicht ausschlaggebend, weil das Kabel des Strangs eine Strombelastbarkeit nicht unter $1,25 \cdot I_{sc}$ hat.

Hinsichtlich des Schutzes des Strangs darf der Bemessungsstrom der Schutzeinrichtung (thermisch-magnetischer Schutzschalter oder Sicherung) nicht über dem Wert liegen, den der Hersteller für den Schutz der Solarpanels genannt hat (Abschnitt 6.1.2). Falls der Hersteller keine Angaben liefert, benutzt man (IEC TS 62257-7-1):

$$1.25 \cdot I_{sc} \leq I_n \leq 2 \cdot I_{sc} \quad [6.3]$$

Trotz der einfachen Benutzung von Sicherungen ist jedoch bei der Auswahl und der Größe dieser Einrichtungen darauf zu achten, dass sie nicht nur den Bemessungsstrom haben müssen, der sich aus der Formel [6.3] ergibt, sondern auch eine Auslösekennlinie vom Typ gPV haben müssen (IEC 60269-6), sich in besonderen Sicherungshaltergestellen befinden und in der Lage sein müssen, die Leistung abzuleiten, die sich unter den ungünstigsten Betriebsbedingungen entwickeln könnte. Hinsichtlich des Schutzes des Verbindungskabels muss die Schutzeinrichtung so gewählt werden, dass es der folgenden Gleichung für jeden Kurzschlusswert (CEI 64-8)⁹ bis zu maximal $(x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$ entspricht:

$$(I^2t) \leq K^2 S^2 \quad [6.4]$$

Wobei:

(I²t) das Joule-Integral für die Dauer des Kurzschlusses ist (in A²s),

K eine kennzeichnende Konstante des Kabels ist, die vom Typ des Leiters und des Isoliermaterials abhängt, S der Kabelquerschnitt (in mm²) ist.

Das Ausschaltvermögen der Einrichtung darf nicht unter dem Kurzschlussstrom der anderen x-1 Stränge liegen, d.h.

$$I_{cu} \geq (x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc} \quad [6.5]$$

Die Einrichtungen, die sich in der Wechselrichter-Schaltanlage befinden, müssen die Verbindungskabel Unterfeld-Schaltanlage/Wechselrichter-Schaltanlage vor Kurzschlüssen schützen, wenn letztere eine Strombelastbarkeit von weniger als $I_{cc4} = (x-y) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$ ⁹ haben (Abb. 6.1). In diesem Fall müssen die Einrichtungen den Beziehungen [6.1] und [6.4] gerecht werden, während ihr Ausschaltvermögen nicht unter dem Kurzschlussstrom der anderen x-y Stränge liegen darf, d.h.:

$$I_{cu} \geq (x-y) \cdot 1.25 \cdot I_{sc} \quad [6.6]$$

Schließlich braucht das Verbindungskabel vom Wechselrichter zur Wechselrichter-Schaltanlage nicht geschützt zu werden, wenn es eine Mindest-Strombelastbarkeit des folgenden Wertes hat (CEI 64-8/7):

$$I_z \geq x \cdot 1.25 \cdot I_{sc} \quad [6.7]$$

⁹ Für rein magnetische Schutzschalter muss die Schutzrichtung auch auf einen Wert geregelt werden, der möglichst dem Wert I_z des Kabels entspricht, um die Auslösung der Einrichtung dann zu erhalten, wenn der Kurzschlussstrom die Strombelastbarkeit des geschützten Kabels übersteigt. Außerdem ist es möglich, einen rein magnetischen Schutzschalter zu benutzen, wenn die Zahl der Stränge, die an den gleichen Wechselrichter angeschlossen sind, im Höchstfall 3 beträgt. Ansonsten muss für den Strangschutz ein thermisch-magnetischer Schutzschalter benutzt werden, der nach der Formel [6.3] ausgewählt wird.

⁹ Der Kurzschlussstrom $I_{cc3} = y \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$ (Abb. 6.1) ist nicht ausschlaggebend, weil das Verbindungskabel eine Strombelastbarkeit nicht unter $y \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$ hat.

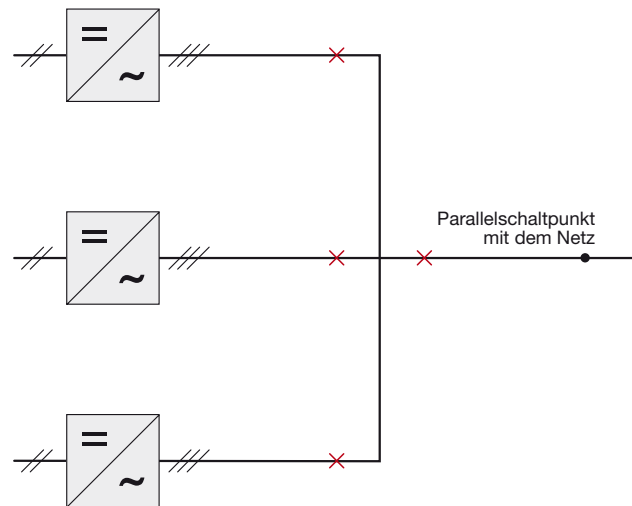
6.2 Schutz vor Überströmen auf AC-Seite

Da das Kabel, das den Wechselrichter am Parallelanschlusspunkt mit dem Netz verbindet, in der Regel so ausgelegt ist, dass es eine Strombelastbarkeit hat, die über dem Höchststrom liegt, den der Wechselrichter abgeben kann, ist der Überlastungsschutz nicht erforderlich. Dennoch muss das Kabel durch eine Schutzeinrichtung, die in der Nähe des Parallelanschlusspunktes mit dem Netz angeordnet wird, vor Kurzschluss geschützt werden, der durch das Netz gespeist wird¹⁰.

Um dieses Kabel zu schützen, kann der Hauptleistungsschalter der Anwenderanlage benutzt werden, wenn das Kabel die durchgelassene spezifische Energie erträgt. Die Auslösung des Hauptschalters würde jedoch die ganze Anwenderanlage außer Betrieb setzen.

Bei Anlagen mit mehreren Wechselrichtern (Abbildung 6.2) gestattet das Vorhandensein einer Schutzeinrichtung auf jeder Leitung, dass die anderen Wechselrichter im Fall eines Fehlers auf einem Wechselrichter weiter funktionieren können, vorausgesetzt die auf jeder Leitung angeordneten Leistungsschalter sind selektiv mit dem Hauptleistungsschalter.

Abbildung 6.2



6.3 Wahl der Schalt- und Trenneinrichtungen

Es ist empfehlenswert, auf jedem Strang eine Trenneinrichtung zu installieren, um Prüf- oder Wartungsvorgänge auf dem Strang selbst vornehmen zu können, ohne andere Teile der PV-Anlage außer Betrieb setzen zu müssen (Leitfaden CEI 82-25 II. Ausg.)¹¹.

¹⁰ In der Regel begrenzt der Wechselrichter den abgehenden Strom auf den doppelten Wert seines Bemessungsstroms und geht dann binnen weniger Zehntelsekunden durch die Auslösung der internen Schutzrichtungen in Standby. Der Beitrag des Wechselrichters zum Kurzschlussstrom ist daher im Vergleich zum Netzbeitrag vernachlässigbar.

¹¹ Falls man einen Selbstschalter benutzt, ist die Schalt- und Trennfunktion schon inbegriffen.

Die Trennung des Wechselrichters muss sowohl auf der DC-Seite als auch der AC-Seite möglich sein, um die Wartung zu ermöglichen, indem man beide Energieversorgungsquellen (Netz und PV-Generator) ausschaltet (CEI 64-8/7).

Auf der DC-Seite des Wechselrichters muss eine unter Last schaltbare Trenneinrichtung installiert werden, wie ein Lasttrennschalter. Auf der AC-Seite muss eine allgemeine Trenneinrichtung vorgesehen werden. Die am parallelen Anschlusspunkt mit dem Netz installierte Schutzeinrichtung kann benutzt werden. Wenn diese Einrichtung sich nicht in der Nähe des Wechselrichters befindet, ist es besser, sofort stromab vom Wechselrichter selbst eine Trenneinrichtung zu installieren.

6.4 Schutz vor Überspannungen

Die PV-Anlagen können, da sie meistens außerhalb der Gebäude installiert werden, Überspannungen atmosphärischen Ursprungs ausgesetzt werden, sowohl direkter (wenn ein Blitz in die Struktur einschlägt) als auch indirekter Art (ein Blitz, der in der Nähe der Struktur des Gebäudes einschlägt oder der die Energie- oder Signalleitungen trifft, die in die Struktur eintreten) infolge ohmscher oder induktiver Kopplung.

Die ohmsche Kopplung liegt vor, wenn ein Blitz die in das Gebäude eintretende Stromleitung trifft. Der Strom eines Blitzes führt über die Impedanz, die typisch für die Leitung ist, zu einer Überspannung, welche die Impulsspannungsfestigkeit der Geräte überschreiten kann, mit entsprechender Beschädigung und Brandgefahr.

Die induktive Kopplung ereignet sich, weil der Blitzstrom stoßartig ist und daher in der Umgebung ein stark variables elektromagnetisches Feld erzeugt.

Die Variation des magnetischen Feldes erzeugt daher Überspannungen, die auf den Stromkreisen ausgelöst werden, die in der Nähe vorhanden sind.

Neben den Überspannungen atmosphärischer Art kann die PV-Anlage auch Überspannungen interner Art infolge Schaltungen ausgesetzt sein.

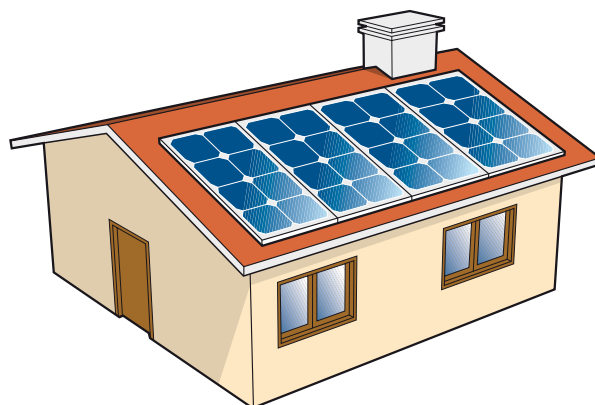
6.4.1 Direkter Blitzschlag

6.4.1.1 Gebäude ohne LPS¹²

Die Errichtung einer PV-Anlage ändert in der Regel nicht die Form des Gebäudes und damit die Häufigkeit der

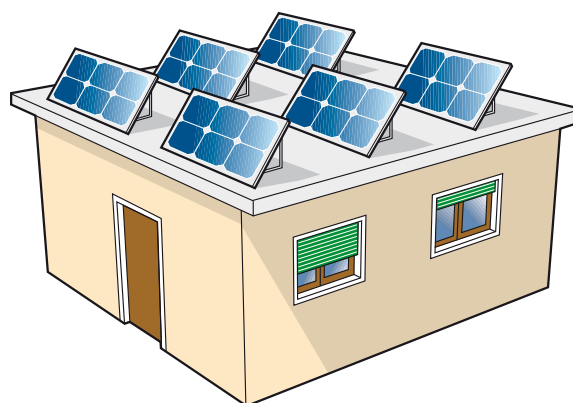
Blitzschläge. Daher ist keine spezifische Maßnahme gegen die Blitzschlaggefahr erforderlich (Leitfaden CEI 82-25 II. Ausg.) (Abb. 6.3).

Abbildung 6.3



Falls die PV-Anlage dagegen die Form des Gebäudes bedeutsam ändert, ist die Häufigkeit der Blitzschläge auf dasselbe neu zu beurteilen und folglich zu prüfen, ob es erforderlich ist, eine LPS anzulegen (Leitfaden CEI 82-25 II. Ausg.) (Abb. 6.4).

Abbildung 6.4



6.4.1.2 Gebäude mit LPS

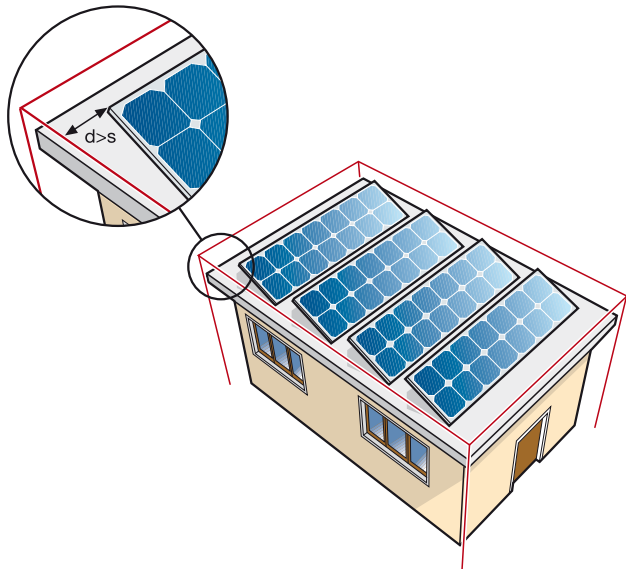
In dem Fall, dass es eine Blitzschutzanlage gibt¹³ und die PV-Anlage die Form des Gebäudes nicht ändert und wenn der Mindestabstand d zwischen der UV-Anlage und der äußeren LPS-Anlage größer als der Sicherheitsabstand s ist (CEI 81-10), ist keine zusätzliche Maßnahme

¹² Lightning Protection System (Blitzschutzanlage): Besteht aus Schutzanlagen, die sich sowohl außen (Fang-, Ableitungs- und Erdungsanlagen) als auch innen (Schutzmaßnahmen zur Verringerung der elektromagnetischen Auswirkungen des Blitzstroms, der in die zu schützenden Strukturen eindringt) befinden.

¹³ Die schützende Erdungsanlage sollte in diesem Fall an die Erdungsanlage der Blitzschutzanlage angeschlossen werden.

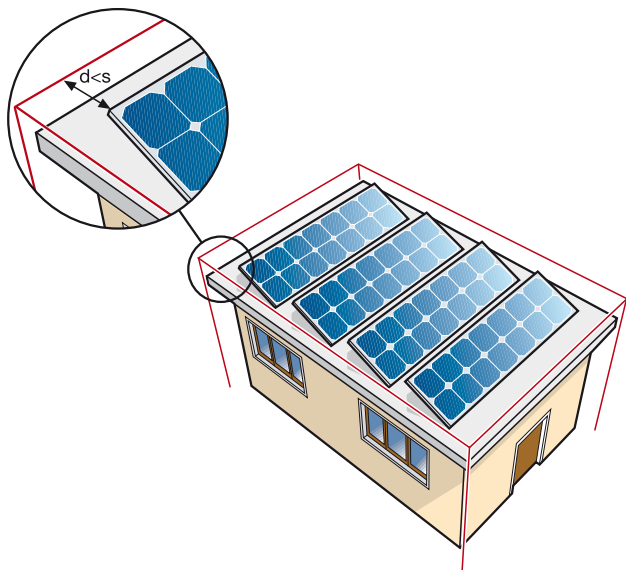
erforderlich, um die neue Anlage zu schützen (Leitfaden CEI 82-25 II. Ausg.) (Abb. 6.5).

Abbildung 6.5



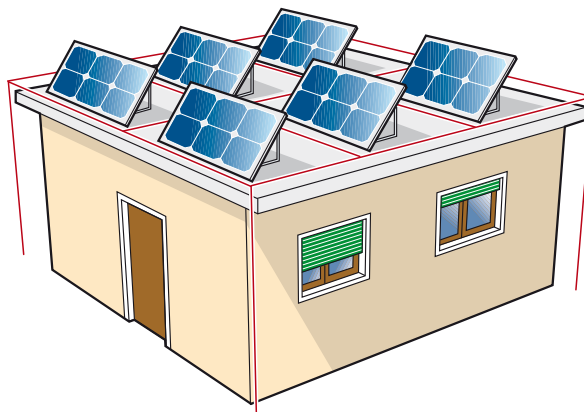
Wenn die PV-Anlage dagegen die Form des Gebäudes nicht ändert, aber der Mindestabstand d kleiner als der Abstand s ist, ist es angemessen, die externe LPS-Anlage zu erweitern und an die externen Metallstrukturen der PV-Anlage anzuschließen (Leitfaden CEI 82-25 II. Ausg.) (Abb. 6.6).

Abbildung 6.6



Wenn die PV-Anlage die Form des Gebäudes ändert, ist eine neue Gefahrenbewertung erforderlich, um festzustellen, ob eine Änderung an der LPS vorzunehmen ist (Leitfaden CEI 82-25 II. Ausg.) (Abb. 6.7).

Abbildung 6.7



6.4.1.3 PV-Anlage am Boden

Falls eine PV-Anlage am Boden installiert wird, besteht keine Brandgefahr wegen direkten Blitzschlags und die einzige Gefahr für die Personen besteht in den Schritt- und Berührungsspannungen. Wenn der Oberflächenwiderstand über $5 \text{ k}\Omega\text{m}$ liegt (z.B. Felsboden, Asphalt von mindestens 5 cm Stärke oder Abdeckung mit einer Kies-schicht von mindestens 15 cm) ist es nicht erforderlich, irgendeine Maßnahme zu treffen, weil die Schritt- und Berührungsspannungen vernachlässigbar sind (CEI 81-10). Wenn der Boden dagegen einen Widerstand von oder unter $5 \text{ k}\Omega\text{m}$ hat, wäre es theoretisch gesehen erforderlich zu prüfen, ob Schutzmaßnahmen gegen die Schritt- und Berührungsspannungen erforderlich sind. In diesem Fall wäre die Wahrscheinlichkeit eines Blitzschlags sehr gering, so dass das Problem sich nur in sehr großen Anlagen stellt.

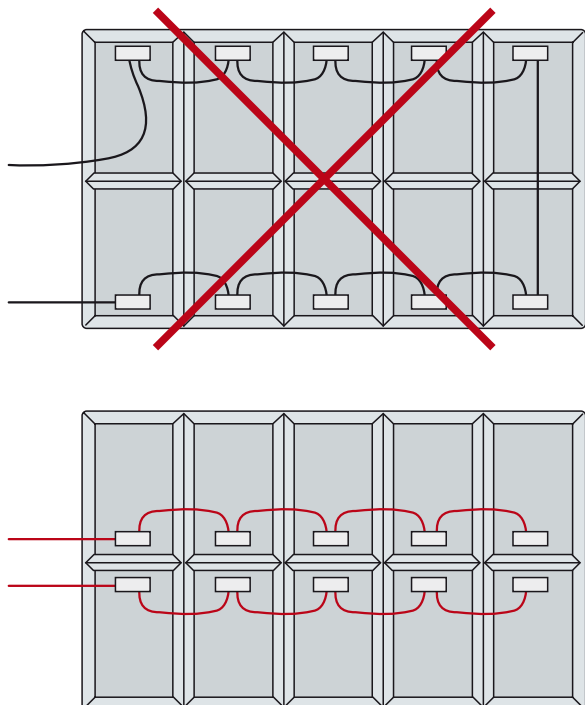
6.4.2 Indirekter Blitzschlag

Auch wenn der Blitz die Struktur der PV-Anlage nicht direkt trifft, sind auf jeden Fall Maßnahmen zu treffen, um die von einem etwaigen indirekten Blitzschlag induzierten Überspannungen zu schwächen, wie zum Beispiel:

- die Abschirmung der Stromkreise, um das magnetische Feld innerhalb der Hülle zu verringern und demzufolge auch die induzierten Überspannungen zu reduzieren¹⁴,
- die Verringerung des Windungsbereichs des induzierten Kreislaufs, indem man die Module angemessen untereinander verbindet (Abb. 6.8), die Leiter verflechtet und den spannungsführenden Leiter so weit wie möglich an den PE annähert.

¹⁴ Die abschirmende Wirkung der Metallhülle kommt dank der in der Hülle selbst induzierten Ströme zustande, die ein Magnetfeld erzeugen, das sich nach dem Lenz'schen Gesetz der Ursache widersetzt, die sie erzeugt hat, also dem Magnetfeld des Blitzstroms. Je höher die in der Abschirmung induzierten Ströme sind (d.h. je höher seine Leitfähigkeit ist), desto besser ist die abschirmende Wirkung.

Abbildung 6.8



Die Überspannungen, die, wenn auch begrenzt, entstehen können, müssen mittels SPD (Surge Protective Device) zu Erde abgeleitet werden, um die Geräte zu schützen.

Die SPD sind nämlich Einrichtungen mit Impedanz, die je nach der angelegten Spannung variiert: Bei der Bemessungsspannung der Anlage weisen sie eine sehr hohe Impedanz auf, während sie ihre Impedanz beim Vorliegen einer Überspannung reduzieren, indem sie den Strom, welcher der Überspannung zugeordnet ist, ableiten und die Überspannung innerhalb bestimmter Werte halten. Je nach der Betriebsart unterscheidet man die folgenden SPD:

- SPD mit Umschaltung, wie Spinterometer oder gesteuerte Dioden, reduzieren, wenn die Spannung einen gewissen Wert überschreitet, sofort ihre Impedanz und daher die Spannung an ihren Enden,
- SPD mit Begrenzung, wie Varistore oder Zener-Dioden, die eine allmählich abnehmende Impedanz bei zunehmender Spannung an ihren Ende aufweisen,
- Kombinierte SPD, bei denen die beiden vorherigen mit Serien- oder Parallelschaltung vorhanden sind.

6.4.2.1 Schutz auf der DC-Seite

Zum Schutz auf der DC-Seite sollte man SPDs mit Varistoren oder Kombinations-SPDs verwenden.

Wechselrichter haben in der Regel einen internen Schutz gegen Überspannungen, aber wenn man an den Klemmen des Wechselrichters SPDs hinzufügt, wird der Schutz desselben verbessert und es wird gleichzeitig möglich zu vermeiden, dass die Auslösung der internen Schutzeinrichtungen den Wechselrichter außer Betrieb setzen kann, wobei die Stromproduktion zum Erliegen käme und der Eingriff von spezialisiertem Personal erforderlich wäre.

Diese SPDs sollten die folgenden Eigenschaften haben:

- Typ 2
- Bemessungs-Höchstbetriebsspannung $U_g > 1,25 U_{oc}$
- Schutzniveau $U_p \leq U_{inv}^{15}$
- Bemessungs-Entladestrom $I_n \geq 5 \text{ kA}$
- Thermischer Schutz mit Kurzschlusslöschvermögen am Ende der Nutzungsdauer und Koordination mit passendem vorgeordnetem Schutz.

Da die Module der Stränge in der Regel eine Bemessungs-Stehstoßspannung haben, die größer als die des Wechselrichters ist, gestatten die zum Schutz des Wechselrichters installierten SPDs in der Regel auch den Schutz der Module, vorausgesetzt der Abstand zwischen den Modulen und dem Wechselrichter ist kleiner als 10 Meter¹⁶.

¹⁵ U_{inv} ist die Stehstoßspannung auf der DC-Seite des Wechselrichters.

¹⁶ Die SPD sollte auf der Versorgungsseite (Richtung der Energie des PV-Generators) der Trenneinrichtung des Wechselrichters installiert werden, so dass sie die Module auch dann schützt, wenn die Trenneinrichtung ausgeschaltet ist.

6.4.2.2 Schutz auf der AC-Seite

Eine an das Netz gekoppelte PV-Anlage ist auch den Überspannungen ausgesetzt, die von der Leitung selbst kommen. Wenn ein trennender Transformator mit geerdetem Metallschirm vorhanden ist, ist der Wechselrichter vor den Überspannungen des Transformators selbst geschützt. Wenn kein Transformator vorhanden ist oder der Transformator keine Abschirmung hat, ist es erforderlich, sofort stromab vom Wechselrichter eine passende SPD zu installieren.

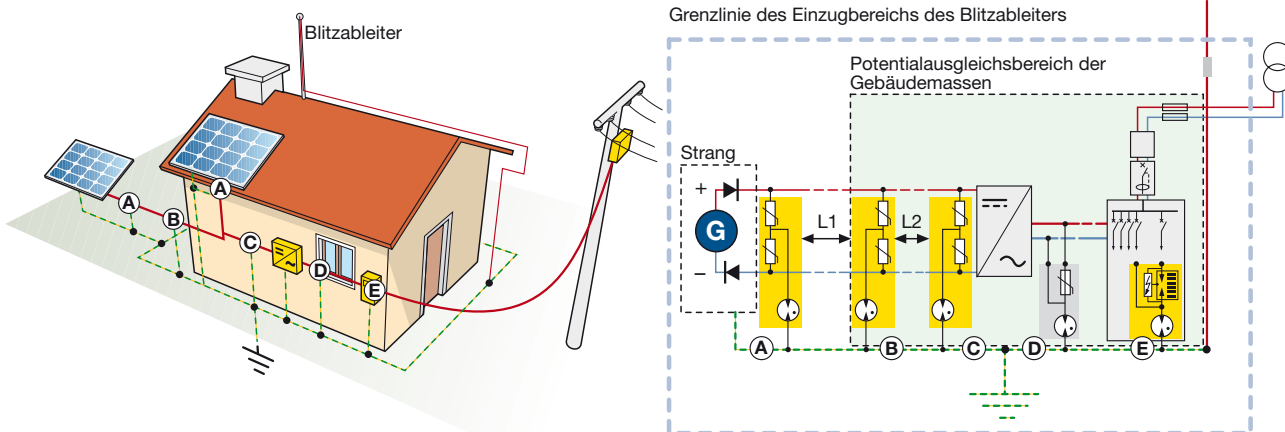
Diese SPD sollte die folgenden Eigenschaften haben:






- Typ 2
- Bemessungs-Höchstbetriebsspannung $U_e > 1.1 U_0$ ¹⁷
- Schutzniveau $U_p \leq U_{inv}$ ¹⁸
- Bemessungs-Entladestrom $I_n \geq 5 \text{ kA}$
- Thermischer Schutz mit Kurzschlusslöschvermögen am Ende der Nutzungsdauer und Koordination mit passendem vorgeordnetem Schutz.

Sollte die Risikoanalyse für das Gebäude die Installation einer externen LPS vorsehen, ist am Leistungsübergabepunkt eine SPD für den Schutz vor direktem Blitzschlag zu installieren. Diese SPD sollte die folgenden Eigenschaften haben:

- Typ 1
- Bemessungs-Höchstbetriebsspannung $U_e > 1.1 U_0$
- Schutzniveau $U_p \leq U_{inv}$
- Stoßstrom $I_{imp} \geq 25 \text{ kA}$ für jeden Pol
- Löschung des Folgestroms I_{fi} , der größer als der Kurzschlussstrom an der Installationsstelle ist, oder Koordination mit angemessenem vorgelagertem Schutz.

In den folgenden Abbildungen wird die Auslegung einer PV-Anlage dargestellt, die sich in die Bereiche von A bis E gliedert und es wird die Schutzfunktion angegeben, die von einer SPD ausgeübt wird, wenn sie in jedem Bereich installiert ist.



SPD Position	Funktion	Empfehlung	Anmerkungen
A 	Schutz jedes Solarpanels (Zelle + Anschlüsse)	Empfohlen, wenn der Abstand L1 mehr als 10 m ausmacht oder Gefahr für eine induktive Beeinflussung besteht	Der Anschluss an das Panel muss so kurz und gerade wie möglich sein. Falls von der Umgebung verlangt, sollte die SPD in einem Gehäuse mit angemessener IP Schutzart installiert werden
B 	Schutz der DC-Hauptleitung (im Eingang des Gebäudes)	Immer empfohlen	Der Anschluss an eine Potentialausgleichsschiene muss so kurz und gerade wie möglich sein
C 	Schutz des Wechselrichtereingangs, auf der DC-Seite	Empfohlen, wenn der Abstand L2 mehr als 10 m beträgt	Der Anschluss an die Potentialausgleichsschiene und an die Masse des Wechselrichters auf der DC-Seite muss so kurz und gerade wie möglich sein
D 	Schutz des Wechselrichterausgangs auf der AC-Seite	Immer empfohlen	Der Anschluss an die Potentialausgleichsschiene und an die Masse des Wechselrichters auf der AC-Seite muss so kurz und gerade wie möglich sein
E 	Hauptschutz am Energielieferpunkt	Immer empfohlen	Der Anschluss an eine Potentialausgleichsschiene muss so kurz und gerade wie möglich sein

¹⁷ U_0 ist die Erdungsspannung für TT- und TN-Systeme, im Fall von einem IT-System ist sie $U_0 > 1,73 U_n$

¹⁸ U_{inv} ist die Stehstoßspannung auf der AC-Seite des Wechselrichters.

7 Die Einspeisevergütung

7.1 Das Stromspeisungsgesetz und die Fördersätze

Nach dem Ministerialerlass DM vom 19.02.2007 hat derjenige, der eine PV-Anlage errichtet, die an das Netz gekoppelt ist und keine Stromspeichersysteme besitzt, Anspruch darauf, "anreizregulierte Tarife" zu erhalten, die je nach der Spitzenleistung der Anlage und dem Typ der architektonischen Integration festgelegt sind (Tabelle 7.1).

Das Prinzip des Stromspeisungsgesetz sieht die Vergütung der erzeugten Energie und nicht die Förderung des Kapitals vor, das zur Errichtung der PV-Anlage erforderlich ist.

Die für einen Zeitraum von 20 Jahren unverändert bezahlten Sätze werden auf die gesamte Energie vergütet, die von der Anlage erzeugt wird, unabhängig von dem Gebrauch, den der Anwender von dieser Produktion machen will: Verkauf oder Eigenverbrauch. In der Tabelle 7.1 stehen die Fördersätze, die in €/kWh ausgedrückt sind und die für die Anlagen gelten, die seit dem 1. Januar 2010 in Betrieb genommen wurden und für das ganze Jahr gelten.

Tabelle 7.1

	Nicht integriert (€/kWh)	Teilweise integriert (€/kWh)	Integriert (€/kWh)
1 ≤ P ≤ 3 kWp	0.384	0.422	0.470
3 < P ≤ 20 kWp	0.365	0.403	0.442
P > 20 kWp	0.346	0.384	0.422

Der "Basis"-Fördersatz kann in Sonderfällen, die untereinander nicht kumulierbar sind, um 5% erhöht werden:

- für nicht integrierte Anlagen mit Spitzenleistung über 3kW, bei denen der Träger mindestens 70% der erzeugten Energie selbst verbraucht,

- für Anlagen, deren Träger eine öffentliche/gleichgestellte Schule oder eine öffentliche Struktur ist,
- für Anlagen, die in Häuser, Gebäude, Bauwerke integriert sind, die für die Landwirtschaft bestimmt sind und Abdeckungen aus Eternit oder asbesthaltigen Materialien ersetzen sollen,
- für Anlagen, deren Träger Gebietskörperschaften mit Bevölkerung unter 5000 Einwohnern sind.

Die PV-Anlagen, deren Träger Gebietskörperschaften sind, gehören unabhängig von den tatsächlichen architektonischen Konfigurationen der Anlage in die Kategorie der integrierten Anlage.

Zusätzlich zu der Förderung kann der Träger der Anlage auf einen weiteren wirtschaftlichen Vorteil zählen, der sich aus folgendem ergibt:

- Abtretung der Energie an das Netz,
- Eigener Selbstverbrauch (teilweise oder ganz),
- Netzstromzählung (für Anlagen mit Leistung bis 200kW).

Mit dem Finanzgesetz 2008 muss ab dem 1. Januar 2009 für die Ausstellung der Baugenehmigung bei Neubauten die Installation von Anlagen für die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen vorgesehen sein, so dass, soweit die technische Ausführung des Eingriffs dies gestattet, für jede Wohneinheit eine Energieproduktion von nicht weniger als 1kW gewährleistet wird.

Für Industriegebäude mit einer Flächenausdehnung von nicht weniger als 100 m² beträgt die Mindestenergieproduktion 5 kW.

Außerdem ist der Mechanismus der Netzstromzählung auf alle Anlagen ausgedehnt worden, die mit erneuerbaren Energiequellen betrieben werden und eine jährliche Durchschnittsleistung haben, die nicht über 200 kW liegt.

¹ Die finanzielle Deckung für die Vergütung der Fördersätze wird durch die obligatorische Abgabe zur Unterstützung erneuerbarer Energie garantiert, die seit 1991 in allen Rechnungen aller Energieversorgungsunternehmen vorhanden ist.

7.2 Valorisierung der von der Anlage erzeugten Energie

Wie schon gesagt, stellt die Valorisierung der von der Anlage produzierten Energie neben den Einspeisesätzen für den Träger der Anlage eine weitere Einkommensquelle dar, den die Energie kann (auch mit die Netzstromzählung) selbst verbraucht oder auf dem Elektrizitätsmarkt verkauft werden.

Der Eigenverbrauch der erzeugten Energie stellt eine implizierte Einkommensquelle dar, denn sie gestattet die Abschaffung der Kosten des Stroms, der sonst in dem Ausmaß des selbst erzeugten aus dem Netz entnommen werden müsste.

Der Verkauf der erzeugten und nicht selbst verbrauchten Energie stellt dagegen eine explizite Einkommensquelle dar.

Man kann unter zwei Vertragstypen wählen, Verkauf oder Netzstromzählung, wenn es Anlagen mit Spitzenleistung bis zu 20 kW sind, die vor dem 31.12.07 in Betrieb genommen wurden, oder bis zu 200 kW, wenn sie nach diesem Termin in Betrieb gegangen sind². Über diese Leistung hinaus sind Verkaufsverträge abzuschließen.

7.2.1 Netzstromzählung

Die Netzstromzählung, die mit dem Beschluss AEEG ARG/elt 74/08 Anhang A (Integrierter Text zur Netzstromzählung - Scambio sul Posto) geregelt wird, gestattet es, die erzeugte, aber nicht direkt selbstverbrauchte Energie in das Netz einzuspeisen, und die Verrechnung erfolgt in ganz Italien durch einen einzigen Vermittler, den GSE (Gestore dei Servizi Elettrici).

In diesem Fall wird die Energie nicht verkauft, sondern das Netz dient als Energiespeicher, in den der Überschuss der erzeugten, aber nicht selbst verbrauchten Energie eingespeist wird, und aus dem Netz wird die Energie entnommen, die der Anlagenbetreiber in den Nachtstunden braucht oder falls die erzeugte Energie nicht ausreicht, um den Bedarf der angeschlossenen Lasten zu decken.

Bei der Netzstromzählung erkennt die GSE dem Stromverbraucher einen Beitrag als Erstattung eines Teils seiner Auslagen für die Entnahme von Strom aus dem Netz an. Für die Berechnung des jährlichen Beitrags wird folgenden berücksichtigt:

- Die Menge der mit dem Netz ausgetauschten Energie (die Mindestmenge zwischen der in das Netz eingespeisten und der daraus entnommenen Energie im Bezugszeitraum),
 - der Gegenwert in Euro der in das Netz eingespeisten elektrischen Energie,
 - der Wert in Euro der Entnahmekosten für die Beschaffung der aus dem Netz genommenen Energie, geteilt in Auslagen für Energie und für Dienstleistungen,
- Der Beitrag der GSE siehe insbesondere folgendes vor:
- die Rückerstattung der Auslagen für die Dienstleistungen, beschränkt auf die mit dem Netz ausgetauschte Energie,
 - die Erstattung des Mindestwertes zwischen den Auslagen für die Energie und dem Gegenwert in Euro der in das Netz eingespeisten elektrischen Energie.

Bei der Preisregelung nach der Netzstromzählung findet die jährliche Verrechnung augenblicklich nicht aufgrund der Energiebilanz statt, also der Differenz zwischen den in das Netz eingespeisten und den aus dem Netz entnommenen Kilowattstunden, sondern auf wirtschaftlicher Basis, wobei der Wert der in das Netz eingespeisten Energie, der Wert der entnommenen Energie³ und die dem Anlagenbetreiber für den Zugriff auf das Netz, beschränkt auf die ausgetauschte Energie, entstandenen Auslagen⁴ berücksichtigt werden.

Das Gesetzesvertretende Dekret 387-2003 verbot den Verkauf der elektrischen Energie, die von mit erneuerbaren Energien betriebenen Energie erzeugt wird, bei denen die Preisregelung nach der Netzstromzählung Anwendung findet. Falls der Wert der Energie, die in das Netz eingespeist wird, auf Jahresgrundlage größer als der Wert der aus dem Netz entnommenen Energie wäre, würde dieses Guthaben zu Gunsten des Anlagenbetreibers verbucht, der es in den anschließenden Jahren aufbrauchen könnte, um eine etwaige negative Bilanz auszugleichen.

Gemäß des Beschlusses AEEG ARG/elt 186/09 (Artikel 27, Absatz 45 des Gesetzes Nr. 99/09) kann der Anlagenbetreiber bei Netzstromzählung in diesem Fall jedoch zwischen der Option der Gutschrift etwaiger Überproduktion des fraglichen Jahres auf die folgenden Kalenderjahre oder die Option der Vergütung der Überproduktion durch die GSE wählen.

² Falls der Anlagenbetreiber mit Netzstromzählung das Verteidigungsministerium ist, oder ein Träger, der von diesem Ministerium beauftragt worden ist, wird der Grenzwert von 200 kW nicht angewendet (Beschluss ARG/elt 186/09).

³ Der Wert der in das Netz eingespeisten Energie unterscheidet sich von der aus dem Netz entnommenen Energie, auch bei gleichem Wert in Kilowattstunden, wenn die Tageszeit der Entnahme oder der Einspeisung eine andere ist. Die in das Netz eingespeiste PV-Energie hat im typischen Fall einen hohen Wert, weil sie tagsüber erzeugt wird, wenn das Netz stärker belastet ist.

⁴ Die Auslagen für den Zugriff zum Netz beziehen sich auf die Transport- und Verteilungskosten der Elektrizität.

⁵ Primärer Energiebedarf für die Klimatisierung im Winter und die Warmwasserproduktion.

⁶ Dieser Bonus darf jedoch nicht über 30% des Fördersatzes anwachsen.

Für die PV-Anlagen mit der Netzstromzählung gibt es zusätzlich einen Bonus, der mit dem effizienten Gebrauch der Energie in den Gebäuden kombiniert ist. Insbesondere in den Gebäuden, die Gegenstand von Arbeiten zur Verbesserung der energetischen Leistung sind, in denen Eingriffe ausgeführt werden (darunter die mit einem Energieschein versehenen), die abzüglich der Verbesserungen, die sich aus der Installation der PV-Anlage ergeben, eine zertifizierte Reduzierung von mindestens 10% des Energieleistungsindex gestatten⁵, die im anfänglichen Energieschein erklärt wird, hat der Bauherr Anspruch auf einen Bonus, der in einer prozentuellen Erhöhung des anerkannten Satzes besteht, welcher der Hälfte des Prozentsatzes der Reduzierung des Energiebedarfs entspricht⁶.

Während der Bonus in den Neubauten anerkannt wird, falls die Gebäude mit einem geeigneten Energieschein einen Energieleistungsindex erhalten, der um mindestens 50% unter den Werten liegt, die in dem Gesetzesvertretenden Dekret 192/05 angegeben sind. Der Bonus besteht aus einer prozentuellen Erhöhung des Fördersatzes um 30%, und zwar ab dem Kalenderjahr, das auf das Datum des Erhaltes des Antrags folgt.

7.2.2 Verkauf des erzeugten Stroms

Der Verkauf der Energie, die von der PV-Anlage erzeugt wird, kann auf zwei verschiedene Modalitäten erfolgen:

- indirekt durch eine Abnahmevereinbarung mit der GSE,
- direkt durch den Verkauf an der Börse oder einen Großhändler.

Beim indirekten Verkauf (nach dem Beschluss AEEG ARG/elt 280/07) erwirbt die GSE die Energie unabhängig vom Netz, an das die Anlage schon angeschlossen ist, und erkennt dem Stromverbraucher/-Erzeuger für jede Stunde den Marktpreis, der sich auf das Gebiet bezieht, in dem die Anlage sich befindet.

Für Anlagen mit Spitzenleistung bis 1 MW sind Mindestpreise festgelegt worden, die von der AEEG garantiert und regelmäßig aktualisiert werden. Sollte am Ende jedes Jahres die Valorisierung zu Mindestpreisen unterhalb des Preises liegen, der auf dem freien Markt erzielt werden kann, erkennt die GSE dem Hersteller die entsprechende Verrechnung an. Der indirekte Verkauf wird in der Regel wegen der Einfachheit der Handhabung und wegen der höheren Rentabilität der Mindestpreise im Bezug zu den Marktpreisen bevorzugt.

Beim Direktverkauf kann der Betreiber wählen, die Energie direkt an der Börse (nach Anmeldung am elektrischen Energiemarkt) oder durch einen Vertrag mit einem Elektrizitäts-Großhändler zu einem vereinbarten Preis zu verkaufen. Der direkte Verkauf wird in der Regel für die Energieproduktion von Anlagen mit größeren Abmessungen in der Größenordnung des Megawatt benutzt. Daher ist er für kleinere und mittlere PV-Anlagen sowohl wegen der Komplexität als auch der Aufwendigkeit nicht zu empfehlen.

7.3 Anreizregulierte Tarife nach 2010

Der Ministerialerlass DM vom 06.08.2010 hat die Kriterien für die Förderung der Elektrizitätsproduktion von PV-Anlagen festgelegt, die nach dem 31.12.2010 in Betrieb gehen werden. In dem Erlass wird angegeben, dass die nationale Zielsetzung für die kumulativ zu installierende PV-Leistung bis zum Jahr 2020 8 GW entspricht.

Insbesondere wird die kumulative Leistungsverfügbarkeit der PV-Anlagen, die Fördersatz erhalten können, auf 3 GW festgeschrieben. Außerdem beträgt die Leistungsverfügbarkeit der integrierten Anlagen mit innovativen Eigenschaften⁷ und der PV-Anlagen mit Konzentration⁸, die die Fördersatz erhalten können, 300 MW bzw. 200 MW.

Leistungsbereich	Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 31. Dezember 2010 und bis zum 30. April 2011		Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 30. April 2011 und bis zum 31. August 2011		Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 31. August 2011 und bis zum 31. Dezember 2011	
	PV-Anlagen auf Gebäuden	Andere PV-Anlagen	PV-Anlagen auf Gebäuden	Andere PV-Anlagen	PV-Anlagen auf Gebäuden	Andere PV-Anlagen
[kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1 ≤ P ≤ 3	0.402	0.362	0.391	0.347	0.380	0.333
3 < P ≤ 20	0.377	0.339	0.360	0.322	0.342	0.304
20 < P ≤ 200	0.358	0.321	0.341	0.309	0.323	0.285
200 < P ≤ 1000	0.355	0.314	0.335	0.303	0.314	0.266
1000 < P ≤ 5000	0.351	0.313	0.327	0.289	0.302	0.264
P > 5000	0.333	0.297	0.311	0.275	0.287	0.251

⁷ Anlagen, die Spezialmodule und -Komponenten benutzen, die entwickelt wurden, um architektonische Elemente zu ersetzen, und die den Konstruktionsanforderungen und den Installationsmodalitäten entsprechen, die im Anhang 4 des DM angegeben sind.

⁸ Anlagen, die aus Modulen bestehen, in denen das Sonnenlicht durch angemessene optische Verfahren konzentriert wird.

Die PV-Anlagen mit Bemessungsleistung nicht unter 1 kW, die bis zum 31.12.2011 in Betrieb gehen werden, haben Anspruch auf den Fördersatz, der in der Tabelle 7.2 angegeben wird. Dieser Fördersatz wird auf die Dauer von 20 Jahren anerkannt und ist für die gesamte Förderungsdauer konstant. Die Anlagen, die 2012 und 2013 in Betrieb gehen werden, haben Anspruch auf den Fördersatz der Tabelle 7.2 mit Abzug von 6% pro Jahr, mit handelsüblicher Abrundung auf die dritte Dezimalstelle. Ein anschließender Ministerialerlass wird die Fördersätze der PV-Anlagen, die nach dem 31.12.2012 in Betrieb gehen werden, aktualisieren. In Ermangelung eines solchen Erlasses wird die vorstehende Kürzung für jedes auf das Jahr 2013 folgende Jahr Anwendung finden. Die elektrische Energie, die von integrierten PV-Anlagen mit innovativen Eigenschaften und Anlagen mit Konzentration mit Bemessungsleistung nicht unter 1 kW und nicht über

5 MW produziert wird, die bis zum 31.12.2011 ihren Betrieb aufnehmen, haben Anspruch auf den Fördersatz, der in den Tabellen 7.3 bzw. 7.4 angegeben ist.

Dieser Fördersatz wird auf die Dauer von 20 Jahren anerkannt und ist für die gesamte Förderungsdauer konstant. Die Anlagen, die 2012 und 2013 in Betrieb gehen werden, haben Anspruch auf den Fördersatz der Tabellen 7.3 und 7.4 mit Abzug von 2% pro Jahr, mit handelsüblicher Abrundung auf die dritte Dezimalstelle.

Ein anschließender Ministerialerlass wird die Fördersätze der PV-Anlagen, die nach dem 31.12.2012 in Betrieb gehen werden, aktualisieren. In Ermangelung eines solchen Erlasses wird die vorstehende Kürzung für jedes auf das Jahr 2013 folgende Jahr Anwendung finden.

Tabelle 7.3

Leistungsbereich	Entsprechender Tarif
[kW]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 20$	0.44
$20 < P \leq 200$	0.40
$P > 200$	0.37

Tabelle 7.4

Leistungsbereich	Entsprechender Tarif
[kW]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 200$	0.37
$200 < P \leq 1000$	0.32
$P > 1000$	0.28

8 Wirtschaftliche Analyse der Investition

8.1 Theoretische Anmerkungen

Eine Lösung für die Gestaltung einer Anlage muss durch zwei Machbarkeitsanalysen unterstützt werden: eine technische und eine wirtschaftliche. Bei der Ausführung der technischen Analyse muss man oft zwischen möglichen Alternativen wählen, die technisch gesehen alle gültig sind und eine technisch optimale Auslegung der Anlage gestatten. Was oft dazu veranlasst, eine Lösung im Bezug zu einer anderen zu wählen, ist das Resultat des wirtschaftlichen Vorteils einer Kapitalanlage.

Die umfassende wirtschaftliche Analyse wird im wesentlichen durch die Kosten-Nutzen-Analyse ausgeführt, die im Vergleich zwischen der Erstinvestition und der Höhe des Kapitalwerts besteht, der vermutlich im Laufe der Nutzungsdauer der Anlage durch die Investierung selbst eingenommen wird. Sollte in dem arithmetischen Vergleich das Glied der Investition überwiegen, ist die entsprechende Kapitalanlage unter den rein wirtschaftlichen Gesichtspunkt als nicht vorteilhaft zu betrachten. Wenn man das Konzept vereinfacht darstellen will, handelt es sich darum, den Gewinn G einer gegebenen mehrjährigen Investierung festzulegen, die es gestattet, gegenüber einer Reihe von Kosten C den Erlös R zu erzielen, und zwar mit der einfachen Formel:

$$G = R - C \quad [8.1]$$

Diese Gleichung wäre nur in dem Fall richtig, dass die wirtschaftliche Lösung eine augenblickliche Dauer hätte. In der Realität kommt es immer zu einer zeitlichen Verschiebung zwischen Erstinvestierung und anschließenden Rückflüssen, die nach bestimmten zeitlichen Fälligkeiten verfügbar werden. Daher ist der Vergleich unter Benutzung von Koeffizienten auszuführen, die den Geldwert, der zu verschiedenen Zeiten verfügbar wird, miteinander vergleichbar machen.

8.1.1 Kapitalwert

Man nehme an, dass eine heute vorgenommene Investition I_0 in den kommenden Jahren zu positiven oder negativen Cashflows führt, die in den verschiedenen Jahren j der Dauer der Investition produziert werden. Diese Rückflüsse seien: FC_1 im ersten Jahr, FC_2 im zweiten Jahr, FC_j im j -ten Jahr.

Um den Vergleich ausführen zu können, müssen die Rückflüsse, jeder in Bezug auf das Jahr, in dem er zur Verfügung stehen wird, "aktualisiert" werden, um indem man sie mit dem entsprechenden Abzinsungsfaktor multipliziert:

$$\frac{1}{(1 + C_c)^j} \quad [8.2]$$

bei:

C_c die Kosten des Kapitals sind, die sich aus der Gleichung $C_c = i - f$ ergeben, Differenz zwischen dem Zinsfuß "i" und dem Inflationsatz "f", beide geschätzt.

Unter Kapitalwert versteht man also die Differenz zwischen der Summe von n aktualisierten Rückflüssen (n =Jahre der Investitionsdauer) und der Erstinvestition I_0 :

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + C_c)^j} - I_0 \quad [8.3]$$

Ist der Kapitalwert positiv, bedeutet es, dass am Ende der Investition die aktualisierten Rückflüsse einen Erlös produziert haben, der über den Kosten der Erstinvestition liegen und dass die Realisierung der Anlage damit wirtschaftlich gesehen vorteilhaft ist. Das Gegenteil ist der Fall, wenn der Kapitalwert negativ ausfällt.

8.1.2 Ökonomische Kennwerte

8.1.2.1 Interner Zinsfuß (IZF)

Das ist der Wert der Kosten des Kapitals C_c , für den der Kapitalwert gleich Null ist und er ist stellvertretend für die Rentabilität der Investition, deren Wirtschaftlichkeit man beurteilen will.

Ist der IZF größer als der Wert von C_c , der für die Berechnung des Kapitalwerts angenommen wurde, bedeutet es, dass die vorgeschlagene Investition vorteilhaft ist. Wenn der IZF dagegen kleiner als R ist, sollte die Investition nicht vorgenommen werden. Bei der Wahl zwischen möglichen Investitionsalternativen mit gleichem Risiko sollte außerdem die gewählt werden, bei welcher der IZF den größten Wert hat.

8.1.2.2 Dynamische Amortisationszeit

Wenn "n" die Zahl der Jahre ist, die für die Investition vorgesehen sind, dann ist die Zahl der Jahre "N", in denen der Kapitalwert gleich Null wird, die dynamische Amortisationszeit. Wenn $N < n$ wäre die Investition vorteilhaft ($VAN > 0$); das Gegenteil ist der Fall, wenn $N > n$.

8.1.2.3 Kapitalrückgewinnungszeit

Die Kapitalrückgewinnungszeit (auch payback-period) wird als das Verhältnis zwischen der Erstinvestierung

und dem vorgesehenen Rückfluss bezeichnet, mit periodischer Fälligkeit und festem Betrag.

$$TR = \frac{I_0}{FC} \quad [8.4]$$

Es ist ein sehr oft benutzter ökonomischer Kennwert, der aber zu optimistische Angaben liefern kann, weil er beispielsweise nicht die Dauer der Investition und der Kapitalkosten berücksichtigt.

8.2 Wirtschaftliche Betrachtungen zur PV-Anlage

Die Erlöse, die man mit dem Anschluss der Anlage an das Netz im Laufe der Nutzungsdauer der Anlage (auf 25 Jahre geschätzt) erhält, bestehen aus den folgenden Elementen:

- Fördersatz auf die erzeugte Energie (für 20 Jahre geliefert),
- Mangel der Kosten der nicht aus dem Netz entnommenen, sondern selbst erzeugten Energie, und eventuell der verkauften Energie (Kaufvertrag),

Die Installation einer PV-Anlage verlangt eine hohe Erstinvestition, während die Betriebskosten beschränkt sind, weil der Brennstoff kostenlos zur Verfügung steht, so wie auch die Instandhaltungskosten beschränkt sind, weil das System in den meisten Fällen keine beweglichen Teile enthält.

Diese Kosten werden auf circa 1-2% pro Jahr der Kosten der Anlage geschätzt und beinhalten die Auslagen für den Austausch des Wechselrichters nach circa zehn bis zwölf Jahren und eine Versicherungspolice gegen Diebstahl und atmosphärische Ereignisse, die eventuell Schäden an der Anlage verursachen könnten.

Die Erstehungskosten für die Anlage sind trotz der technischen Fortschritte der letzten Jahren noch recht hoch, insbesondere wenn man sie mit den Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Quellen vergleicht und in einigen Fällen auch im Vergleich zu anderen erneuerbaren Quellen. Eine kleine Anlage (1-3kWp) kostet circa 6000-

7000 €/kWp, eine Anlage mittlerer Größe (von Zehn bis zu mehreren Hundert kWp) kostet circa 4500-6000 €/kWp, ein photovoltaisches Kraftwerk (mit Leistung über 100 kWp) hat einen Kostenpunkt von 4000-5000 €/kWp¹.

Für die Errichtung einer PV-Anlage ist ein begünstigter MwSt-Satz von 10% anzuwenden, weil das Dekret DPR 633/72 dies auf Anlagen zur Erzeugung und Verteilungsnetze von Wärme und Energie von Solar- und PV-Quellen ermöglicht hat. Wenn die Anlage mit Drittfinanzierung erstellt wird, sind auch die Kosten zu berücksichtigen, die sich aus den zu zahlenden Zinsen ergeben, während bei einer Anlage mit Finanzierung durch Eigenkapital die Zinsen zu berücksichtigen sind, die man durch eine alternative Investition mit gleichem Risiko erzielen könnte. Die Kapitalrückgewinnungszeit einer PV-Anlage liegt in Italien augenblicklich bei 11 Jahren.

8.3 Beispiele zu Investitionsanalysen

8.3.1 Photovoltaikanlage von 3kWp mit Eigenfinanzierung

Wir berücksichtigen eine Anlage, welche die Größe hat, die im Anhang C Abschnitt 2 angenommen wird, Anlage für ein Einfamilienhaus mit den folgenden Eigenschaften:

- Mittlerer jährlicher Energieverbrauch 4000 kWh
- Betriebsart Netzstromzählung
- Mittlerer Jahresproduktion, erwartet 3430 kWh
- Produktionsabnahme 0.5 %/Jahr
- Einheitskosten der Anlage 6500 €/kWp
- MwSt. 10%
- Gesamtkosten der Anlage 21450 €
- Fördersatz(2009) 0.431€/kWh
- Einsparung auf Stromrechnung 0.18€/kWh erzeugt
- Betriebskosten 60 €/Jahr
- Instandhaltungskosten 1% Anlagenkosten/Jahr
- Finanzielle Deckung 100% Eigenkapital
- Nutzungsdauer der Anlage 25 Jahre

¹ Die spezifischen Kosten einer PV-Anlage werden nicht auf signifikante Weise durch den Skaleneffekt beeinflusst, weil circa 70% der Gesamtkosten mit dem PV-Feld (Panels und Strukturen) verbunden sind.

Hinsichtlich der Aktualisierung der Rückflüsse im j-ten Jahr nehmen wir folgendes an:

- Zinsfuß i 5.5%
- Inflationssatz i 2%
- Kapitalkosten C_c 3.5%

Wie man der Abbildung 8.1 ersehen kann, ist der nicht aktualisierte Rückfluss im ersten Jahr wegen der Erstinvestition negativ und dann immer positiv, weil die Erlöse infolge der Förderung für die in den ersten 20 Jahren erzeugte Energie und für den Ausfall der Kosten der selbst verbrauchten Energie über den jährlichen Betriebs- und Instandhaltungskosten liegen.

Die Kapitalrückgewinnungszeit beträgt 12 Jahre.

Der Rückfluss im j-ten Jahr wird als Differenz zwischen den Erlösen, die sich aus der Förderung für die jährlich

erzeugte Energie und der Einsparung für die selbst verbrauchte und nicht aus dem Netz entnommene Energie ergeben, und den jährlichen Betriebs- und Instandhaltungskosten berechnet (Tabelle 8.1).

Nach der Festlegung des Jahr für Jahr entsprechenden Rückflusses erhalten wir einen im Lauf der 25 Jahre anhand der Tabelle [8.3] berechneten Kapitalwert (Abbildung 8.2), der positiv ist und circa 3900 € entspricht, was bedeutet, dass die Investition Rendite abwirft und zwar so, als ob man augenblicklich (nach [8.1]) gegenüber Investitionskosten von 21450 € einen Erlös von 25350 € erzielt, so dass man einen Gewinn erzielt, der dem Kapitalwert entspricht.

Der interne Zinsfuß macht 5,4% aus, ist also größer als die Kapitalkosten, so dass die Investition wirtschaftlich vorteilhaft ist.

Tabelle 8.1

Jahr	Erzeugte Energie [kWh]	Erlös (erzeugte Energie + Selbstverbrauch) [€]		Betriebskosten [€]	Instandhaltungskosten [€]	Nicht aktualisierter Rückfluss [€]	Nicht aktualisierter Gewinn [€]	Aktualisierter Rückfluss [€]	Aktualisierter Gewinn (Kapitalwert) [€]
1	3430	1478	617	60	214,5	-19629	-19629	-19690	-19690
2	3413	1471	614	60	214,5	1811	-17818	1690	-18000
3	3396	1464	611	60	214,5	1800	-16018	1624	-16376
4	3379	1456	608	60	214,5	1790	-14228	1560	-14816
5	3362	1449	605	60	214,5	1780	-12448	1498	-13318
6	3345	1442	602	60	214,5	1769	-10679	1439	-11879
7	3328	1435	599	60	214,5	1759	-8920	1383	-10496
8	3312	1427	596	60	214,5	1749	-7171	1328	-9168
9	3295	1420	593	60	214,5	1739	-5432	1276	-7892
10	3279	1413	590	60	214,5	1729	-3703	1226	-6666
11	3262	1406	587	60	214,5	1719	-1984	1177	-5489
12	3246	1399	584	60	214,5	1709	-275	1131	-4358
13	3230	1392	581	60	214,5	1699	1423	1086	-3272
14	3214	1385	578	60	214,5	1689	3112	1043	-2228
15	3198	1378	576	60	214,5	1679	4792	1002	-1226
16	3182	1371	573	60	214,5	1669	6461	963	-263
17	3166	1364	570	60	214,5	1660	8121	925	661
18	3150	1358	567	60	214,5	1650	9771	888	1550
19	3134	1351	564	60	214,5	1640	11411	853	2403
20	3118	1344	561	60	214,5	1631	13042	820	3223
21	3103	0	559	60	214,5	284	13326	138	3360
22	3087	0	556	60	214,5	281	13607	132	3492
23	3072	0	553	60	214,5	278	13886	126	3619
24	3057	0	550	60	214,5	276	14161	121	3739
25	3041	0	547	60	214,5	273	14434	115	3855

Abbildung 8.1

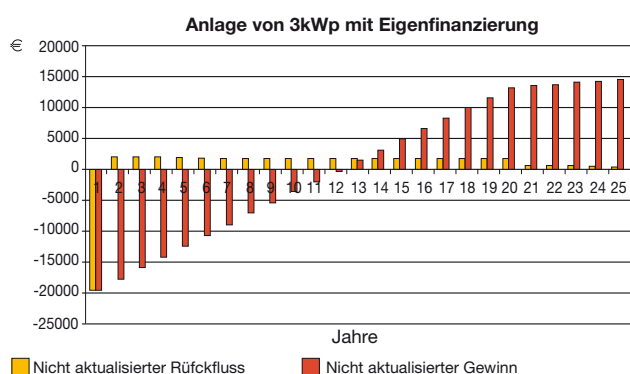
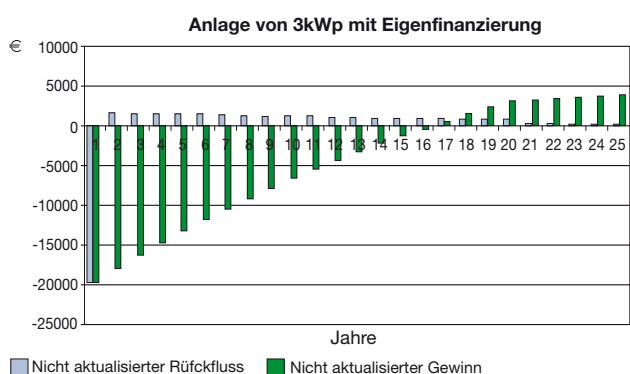


Abbildung 8.2



8.3.2 Photovoltaikanlage von 3kWp mit Fremdfinanzierung

In einer finanzierten PV-Anlage wird die Erstinvestition ganz oder teilweise durch ein Kreditinstitut finanziert, das die Rückkehr der bereitgestellten Finanzierung auf der Basis der Kreditabtretung plant, die sich aus dem Fördersatz auf die erzeugte Energie ergibt. Das Darlehen weist einen festen oder variablen Zinsfuß auf, mit variablen Raten und Perioden, die von der effektiven jährlichen Energieproduktion der PV-Anlage abhängen.

In diesem Fall wird die vorherige Anlage nun zu 75% der Kosten der Erstinvestition (circa 14600€) mit einem festen Zinsfuß von 5% finanziert. Das Eigenkapital der Erstinvestition des Anlagenbetreibers verringert sich

daher auf circa 6800 € einschließlich 10% MwSt. Wie der Abbildung 8.3 zu ersehen ist, beläuft sich die Kapitalrückgewinnungszeit im Bezug zum vorherigen Fall nun auf 15 Jahre, während die Tilgung der Schuld (Abbildung 8.4) am Ende des 14. Jahres erfolgt. Bis zu diesem Jahr kann der Anlagenbetreiber nur den Vorteil nutzen, der sich von der Nichtzahlung der Kosten für die selbst erzeugte und selbst verbrauchte Energie ableitet. Vom 15. bis 20. Jahr nimmt der nicht aktualisierte Gewinn zu (Abbildung 8.3), weil der Anlagenbetreiber auch den staatlichen Fördersatz erhält, der nicht mehr dem Kreditinstitut abzutreten ist. Der Kapitalwert (Abbildung 8.4) ist auf jeden Fall positiv und entspricht circa 2300€, liegt aber unterhalb dem des vorherigen Falls, während der interne Zinsfuß etwas höher ist und bei 5.8% liegt.

Tabelle 8.2

Jahr	Erzeugte Energie [kWh]	Erlös (erzeugte Energie + Selbstverbrauch) [€]	Betriebskosten [€]	Instandhaltungskosten [€]	Nicht aktualisierter Rückfluss [€]	Nicht aktualisierter Gewinn [€]	Aktualisierter Rückfluss [€]	Aktualisierter Gewinn (Kapitalwert) [€]	Restschuld [€]
1	3430	1478	617	60	214,5	-6482	-6482	-6494	13878
2	3413	1471	614	60	214,5	340	-6142	317	13101
3	3396	1464	611	60	214,5	337	-5806	304	12292
4	3379	1456	608	60	214,5	334	-5472	291	11451
5	3362	1449	605	60	214,5	331	-5141	278	10574
6	3345	1442	602	60	214,5	328	-4814	267	9661
7	3328	1435	599	60	214,5	325	-4489	255	8710
8	3312	1427	596	60	214,5	322	-4167	244	7718
9	3295	1420	593	60	214,5	319	-3849	234	6684
10	3279	1413	590	60	214,5	316	-3533	224	5605
11	3262	1406	587	60	214,5	313	-3220	214	4479
12	3246	1399	584	60	214,5	310	-2911	205	3304
13	3230	1392	581	60	214,5	307	-2604	196	2077
14	3214	1385	578	60	214,5	304	-2300	188	3277
15	3198	1378	576	60	214,5	884	-1416	527	-2750
16	3182	1371	573	60	214,5	1669	253	963	-1787
17	3166	1364	570	60	214,5	1660	1913	925	-862
18	3150	1358	567	60	214,5	1650	3563	888	26
19	3134	1351	564	60	214,5	1640	5203	853	880
20	3118	1344	561	60	214,5	1631	6834	820	1699
21	3103	0	559	60	214,5	284	7118	138	1837
22	3087	0	556	60	214,5	281	7399	132	1969
23	3072	0	553	60	214,5	278	7678	126	2095
24	3057	0	550	60	214,5	276	7954	121	2216
25	3041	0	547	60	214,5	273	8227	115	2332

Abbildung 8.3

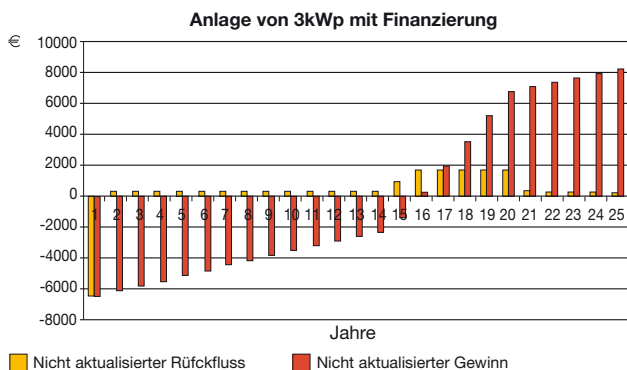
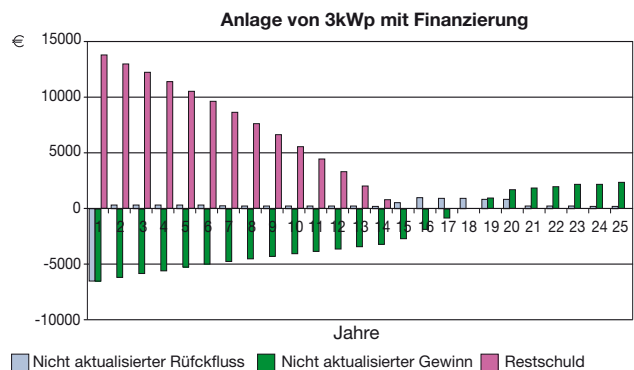


Abbildung 8.4



8.3.3 Photovoltaikanlage von 60kWp mit Eigenfinanzierung

Wir berücksichtigen eine Anlage, welche die Größe hat, die im Anhang C Abschnitt 3 angenommen wird, Anlage für einen Handwerksbetrieb mit den folgenden Eigenschaften:

- Mittlerer jährlicher Energieverbrauch 70 MWh
- Betriebsart Netzstromzählung
- Mittlerer Jahresproduktion, erwartet 67 MWh
- Produktionsabnahme 0.5 %/Jahr
- Einheitskosten der Anlage 6000 €/kWp
- MwSt. 10%
- Gesamtkosten der Anlage 396000 €
- Fördersatz (2009) 0.392 €/kWh
- Einsparung auf Stromrechnung 0.12 €/kWh erzeugt
- Betriebskosten 70 €/Jahr
- Instandhaltungskosten 1% Anlagenkosten/Jahr

- Finanzielle Deckung 100% Eigenkapital
- Nutzungsdauer der Anlage 25 Jahre

Hinsichtlich der Aktualisierung der Rückflüsse im j-ten Jahr nehmen wir folgendes an:

- Zinsfuß i 5%
- Inflationssatz i 2%
- Kapitalkosten C_c 3%

Die Kapitalrückgewinnungszeit beträgt 13 Jahre (Abbildung 8.5) und die Investition wirft Rendite ab, weil der Kapitalwert (Abbildung 8.6) positiv ist und circa 41300 € ausmacht.

Der interne Zinsfuß macht 4% aus, ist also größer als die Kapitalkosten, so dass die Investition wirtschaftlich vorteilhaft ist.

Tabelle 8.3

Jahr	Erzeugte Energie [kWh]	Erlös (erzeugte Energie + Selbstverbrauch) [€]		Betriebskosten [€]	Instandhaltungskosten [€]	Nicht aktualisierter Rückfluss [€]	Nicht aktualisierter Gewinn [€]	Aktualisierter Rückfluss [€]	Aktualisierter Gewinn (Kapitalwert) [€]
1	67000	26264	8040	70	3960	-365726	-365726	-366608	-366608
2	66665	26133	8000	70	3960	30102	-335624	28374	-338233
3	66332	26002	7960	70	3960	29932	-305692	27392	-310841
4	66000	25872	7920	70	3960	29762	-275930	26443	-284398
5	65670	25743	7880	70	3960	29593	-246337	25527	-258871
6	65342	25614	7841	70	3960	29425	-216912	24643	-234228
7	65015	25486	7802	70	3960	29258	-187654	23789	-210439
8	64690	25358	7763	70	3960	29091	-158563	22965	-187474
9	64366	25232	7724	70	3960	28926	-129637	22169	-165305
10	64045	25105	7685	70	3960	28761	-100876	21401	-143904
11	63724	24980	7647	70	3960	28597	-72280	20659	-123245
12	63406	24855	7609	70	3960	28434	-43846	19943	-103302
13	63089	24731	7571	70	3960	28271	-15574	19251	-84051
14	62773	24607	7533	70	3960	28110	12536	18584	-65467
15	62459	24484	7495	70	3960	27949	40485	17940	-47527
16	62147	24362	7458	70	3960	27789	68274	17317	-30210
17	61836	24240	7420	70	3960	27630	95904	16717	-13493
18	61527	24119	7383	70	3960	27472	123376	16137	2644
19	61220	23998	7346	70	3960	27314	150691	15577	18221
20	60913	23878	7310	70	3960	27158	177848	15037	33257
21	60609	0	7273	70	3960	3243	181091	1743	35000
22	60306	0	7237	70	3960	3207	184298	1674	36674
23	60004	0	7201	70	3960	3171	187469	1606	38280
24	59704	0	7165	70	3960	3135	190603	1542	39822
25	59406	0	7129	70	3960	3099	193702	1480	41302

Abbildung 8.5

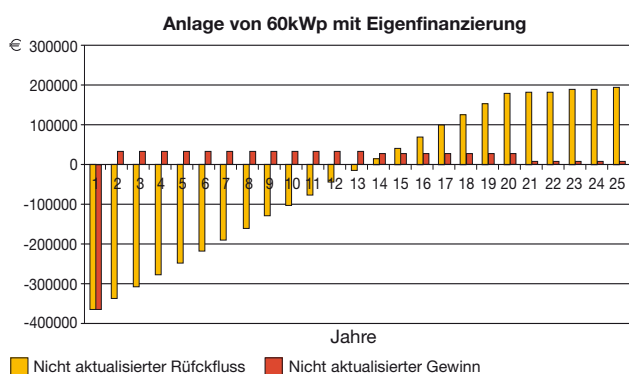
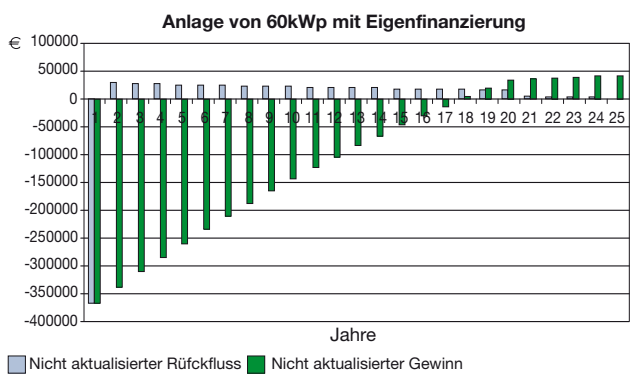


Abbildung 8.6



8.3.4 Photovoltaikanlage von 60kWp mit Finanzierung

In diesem Fall wird die vorherige Anlage nun zu 60% der Kosten der Erstinvestition (216000€) mit einem festen Zinsfuß von 5% finanziert. Das Eigenkapital der Erstinvestition des Anlagenbetreibers verringert sich daher auf circa 180000 € einschließlich 10% MwSt.

Wie der Abbildung 8.7 zu ersehen ist, beläuft sich die Kapitalrückgewinnungszeit im Bezug zum vorherigen Fall nun auf 16 Jahre, während die Tilgung der Schuld (Abbildung 8.8) am Ende des 11. Jahres erfolgt. Der Kapitalwert (Abbildung 8.8) ist positiv und entspricht circa 16600€, liegt aber unterhalb dem des vorherigen Falls, wie auch der interne Zinsfuß, der bei 3,6% liegt.

Tabelle 8.4

Jahr	Erzeugte Energie [kWh]	Erlös (erzeugte Energie + Selbstverbrauch) [€]	Betriebskosten [€]	Instandhaltungskosten [€]	Nicht aktualisierter Rückfluss [€]	Nicht aktualisierter Gewinn [€]	Aktualisierter Rückfluss [€]	Aktualisierter Gewinn (Kapitalwert) [€]	Restschuld [€]	
1	67000	26264	8040	70	3960	-175990	-175990	-176107	-176107	200536
2	66665	26133	8000	70	3960	3970	-172020	3742	-172365	184430
3	66332	26002	7960	70	3960	3930	-168090	3596	-168769	167650
4	66000	25872	7920	70	3960	3890	-164200	3456	-165312	150160
5	65670	25743	7880	70	3960	3850	-160350	3321	-161991	131925
6	65342	25614	7841	70	3960	3811	-156539	3192	-158799	112908
7	65015	25486	7802	70	3960	3772	-152767	3067	-155732	93067
8	64690	25358	7763	70	3960	3733	-149034	2947	-152786	72362
9	64366	25232	7724	70	3960	3694	-145340	2831	-149955	50749
10	64045	25105	7685	70	3960	3655	-141685	2720	-147235	28181
11	63724	24980	7647	70	3960	3617	-138068	2613	-144622	4610
12	63406	24855	7609	70	3960	23710	-114358	16630	-127992	0
13	63089	24731	7571	70	3960	28271	-86086	19251	-108740	0
14	62773	24607	7533	70	3960	28110	-57976	18584	-90156	0
15	62459	24484	7495	70	3960	27949	-30027	17940	-72217	0
16	62147	24362	7458	70	3960	27789	-2238	17317	-54899	0
17	61836	24240	7420	70	3960	27630	25392	16717	-38183	0
18	61527	24119	7383	70	3960	27472	52864	16137	-22046	0
19	61220	23998	7346	70	3960	27314	80179	15577	-6469	0
20	60913	23878	7310	70	3960	27158	107336	15037	8568	0
21	60609	0	7273	70	3960	3243	110580	1743	10311	0
22	60306	0	7237	70	3960	3207	113786	1674	11985	0
23	60004	0	7201	70	3960	3171	116957	1606	13591	0
24	59704	0	7165	70	3960	3135	120091	1542	15133	0
25	59406	0	7129	70	3960	3099	123190	1480	16613	0

Abbildung 8.7

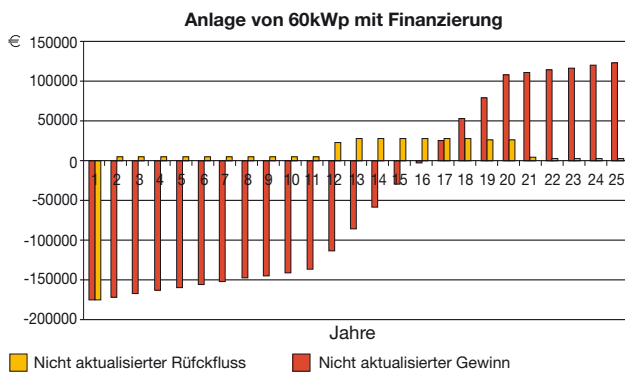
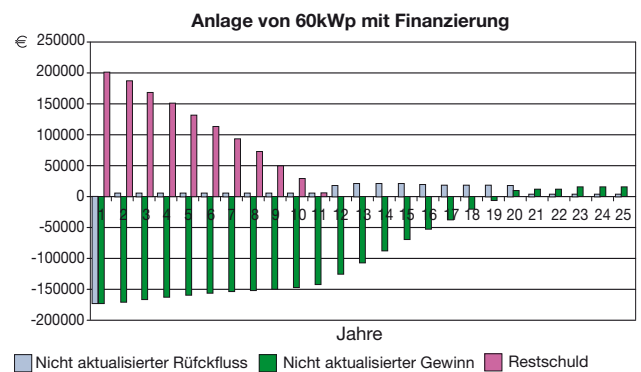


Abbildung 8.8



9 ABB Lösungen für PV-Anwendungen

9.1 Kompakt- und Offener Lasttrennschalter

ABB bietet die folgenden Typologien von Leistungsschaltern und Lasttrennschaltern in kompakter und in Luft-Ausführung für den Schutz gegen Überströme und die Trennung der PV-Anlagen im DC- und AC-Abschnitt an.

9.1.1 Kompakt-Leistungsschalter für Wechselstrom Tmax T

Die Kompakt-Leistungsschalter TmaxT, die der IEC 60947-2 entsprechen, haben einen Anwendungsbereich von 1A bis 1600A, eine Bemessungs-Betriebsspannung von 690V und Ausschaltvermögen von 16kA bis 200kA (bei 380/415V AC).

Für den Schutz des AC-Bereichs der PV-Anlagen stehen zur Verfügung:

- der Leistungsschalter T1B 1p, der mit thermisch-magnetischen Auslösern TMF mit festen thermischen

- und magnetischen Schwellen ($I_3 = 10 \times I_n$) ausgestattet ist,
- die Leistungsschalter T1, T2, T3 und T4 (bis 50A), die mit thermisch-magnetischen Auslösern TMD mit einstellbarer thermischer Schwelle ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) und fester magnetischer Schwelle ($I_3 = 10 \times I_n$) ausgestattet sind,
- die Leistungsschalter T4, T5 und T6, die mit thermisch-magnetischen Auslösern TMA mit einstellbarer thermischer Schwelle ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) und einstellbarer magnetischer Schwelle ($I_3 = 5..10 \times I_n$) ausgestattet sind,
- der Leistungsschalter T2 mit elektronischem Auslöser PR221DS,
- die Leistungsschalter T4, T5 und T6 mit elektronischen Auslösern PR221DS, PR222DS e PR223DS,
- der Leistungsschalter T7, der mit elektronischen Auslösern PR231/P, PR232/P, PR331/P e PR332/P ausgestattet ist, in den beiden Versionen mit manuellem oder motorisiertem Federkraftspeicherantrieb erhältlich.

	T1 1P	T1				T2				T3				T4				T5				T6				T7				
Bemessungs-Dauerstrom I_u [A]	160	160				160				250				250/320				400/630				630/800/1000				800/1000 1250/1600				
Pole [Nr.]	1	3/4				3/4				3/4				3/4				3/4				3/4								
Bemessungs-Betriebsspannung U_e [V] (AC) 50-60 Hz	240	690				690				690				690				690				690								
Bemessungs-Stoßspannungsfestigkeit U_{imp} [kV]	8	8				8				8				8				8				8								
Bemessungs-Isolationsspannung U_i [V]	500	800				800				800				1000				1000				1000								
Prüfspannung bei industrieller Frequenz für 1 Min [V]	3000	3000				3000				3000				3500				3500				3500								
Bemessungs-Grenzkurzschluss-ausschaltvermögen I_{cu}	B	B	C	N	B	C	N	S	H	L	N	S	N	S	H	L	V	N	S	H	L	V	N	S	H	L	S	H	L	V ⁽³⁾
(AC) 220-230V 50-60Hz [kA]	25*	25	40	50	25	40	65	85	100	120	50	85	70	85	100	200	200	70	85	100	200	200	70	85	100	200	85	100	200	200
(AC) 380-400-415V 50-60Hz [kA]	-	16	25	36	16	25	36	50	70	85	36	50	36	50	70	120	200	36	50	70	120	200	36	50	70	100	50	70	120	150
(AC) 440V 50-60Hz [kA]	-	10	15	22	10	15	30	45	55	75	25	40	30	40	65	100	180	30	40	65	100	180	30	45	50	80	50	65	100	130
(AC) 500V 50-60Hz [kA]	-	8	10	15	8	10	25	30	36	50	20	30	25	30	50	85	150	25	30	50	85	150	25	35	50	65	50	50	85	100
(AC) 690V 50-60Hz [kA]	-	3	4	6	3	4	6	7	8	10	5	8	20	25	40	70	80	20	25	40	70	80	20	22	25	30	30	42	50	60
Gebrauchskategorie (IEC 60947-2)	A	A				A				A				A				B (400A) ⁽¹⁾ - A (630A)				B (630A-800A) ⁽²⁾ A (1000A)				B ⁽⁴⁾				
Trenneigenschaften	■	■				■				■				■				■				■								
Auslöser:																														
thermisch-magnetisch	T fest, M fest	TMF	■	-				-				-				-				-				-						
	T einstellbar, M fest	TMD	-	■				■				■ (bis zu 50A)				-				-										
	T einstellbar, M einstellbar (5..10 x I_n)	TMA	-	-				-				■ (bis zu 250A)				■ (bis zu 500A)				■ (bis zu 800A)				-						
rein magnetisch	MA	-	-				■ (MF bis zu 12,5A)				■				■				-				-							
elektronisch																														
PR221DS	-	-				■				-				■				■				■								
PR222DS	-	-				-				-				■				■				■								
PR223DS	-	-				-				-				■				■				-								
PR231/P	-	-				-				-				-				-				■								
PR232/P	-	-				-				-				-				-				■								
PR331/P	-	-				-				-				-				-				■								
PR332/P	-	-				-				-				-				-				■								
Austauschbarkeit	-	-				-				-				■				■				■								
Ausführungen	F	F				F-P				F-P				F-P-W				F-P-W				F-W				F-W				

* Das Ausschaltvermögen für die Eichungen $I_n=16A$ und $I_n=20A$ beträgt 16kA

⁽¹⁾ $I_{cw} = 5kA$

⁽²⁾ $I_{cw} = 7.6kA$ (630A) - 10kA (800A)

⁽³⁾ Nur für T7 800/1000/1250A

⁽⁴⁾ $I_{cw} = 20kA$ (Version S,H,L) - 15kA (Version V)

9.1.2 Neue Reihe von Kompakt-Leistungsschaltern SACE Tmax XT

ABB bietet außerdem die neue Reihe der Kompaktleistungsschalter SACE Tmax XT bis zu 250A an.

Für den Schutz des AC-Bereichs der PV-Anlagen stehen zur Verfügung:

- die Leistungsschalter XT1 160 und XT3 250 mit thermisch-magnetischen Auslösern TMD mit einstellbarer thermischer Schwelle ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$)

- und fester magnetischer Schwelle ($I_3 = 10 \times I_n$),
- die Leistungsschalter XT2 160 und XT4 250 mit thermisch-magnetischen Auslösern TMA (für $I_n \geq 40A$) mit einstellbarer thermischer Schwelle ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) und einstellbarer magnetischer Schwelle I_3 zwischen $8..10 \times I_n$ für 40A, zwischen $6..10 \times I_n$ für 50A und zwischen $5..10 \times I_n$ für $I_n \geq 63A$, oder mit elektronischen Auslösern Ekip auch mit verstärktem Neutralleiter 160%.

		XT1					XT2					XT3		XT4				
Baugröße	[A]	160					160					250		160/250				
Pole	[Nr]	3/4					3/4					3/4		3/4				
Bemessungs-Betriebsspannung U_e	[V] (AC) 50-60 Hz	690					690					690		690				
Bemessungs-Stoßspannungsfestigkeit, U_{imp}	[kV]	8					8					8		8				
Bemessungs-Isolationsspannung U_i	[V]	800					1000					800		1000				
Bemessungs-Grenzkurzschluss-ausschaltvermögen I_{cu}		B	C	N	S	H	N	S	H	L	V	N	S	N	S	H	L	V
(AC) 240V 50-60Hz	[kA]	25	40	65	85	100	65	85	100	150	200	50	85	65	85	100	150	200
(AC) 380V 50-60Hz	[kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	200	36	50	36	50	70	120	150
(AC) 415V 50-60Hz	[kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	150	36	50	36	50	70	120	150
(AC) 440V 50-60Hz	[kA]	15	25	36	50	65	36	50	65	100	150	25	40	36	50	65	100	150
(AC) 500V 50-60Hz	[kA]	8	18	30	36	50	30	36	50	60	70	20	30	30	36	50	60	70
(AC) 525V 50-60Hz	[kA]	6	8	22	35	35	20	25	30	36	50	13	20	20	25	45	50	50
(AC) 690V 50-60Hz	[kA]	3	4	6	8	10	10	12	15	18	20	5	8	10	12	15	20	25 (90) ⁽¹⁾
Gebrauchskategorie (IEC 60947-2)		A					A					A		A				
Trenneigenschaften		■					■					■		■				
Auslöser: thermisch-magnetisch																		
T einstellbar, M fest	TMD	■					■ (bis zu 32A)					■		■ (bis zu 32A)				
T einstellbar, M einstellbar	TMA	-					■					-		■				
rein magnetisch	MF/MA	-					■					■		■				
elektronisch Ekip		-					■					-		■				
Austauschbarkeit		-					■					-		■				
Ausführungen		F-P					F-P-W					F-P		F-P-W				

⁽¹⁾ 90 kA @ 690 V nur für XT4 160A.

Demnächst erhältlich, bitte bei ABB Sace nachfragen.



9.1.3 Kompakt-Leistungsschalter für den Einsatz bis zu 1150 V AC

Zum Panorama der Vorschläge Tmax T gehört auch die Reihe der Leistungsschalter T4, T5 und T6 für Anwendungen mit Wechselstrom bis zu 1150V.

Die Leistungsschalter stehen in drei- und vierpoliger Version mit thermisch-magnetischen Auslösern TMD

oder TMA oder mit elektronischen Auslösern PR221DS, PR222DS und PR223DS zur Verfügung.

Sie sind in fester, steckbarer und ausfahrbarer Ausführung erhältlich (für die der Einsatz der Festteile von 1000V vorgeschrieben ist, die nur von den oberen Anschlüssen gespeist werden können) und sie sind mit allen Zubehöreinrichtungen ausgenommen der FI-Einrichtung kompatibel.

Leistungsschalter T4-T5 für den Einsatz bis zu 1150 V AC und Leistungsschalter T6 für den Einsatz bis zu 1000 V AC

		T4		T5		T6
Bemessungs-Dauerstrom I_u	[A]	250		400/630		630/800
Pole		3/4		3/4		3/4
Bemessungs-Betriebsspannung U_e	[V]	1000	1150	1000	1150	1000
Bemessungs-Stoßspannungsfestigkeit, U_{imp}	[kV]	8		8		8
Bemessungs-Isolationsspannung U_i	[V]	1000	1150	1000	1150	1000
Prüfspannung bei industrieller Frequenz für 1 Min	[V]	3500		3500		3500
Bemessungs-Grenz-Kurzschlussausschaltvermögen I_{cu}		L	V ⁽¹⁾	L	V ⁽¹⁾	L ⁽¹⁾
(AC) 1000V 50-60Hz	[kA]	12	20	12	20	12
(AC) 1150V 50-60Hz	[kA]	-	12	-	12	-
Gebrauchskategorie (IEC 60947-2)		A		B (400A) ⁽²⁾ - A (630A)		B ⁽³⁾
Trenneigenschaften		■		■		■
Auslöser: thermisch-magnetisch						
T einstellbar, M fest	TMD		■			
T einstellbar, M einstellbar b(5..10 x I _n)	TMA		■		■	■
elektronisch						
PR221DS		■	■	■	■	■
PR222DS		■	■	■	■	■
Ausführungen		F-P-W	F	F-P-W ⁽⁴⁾	F	F ⁽⁵⁾

⁽¹⁾ Stromversorgung nur von oben

⁽²⁾ I_{cw} = 5kA

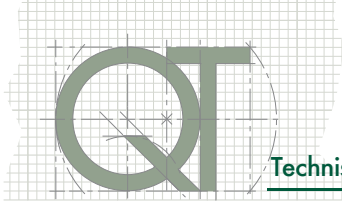
⁽³⁾ I_{cw} = 7.6 kA (630A) - 10kA (800A)

⁽⁴⁾ Tmax T5 630 ist nur in fester Ausführung lieferbar

⁽⁵⁾ Für T6 in ausfahrbarer Ausführung bitte Kontakt mit ABB SACE aufnehmen.

Für die Kompaktleistungsschalter Tmax T mit elektronischen Auslösern lieferbare Bemessungs-Ströme

	I _n [A]	10	25	63	100	160	250	320	400	630	800	1000	1250	1600
PR221DS	T2	■	■	■	■	■								
	T4				■	■	■	■						
	T5							■	■	■				
	T6									■	■	■		
PR222DS/P	T4				■	■	■	■						
PR222DS/PD	T5							■	■	■				
PR223DS	T6									■	■	■		
PR231/P PR232/P PR331/P PR332/P	T7								■	■	■	■	■	■



Für die Kompaktleistungsschalter Tmax T mit thermisch-magnetischen Auslösern lieferbare Bemessungs-Ströme

In [A]	T1 1P 160	T1 160	T2 160			T3 250		T4 250-320			T5 400-630	T6 630-800
	TMF	TMD	TMD	MF	MA	TMD	MA	TMD	TMA	MA	TMA	TMA
1				■								
1,6			■	■								
2			■	■								
2,5			■	■								
3,2			■	■								
4			■	■								
5			■	■								
6,3			■									
6,5				■								
8			■	■								
8,5				■								
10			■							■		
11				■								
12,5			■	■								
16	■	■	■									
20	■	■	■		■			■				
25	■	■	■							■		
32	■	■	■		■			■				
40	■	■	■									
50	■	■	■					■				
52					■					■		
63	■	■	■			■						
80	■	■	■		■	■			■	■		
100	■	■	■		■	■	■		■	■		
125	■	■	■			■	■		■	■		
160	■	■	■			■	■		■	■		
200						■	■		■	■		
250						■			■			
320											■	
400											■	
500											■	
630												■
800												■

MF rein magnetischer Auslöser mit fester Schwelle
 MA rein magnetischer Auslöser mit einstellbarer Schwelle
 TMF thermisch-magnetischer Auslöser mit fester thermischer und magnetischer Schwelle
 TMD thermisch-magnetischer Auslöser mit einstellbarer thermischer und fester magnetischer Schwelle
 TMA thermisch-magnetischer Auslöser mit einstellbarer thermischer und magnetischer Schwelle

Für die Kompaktleistungsschalter SACE Tmax XT mit elektronischen Auslösern Ekip lieferbare Bemessungs-Ströme

Ekip	In [A]	10	25	40	63	100	160	250
	XT2	XT2	■	■		■	■	■
XT4				■	■	■	■	■

Für die Kompaktleistungsschalter SACE Tmax XT mit thermisch-magnetischen Auslösern lieferbare Bemessungs-Ströme

In [A]	XT1 160	XT2 160			XT3 250		XT4 160-250	
	TMD	TMD/TMA	MF	MA	TMD	MA	TMD/TMA	MA
1			■					
1,6		■						
2		■	■					
2,5		■						
3,2		■						
4		■	■					
5		■						
6,3		■						
8		■						
8,5			■					
10		■						■
12,5		■	■					■
16	■	■					■	
20	■	■		■			■	■
25	■	■					■	■
32	■	■		■			■	■
40	■	■					■	
50	■	■					■	
52				■				■
63	■	■			■		■	
80	■	■		■	■		■	■
100	■	■		■	■	■	■	■
125	■	■			■	■	■	■
160	■	■			■	■	■	■
200					■	■	■	■
225								
250					■		■	

MF rein magnetischer Auslöser mit fester Schwelle

MA rein magnetischer Auslöser mit einstellbarer Schwelle

TMF thermisch-magnetischer Auslöser mit fester thermischer und magnetischer Schwelle

TMD thermisch-magnetischer Auslöser mit einstellbarer thermischer und fester magnetischer Schwelle

TMA thermisch-magnetischer Auslöser mit einstellbarer thermischer und magnetischer Schwelle

9.1.4 Kompakt-Lasttrennschalter Tmax T und SACE Tmax XT

Die Lasttrennschalter Tmax T und SACE Tmax XT leiten sich von den entsprechenden Leistungsschaltern ab und unterscheiden sich nur durch das Fehlen der Schutz auslöser.

Die Hauptfunktion dieser Geräte besteht darin, den Stromkreis, in den sie eingefügt sind, zu trennen.

Nach der Ausschaltung befinden sich die Kontakte nämlich in einem solchen Abstand, dass das Zünden einer

Lichtbogens verhindert wird, was die Normenbestimmungen hinsichtlich der Trenneigenschaften erfüllt. Die Position des Schalthebels entspricht mit Gewissheit der Position der Kontakte (zwangsläufige Schaltung). Jeder Lasttrennschalter muss stromauf durch eine koordinierte Einrichtung vervollständigt werden, die ihn gegen Kurzschlüsse schützt. Der Leistungsschalter Tmax T und SACE Tmax XT, der diese Funktion ausüben kann, hat immer die gleiche oder eine kleinere Baugröße als der fragliche Lasttrennschalter.

		T1D	T3D	T4D	T5D	T6D	T7D
Konventioneller thermischer Strom I_{th}	[A]	160	250	250/320	400/630	630/800/1000 ⁽¹⁾	1000/1250/1600
Bemessungs-Betriebsstrom in Kategorie AC22 I_e	[A]	160	250	250/320	400/630	630/800/1000	1000/1250/1600
Bemessungs-Betriebsstrom in Kategorie AC23 I_e	[A]	125	200	250	400	630/800/800	1000/1250/1250
Pole	[Nr.]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
Bemessungs-Betriebsspannung U_e	[V] (AC) 50-60 Hz	690	690	690	690	690	690
Bemessungs-Stoßspannungsfestigkeit, U_{imp}	[kV]	8	8	8	8	8	8
Bemessungs-Isolationsspannung U_i	[V]	800	800	800	800	1000	1000
Prüfspannung bei industrieller Frequenz für 1 Min	[V]	3000	3000	3500	3500	3500	3500
Zulässiger Bemessungs-Kurzzeitstrom für 1s I_{cw}	[kA]	2	3,6	3,6	6	15	20
Bezugsnorm		IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3
Ausführungen		F	F-P	F-P-W	F-P-W	F-W	F-W

⁽¹⁾ Ausfahrbare Version nicht lieferbar für T6 1000A

		XT1D	XT3D	XT4D
Konventioneller thermischer Strom I_{th}	[A]	160	250	250
Bemessungs-Betriebsstrom in Kategorie AC22 I_e	[A]	160	250	250
Bemessungs-Betriebsstrom in Kategorie AC23 I_e	[A]	125	200	200
Pole	[Nr.]	3/4	3/4	3/4
Bemessungs-Betriebsspannung U_e	[V] (AC) 50-60 Hz	690	690	690
Bemessungs-Stoßspannungsfestigkeit, U_{imp}	[kV]	8	8	8
Bemessungs-Isolationsspannung U_i	[V]	800	800	800
Prüfspannung bei industrieller Frequenz für 1 Min	[V]	3000	3000	3000
Zulässiger Bemessungs-Kurzzeitstrom für 1s I_{cw}	[kA]	2	3,6	3,6
Bezugsnorm		IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3
Ausführungen		F-P	F-P	F-P-W



9.1.5 Luft-Leistungsschalter für Wechselstrom

Die Luft-Leistungsschalter der Serie Emax E1..E6, die der Norm IEC 60947-2 entsprechen, haben einen Anwendungsbereich von 400A bis 6300A, Ausschaltvermögen von 42kA bis 150kA bei 400V und sind mit den elektronischen Auslösern PR121/P, PR122/P und PR123/P ausgestattet.

Die Leistungsschalter Emax X1 mit einem Anwendungsbereich von 400A bis 1600A, Ausschaltvermögen von 42KA bis 150kA bei 400V sind mit den elektronischen Auslösern PR331/P, PR332/P und PR333/P ausgestattet.

		E1		E2				E3				E4			E6		X1				
Bemessungs-Betriebsspannung Ue	[V]	690		690				690				690			690		690				
Bemessungs-Stoßspannungsfestigkeit, Uimp	[kV]	12		12				12				12			12		12				
Bemessungs-Isolationsspannung Ui	[V]	1000		1000				1000				1000			1000		1000				
Pole	[Nr.]	3/4		3/4				3/4				3/4			3/4		3/4				
Bemessungs-Dauerstrom Iu		B	N	B	N	S	L	N	S	H	V	L	S	H	V	H	V	B	N	L	
	[A]	800	800	1600	1000	800	1250	2500	1000	800	800	2000	4000	3200	3200	4000	3200	630	630	630	
	[A]	1000	1000	2000	1250	1000	1600	3200	1250	1000	1250	2500		4000	4000	5000	4000	800	800	800	
	[A]	1250	1250		1600	1250			1600	1250	1600						6300	5000	1000	1000	1000
	[A]	1600	1600		2000	1600			2000	1600	2000							6300	1250	1250	1250
	[A]					2000			2500	2000	2500								1600	1600	
	[A]								3200	2500	3200										
[A]									3200												
Bemessungs-Grenz-Kurzschlussausschaltvermögen Icu																					
220-230-380-400-415V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	65	85	130	65	75	100	130	130	75	100	150	100	150	42	65	150	
440V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	65	85	110	65	75	100	130	110	75	100	150	100	150	42	65	130	
500V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	55	65	85	65	75	100	100	85	75	100	130	100	130	42	55	100	
690V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	55	65	85	65	75	85(*)	100	85	75	85(*)	100	100	100	42	55	60	
Zulässiger Bemessungs-Kurzzeitstrom (1s) Icw	[kA]	42	50	42	55	65	10	65	75	75	85	15	75	100	100	100	100	42	42	15	
Gebrauchskategorie (IEC 60947-2)		B	B	B	B	B	A	B	B	B	B	A	B	B	B	B	B	B	B	A	
Trenneigenschaften		■		■				■					■			■		■		■	
Ausführungen		F-W		F-W				F-W					F-W			F-W		F-W		F-W	

(*) Der Schutz bei 600V beträgt 100kA.

9.1.6 Luft-Leistungsschalter für den Einsatz bis zu 1150 V AC

Die Leistungsschalter Emax können in Sonderausführung für Betriebsspannungen bis zu 1150V bei Wechselstrom geliefert werden.

Die Leistungsschalter in dieser Ausführung werden durch die Kurzbezeichnung der Standardreihe gekennzeichnet,

der die Endung "/E" hinzugefügt wird, und sie leiten sich von den entsprechenden Leistungsschaltern Emax der Standardausführung ab, von denen sie die Ausführungen und die Zubehöreinrichtungen beibehalten. Sie stehen in fester und ausfahrbarer Ausführung und in der dreipoligen und der vierpoligen Version zur Verfügung.

		E2B/E	E2N/E	E3H/E	E4H/E	E6H/E	X1B/E	
Bemessungs-Betriebsspannung U_e	[V]	1150	1150	1150	1150	1150	1000	
Bemessungs-Stoßspannungsfestigkeit, U_{imp}	[kV]	12	12	12	12	12	12	
Bemessungs-Isolationsspannung U_i	[V]	1250	1250	1250	1250	1250	1000	
Pole	[Nr.]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	
Bemessungs-Dauerstrom I_u	[A]	1600	1250	1250	3200	4000	630	
	[A]	2000	1600	1600	4000	5000	800	
	[A]		2000	2000		6300	1000	
	[A]			2500			1250	
	[A]			3200			1600	
Bemessungs-Grenz-Kurzschlussausschaltvermögen I_{cu}								
	1000V 50-60Hz	[kA]	20	30	50	65	65	20
	1150V 50-60Hz	[kA]	20	30	30	65	65	-
Zulässiger Bemessungs-Kurzzeitstrom (1s) I_{cw}	[kA]	20	30	50(*)	65	65	20	

* 30 kA @ 1150 V

Für die Luft-Leistungsschalter Emax und Emax X1 mit elektronischen Auslösern lieferbare Bemessungs-Ströme

	In [A]	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6300
PR121/P PR122/P PR123/P	E1	■	■	■	■	■	■						
	E2	■	■	■	■	■	■	■					
	E3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
	E4			■	■	■	■	■	■	■	■		
	E6			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PR331/P PR332/P PR333/P	X1	■	■	■	■	■	■						
		■	■	■	■	■	■						
		■	■	■	■	■	■						

9.1.7 Luft-Lasttrennschalter

Die Lasttrennschalter leiten sich von den entsprechenden Leistungsschaltern ab, von denen sie die Abmessungen und die Möglichkeiten zur Montage der Zubehöreinrichtungen unverändert beibehalten.

Sie unterscheiden sich von den Leistungsschaltern nur durch das Fehlen der elektronischer Überstrom-Auslöser.

Sie sind sowohl in der festen als auch der ausfahrbaren Ausführung, in dreipoliger und vierpoliger Version erhältlich. Sie kennzeichnen sich durch die Kurzbezeichnung "/MS" und sind in der Kategorie AC-23A (Schalten von Motoren oder anderen hoch induktiven Lasten) nach der Norm IEC 60947-3 verwendbar.

		E1B/MS	E1N/MS	E2B/MS	E2N/MS	E2S/MS	E3N/MS	E3S/MS	E3V/MS	E4S/MS	E4H/MS	E6H/MS	X1B/MS
Bemessungs-Betriebsspannung U_e	[V ~]	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
	[V -]	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Bemessungs-Stoßspannungsfestigkeit, U_{imp}	[kV]	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Bemessungs-Isolationsspannung U_i	[V ~]	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Poli	[Nr.]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
Bemessungs-Dauerstrom I_u	[A]	800	800	1600	1000	1000	2500	1000	800	4000	3200	4000	1000
	[A]	1000	1000	2000	1250	1250	3200	1250	1250		4000	5000	1250
	[A]	1250	1250		1600	1600		1600	1600			6300	1600
	[A]	1600	1600		2000	2000		2000	2000				
	[A]							2500	2500				
	[A]							3200	3200				
	[A]												
Zulässiger Bemessungs-Kurzzeitstrom (1s) I_{cw}	[kA]	42	50	42	55	65	65	75	85	75	100 ⁽¹⁾	100	42

Hinweis: Das Ausschaltvermögen I_{cu} bei der Bemessungs-Höchstbetriebsspannung entspricht bei Verwendung des externen Schutzrelais mit maximaler Zeitschaltung von 500 ms dem Wert von I_{cw} (1s), mit Ausnahme von:

⁽¹⁾ I_{cu} = 85 kA @ 690 V

9.1.8 Luft-Lasttrennschalter für den Einsatz bis zu 1150 V AC

Die Lasttrennschalter Emax können in Sonderausführung für Betriebsspannungen bis zu 1150V bei Wechselstrom geliefert werden.

Die Leistungsschalter in dieser Ausführung werden durch die Kurzbezeichnung der Standardreihe gekennzeichnet, der die Endung "/E" hinzugefügt wird, und sie leiten

sich von den entsprechenden Lasttrennschaltern in der Standardausführung ab.

Sie sind in dreipoliger und vierpoliger Version, in fester und ausfahrbarer Ausführung, mit den gleichen Abmessungen, Ausstattungs- und Installationseigenschaften der analogen Standard-Leistungsschalter erhältlich.

		E2B/E MS	E2N/E MS	E3H/E MS	E4H/E MS	E6H/E MS	X1B/E MS
Bemessungs-Betriebsspannung Ue	[V]	1150	1150	1150	1150	1150	1000
Bemessungs-Stoßspannungsfestigkeit, Uimp	[kV]	12	12	12	12	12	12
Bemessungs-Isolationsspannung Ui	[V]	1250	1250	1250	1250	1250	1000
Pole	[Nr.]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
Bemessungs-Dauerstrom Iu	[A]	1600	1250	1250	3200	4000	1000
	[A]	2000	1600	1600	4000	5000	1250
	[A]		2000	2000		6300	1600
	[A]			2500			
	[A]			3200			
Zulässiger Bemessungs-Kurzzeitstrom (1s) Icw	[kA]	20	30	30(*)	65	65	20

Hinweis: Das Ausschaltvermögen Icu bei entspricht bei Verwendung des externen Schutzrelais mit maximaler Zeitschaltung von 500 ms dem Wert von Icw (1s).

*) 50 kA @ 1000 V

9.1.9 Kompakt-Leistungsschalter für Gleichstrom Tmax T

Die Kompakt-Leistungsschalter der Serie Tmax T, die der IEC 60947-2 entsprechen, sind mit thermisch-magnetischem Auslöser ausgestattet, haben einen Anwendungsbereich von 1.6A bis 800A und Ausschaltvermögen von 16kA bis 150 kA (bei 250V DC mit zwei Polen in Serienschaltung).

Die kleinste Betriebsspannung beträgt 24 V DC.

Die zur Verfügung stehenden Kompakt-Leistungsschalter sind¹:

- Leistungsschalter Tmax T1 1P, der mit thermisch-magnetischem Auslöser TMF mit fester thermischer und magnetischer Schwelle ausgestattet ist²,
- Leistungsschalter Tmax T1, T2, T3 und T4 (bis 50A), die mit thermisch-magnetischen Auslösern TMD mit einstellbarer thermischer Schwelle ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) und fester magnetischer Schwelle ($I_3 = 10 \times I_n$) ausgestattet sind,
- Leistungsschalter Tmax T4, T5 und T6 mit thermisch-magnetischen Auslösern TMA mit einstellbarer thermischer Schwelle ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) und fester magnetischer Schwelle ($I_3 = 5..10 \times I_n$)²,

Die dreipoligen Leistungsschalter T2, T3 und T4 können auch mit rein magnetischen Auslösern MF und MA ausgestattet sein.



¹ Für die Anschlussmodalität der Pole hinsichtlich der Typologie von Netz und Betriebsspannung sind die Tabellen heranzuziehen, die sich im Heft QT5 "ABB-Leistungsschalter für Gleichstrom-Anwendungen" befinden.

² Der Wert der Auslöseschwelle erleidet eine Variation, die von der Anschlussmodalität der Pole abhängt. Für nähere Angaben wird auf den technischen Katalog des Produkts verwiesen.

		T1 1P				T1				T2					T3		T4					T5					T6							
Bemessungs-Dauerstrom I _n	[A]	160				160				160					250		250/320					400/630					630/800/1000							
Pole	[Nr.]	1				3/4				3/4					3/4		3/4					3/4					3/4							
Bemessungs-Betriebsspannung U _e	[V] (DC)	125				500				500					500		750					750					750							
Bemessungs-Stoßspannungsfestigkeit, U _{imp}	[kV]	8				8				8					8		8					8					8							
Bemessungs-Isolationsspannung U _i	[V]	500				800				800					800		1000					1000					1000							
Prüfspannung bei industrieller Frequenz für 1 Min	[V]	3000				3000				3000					3000		3500					3500					3500							
Bemessungs-Grenzkurzschluss-ausschaltvermögen I _{cu}		B				B	C	N	B	C	N	S	H	L	N	S	N	S	H	L	V	N	S	H	L	V	N	S	H	L	N	S	H	L
(DC) 250V - 2 Pole in Reihenschaltung	[kA]	25 (a 125V)				16	25	36	16	25	36	50	70	85	36	50	36	50	70	100	150	36	50	70	100	150	36	50	70	100	36	50	70	100
(DC) 250V - 3 Pole in Reihenschaltung	[kA]					20	30	40	20	30	40	55	85	100	40	55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(DC) 500V - 2 Pole in Reihenschaltung	[kA]					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25	36	50	70	100	25	36	50	70	100	20	35	50	65	-	-	-	-
(DC) 500V - 3 Pole in Reihenschaltung	[kA]					16	25	36	16	25	36	50	70	85	36	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(DC) 750V - 3 Pole in Reihenschaltung	[kA]					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	25	36	50	70	16	25	36	50	70	16	20	36	50	-	-	-	-
Gebrauchskategorie (IEC 60947-2)		A				A				A					A		A					B (400A) ⁽¹⁾ A (630A)					B (630A-800A) ⁽²⁾ A (1000A)							
Trenneigenschaften		■				■				■					■		■					■					■							
Auslöser: thermisch-magnetisch																																		
T fest, M fest	TMF	■				-				-					-		-					-					-							
T einstellbar, M fest	TMD	-				■				■					■		■ (bis zu 50A)					-					-							
T einstellbar, M einstellbar b(5..10 x I _n)	TMA	-				-				-					-		■ (bis zu 250A)					■ (bis zu 500A)					■ (bis zu 800A)							
rein magnetisch	MA	-				-				■ (MF bis zu 12.5A)					■		■					-					-							
Austauschbarkeit		-				-				-					-		■					■					■							
Ausführungen		F				F				F-P					F-P		F-P-W					F-P-W					F-W							

* Das Ausschaltvermögen für die Eichungen I_n=16A und I_n=20A beträgt 16kA

⁽¹⁾ I_{cw} = 5kA

⁽²⁾ I_{cw} = 7,6kA (630A) - 10kA (800A)

9.1.10 Kompakt-Leistungsschalter für Gleichstrom SACE Tmax XT

ABB bietet außerdem die neue Reihe der Kompaktleistungsschalter SACE Tmax XT bis zu 250A an. Für den Schutz des DC-Bereichs der PV-Anlagen stehen zur Verfügung:

- die Leistungsschalter XT1 160 und XT3 250 mit thermisch-magnetischen Auslösern TMD mit einstellbarer thermischer Schwelle ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) und fester magnetischer Schwelle ($I_3 = 10 \times I_n$),
- die Leistungsschalter XT2 160 und XT4 250 mit thermisch-magnetischen Auslösern TMA (für $I_n \geq 40A$) mit einstellbarer thermischer Schwelle ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) und einstellbarer magnetischer Schwelle I_3 zwischen $8..10 \times I_n$ für 40A, zwischen $6..10 \times I_n$ für 50A und zwischen $5..10 \times I_n$ für $I_n \geq 63A$.

	XT1	XT2	XT3	XT4
Baugröße [A]	160	160	250	160/250
Pole [Nr.]	3/4	3/4	3/4	3/4
Bemessungs-Betriebsspannung U_e [V] (DC)	500	500	500	500
Bemessungs-Stoßspannungsfestigkeit, U_{imp} [kV]	8	8	8	8
Bemessungs-Isolationsspannung U_i [V]	800	1000	800	1000
Bemessungs-Grenzkurzschlussausschaltvermögen I_{cu}	B C N S H	N S H L V	N S N S H L V	N S H L V
(DC) 250V - 2 Pole in Reihenschaltung [kA]	18 25 36 50 70	36 50 70 120 150	36 50 36 50 70 120	-
(DC) 500V - 3 Pole in Reihenschaltung [kA]	18 25 36 50 70	36 50 70 120 150	36 50 36 50 70 120	-
Gebrauchskategorie (IEC 60947-2)	A	A	A	A
Trenneigenschaften	■	■	■	■
Auslöser: thermisch-magnetisch				
T einstellbar, M fest TMD	■	■ (bis zu 32A)	■	■ (bis zu 32A)
T einstellbar, M einstellbar TMA	-	■	-	■
rein magnetisch MF/MA		■	■	■
Austauschbarkeit	-	■	-	■
Ausführungen	F-P	F-P-W	F-P	F-P-W

⁽¹⁾ Für XT4 160A

⁽²⁾ Für XT4 250A

9.1.11 Kompakt-Leistungsschalter für den Einsatz bis zu 1000V DC

Zum Panorama der Vorschläge Tmax T gehört auch die Reihe der Leistungsschalter T4, T5 und T6 für Anwendungen mit Gleichstrom bis zu 1000V.

Die Leistungsschalter stehen in der vierpoligen Version mit den thermisch-magnetischen Auslösern TMD oder TMA zur Verfügung.

Sie sind in fester, steckbarer und ausfahrbarer Ausführung erhältlich (für die der Einsatz der Festteile von 1000V vorgeschrieben ist, die nur von den oberen Anschlüssen gespeist werden können) und sie sind mit allen Zubehöreinrichtungen ausgenommen der FI-Einrichtung kompatibel.

	T4	T5	T6
Bemessungs-Dauerstrom I_u [A]	250	400/630	630/800
Pole	4	4	4
Bemessungs-Betriebsspannung U_e [V]	1000	1000	1000
Bemessungs-Stoßspannungsfestigkeit U_{imp} [kV]	8	8	8
Bemessungs-Isolationsspannung U_i [V]	1150	1150	1000
Prüfspannung bei industrieller Frequenz für 1 Min [V]	3500	3500	3500
Bemessungs-Grenzkurzschlussausschaltvermögen I_{cu} (DC) 4 Pole in Reihenschaltung [kA]	V ⁽¹⁾	V ⁽¹⁾	L ⁽¹⁾
Gebrauchskategorie (IEC 60947-2)	A	B (400A) ⁽²⁾ - A (630A)	B ⁽³⁾
Trenneigenschaften	■	■	■
Auslöser: thermisch-magnetisch			
T einstellbar, M fest TMD	■	-	-
T einstellbar, M einstellbar TMA	■	■	■
Ausführungen	F	F	F ⁽⁴⁾

⁽¹⁾ Stromversorgung nur von oben

⁽²⁾ $I_{cw} = 5kA$

⁽³⁾ $I_{cw} = 7.6 kA$ (630A) - 10kA (800A)

⁽⁴⁾ Für T6 in ausfahrbarer Ausführung bitte Kontakt mit ABB SACE aufnehmen.

Thermisch-magnetische Auslöser für den Einsatz bis zu 1000V DC - TMD und TMA

I_n [A]	T4 250	T5 400-630	T6 630-800
	TMD/TMA	TMA	TMA
32	■		
50	■		
80	■		
100	■		
125	■		
160	■		
200	■		
250	■		
320		■	
400		■	
500		■	
630			■
800			■

9.1.12 Kompakt-Lasttrennschalter für Gleichstrom Tmax PV

Tmax PV ist eine kürzlich entstandene Reihe der Generation T. Es handelt sich um vierpolige Lasttrennschalter in fester Ausführung für die Anwendung bei Gleichstrom mit hohen Werten, die sich für die Installation in PV-Anlagen eignen.

Sie entsprechen der Norm IEC 60947-3, haben eine Isolationsspannung bis zu 1150V DC, Betriebsströme bis zu

1600A und einen zulässigen Bemessungs-Kurzzeitstrom für 1s I_{cw} bis zu 19,2 kA.

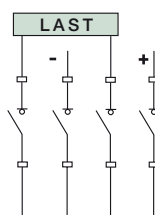
Die Reihe Tmax PV gliedert sich in 6 verschiedene Baugrößen: vom kompakten T1D PV (der auf DIN Schiene montiert werden kann) bis zum T7S PV, in in zwei Versionen erhältlich ist: mit Schalthebel und mit Motorantrieb. Die Zubehöreinrichtungen sind die gleichen der Standardserie.

Die ganze Baureihe ist fernschaltbar, wenn die Motorantriebe gewählt werden.

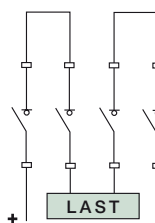
Lieferbare Baugrößen und Haupteigenschaften der Tmax PV

	T1D PV	T3D PV	T4D PV	T5D PV	T6D PV	T7D PV
Konventioneller thermischer Strom, I _{th} [A]	160	250	250	630	800	1600
Bemessungs-Betriebsstrom in Kategorie DC22 B, I _e [A]	160	200	250	500	800	1600
Bemessungs-Betriebsspannung, U _e [V]	1100 V DC	1100 V DC	1100 V DC	1100 V DC	1100 V DC	1100 V DC
Bemessungs-Stoßspannungsfestigkeit, U _{imp} [kV]	8	8	8	8	8	8
Bemessungs-Isolationsspannung, U _i [V]	1150 V DC	1150 V DC	1150 V DC	1150 V DC	1150 V DC	1150 V DC
Prüfspannung bei industrieller Frequenz für 1 Min [V]	3500	3500	3500	3500	3500	3500
Zulässiger Bemessungs-Kurzzeitstrom für 1s, I _{cw} [kA]	1,5	2,4	3	6	9,6	19,2
Ausführung	F	F	F	F	F	F
Anschlüsse	FC Cu	FC Cu	FC Cu	FC Cu	FC CuAl	FC CuAl
Mechanische Lebensdauer [Anz. Schaltungen]	25000	25000	20000	20000	20000	10000

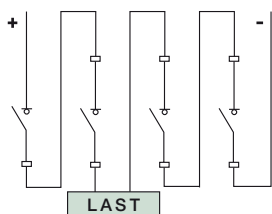
Die Anschlusspläne, die für das isolierte Netz gelten, werden hier abgebildet:



Gilt für T1D PV, T3D PV, T6D PV und T7D PV



Gilt für T4D PV und T5D PV



Gilt für alle Tmax PV



9.1.13 Luft-Leistungsschalter für Gleichstrom

Die Luft-Leistungsschalter der Serie Emax entsprechen der Norm IEC 60947-2 und sind mit den elektronischen Auslösern für Gleichstrom PR122/DC und PR123/DC ausgestattet.

Sie haben einen Anwendungsbereich von 800A (mit E2) bei 5000A (mit E6) und Ausschaltvermögen von 35kA bis 100kA (bei a 500V DC).

Für den Anschluss von drei Polen in Reihenschaltung beträgt die Bemessungs-Spannung, die man erreichen kann, 750 V DC, während sie für vier Pole mit Reihenschaltung auf 1000 V DC ansteigt³.

Die kleinste Betriebsspannung (mittels des dedizierten Spannungsmoduls PR120/LV) beträgt 24 V DC. Dank der exklusiven Technologie gestatten es die Auslöser PR122/DC-PR123/DC, die Schutzfunktionen zu bieten, die schon für den Wechselstrom zur Verfügung stehen.

Die Baureihe Emax DC behält die elektrischen und mechanischen Zubehöreinrichtungen unverändert bei, die

sie mit der Baureihe Emax für Anwendungen bei Wechselstrom gemeinsam hat.



³ Für die verbindliche Anschlussmodalität der Pole hinsichtlich der Typologie von Netz und Betriebsspannung sind die Tabellen heranzuziehen, die sich im Heft QT5 "ABB-Leistungsschalter für Gleichstrom-Anwendungen" befinden.

		E2		E3		E4		E6	
Bemessungs-Betriebsspannung U _e	[V]	1000		1000		1000		1000	
Bemessungs-Stoßspannungsfestigkeit, U _{imp}	[kV]	12		12		12		12	
Bemessungs-Isolationsspannung (U _i)	[V]	1000		1000		1000		1000	
Pole	[Nr.]	3/4		3/4		3/4		3/4	
Bemessungs-Dauerstrom I _u		B	N	N	H	S	H	H	
	[A]	800		800					
	[A]	1000		1000					
	[A]	1250		1250					
	[A]	1600	1600	1600	1600	1600			
	[A]			2000	2000	2000			
	[A]			2500	2500	2500			
	[A]					3200	3200		3200
[A]								4000	
[A]								5000	
Zulässiger Bemessungs-Kurzzeitstrom (0,5 s) (I _{cw})	[kA]								
500V DC (III)		35	50	60	65	75	100	100	
750V DC (III)		25	25	40	40	65	65	65	
750V DC (III)		25	40	50	50	65	65	65	
1000V DC (IV)		25	25	35	40	50	65	65	
Gebrauchskategorie (IEC 60947-2)		B	B	B	B	B	B	B	
Trenneigenschaften		■		■		■		■	
Ausführungen		F-W		F-W		F-W		F-W	

Isoliertes Netz ⁽¹⁾

Bemessungs-Spannung (Ue)			≤ 500	≤ 750	≤ 1000	
Trennung			■	■	■	
Schutz			■	■	■	
PR122/DC			■	■	■	
PR123/DC			■	■	■	
Icu ⁽²⁾			[kA]	[kA]	[kA]	
E2	B	800	35	25	25	
		1000				
		1250				
		1600				
	N	1600	50	25	40	25
E3	N	800	60	40	50	35
		1000				
		1250				
		1600				
		2000				
	2500					
	H	1600	65 ⁽³⁾	40	50	40
2000						
2500						
E4	S	1600	75	65	65	50
		2000				
		2500				
		3200				
	H	3200	100	65	65	65
E6	H	3200	100	65	65	65
		4000				
		5000				

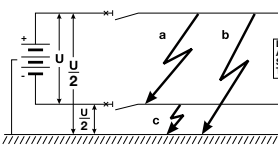
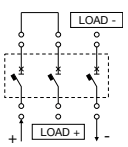
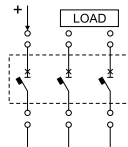
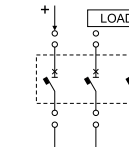
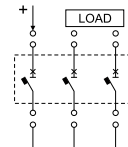
⁽¹⁾ Bei dieser Typologie von Polanschlüssen kann die Möglichkeit eines doppelten Erdfehlers vernachlässigt werden.

Für nähere Angaben siehe QT5: "ABB Leistungsschalter für Gleichstromanwendungen".

⁽²⁾ Icu mit L/R = 15ms nach der Norm IEC 60946-2. Für Icu mit L/R = 5ms und L/R = 30ms bitte bei ABB nachfragen.

⁽³⁾ 85kA nur bei Einspeisung von unten und bei Angabe des folgenden Sondercodes bei der Bestellung: 1SDA067148R1. Ics=65kA.

Netz mit geerdetem Mittelpunkt

Bemessungs-Spannung (Ue)			≤ 500			≤ 500			≤ 750			≤ 1000		
														
PR122/DC			-			-			-			-		
PR123/DC			■			■			■			■		
Fehlertypologie			a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c
Vom Fehler betroffene Pole in Reihenschaltung			3	2 (U/2)	1 (U/2)	3	2 (U/2)	2 (U/2)	3	2 (U/2)	2 (U/2)	3	2 (U/2)	2 (U/2)
Icu ⁽¹⁾			[kA]			[kA]			[kA]			[kA]		
E2	B	800	35	35	18	35	35	35	25	25	25	25	25	25
		1000												
		1250												
		1600												
N	1600	50	50	25	50	50	50	40	40	40	25	25	25	
	2500	60	60	30	60	60	60	50	50	50	35	35	35	
H	1600	65 ⁽²⁾	65	40	65 ⁽²⁾	65 ⁽²⁾	65 ⁽²⁾	50	50	50	40	40	40	
	2000													
	2500													
E4	S	1600	75	75	35	75	75	75	65	65	65	50	50	50
		2000												
		2500												
		3200												
H	3200	100	100	50	100	100	100	65	65	65	65	65	65	
E6	H	3200	100	100	65	100	100	100	65	65	65	65	65	65
		4000												
		5000												

⁽¹⁾ Icu mit L/R = 15ms nach der Norm IEC 60946-2. Für Icu mit L/R = 5ms und L/R = 30ms bitte bei ABB nachfragen.

⁽²⁾ 85kA nur bei Einspeisung von unten und bei Angabe des folgenden Sondercodes bei der Bestellung: 1SDA067148R1. Ics=65kA.

Netz mit an Erde angeschlossener negativer Polarität⁽¹⁾

Bemessungs-Spannung (Ue)			≤ 500 ⁽²⁾			
Trennung			■		■	
Schutz			■		■	
PR122/DC			■		■	
PR123/DC			■		■	
Fehlertypologie ⁽³⁾			a		b	
Vom Fehler betroffene Pole in Reihenschaltung			3		3	
Icu ⁽⁴⁾			[kA]		[kA]	
E2	B	800	35	20	25	25
		1000				
		1250				
		1600				
	N	1600	50	25	40	25
E3	N	800	60	30	50	35
		1000				
		1250				
		1600				
		2000				
	2500					
H	1600	65 ⁽⁵⁾	40	65 ⁽⁵⁾	65 ⁽⁵⁾	
E4	S	1600	100	50	100	100
		2000				
		2500				
		3200				
	H	3200	100	65	100	100
E6	H	3200	100	65	100	100
		4000				
		5000				

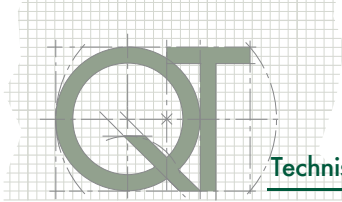
⁽¹⁾ Für Netze mit an Erde angeschlossener positiver Polarität bitte bei ABB nachfragen.

⁽²⁾ Für höhere Spannungen bitte bei ABB nachfragen.

⁽³⁾ Für nähere Angaben siehe QT5: "ABB Leistungsschalter für Gleichstromanwendungen".

⁽⁴⁾ Icu mit L/R = 15ms nach der Norm IEC 60946-2. Für Icu mit L/R = 5ms und L/R = 30ms bitte bei ABB nachfragen.

⁽⁵⁾ 85kA nur bei Einspeisung von unten und bei Angabe des folgenden Sondercodes bei der Bestellung: 1SDA067148R1. Ics=65kA.



9.1.14 Luft-Lasttrennschalter für den Einsatz bis zu 1000 V DC

Emax /E MS sind Lasttrennschalter für Anwendungen bis zu 1000V DC und 6300A. Sie stehen in fester und ausfahrbarer Ausführung und in der dreipoligen und der vierpoligen Version zur Verfügung.

Für den Anschluss von drei trennenden Polen in Reihenschaltung beträgt die Bemessungs-Spannung, die man erreichen kann, 750 V DC, während sie für vier Pole mit Reihenschaltung auf 1000 V DC ansteigt.

		E1B/E MS		E2N/E MS		E3H/E MS		E4H/E MS		E6H/E MS	
Bemessungs-Betriebsspannung Ue	[V]	750	1000	750	1000	750	1000	750	1000	750	1000
Bemessungs-Stoßspannungsfestigkeit, Uimp	[kV]	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Bemessungs-Isolationsspannung (Ui)	[V]	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Poli	[Nr.]	3	4	3	4	3	4	3	4	3	4
Bemessungs-Dauerstrom Iu	[A]	800		1250		1250		3200		4000	
	[A]	1250		1600		1600		4000		5000	
	[A]			2000		2000				6300	
	[A]					2500					
	[A]					3200					
Zulässiger Bemessungs-Kurzzeitstrom (1s) Icw	[kA]	20	20*	25	25*	40	40*	65	65	65	65

Hinweis: Das Ausschaltvermögen Icu bei entspricht bei Verwendung des externen Schutzrelais mit maximaler Zeitschaltung von 500 ms dem Wert von Icw (1s).

*Die Leistungen bei 750V sind:

für E1B/E MS Icw = 25 kA

für E2N/E MS Icw = 40 kA

für E3H/E MS Icw = 50 kA

9.2 FI-Auslöser Typ B

9.2.1 FI-Auslöser RC223 und RC B Type

Der FI-Auslöser RC223, der mit den vierpoligen Leistungsschaltern Tmax T3 und T4 in fester, streckbarer und ausfahrbarer Version (steckbar und ausfahrbar nur für T4) kombiniert werden kann, und der FI-Auslöser RC B Type, der mit dem vierpoligen Leistungsschalter SACE Tmax XT3 in fester Version kombiniert werden kann, stellen die wegweisendste Lösung in der Familie der FI-Auslöser der Baureihe Tmax T bzw. SACE Tmax XT dar.

Sie entsprechen der Betriebstyp B und funktionieren daher bei Differentialfehlerströmen mit Wechselstromanteilen, pulsierenden Wechsel-Fehlerströmen und bei Gleich-Fehlerströmen.

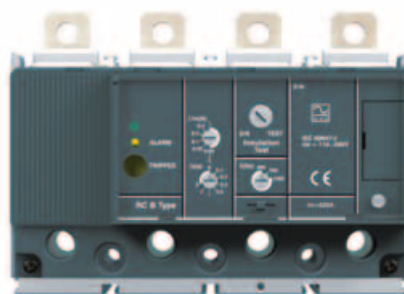
Neben den typischen Meldungen und Einstellungen des FI-Auslösers in der Standardversion, gestatten der RC223 und RC B Type auch die Wahl der oberen Empfindlichkeitsschwelle bei der FI-Fehlerfrequenz (3 Stufen: 400 – 700 – 1000 Hz).

Daher kann die Fehlerstrom-Schutzeinrichtung in Abhängigkeit von den voraussichtlichen Frequenzen der Fehlerströme durch den Auslöser an die verschiedenen Erfordernisse der zu schützenden Anlage angepasst werden.

Die Bemessungs-Speisefrequenz ist immer 50-60 Hz. Wählt man 400-700-1000 Hz, wird die Einrichtung empfindlich für die Erfassung der Fehlerströme bis zu diesen Frequenzen.



RC223



RC B Type

Elektrische Eigenschaften		RC223	RC B Type
Primär-Betriebsspannung	[V]	110...500	110...500
Betriebsfrequenz	[Hz]	45...66	45...66
Fehlerstrom-Frequenz	[Hz]	0-400-700-1000	0-400-700-1000
Bemessungs-Betriebsstrom	[A]	bis zu 250A (225 für T3)	bis zu 225A
Einstellbare Auslösegrenzwerte	[A]	0.03-0.05-0.1-0.3-0.5-1	0.03-0.05-0.1-0.3-0.5-1
Einstellbare Zeiten der Nichtauslösung bei 2Idn	[s]	ist-0.1-0.2-0.3-0.5-1-2-3	ist-0.1-0.2-0.3-0.5-1-2-3
Leistungsaufnahme		<10W @ 400V	<10W @ 500V

9.2.2 ABB Lösungen für PV-Anwendungen

Differenzstromauslöser gewährleisten den Schutz von Personen und Anlagen gegen Erdfehlerstrom und Brandgefahr.

Eine FI-Einrichtung Typ B ist auf der AC-Seite erforderlich, falls keine elektrische Trennung zwischen AC und DC vorhanden ist.

Die Einrichtung spart Geld und verbessert den Gesamtwirkungsgrad durch die Benutzung von PV-Wechselrichtern ohne internen Isolationstransformator.

Die Einrichtungen mit ihrer großen Palette von Zubehörteilen eignen sich für den internationalen Einsatz. Die Differenzstromschalter F202 PV B und F204 B sind für die Installation von ein- und dreiphasigen PV-Wechselrichtern bestimmt. Sie schützen gegen Brandgefahr und Kriechströme. Die FI-Blöcke DDA202 B und DDA204 B sind für die Installation von ein- und dreiphasigen PV-Wechselrichtern bestimmt. In Kombination mit den MCBs der Serie S 200 wird der Schutz von Personen und Anlagen gegen Brandgefahr, Kriechstrom und Überstrom gewährleistet.

Wichtigste technische Eigenschaften:

Bezugsnormen:	F202 PV B, F204 B IEC/EN 61008, IEC 62423, Din VDE 0664 TI.100
Bemessungs-Betriebsstrom:	25, 40, 63, 125 A
Bemessungs-Betriebsspannung:	230 ... 400 V AC
Bemessungs-Empfindlichkeitsstrom:	30, 300, 500 mA
Polzahl:	2, 4
Typ:	B, B S (selektive Version)
Installation:	auf DIN Schiene EN 60715 (35mm) mittels Schnappbefestigung

Wichtigste technische Eigenschaften:	RCD-Blöcke DDA202 B, DDA203 B, DDA204 B <i>Neues Produkt</i>
Bezugsnormen:	IEC/EN 61 009 Anh. G, IEC 60755
Bemessungs-Betriebsstrom:	bis zu 63 A
Bemessungs-Betriebsspannung:	230 ... 400 VAC
Bemessungs-Empfindlichkeitsstrom:	30, 300 mA
Polzahl:	2,3,4
Typ:	B, B S (selektive Version)
Installation:	auf DIN Schiene EN 60715 (35mm) mittels Schnappbefestigung



9.3 Schütze

Serie A

Max. Bemessungs-Betriebsspannung 1000 V AC

Bemessungs-Strom:

- dreipolige Schütze: von 25 A bis 2050 A (bei AC-1 - 40°C)

- vierpolige Schütze: von 25 A bis 1000 A (bei AC-1 - 40°C)

Kompaktes Design für alle Schaltgeräte der Baureihe:

- dreipolige Schütze
- vierpolige Schütze
- Hilfsschütze



9.4 Lasttrennschalter

Last-Trennschalter Serie OT für Gleichstromanwendungen

Die Lasttrennschalter OT sind von 16 A bis 600 A bis zu 1000 V DC erhältlich. Zu den wichtigsten Eigenschaften gehören:

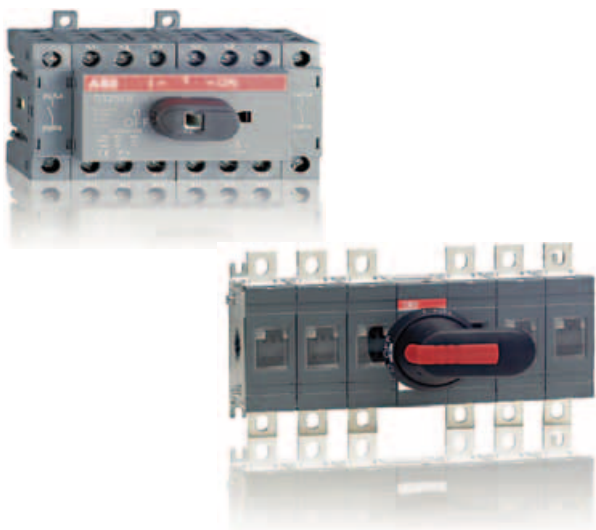
- Zuverlässige Positionsanzeige
- Kontaktöffnung unabhängig von der Schaltgeschwindigkeit
- Umfassende Palette von Zubehöreinrichtungen

Wichtigste technische Eigenschaften	OT (16-40)		OT (200-630)	
Bezugsnorm IEC EN 60947-3	IEC EN 60947-3			
Bemessungs-Strom In [A]	16*, 25, 32		200, 315, 400, 600	
Zahl der reihengeschalteten Pole	6	8	5	6
Bemessungs-Spannung Ue [V]	550	750	800	1000
Gebrauchskategorie	DC 21 A		DC 21 B	
Betriebstemperatur [°C]	-25...+45		-25...+45	

*OT16F8 kann 16 A bei 800 V DC erreichen

Wichtigste technische Eigenschaften	OT (16-40)	OT (200-400)
Bezugsnormen	UL508	UL98
Bemessungs-Strom [A]	28*, 55, 75	100, 200, 400
Zahl der reihengeschalteten Pole	8	4
Spannung (DC) [V]	600	600

*28 A verlangt 9 reihengeschaltete Pole



Last-Trennschalter Serie OT für Wechselstromanwendungen

Die Lasttrennschalter OT sind von 16 A bis 3150 A bis und bis zu 1000 V AC erhältlich. Zu den wichtigsten Eigenschaften gehören:

- Zuverlässige Positionsanzeige
- Kontaktöffnung unabhängig von der Schaltgeschwindigkeit
- Umfassende Palette von Zubehöreinrichtungen

Wichtigste technische Eigenschaften	OT (16-160)	OT (200-2500)
Bezugsnorm IEC EN 60947-3	IEC EN 60947-3	
AC22 Strom bei 690 V AC In [A]	16, 25, 40, 63, 80, 100, 125, 160	200, 315, 400, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500
Polzahl	3, 4	2, 3, 4
Bemessungs-Spannung Ue bis zu [V]	690	1000
Gebrauchskategorie	AC 21...AC 23 A	AC 21...AC 23 A
Betriebstemperatur [°C]	-25...+45	-25...+45

Wichtigste technische Eigenschaften	OT (16-80)	OT (100-1200)
Bezugsnormen UL508 UL98	UL508	UL98
Bemessungs-Strom [A]	20, 30, 40, 80	100, 200, 400, 600, 800, 1200
Polzahl	3, 4	3, 4
Spannung (AC) [V]	600	600



Lasttrennschalter mit Sicherungen Serie OS bis zu 690 V AC

Für Sicherungs-Kurzschlusschutzschalter sind Sicherungen für Sicherungseinsätze der Typen DIN, BS, NFC, UL und CSA von 16 bis 1250 Ampere erhältlich.

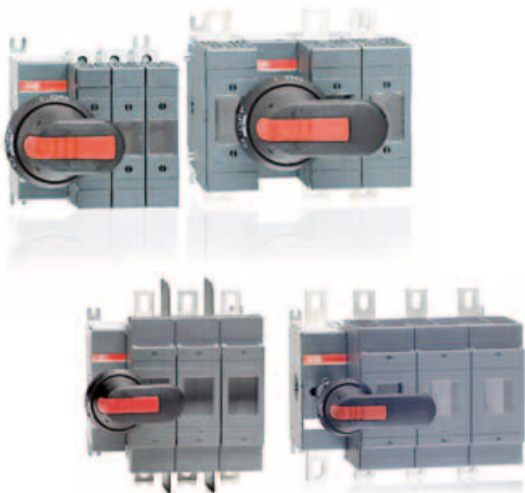
Zu den wichtigsten Eigenschaften gehören:

- Hohes Ausschaltvermögen
- Zuverlässige Positionsanzeige
- Die Sicherungen können nicht ausgetauscht werden, wenn der Lasttrennschalter in der EIN-Stellung steht

Wichtigste technische Eigenschaften	OS (32-160)	OS (200-1250)
Bezugsnorm IEC EN 60947-3	IEC EN 60947-3	
Bemessungs-Strom In [A]	32, 63, 100, 125	200, 250, 315, 400, 630, 800, 1000, 1250
Polzahl	3, 4	3, 4
Bemessungs-Spannung Ue [V]	690	690
Gebrauchskategorie	AC 23 A	AC 23 A
Betriebstemperatur [°C]	-25...+45	-25...+45

Wichtigste technische Eigenschaften	OS (60G-100G)	OS (200G-1200G)
Bezugsnormen UL98	UL98	
Bemessungs-Strom In [A]	60, 100*	200, 400, 600, 800, 1200
Polzahl	3, 4	3, 4
Spannung (AC) [V]	600	600

*UL angemeldet



S800 PV-M

Die Lasttrennschalter S800PV-M können in Netzen bis zu 1200V DC verwendet werden. Der S800PV-M ist wegen der Sicherheit, mit der er DC-Lichtbögen löscht, für den Einsatz in PV-Anlagen bestimmt.

Die Eigenschaften des Lasttrennschalters sind die folgenden:

- kompaktes Design
- keine Leistungsherabsetzung bis zu 60°C
- sichere Abtrennung aller Pole
- unabhängig von der Leiterfolge
- umfassende Palette von Zubehöreinrichtungen
- fernschaltbar mit der Fernschaltgerät S800-RSU

Wichtigste technische Eigenschaften:	S800 PV-M
Bezugsnorm:	IEC/EN 60947-3
Bemessungs-Strom:	32, 63, 125 A
Polzahl:	2,3,4

Bemessungs-Spannung Ue:	
(DC) 2-polig*	800 V
(DC) 3-polig*	1200 V
(DC) 4-polig*	1200 V

Bemessungs-Kurzzeitstrom Icw:	
(DC) 2-polig* 800V	1,5 kA
(DC) 3-polig* 1200V	1,5 kA
(DC) 4-polig* 1200V	1,5 kA

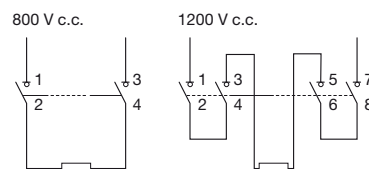
Bemessungs-Isolationsspannung:	1500 V
Gebrauchsklasse:	DC-21A
Betriebstemperatur:	-25...+60 °C

Installation: auf DIN Schiene EN 60715 (35mm) mittels Schnappbefestigung

Zubehöreinrichtungen: Ausschalt-Hilfsauslöser, Unterspannungsauslöser, Melde-/Hilfskontakte, Drehantriebsadapter und Drehhebel auf Schaltfeldtür



Benutzung der Lasttrennschalters S800 PV-M im Gleichstrom
Layout der PV-Panels in gegen Erde isolierten Systemen
800 V DC 1200 V DC



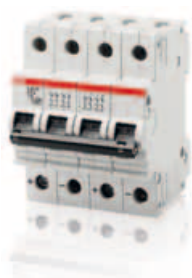
9.5 Kleinselbstschalter

S280 UC Z

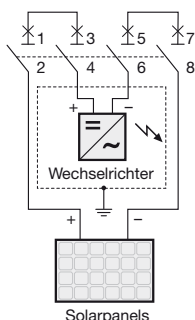
Die Kleinselbstschalter der Serie S280 UC Z haben in der Lichtbogenkammer Permanentmagneten, die in der Lage sind einen Lichtbogen bis zu 484 V DC mit $I_{cu} = 4,5 \text{ kA}$ zu löschen.

Die Verwendung dieser Komponenten legt jedoch die Polarität des Leistungsschalters fest, so dass er in einer bestimmten Richtung gespeist werden muss. Ein Diagramm, das zeigt, wie der Strang und der Wechselrichter anzuschließen sind, folgt unten.

Wichtigste technische Eigenschaften: S280 UC Z	
Bezugsnormen:	IEC/EN 60898, IEC/EN 60947-2
Bemessungs-Strom:	0.5 ...63 A
Bemessungs-Spannung:	220/400 V
Polzahl:	1,2,3, 4 P
Höchstbetriebsspannung (DC):	4P 484 V
Bemessungs-Grenzausschaltvermögen I_{cu} :	6/4,5 kA
Kennlinie thermomagnetischer Auslöser:	Z
	$3 I_n = I_m = 4,5 I_n$
Betriebstemperatur:	-25...+55 °C
Installation:	auf DIN Schiene EN 60715 (35mm) mittels Schnappbefestigung



Anschlussplan der PV-Anlage stromab von den Strängen S 284 IUC - IT-System



S800 PV-S

Die Kleinselbstschalter S800 PV-S können in Netzen bis zu 120 V DC verwendet werden. Die S800PV-S sind speziell für den Einsatz in PV-Anwendungen bestimmt, da sie gefährliche DC-Lichtbögen auch im Fall von doppelten Fehlern sicher löschen können. Die Haupteigenschaften der Leistungsschalter S800PV-S sind folgende:

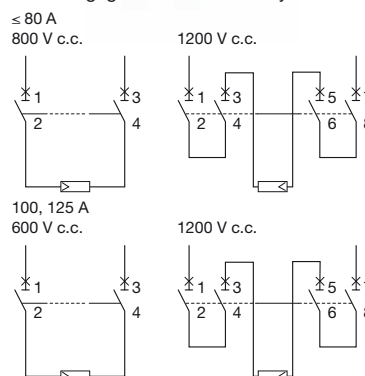
- sichere Abtrennung aller Pole
- unabhängig von der Leiterfolge
- umfassende Palette von Zubehöreinrichtungen
- fernschaltbar mit der Fernschaltgerät S800-RSU

Wichtigste technische Eigenschaften: S800 PV-S	
Bezugsnorm:	IEC/EN 60947-2
Bemessungs-Strom:	10...80 100, 125 A
Polzahl:	2, 3, 4
Bemessungs-Spannung U_e :	
(DC) 2-polig*	800 V 600 V
(DC) 3-polig*	1200 V 1000 V
(DC) 4-polig*	1200 V 1200 V
Bemessungs-Grenz-Kurzschlussausschaltvermögen I_{cu} :	
(DC) 2-polig* 800V	5 kA
(DC) 3-polig* 1 200V	5 kA
(DC) 4-polig* 1 200V	5 kA

Bemessungs-Isolationsspannung:	1500 V
Kennlinie thermomagnetischer Auslöser:	4 $I_n = I_m = 7 I_n$
Gebrauchsklasse:	A
Betriebstemperatur:	-25...+70°C
Installation:	auf DIN Schiene EN 60715 (35mm) mittels Schnappbefestigung
Zubehöreinrichtungen:	Ausschalt-Hilfsauslöser, Unterspannungsauslöser, Melde-/Hilfskontakte, Drehantriebsadapter und Drehhebel auf Schaltfeldtür



Benutzung der thermomagnetischen Leistungsschalter im Gleichstrom Layout der PV-Panels in gegen Erde isolierten Systemen



9.6 Überspannungsschutzeinrichtungen

OVR PV

ABB liefert eine umfangreiche Palette von Überspannungsschutzeinrichtungen, die speziell für PV-Anlagen entwickelt worden sind.

Mit einer dedizierten thermischen Trennung für PV-Anlagen sind die Schaltgeräte im Fall des Ausfalls der Überspannungsableiter geschützt.

Die Haupteigenschaften der Überspannungsableiter OVR PV sind folgende:

- eine DC-Stromfestigkeit (I_{scwmpv}) bis zu 100A ohne irgendeinen Back-up-Schutz
- steckbare Patronensicherungen zur Wartungsvereinfachung
- Hilfskontakt mit der Option "TS"
- "Y"-Konfiguration für einen besseren Schutz
- keine Gefahr bei Umkehr der Polarität

Wichtigste technische Eigenschaften: OVR PV

Bezugsnormen: IEC 61643-1 / EN 61643-11/ UTE 61 740-51

Elektrische Kenndaten

Netztyp: Photovoltaikanlagen
 Typ: 2
 Höchster Entladestrom I_{max} : 40 kA
 Antwortzeit: 25 ns
 Fehlerstrom: < 1 mA
 Schutzart: IP20

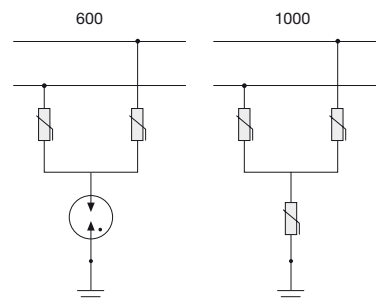


DC-Kurzschluss-Stehstrom I_{scwcpv} : 100 A
 Installation: auf DIN Schiene EN 60715 (35mm) mittels Schnappbefestigung

Back-up-Schutz:
 Strom $I_{cc} < 100A$: nicht erforderlich
 Strom $I_{cc} > 100A$: E90 PV 10 A Sicherung oder S802PV-S10 (OVR PV 600) und S804PV-S10 (OVR PV 1000)

Mechanische Kenndaten:

L/PE Klemmen:
 starr: 2,5...25 mm²
 biegsam: 2,5...16 mm²
 Anzugsmoment: L: 2,80 Nm
 Statusanzeige: ja
 Fernmeldekontakt: TS Versionen
 Typ: 1 S/Ö
 Kleinster Wert: 12 V DC - 10 mA
 Größter Wert: 250 V AC - 1 A
 Kabelquerschnitt: 1,5 mm²
 Betriebstemperatur: -40...+80°C
 Lagertemperatur: 40 ..+80°C
 Max. Höhenlage: 2000 m
 Gehäusematerial: PC RAL 7035
 UL94 Feuerfestigkeit: V0



Bemessungs-Entladestrom pro Pol I_n [kA]	Höchste Systemspannung U_{cpv} [V DC]	DC Kurzschluss-Stehstrom I_{scwcpv} (A)	Schutzniveau (L-L/L-PE) [kV]	Meldekontakt	Beschreibung Typ
20	670	100	2.8 / 1.4	-	OVR PV 40 600
20	670	100	2.8 / 1.4	Eingebaut	OVR PV 40 600 P TS
20	1000	100	3.8	-	OVR PV 40 1000
20	1000	100	3.8	Eingebaut	OVR PV 40 1000 P TS

OVR T2

Um einen wirkungsvollen Schutz für eine Photovoltaikanlage zu liefern, muss die Wechselstromseite auf der Lastseite des Wechselrichters ebenfalls gegen Überspannung geschützt werden. Die Produkte der Baureihe OVR T2 sind die ideale Lösung, um einen unterbrechungsfreien Betrieb und die Sicherung der Funktionalität des Systems zu gewährleisten.

Zu den wichtigsten Eigenschaften der Baureihe OVR T2 gehören:

- Installation auf der Versorgungsseite der Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen (Schaltbilder "3+1" und "1+1")
- vereinfachte Wartung mit steckbaren Patronensicherungen (P Option)
- Höhere Sicherheit durch Sicherheitsreserve (S Option)
- konstante Überwachung des Zustands des Produkts durch eingebauten Meldekontakt (Versionen TS)

Alle Überspannungsableiter OVR Typ 2 sind im Abstand von mindestens 1 m zwischen Versorgungs- und Lastseite koordiniert.

Wichtigste technische Eigenschaften: OVR T2
 Bezugsnormen: IEC 61643-11
 Typ: 2
 Höchster Entladestrom I_{max}: 40 kA
 Höchste Betriebsspannung: U_c V 275
 Fernmeldekontakt: "TS" Versionen
 Installation: auf DIN Schiene EN 60715 (35mm) mittels Schnappbefestigung



Pole	Verteilungssystem	Beschreibung Typ
3+N	TT and TN-S	OVR T2 3N 40 275s P
1+N	TT and TN-S	OVR T2 1N 40 275s P
3	TN-C	OVR T2 3L 40 275s P

9.7 Lasttrennschalter mit Sicherung

E 90 PV

Die Lasttrennschalter mit Sicherung E 90 PV sind für Spannungen bis zu 1000 V bei Gleichstrom mit Gebrauchsklasse DC-20B entwickelt worden.

Die Serie E 90 PV ist speziell für den Schutz von PV-Anlagen gegen Überströme bestimmt und stellen eine zuverlässige, kompakte und kostengünstige Lösung dar, da sie Rundsicherung vom Typ 10.3 x 38 mm benutzt.

Die Haupteigenschaften der Lasttrennschalter mit Sicherung E 90 PV sind folgende:

- Handgriff mit Öffnung von 90°, um das Einstecken der horizontalen Sicherung zu vereinfachen, auch wenn man Handschuhe trägt oder den Daumen benutzt.

- Platzbedarf in der AUS-Stellung nur 17 mm mehr als in der EIN-Stellung
 - Klemmen von 25mm² mit gerändelten Klemmenkäfigen für das bessere Anziehen des Kabels
 - Vollkommen mit Elektroschraubern verträglich
 - Pozidriv Schrauben für Flachkopf- und Kreuzschraubenzieher
 - Im AUS-Zustand mit handelsüblichem Vorhängeschloss verschließbar, um die Sicherheit der Wartungsvorgänge zu gewährleisten
 - Im EIN-Zustand plombierbar, um einen etwaigen bestimmungswidrigen Gebrauch zu verhindern
 - Kühlkammern und Belüftungsschlitze für eine bessere Wärmeableitung
 - In Versionen mit Leuchtanzeige erhältlich
- Wenn die E 90 PV in Batterie installiert sind, gestattet die Leuchtanzeige der durchgebrannten Sicherung das einfache Auffinden des Pols, in dem die Patrone ersetzt werden muss.
- Dank der roten Leuchtdiode auf dem Griff kann der Anwender sehen, ob die Sicherung durchgebrannt ist oder nicht.

Wichtigste technische Eigenschaften: E 90/32 PV
 Bezugsnormen: IEC EN 60947-3
 Bemessungs-Betriebsspannung: 1000 V
 Gebrauchskategorie: DC-20B
 Sicherung: 10 x 38 mm
 Stromtyp: DC
 Bemessungs-Strom: 32 A
 Max. Leistungsaufnahme: 3 W
 Anzugsdrehmoment: PZ2 2-2.5 Nm
 Querschnitt der Anschlussklemmen: 25 mm²
 Schutzart: IP20
 Verschließbar (im AUS-Zustand): ja
 Plombierbar (im EIN-Zustand): ja
 Installation: auf DIN Schiene EN 60715 (35mm) mittels Schnappbefestigung



Pole	Bemessungs-Strom I _n [A]	Module	Beschreibung Typ
1	32	1	E 91/32 PV
1	32	1	E 91/32 PVs*
2	32	2	E 92/32 PV
2	32	2	E 92/32 PVs*

*s: Version mit LED-Anzeige für durchgebrannte Sicherung

9.8 Rundsicherungen

E9F PV

Die Serie der Rundsicherungen E 9F PV ist spezifisch für den Schutz von Gleichstromkreisen bis zu 1000 V entwickelt worden. In der Baugröße 10,3 x 38 mm für Bemessungs-Ströme bis zu 30 A erhältlich, sind sie die beste Lösung in PV-Anlagen zum Schutz der Stränge, der Wechselrichter und der Überspannungsableiter.

Wichtigste technische Eigenschaften: E 9F PV
 Neues Produkt
 Bezugsnormen: RoHS Richtlinie
 2002/98/EG
 Bemessungs-Spannung: 1000 V DC
 Bemessungs-Strom: 1...30 A
 Ausschaltvermögen: 50 kA
 Kleinstes Ausschaltvermögen: von 1A bis 7A = 1,3 x I_n
 von 8A bis 30A = 2.0 x I_n
 Abmessungen: 10,3 x 38 mm
 Gewicht: 7 g



Bemessungs-Strom I _n [A]	Beschreibung Typ	Packung
1	E 9F1 PV	10
2	E 9F2 PV	10
3	E 9F3 PV	10
4	E 9F4 PV	10
5	E 9F5 PV	10
6	E 9F6 PV	10
7	E 9F7 PV	10
8	E 9F8 PV	10
9	E 9F9 PV	10
10	E 9F10 PV	10
12	E 9F12 PV	10
15	E 9F15 PV	10
20	E 9F20 PV	10
25	E 9F25 PV	10
30	E 9F30 PV	10

9.9 Isolations-Überwachungseinrichtungen

ISL-A 600

Die Baureihe ISL gestattet den Schutz in IT-Systemen durch Überwachung der Isolation gegen Erde stromab vom Wechselrichter. In der PV-Anlage, wo die Betriebsverfügbarkeit wichtig ist, kann die Isolations-Überwachungseinrichtung installiert werden, um Fehler zu vermeiden und die Instandhaltungszeiten zu verringern, was sich vorteilhaft auf die Rückgewinnungszeit der Investition auswirken wird. Eine Hilfsstromversorgung ist nicht erforderlich.

Wichtigste technische Eigenschaften: ISL-A 600
 Neues Produkt
 Bezugsnorm: IEC 61557-8
 Bemessungs-Spannung: 600 V DC
 Netztyp: IT
 Einstellung der Auslöseschwelle: von 30 bis 300 kΩ
 Ausgangsrelais: 1 NO-C-NC
 Ausfallsicheres Relais: ja
 DIN-Module: 6
 Test und Reset: vor Ort/fern durch Drucktaste

Sichtanzeige des fehlerhaften Pols
 Installation: auf DIN Schiene EN 60715 (35mm) mittels Schnappbefestigung

9.10 Stromzähler für AC ODINsingle, DELTAmax

Die Kompaktzähler messen die elektrische Energie, die von einer PV-Anlage produziert wird.

Sie lassen sich über serielle Kommunikationsadapter einfach in ein Messdatensammelsystem integrieren.

Die Einrichtungen entsprechen der Europäischen Messgeräte-Richtlinie (MID) 2004/22/EG und den IEC Normen.

Zähler ODINsingle

Sind nur 2 DIN-Module breit und einfach zu benutzen (keine Konfiguration erforderlich).

Sie sind über ihren seriellen Kommunikationsadapter (SCA) für die externe Kommunikation vorgerüstet.

Als Option ist ein zweiter nullstellbarer Zähler erhältlich.

Die Typen DELTAmax

Sie sind in Versionen zum Messen von 2 und 3 Phasen erhältlich.

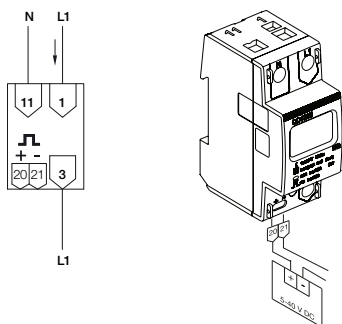
Sie gestatten das Messen nur der Wirkenergie oder die kombinierte Messung von Wirk- und Blindenergie gemeinsam.

DELTAmax misst in zwei Richtungen, sowohl die Einfuhr als auch die Ausfuhr der Energie.

Die Zähler sind durch ihre eingebaute Kommunikationsschnittstelle oder über ihren seriellen Kommunikationsadapter (SCA) für die externe Kommunikation vorgerüstet.

E/A-Funktionen und eine eingebaute Uhrfunktion für die Datenprotokollierung und Kontrolle.

Wichtigste technische Eigenschaften:



ODINsingle

Einphasenmessung

Bezugsnormen IEC 62052-11, IEC 62053-21, EN 50470-1, EN 50470-3

Wirkenergie, Genauigkeitsklasse: B (MID Cl. 1)

Direkte Messung: bis zu 65A

Optionaler Impulsausgang

IR Kommunikation für SCA

Memory Back-up (EEPROM)

Installation: auf DIN Schiene EN 60715 (35mm) mittels Schnappbefestigung

DELTAmax

Neues Produkt

Wirkenergie und Blindenergie Genauigkeitsklasse: B (MID Cl. 1)

Direkte Messung: bis zu 80A

Transformator-Messung: für 1, 2 oder 5A

Großer Spannungsbereich: 100 ... 500V

4 Quadrantenmessung, Einfuhr + Ausfuhr

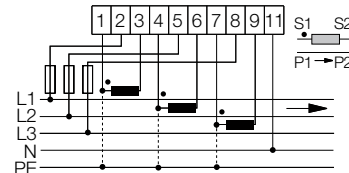
Instrumentierung, Lastprofile, max. Bedarf, THD

Automatische Installationskontrolle

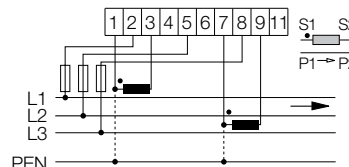
Tarifversionen: 1, 2 oder 4

Installation: auf DIN Schiene EN 60715 (35mm) mittels Schnappbefestigung

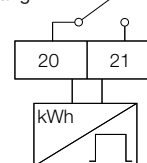
DAB13000 Dreiphasige Anlage mit Neutralleiter



DAB12000 Dreiphasige Anlage ohne Neutralleiter



Messung der Wirkenergie mit Impulsausgang



9.11 Schalttafeln

Gemini series

Wichtigste technische Eigenschaften: Gemini IP 66
 Schutz
 Schutzart: IP 66 (IEC EN 60529)
 Isolierstoffklasse: II
 Festigkeit
 Material: durch Co-Injektion gegossenes thermoplastisches Material
 Wärme- und Feuerfestigkeit: bis zu 750 °C (IEC EN 60695-2-11)
 Stoßfestigkeit: IK10 (IEC EN 50102)
 Schutz gegen Chemikalien und die Witterung: Wasser, Salzlösungen, Säuren, Laugen, Mineralöle, UV-Strahlen
 Betriebstemperatur: -25 °C...+100 °C

Leistung

Bemessungs-Isolationsspannung: 1000 V AC – 1500 V DC

Flexibilität BxHxT,

Außenabmessungen: 6 Größen von 335 x 400 x 210 mm bis 840 x 1005 x 360 mm DIN Module von 24 bis 216

Installation:

Schnappmontage aller Standardkomponenten,

Qualität, Umwelt:

IEC EN 50298, IEC 23-48, IEC 23-49, IEC 60670, IEC EN 60439-1 IMQ Prüfzeichen gemäß der Norm IEC EN 50298. Voll recycelbar



Baugröße	Außen BxHxT (mm)	Innen BxHxT (mm)	Max Zahl DIN mod.
1	335 x 400 x 210	250 x 300 x 180	24 (12 x 2)
2	460 x 550 x 260	375 x 450 x 230	54 (18 x 3)
3	460 x 700 x 260	375 x 600 x 230	72 (18 x 4)
4	590 x 700 x 260	500 x 600 x 230	96 (24 x 4)
5	590 x 855 x 360	500 x 750 x 330	120 (24 x 5)
6	840 x 1005 x 360	750 x 900 x 330	216 (36 x 6)

9.12 Wandinstallierte Kleinverteiler

Europa series

Die wandinstallierten Kleinverteiler der Serie Europa haben eine Schutzart IP65, die sie ideal für Freiluftinstallationen macht. Das bedeutet, dass man sie zur Realisierung von Stringboxen auf der Lastseite von PV-Anlagen benutzen kann.

Die Haupteigenschaften der wandmontierten Kleinverteiler Serie Europa sind:

- Isolation der Klasse II
- Ausführung aus selbstlöschendem thermoplastischem Werkstoff, der gegenüber anomaler Hitze und Feuer bis zu 650 °C (Glühdrahtprüfung) nach der Norm IEC 60695-2-11 beständig ist
- Installationstemperatur: -25 °C bis +60 °C
- Bemessungs-Isolationsspannung: 1000 V AC, 1500 V DC
- Stoßfestigkeit: 6 Joules (IK 08 Grad)
- Ausziehbarer DIN-Schienentragrahmen, für eine einfachere Werkbankverdrahtung.

Ist zerlegbar (und durch Einrasten erneut zusammensetzbar) für eine bequemere Verdrahtung der einzelnen Reihen.

- Möglichkeit zur Installation von Geräten mit Tiefe von 53, 68 und 75 mm.
- Modelle mit 8 Modulen und mehr, bestückt mit starren und Bimetallflanschen für die einfachere Einführung von Rohren und Kabeln
- Kleinverteiler gemäß der Normen IEC 23-48, IEC 23- 49 und IEC 60670
- IMQ Prüfzeichen



Beschreibung Typ	Abmessungen
IP65 Kleinverteiler P/Rauchgrau 4M	140 x 220 x 140
IP65 Kleinverteiler P/Rauchgrau 8M	205 x 220 x 140
IP65 Kleinverteiler P/Rauchgrau 12M	275 x 220 x 140
IP65 Kleinverteiler P/Rauchgrau 8M 1 Reihe	380 x 220 x 140
IP65 Kleinverteiler P/Rauchgrau 24M 2 Reihen	275 x 370 x 140
IP65 Kleinverteiler P/Rauchgrau 36M 2 Reihen	380 x 370 x 140

9.13 Abzweigdosen

Schutzart: IP 65

ABB liefert auch Abzweigdosen aus Polycarbonat mit der Schutzart IP65, die perfekt für Freiluftinstallationen geeignet sind.

Die wichtigsten Wirkungen der Abzweigdosen sind:

- Isolation der Klasse II
- Ausführung aus selbstlöschendem thermoplastischem Werkstoff, der gegenüber anomaler Hitze und Feuer bis zu 960°C (Glühdrahtprüfung) nach der Norm IEC 60695-2-11 beständig ist
- Installationstemperatur: -25 °C bis +60 °C
- Bemessungs-Isolationsspannung: 1000 V AC, 1500 V DC
- Stoßfestigkeit: 20 Joules (IK 10 Grad)
- Abzweigdosen in Übereinstimmung mit den Normen IEC 23-48 und IEC 60670
- IMQ Prüfzeichen



Beschreibung Typ	Abmessungen
Box IP65 PC	140 x 220 x 140
Box IP65 PC	205 x 220 x 140

9.14 Wechselrichter

Zentralisierte Wechselrichter PVS800 von 100 bis 500kW

Die zentralisierten ABB Wechselrichter sind ideal für PV-Anlagen mittlerer und großer Leistung, die auf gewerblichen oder industriellen Gebäuden installiert werden.

Diese mit mechanischen und elektrischen Schutzeinrichtungen ausgestatteten Wechselrichter sind für einen langen und zuverlässigen Betrieb von mindestens 20 Jahren ausgelegt.

Die ABB Wechselrichter ohne Transformatoren gestatten die Planung von PV-Anlagen, die eine Kombination von Wechselrichtern unterschiedlicher Bemessungs-Leistungen verwenden, die über einen NS/MS-Transformator zentral an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden.

Unter einigen Bedingungen gestattet es die Typologie der ABB-Wechselrichter, den direkten Parallelanschluss auf der AC-Seite für den Anschluss an das Netz mit einem einzigen Transformator auszuführen.

Dadurch wird es überflüssig, für jeden zentralisierten Wechselrichter einen Transformator zu haben, was Ko-

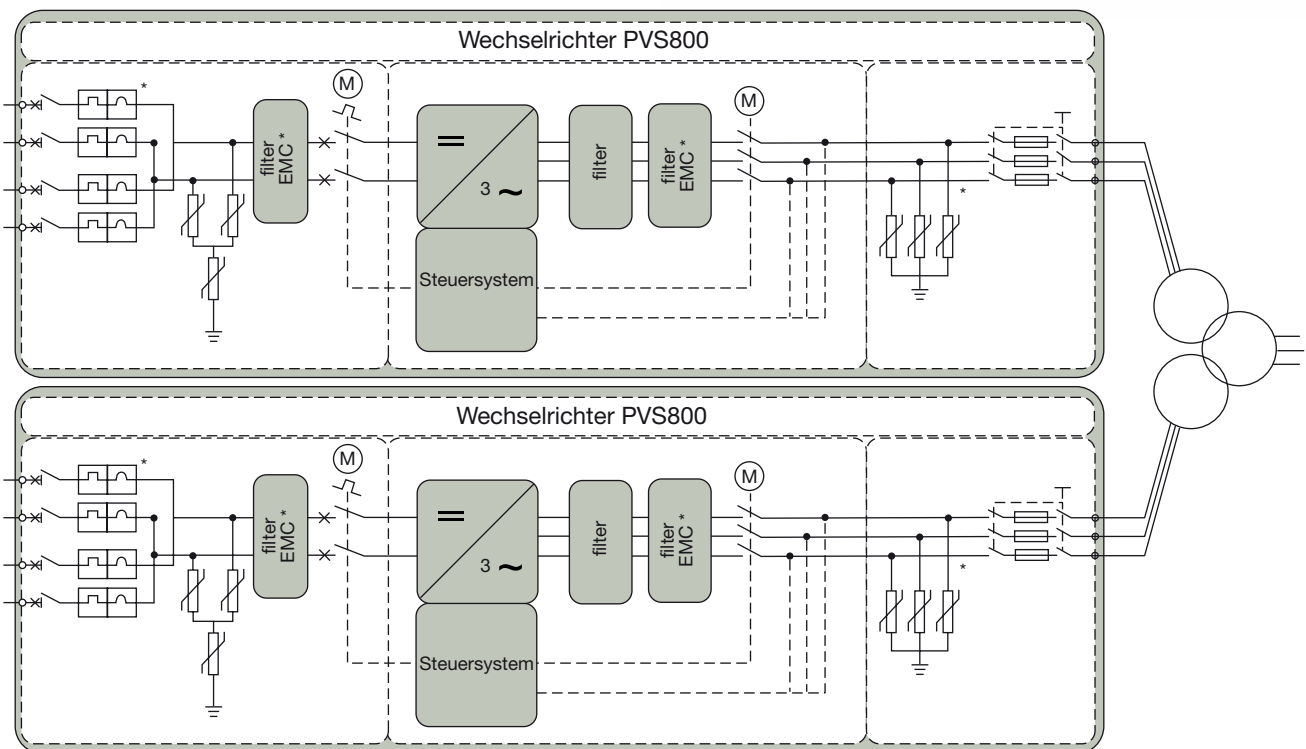
sten und Platzbedarf reduziert. Bei Systemen mit der DC-Seite, die an Erde angeschlossen ist, ist es auf jeden Fall erforderlich, eine dedizierte Wicklung des Transformators oder einen getrennten Transformator zu haben.

Starke Seiten der Wechselrichter PVS800 sind:

- hoher Wirkungsgrad und lange Nutzungsdauer,
- kompakte und modulare Struktur,
- Leistungsfaktorverbesserung,
- einfachen und schnelle Installation,
- komplette Palette von Optionen für die Kommunikation, einschließlich der Fernsteuerung,
- Service und Unterstützung während des gesamten Lebenszyklus durch das globale Unterstützungsnetz von ABB.



Konfiguration und Anschluss



* Optional

Wichtigste technische Eigenschaften

		PVS800-57-0100kW-A	PVS800-57-0250kW-A	PVS800-57-0500kW-A
Input DC	Empfohlene Höchstleistung P_{pv} [kWp]	120	300	600
	Spannungsbereich U_{MPP} [V]	450-750		
	Höchstspannung U_{MAX} [V]	900		
	Höchststrom I_{MAX} [A]	245	600	1200
Output AC	Bemessungs-Leistung P_n [kW]	100	250	500
	Bemessungs-Strom I_n [A]	195	485	965
	Betriebsnetzspannung (+/-10%) [V] ¹⁾	300		
	Netzfrequenz [Hz] ¹⁾	50/60		
	Harmonische Verzerrung des Stroms ²⁾	< 3%		
	Phasenverschiebung	Ja		
	Netzverteilungssystem	TN und IT		
Wirkungsgrad	Max. Wirkungsgrad ³⁾	98,0%	98,0%	97,8%
	Euro-eta ³⁾	97,5%	97,6%	97,4%
Selbstverbrauch	Selbstverbrauch bei Betrieb P_{day} [W]	< 350	< 300	< 600
	Selbstverbrauch bei Betrieb P_{night} [W]	< circa 55		
	Externe Hilfsspannung [V]	230 (50 Hz)		
Umgebungsgrenzwerte	Schutzart	IP22/IP42 4)		
	Umgebungstemperatur (Bemessungsbetriebswert) ⁵⁾	-20°C bis +40°C		
	Umgebungstemperatur Höchstwert ⁶⁾	+50		
	Relative Feuchte ohne Kondensatbildung	15% bis 95%		
	Höhenlage, Höchstwert m NN ⁷⁾	2000		
Schutzfunktionen	Erdfehlerüberwachung	Ja		
	Netzüberwachung	Ja		
	Polaritätsumkehr DC-Seite	Ja		
	Kurzschluss AC-Seite	Ja		
	Überspannung, Überstrom und Temperatur DC/AC-Seite	Ja		
Anwenderschnittstelle und Kommunikation	Lokale Anwender-Schnittstelle	ABB-Schalttafel		
	Anschluss an Feldbus	Modbus, Profibus, Ethernet		

¹⁾ Der Bereich wird spezifisch nach den Normen der verschiedenen Nationen geregelt

²⁾ Bei der Bemessungs-Leistung

³⁾ Ohne den Verbrauch der Hilfsleistung bei der Spannung $U_{MPP}=450V$ gemessen

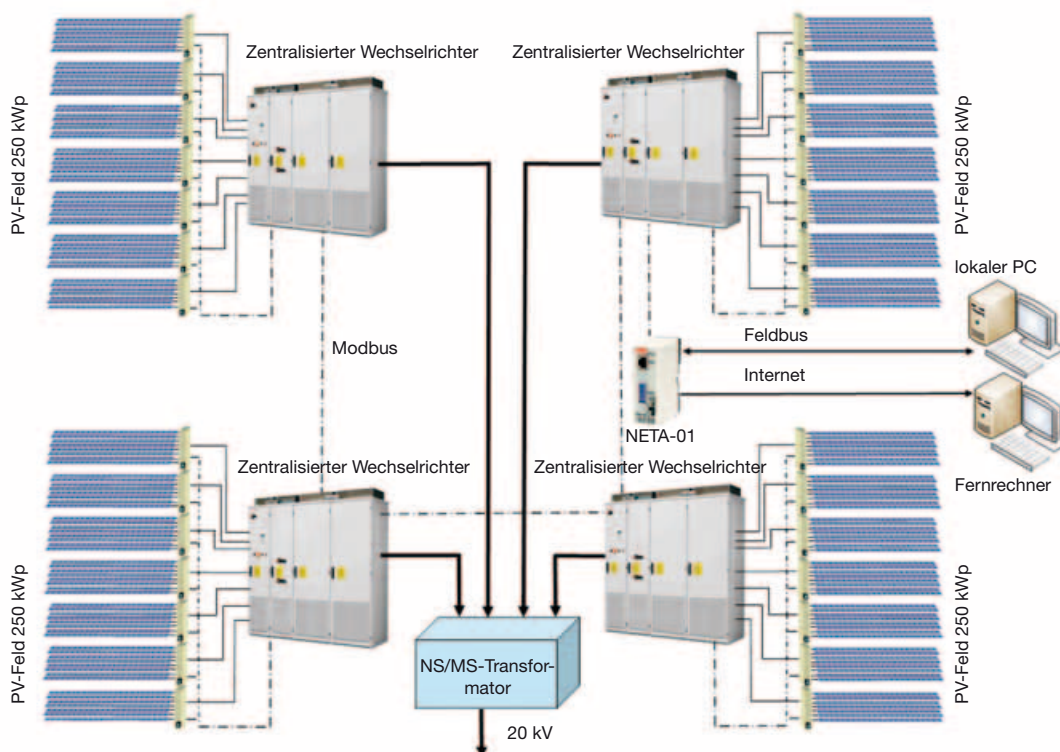
⁴⁾ Optional

⁵⁾ Eisbildung nicht gestattet. Es kann erforderlich sein, Zusatzheizung zu benutzen.

⁶⁾ Herabsetzung der Leistungsklasse über 40°C

⁷⁾ Herabsetzung der Leistungsklasse über 1000m

Prinzipschema des Datenübertragungssystems



9.15 Klemmenleisten

Konformität mit den Normen IEC 60947-7-1, IEC 60947-7-2
Verbindungen für Parallelschaltung lieferbar.
Selbstlöschender Werkstoff V0

Schraubverbindung

Spannung: max. 1000 V
Strom: max. 415 A
Querschnitt: max. 240 mm²

Selbst abisolierender Anschluss (ADO System)

Spannung: max. 1000 V
Strom: max. 32 A
Querschnitt: max. 4 mm²
Auch in Version ADO-Schraube erhältlich.

Federanschluss

Spannung: max. 800 V
Strom: max. 125 A
Querschnitt: max. 35 mm²

Neue Serie SNK

Schraubverbindung
Spannung: max. 1000 V
Strom: max. 232 A
Querschnitt: max. 95 mm²



9.16 Motoren

Niederspannungs-Asynchronmotoren

Aluminiummotoren
Lieferbar in Standardversion und mit eingebauter Bremse
Leistungen: von 0,06 kW bis 1,1 kW
Pole: 2, 4, 6, 8
Spannung: bis zu 690 V
Schutzart IP 55

Hauptvorteile:

- hohe Zuverlässigkeit
- geringer Wartungsaufwand
- für den Einsatz in kritischen Umgebungsbedingungen bestimmt



Motoren Brushless Serie 9C

Absoluter Rückkopplungswandler
Feststellbremse
Überlastung: bis zu 4 Mal den Bemessungswert
Anzugsdrehmoment: bis zu 90 Nm
Kompakte Bauart

Hauptvorteile:

- Kompakte Bauart
- robuste Konstruktion in IP65
- gleichmäßige Umdrehung bei niedrigen Drehzahlen
- Hohe Anzugsdrehmomente



9.17 Frequenzumformer

ACS355 – General machinery drive

Leistung: 0.37... 22 kW

ACSM1 – High performance machinery drive

Leistung: 0.75... 110 kW



9.18 Speicherprogrammierbare Steuerungen

AC500 CPU

2 integrierte serielle Schnittstellen, RS 232/RS 485 konfigurierbar

Integriertes Display für die Diagnose und die Zustandsüberwachung

Zentral erweiterungsfähig auf bis zu 10 lokale Erweiterungsmodule und bis zu 4 externe Kommunikationsmodule gleichzeitig, in allen gewünschten Kombinationen

Option: SD-Karte zur Speicherung der Daten und das Back-up des Programms.

Kann auch als Slave in Netzen Profibus DP, CANopen und DeviceNet über den Port Field-BusPlug benutzt werden.

Die SPS sind mit integrierten Ethernet-Ports erhältlich.



9.19 Feldschaltanlagen

Das ABB Angebot für PV-Anwendungen vervollständigt sich durch eine Reihe von Unterfeld- und Feld-Schaltanlagen, die installationsbereit sind. Diese Schaltanlagen sind mit Schränken der Isolationsklasse II realisiert und mit allen Schutz- und Trenneinrichtungen ausgestattet.

Kleinverteiler Europa 8 Module IP65

1 Strang

10 A, 500 V

Magnetisch-thermischer
Schutzschalter

S284 UC Z10

Überspannungsableiter
16 A, 500 V

OVR PV 40 600 P

Lasttrennschalter

OT16F4N2

Überspannungsableiter

OVR PV 40 600 P

Lasttrennschalter mit Sicherung

E 92/32 PV

10 A, 800 V

Magnetisch-thermischer

Schutzschalter

S802PV-S10

Überspannungsableiter

OVR PV 40 1000 P



Kleinverteiler Europa 12 Module IP65

2 Stränge

16 A, 500 V

Magnetisch-thermischer
Schutzschalter

S284 UC Z16

Überspannungsableiter
16 A, 500 V

OVR PV 40 600 P

Lasttrennschalter

OT16F4N2

Überspannungsableiter

OVR PV 40 600 P

Lasttrennschalter mit

Sicherungen

E 92/32 PV

für jeden Strang

16 A, 800 V

Magnetisch-thermischer
Schutzschalter

S802PV-S16

Überspannungsableiter

OVR PV 40 1000 P



Kleinverteiler Europa 18 Module IP65

3 Stränge

25 A, 750 V

Lasttrennschalter	OT25F8
Überspannungsableiter	OVR PV 40 1000 P
Lasttrennschalter mit Sicherungen	E 92/32 PV für jeden Strang

32 A, 800 V

Magnetisch-thermischer Schutzschalter	S802PV-S32
Überspannungsableiter	OVR PV 40 1000 P
Lasttrennschalter mit Sicherungen	E 92/32 PV für jeden Strang



Kleinverteiler Europa 36 Module IP65

4 Stränge

32 A, 750 V

Lasttrennschalter	OT40F8
Überspannungsableiter	OVR PV 40 1000 P
Lasttrennschalter mit Sicherungen	E 92/32 PV für jeden Strang

32 A, 800 V

Lasttrennschalter	S802PV-M32
Überspannungsableiter	OVR PV 40 1000 P
Lasttrennschalter mit Sicherungen	E 92/32 PV für jeden Strang

40 A, 800 V

Magnetisch-thermischer Schutzschalter	S802PV-S40
Überspannungsableiter	OVR PV 40 1000 P
Lasttrennschalter mit Sicherungen	E 92/32 PV für jeden Strang



Schaltanlage Gemini Baugröße 1 IP66

5 Stränge

50 A, 800 V

Lasttrennschalter	T1D 160 PV
Überspannungsableiter	OVR PV 40 1000 P
Lasttrennschalter mit Sicherungen	E 92/32 PV für jeden Strang

50 A, 800 V

Magnetisch-thermischer Schutzschalter	S802PV-S50
Überspannungsableiter	OVR PV 40 1000 P
Lasttrennschalter mit Sicherungen	E 92/32 PV für jeden Strang



Schaltanlage Gemini Baugröße 2 IP66

6 Stränge

63 A, 800 V

Lasttrennschalter	T1D 160 PV
Überspannungsableiter	OVR PV 40 1000 P
Lasttrennschalter mit Sicherungen	E 92/32 PV für jeden Strang

63 A, 800 V

Magnetisch-thermischer Schutzschalter	S802PV-S63
Überspannungsableiter	OVR PV 40 1000 P
Lasttrennschalter mit Sicherungen	E 92/32 PV für jeden Strang

8 Stränge

80 A, 1 000 V

Lasttrennschalter	T1D 160 PV
Überspannungsableiter	OVR PV 40 1000 P
Lasttrennschalter mit Sicherungen	E 92/32 PV für jeden Strang

80 A, 1000 V

Magnetisch-thermischer Schutzschalter	S804PV-S80
Überspannungsableiter	OVR PV 40 1000 P
Lasttrennschalter mit Sicherungen	E 92/32 PV für jeden Strang



Anhang A: Neue Solarzellentechnologien

A.1 Neue Technologien

Heute sind verschiedene neue Technologien Gegenstand von Forschung und Entwicklung. Die neuen Technologien lassen sich aufgrund des Konzeptes, an dem sie sich inspirieren, in zwei Typologien gliedern:

- Kostensenkung, wozu die Farbstoff-Solarzellen, die organischen Solarzellen und die Hybridzellen auf der Basis von organisch-anorganischen Nanopartikeln (DSSC) gehören,
- hoher Wirkungsgrad, wozu verschiedene Ansätze gehören, um Solarzellen zu erhalten, die über die theoretische Grenze des Wirkungsgrades der Umwandlung der Solarenergie für eine einzige Grenzschicht hinausgehen, d.h. 31% ohne Konzentration und 40,8% bei der höchstmöglichen Konzentration (OSC).

Die „*Farbstoff-Solarzellen*“ (DSSC - nach ihrem Erfinder auch Grätzel-Solarzellen genannt) bestehen aus einem Glas- oder Kunststoffsubstrat mit einer transparenten leitenden Dünnschichtelektrode, einer Schicht poröser Nanokristalle des Halbleiters TiO_2 , Farbstoffmolekülen (metallorganische Rutheniumkomplexe), die auf der TiO_2 -Oberfläche verteilt sind, einem Elektrolyt, der aus einem organischen Lösemittel besteht, und einem Redoxpaar wie Jodid/Trijodid und einer mit Platin katalysierten Gegenelektrode, die auf der anderen abgelagert ist.

Im Unterschied zu den traditionellen Solarzellen ist die Funktion der Absorbierung der Sonnenstrahlen und der Erzeugung elektrischer Ladungen von der Funktion des Transports der Ladungen getrennt.

Die Farbstoffmoleküle absorbieren das Licht und erzeugen die Elektron-Loch-Paare, die Elektronen werden an das TiO_2 abgegeben und bis zum Kontakt transportiert, das Redoxpaar liefert dem Farbstoff das abgegebene Elektron, wodurch der interne Stromkreis mit der hinteren Elektrode geschlossen wird (wo es die Elektronen, die aus dem äußeren Stromkreis stammen, entnimmt).

Der wichtigste Vorteil dieser Technologie besteht darin, die unterschiedlichen Materialien auf einer großen Fläche ablagern zu können und dazu Prozesse anzuwenden, die wenig kosten.

Diese Solarzellentypen haben jedoch einen beschränkten Umwandlungswirkungsgrad (<11%) und weisen vor allem eine Expositionsstabilität gegenüber der Witterung und der Sonnenstrahlung von nur wenigen Jahren auf.

Man erwartet sich, dass die Produktionskosten bis auf circa 0,5 €/W gesenkt werden können.

Die *organischen Solarzellen* (*organic solar cells* – OSC) bestehen aus einer transparenten leitenden Elektrode (ITO aus Glas oder Kunststoff), einem aktiven Material, das aus organischen oder polymeren Molekülen besteht, und einer Gegenelektrode aus Metall.

Bei den OSC erfolgen die Absorbierung des Lichtes und die Freisetzung elektrischer Ladungen durch das organische Material, das auch für den Transport der durch den photovoltaischen Effekt erzeugten Ladungen zu den Elektroden verantwortlich ist.

Die effizientesten organischen Solarzellen (die jedoch nur ein paar Prozentpunkte erreichen) inspirieren sich

am Prozess der Chlorophyll-Photosynthese und benutzen eine Substanzmischung, wie die Pigmente auf pflanzlicher Basis, so beispielsweise die Antozyane, die man aus Waldfrüchten erhält, oder die Polymere und Moleküle, die synthetisiert werden, um die Absorbierung des Sonnenlichts zu maximieren.

Bei den *Hybridsolarzellen* kann das aktive Material aus einer Mischung von organischen Molekülen und Nanopartikeln anorganischer Substanzen (z.B. Kohlenstoff-Nanoröhren) bestehen.

Die organischen Halbleiter besitzen die Möglichkeit, auf mittlere und lange Frist das Ziel der Produktion von photovoltaischen Low-Cost-Zellen zu erreichen, da man sie zu niedrigen industriellen Kosten synthetisieren und bei tiefer Temperatur auch großflächig auf flexiblen Substraten ablagern kann. Die wichtigste Grenze dieser Typologie von Solarzellen besteht heute im niedrigen Konversionswirkungsgrad (<7%). Außerdem fehlen noch Studien zur Stabilität und Nutzungsdauer dieser Einrichtungen.

Die für einen hohen Wirkungsgrad im Gang befindlichen Tätigkeiten zielen vor allem darauf ab, multiple, in Serie angeordnete Einrichtungen zu produzieren, in der jede der Grenzschichten mit einem spezifischen Material für die Photogeneration in einem bestimmten Intervall des Spektrums der Sonnenstrahlen geplant und realisiert wird.

Da jede einzelne Grenzschicht eine unterschiedliche Energie benötigt, um den Übergang der Elektronen aus dem Valenzband in das Leitband zu erhalten, kann man die Sonnenenergie mit einer größeren Anzahl von Photonen ausnutzen, was zu einem höheren Konversionswirkungsgrad führt (theoretischer Grenzwert 50%).

Zu den vielversprechendsten Lösungen gehört die Realisierung von Solarzellen, die auf Silizium mit freistehenden Quantenpunkten (QD) basieren.

In diesem Fall besteht das photoaktive Material aus Silizium-Nanokristallen mit fast kugelförmiger Form und Durchmesser unter 7 nm, die in einer Matrix aus dielektrischem Material auf Siliziumbasis eingebettet werden, wie das Siliziumoxid, das Siliziumnitrid oder das Siliziumcarbid.

Wenn man die Dimensionen und die Dichte der Quantenpunkte kontrolliert, ist es möglich, dem Material die Eigenschaften zu verleihen, die am besten zur Ausnutzung eines bestimmten Teils des Sonnenspektrums geeignet sind. Ein Material, das für die Photovoltaik geeignet ist, wird aus einem mehr oder weniger geordnetem Netz von Silizium-QP mit dem Durchmesser einiger Nanometer im Abstand von circa 1 nm in einer Matrix aus Siliziumnitrid oder Siliziumcarbid bestehen.

Ein alternativer Ansatz für einen hohen Wirkungsgrad ist der, Konzentrationssysteme zu benutzen, die in der Lage sind, die unterschiedlichen chromatischen Komponenten des einfallenden Sonnenlichts mit dichroischen Materialien zu trennen und sie zu verschiedenen, physikalisch getrennten Solarzellen zu senden, von denen jede in der Lage ist, einen bestimmten Anteil des Sonnenspektrums besser auszunutzen.

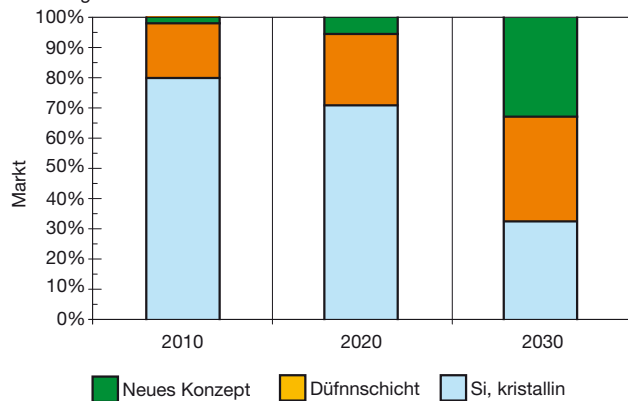
Dieser Ansatz gestattet es, die Benutzung kostspieliger

Solarzellen mit mehreren Verbindungsstellen zu vermeiden und das Problem des Temperaturanstiegs der PV-Zellen, das man in den klassischen Konzentrationssystemen findet, zu verringern.

Augenblicklich sind auf dem Markt noch keine Module erhältlich, die auf diesen Technologien beruhen, auch wenn die ersten Pilotlinien schon aufgebaut werden. Bis organische Solarzellen mit handelsüblicher Verbreitung zur Verfügung stehen, dürften wohl noch 10 Jahre vergehen.

Die Abbildung A.1 zeigt die Prognosen zur Marktverteilung der Technologien auf kurze, mittlere und lange Frist. Zu den neuen Konzepten gehören neben den neuen Technologien auch die Photovoltaik mit Konzentrationstechnik.

Abbildung A.1



A.2 Konzentrator-Photovoltaikmodule

Die Solaranlagen mit Konzentratortechnik nutzen das Prinzip der Konzentration der Sonnenstrahlen durch besondere optische Systeme aus, um die PV-Zellen zu bestrahlen. Wenn man die Spitzenleistung des Systems konstant hält, wird die benutzte Halbleiterfläche um einem Faktor verringert, der der optischen Konzentration entspricht. Dieser Faktor reicht von einem Wert um 30x in den Systemen mit geringerer Konzentration bis zu einem Wert von fast 1000x in den Systemen mit höherer Konzentration.

Im Unterschied zu den üblichen PV-Panels sind die Konzentrator-Photovoltaiksysteme nur in der Lage, die direkten Sonnenstrahlen in Energie umzuwandeln. Folglich benötigen diese Systemen einen Mechanismus, der die Panels immer auf die Sonne ausrichtet (Heliostat).

Die augenblicklich verwendeten Konzentratoren sind sowohl refraktiv (Fresnell-Linsen oder prismatische Linsen) in den Lösungen vom Typ "Point-focus" (in denen jede Zelle ihre eigene Optik hat) als auch mit Reflektion bei den Lösungen vom Typ "Dense array" (bei denen es eine einzige Optik zur Fokalisierung für eine Gruppe von PV-Zellen gibt, die längs einer Linie angeordnet sind, wo die Konzentration der Sonnenstrahlen erfolgt).

Der Wirkungsgrad der Solarpanels mit Konzentrator schwankt zwischen 12% für Solarzellen aus monokristallinem Silizium (Konzentration 20x) und circa 20%

(Konzentration 200x), mit Spitzenwerten bis zu 40%, falls man Solarzellen mit mehreren Verbindungsstellen und Germanium (Ge) oder Galliumarsenid (GaAs) als Substrat benutzt.

Im Bereich der verteilten Generation mittels Konzentrator-Photovoltaiksystemen besteht die Möglichkeit, die Produktion von Elektrizität mit der Wärmerückgewinnung zu verbinden, die für Zwecke der Kogeneration nützlich ist. Es steht nämlich die Wärmeenergie zur Verfügung, die auf der Kühlung der Zellen (60°-120° C je nach dem Konzentrationsfaktor) beruht und zur Klimatisierung oder der Warmwasserproduktion verwendet werden kann.

Die Lösung der Kogeneration weist allerdings einen Nachteil auf, denn man muss die Zellen zunächst zur Wärmeerzeugung auf einer höheren Temperatur arbeiten lassen, was zu einer Verringerung des photovoltaischen Wirkungsgrades führt.

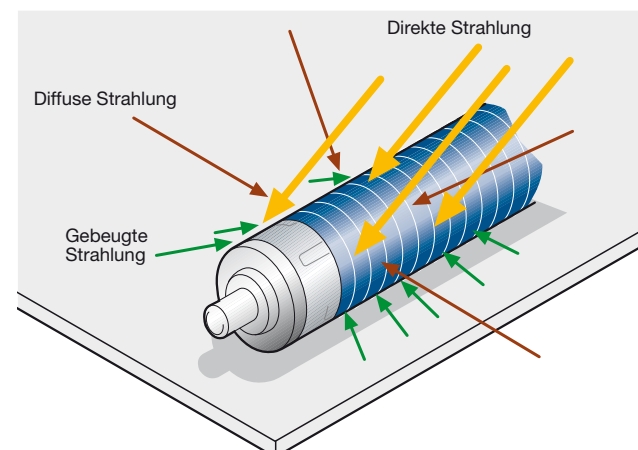
Die Konzentrator-Photovoltaik befindet sich noch in der Demonstrationsphase und in den letzten Jahren geht sie allmählich in die Phase der industriellen Produktion über. Die Kosten der Technologie (3.5-5 €/W) befinden sich daher noch auf dem Stand der vorindustriellen Entwicklung. Einige Prognosen sehen jedoch im Lauf der nächsten 5 Jahre eine Reduktion der Kosten auf 2-3 €/W vor, die sich in den anschließenden 5 Jahren halbieren können, und zwar dank der Entwicklung neuer Solarfolger und der Forschung im Bereich der Systeme mit hoher Konzentration (1000x).

A.3 Zylindrische PV-Systeme

Diese halbintegrierten PV-Anlagen benutzen zylindrische Panels, die rings um 360° mit Dünnschicht bedeckt sind, um das Sonnenlicht den ganzen Tag über auszunutzen zu können, aber auch das Licht, das von der Oberfläche reflektiert wird, auf der sie montiert werden.

Die zylindrischen Panels funktionieren optimal, wenn sie nahe beieinander in der Horizontalen montiert werden. Das System ist leicht und im Gegensatz zu den traditionellen Panels nicht dem "Segeleffekt" ausgesetzt. Es verlangt auch nicht, dass die Module mit Gegengewichten verankert werden.

Abbildung A.2



Anhang B: Andere erneuerbare Energiequellen

B.1 Vorwort

Als erneuerbar werden die Energieformen betrachtet, die aus Quellen erzeugt werden, die sich ihrer Natur nach immer erneuern oder im Laufe der "menschlichen" Zeiten nicht aufgebraucht werden. Als Erweiterung des Begriffs versteht man darunter auch die Energiequellen, deren Nutzung die Ressourcen der Natur durch die künftigen Generationen nicht in Frage stellt.

Als "erneuerbare Energiequellen" betrachtet man in der Regel die Sonne, den Wind, das Meer, die Erdwärme, d.h. jene Quellen, deren aktuelle Benutzung die Verfügbarkeit derselben in der Zukunft nicht in Frage stellt, während die "nicht erneuerbaren Energiequellen" sowohl wegen der langen Zeiträume, die zu ihrem Entstehen erforderlich sind und die weit über den Zeiten unseren heutigen Konsummengen liegen (insbesondere die aus fossilen Quellen wie Erdöl, Kohle und Erdgas), als auch wegen des Tatbestandes, auf der Skala der menschlichen Zeit nicht in unerschöpflichen Mengen vorhanden zu sein, in der Zukunft beschränkt sind.

Wenn der Begriff der "erneuerbaren Energie" im engeren Sinn der oben beschriebene ist, werden öfters als gleichbedeutend Begriffe wie "nachhaltige Energie" und "alternative Energiequellen" benutzt.

Es gibt allerdings geringfügige Unterschiede in der Bedeutung. Nachhaltige Energie bedeutet nämlich eine Art und Weise, Energie zu erzeugen und zu verbrauchen, die eine nachhaltige Entwicklung ermöglicht, so dass auch der Aspekt der Effizienz der Energiebenutzung eine Rolle spielt. Alternative Energiequellen sind dagegen alle Energiequellen, die keine Kohlenwasserstoffe sind, d.h. die nicht von fossilen Materialien stammen.

Es gibt keine eindeutige Definition der Gesamtheit der erneuerbaren Energiequellen, da es in verschiedenen Umgebungen unterschiedliche Meinungen darüber gibt, ob eine oder mehrere Energiequellen in die Gruppe der "erneuerbaren" eingeschlossen werden darf.

B.2 Windenergie

Die Windenergie ist das Produkt der Umwandlung der Bewegungsenergie, die der Wind besitzt, in andere Energieformen, augenblicklich am häufigsten in elektrische Energie.

Einrichtungen, die für diese Art der Umwandlung bestimmt sind, nennt man Windkraftträder oder Windturbinen.

Ein Windkrafttrad verlangt eine minimale Windgeschwindigkeit (cut-in) von 3-5 m/s und liefert die Auslegungleistung bei einer Windgeschwindigkeit von 12-14 m/s.

Bei hohen Windgeschwindigkeiten wird der Generator aus Sicherheitsgründen durch das Bremssystem blockiert. Die Sperre kann mit regelrechten Bremsen erfolgen, die den Rotor abbremsen, oder mit aerodynamischen Methoden, bei denen die Rotorblätter aus dem Wind gedreht werden.

Es gibt auch Windkraftträder mit verstellbaren Rotorblättern, die sich an die Windrichtung anpassen und die Energieerzeugung konstant halten.

Die Umdrehungen pro Minute eines Windkrafttrades sind sehr variabel, weil die Windgeschwindigkeit variabel ist. Da jedoch die Netzfrequenz konstant sein muss, werden die Rotoren an einen Wechselrichter angeschlossen, der die Spannung und Frequenz regelt, mit der die Leistung in das Netz eingespeist wird.

Die Kinematik des Windgenerators kennzeichnet sich durch geringe Reibung und damit geringe Erwärmung. Daher ist keine Kühlung (Öl oder Wasser) erforderlich, was die Instandhaltungskosten deutlich senkt.

Die Umweltauswirkungen waren schon immer ein großes Hindernis für die Installation dieser Anlagen.

Die windigsten Orte befinden sich in der Regel auf Bergspitzen und den Abhängen im Gebirge, wo die Windkraftwerke auch aus großer Entfernung gut sichtbar sind und einen nicht immer tolerierten Einfluss auf das Aussehen der Landschaft haben.

Ein weiteres Problem, das für die Produktion auf großer Skala bedeutsam ist, ist die aussetzende Elektrizitätserzeugung.

Der Wind ist nämlich wie die Sonne und im Gegensatz zu den konventionellen Energiequellen kein gleichmäßiger und kontinuierlicher Energielieferant. Insbesondere ist er nicht einfach zu kontrollieren, um die produzierte Energie an die Anforderungen der Last anzupassen.

Außerdem haben die Behörden, die für die Kontrolle des Luftverkehrs einiger Länder verantwortlich sind, Einwände hinsichtlich der Installation neuer Windkraftanlagen erhoben, weil sie in der Lage sind, Interferenzen mit den Radaranlagen zu erzeugen, denen es nicht einfach gelingt, das Echo zu beseitigen, das die Windräder wegen ihres hohen (*Radar Cross Section*) verursachen¹.

Trotz all dieser Schwierigkeiten kann man in vielen europäischen Ländern eine gute Verbreitung der Windparks registrieren, weil sie einfach zu installieren sind und wenig Wartungsaufwand vorsehen. Dazu wird nicht nur

¹ Der Reflektionskoeffizient (*Radar Cross Section*) ist ein Maß, das angibt, wie gut ein Gegenstand vom Radar erfasst werden kann, weil die Radarwellen, wenn sie in Richtung auf einen Gegenstand abgegeben werden, nur in einem bestimmten Ausmaß zur Radarquelle reflektiert werden. Unterschiedliche Faktoren wirken sich auf die Menge der reflektierten elektromagnetischen Strahlung aus, darunter die der Winkel, die von den Schnittflächen der Oberflächen des Gegenstandes gebildet werden. Ein Stealth-Flugzeug (entwickelt, um auf den Radarschirmen unsichtbar zu sein) wird daher Eigenschaften haben, die ihm einen tiefen RCS-Wert verleihen, während ein Passagierflugzeug einen hohen RCS-Wert haben soll.

das Land, sondern auch das offene Meer mit den so genannten Offshore-Installationen ausgenutzt.

B.3 Energie aus Biomasse

Die Biomasse, die zu energetischen Zwecken ausgenutzt werden kann, besteht aus all den organischen Materialien, die direkt als Brennstoff verwendet oder in Konversionsanlagen in flüssigen oder gasförmigen Brennstoff umgewandelt werden können, um einfacher und vielseitiger benutzt zu werden.

Der Begriff Biomasse vereint Materialien unterschiedlicher Art, die vom Unterholz bis zu den Abfallmaterialien der Holzverarbeitungsindustrie oder der Viehzuchtbetriebe gehen.

In der Regel kann man alle Materialien organischer Herkunft, die von photosynthetischen Reaktionen abstammen, als Biomasse bezeichnen.

In Italien deckt die Biomasse circa il 2,5% des Energiebedarfs, mit einem in die Atmosphäre abgegebenen Kohlendioxidanteil, der praktisch als Null betrachtet werden kann, da die CO₂ Menge, die bei der Verbrennung freigesetzt wird, dem Anteil entspricht, den die Pflanzen während ihres Wachstums aufgenommen haben.

Die Biomassen können in Wärmeerzeugungsanlagen mit unterschiedlichen Dimensionen verwendet werden, wobei die Dimensionen eng mit den Eigenschaften des Umfelds und der Verfügbarkeit des besagten Brennstoffes in der näheren Umgebung verbunden ist.

B.4 Geothermische Energie

Die geothermische Energie ist eine Energieform, welche die Wärmequellen ausnutzt, die aus den tieferen Erdbereichen im Bodenuntergrund stammen. Sie ist natürlich mit den Gegenden verbunden, wo geothermische Erscheinungen vorliegen (in Italien und das die als "warme Gegenden" bekannte Toskana, Latium, Sardinien, Sizilien und einige Gegenden von Venetien, der Emilia Romagna und der Lombardei), wo die Erdwärme bis an das Oberflächengestein gelangt und zur Erzeugung elektrischer Energie durch Dampfturbinen oder zur Heizung von Wohn und Industriegebäuden verwendet werden kann².

Es gibt auch Technologien (Wärmepumpen und Erdwärmesonden), die in der Lage sind, die latente Bodenenergie auszunutzen. In diesem Fall spricht man von Niedrigtemperatur-Geothermie. Diese Pumpen sind elektrische Heizsysteme (oder auch Kühlsysteme), die sich die relativ konstante Bodentemperatur im Laufe des ganzen Jahres zum Nutzen machen und für eine Vielzahl von Gebäudearten an jedem Ort benutzt werden können. Die Erdwärmesonden sind Wärmeaustauscher (rohrförmig), die vertikal (oder horizontal) im Boden installiert werden und in denen eine wärmeleitende Flüssigkeit

² In Italien ist die Ausnützung der geothermischen Energie im Augenblick noch auf die Toskana und einen Teil von Latium beschränkt, mit einer installierten Gesamtkapazität von 681 MW im Jahr 2004 und einer Stromerzeugung von 5,4 Milliarden kWh, entsprechend 1,55% der nationalen Elektrizitätsproduktion.

umläuft. Im Winter werden die Räume geheizt, weil die Energie aus dem Boden in die Räume übertragen wird, während die Räume im Sommer gekühlt werden, weil die Wärme den Räumen entzogen und in den Boden transportiert wird.

B.5 Energie aus Gezeiten und Seegang

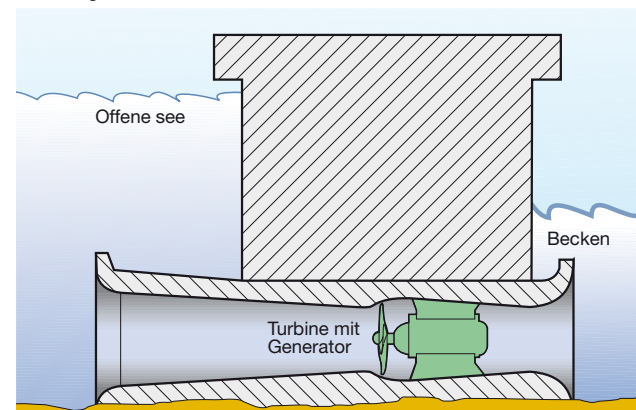
Die riesige Energiereserve, die das Meer darstellt (über 70% der Erdoberfläche sind von den riesigen Ozeanen bedeckt, die eine mittlere Tiefe von 4000 m haben), eignet sich gut, auf unterschiedliche Arten ausgenutzt zu werden. Neben der Wärme, die auf dem Wärmegradienten beruht (Temperaturdifferenz zwischen zwei Stellen), besitzt das Meer aufgrund der Meeresströmungen, der Wellen und Gezeiten auch Bewegungsenergie.

Wo ein großer Unterschied im Wasserstand zwischen Flut und Ebbe besteht, kann die Konstruktion eines Gezeitenkraftwerks in Betracht gezogen werden: An den Küsten Kanadas oder denen längs des Ärmelkanals erreicht der Pegelunterschied zwischen den Gezeiten 8-15 Meter. Am Mittelmeer sind die Pegelunterschiede dagegen geringer und erreichen in der Regel kaum mehr als 50 cm.

In einem Gezeitenkraftwerk strömt das Wasser in ein Becken von einigen Quadratkilometern ein und aus, wobei es durch eine Reihe von Tunneln fließt, in denen es an Geschwindigkeit gewinnt und die Turbinen in Rotation versetzt, die an Generatoren (Wechselstromerzeuger) angeschlossen sind. Während der Ebbe strömt das Wasser des Beckens in das offene Meer zurück und bringt die Turbine in Bewegung. Wenn der Pegelstand des Meeres sich wieder hebt und die Meereswellen ausreichend hoch sind, fließt das Wasser wieder aus dem Meer in das Becken zurück und versetzt die Turbine erneut in Rotation.

Eine Besonderheit dieses Systems ist die Umkehrbarkeit der Turbinen, die sowohl bei steigendem als auch fallendem Wasserpegel funktionieren können (Abbildung B.1).

Abbildung B.1



Die Ausnutzung der Gezeiten zur Stromerzeugung ist in der Regel wenig effizient. Bisher sind nur zwei Anlagen dieses Typs errichtet worden: Die wichtigste befindet sich an der Rance-Mündung in der Bretagne (Frankreich) und hat eine Leistung von 240 MW. Die andere liegt in Russland.

Die Meereswellen sind die gespeicherte Energie, die aus dem Wind stammt.

Je länger die Abstände sind, desto mehr Energie kann gespeichert werden.

Angesichts der Flächenausdehnung des Meeres und der Energie, die eine einzige Welle enthält, stellt es es einen immensen Speicher erneuerbarer Energie dar, wenn sie genutzt werden kann. Die jährliche mittlere Gesamtenergie des Wellengangs (der Hunderte von Kilometern auch ohne Wind und mit wenig Verlust reist) vor den Küsten der Vereinigten Staaten, der mit Wasser bei einer Tiefe von 60 m berechnet wird (die Energie beginnt um die 200 Meter abzunehmen und beträgt bei 20 Metern nur noch ein Drittel des ursprünglichen Werts), wurde auf den potentiellen Wert von circa 2.100 TWh/Jahr (2100×10^{12} Wh) geschätzt.

Die Energieproduktion aus dem Wellengang ist schon eine Realität, die Interesse erregt. In Ländern wie Portugal, Großbritannien, Dänemark, Kanada, den Vereinigten Staaten, Australien, Neuseeland und anderen mehr gibt es schon Unternehmen und Forschungsinstitute, die sich ausschließlich damit befassen. Die Kosten für kWh bei Benutzung dieser Energiequelle befinden sich schon in der Nähe der von Windkraftwerken.

Die Technologien in der Versuchsphase und die, die schon benutzt werden, sind zahlreich und verschiedener Art: Es wurden schwimmende Einrichtungen geschaffen, die an einem Kabel verankert sind, das sich auf- und abrollt, piezoelektrische Kunststoffstreifen, Behälter, die sich mit Wasser füllen und wieder entleeren, schwimmende Systeme unterschiedlicher Art und an der Küste oder am Meeresboden verankerte Systeme.

Die ersten Realisierungen waren fester Art und hatten hohe Umweltauswirkungen. Das erste schwimmende Projekt war das Kaimei Projekt, in dem ein Konsortium verschiedener Staaten (USA, Großbritannien, Irland, Kanada, Japan) 1978 mit dem Bau eines Schiffes begonnen hat, das eine Produktion von 2 MWh aufweist. Ein ähnliches Vorhaben ist das japanische Mighty Whale Projekt. Zu dieser Familie gehört das italienische Projekt Sea Breath.

B.6 Die hydroelektrische Kleinanlage

Mit dem Begriff hydroelektrische Kleinanlage bezieht man sich im Allgemeinen auf hydroelektrische Anlagen mit Leistung unter 10 MW, mit kleinen Abmessungen und geringen Umweltauswirkungen. Die Energie wird durch hydraulische Anlagen gewonnen, die die Förderleistung des Wassers zum Antreiben von Turbinen ausnutzen. Die hydroelektrische Kleinanlage kann eine wichtige Ressource für viele landwirtschaftlich genutzten Gegenden und im Gebirge darstellen, für die man sowohl schon vorhandene Strukturen längs der Flüsse (Leitungen, Kläranlagen, Wasserleitungen) ausnutzen, als auch da, wo interessante Fördermengen vorliegen, neue in Form von Stufen und Eingriffen mit geringen Umwelteinflüssen gegenüber den Wasserbecken realisiert.

B.7 Solarthermie

Das sind die Anlagen, die auf den Dächern italienischer Gebäude am häufigsten verbreitet sind. Durch einen Sonnenkollektor nutzen sie die Sonnenstrahlen aus, hauptsächlich zur Warmwasserbereitung, sowohl für sanitäre Zwecke als auch, nach aufmerksamer Beurteilung, für die Raumheizung und die Heizung von Schwimmbädern. Die Technologie ist reif und zuverlässig. Die Anlage haben eine mittlere Nutzungsdauer von über 20 Jahren und Rückgewinnungszeiten der Investition, die auch sehr kurz sein können. Eine Familie mit 4 Personen, die 75 Liter warmes Wasser pro Person und Tag verbraucht und den konventionellen Gasheizkessel mit einer Solaranlage integriert (Anlage von Typ 4 m² Sonnenkollektoren und einen Speicher von 300 Liter), kann die erforderliche Investition von circa 4.000 Euro in 3 Jahren amortisieren.

Diese Berechnung berücksichtigt die bestehenden Fördermaßnahmen, die es gestatten, einen Teil der Material- und Installationskosten von den Steuern abzuziehen (steuerlicher Abzug von 55% für die energetische Gebäudesanierung).

Die technologischen Lösungen, die augenblicklich zur Verfügung stehen, lassen sich in drei Kategorien gliedern:

- *Röhrenkollektoren*, die auf einem sehr einfachen Betriebsprinzip basieren: Das Wasser läuft durch die Röhren, die meistens aus Kunststoff bestehen, und direkt den Sonnenstrahlen ausgesetzt werden, die es durch die Heizwirkung gestatten, die Temperatur des durch die Röhren laufenden Wassers zu erhöhen.
- *Flachkollektoren*, die auf dem gleichen Prinzip der nicht mit Glas abgedeckten Kollektoren beruhen, aber Materialien mit höherem Wärmeleitvermögen benutzen (Kupfer, Edelstahl, Aluminium...) und in Hüllen (Panels) eingeschlossen sind, die auf der Rückseite aus einer Absorberplatte (um die Hitze zurückzuhalten und so viel Strahlung wie möglich aufzufangen) und auf der Vorderseite einer Glasplatte (oder Kunststoffplatte) bestehen, um die gesammelte Wärme nicht durch Wärmeleitung an die Umgebung zu verlieren.
- *Vakuum-Kollektoren*, in denen die Röhren, in denen die Konvektorflüssigkeit umfließt, in ein Glasrohr mit größerem Durchmesser eingeschlossen sind, dessen Innenteil ganz durch das Absorbermaterial beschichtet ist und in der ein Vakuum erzeugt wird, um eine wirkungsvolle Wärmedämmung zu erzeugen und den Wärmeverlust zu verringern.

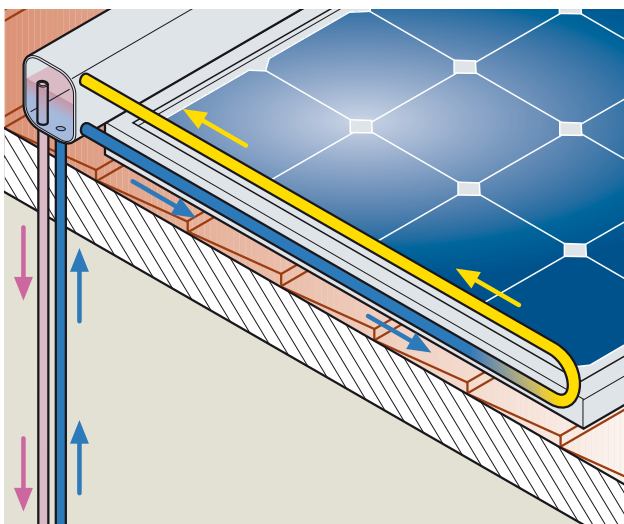
Die von der Konvektorflüssigkeit gesammelte Wärme wird dann an das Sanitärwasser abgegeben, das in einem besonderen Speicherbehälter aufbewahrt wird, dessen Eigenschaften vom Typ der Anlage abhängen. Das mit einer Solarthermieanlage erzeugte Warmwasser kann benutzt werden für:

1. für den sanitären Gebrauch (Badezimmer, Küche, Waschmaschine, Geschirrspüler)
2. zur Unterstützung der Raumheizung (besser bei Kombination mit einer Heizung mit diffuser Wärmeabgabe wie Boden- und Wandheizung, weil das erzeugte Wasser eine tiefere Temperatur als die aufweist, dies in den normalen Heizkörpern benutzt wird, und weil sie weniger Wärme verlieren).
3. für die Temperaturbeibehaltung in Schwimmbädern
4. sowohl für Familien als auch für größere Strukturen (Sportzentren, Krankenhäuser, Hotels etc.)

Vereinfacht man die Klassifikation, kann man drei Typen von Solarthermieanlagen unterscheiden:

- **ohne Zwangsumwälzung.** Das sind Anlagen, die das natürliche Prinzip ausnutzen, nach dem eine wärmere Flüssigkeit sich nach oben bewegt, während eine kältere Flüssigkeit nach unten strebt. Aus diesem Grund befindet sich der Speicher der Solaranlage über den Kollektoren auf dem Dach oder unter dem Dach (Abbildung B.2). Wenn die Solarflüssigkeit von den Sonnenstrahlen erwärmt worden ist, fließt sie direkt in den Solarspeicher und überträgt die Wärme an das darin enthaltene Wasser. Wenn die Solarflüssigkeit abgekühlt ist, läuft sie wieder nach unten in die Kollektoren zurück und der Zyklus kann erneut beginnen. Diese Technologie benötigt nur Solarkollektoren und einen Solarspeicher bzw. Wärmeaustauscher. Die Oberflächen und die Abmessungen hängen vom Wärmebedarf ab. Die Vorteile dieser Anlagenart sind die Wirtschaftlichkeit, der einfache Betrieb ohne Solarpumpe und Steuerungen, die Neigung, die von der Dachneigung abhängt, die schnelle und preisgünstige Installation, der minimale Wartungsaufwand und der hohe Wirkungsgrad, der durch die Umwälzung der Flüssigkeit ohne Solarpumpe entsteht. Zu diesen Vorteilen kommen allerdings einige Nachteile hinzu, von den weniger bedeutsamen ästhetischer Art bis zu den wichtigeren, dass der Solarspeicher der Witterung und den schädlichen Umgebungseinflüssen ausgesetzt ist, wie auch den Erfordernissen, dass das Dach das Gewicht der Struktur zu tragen hat.

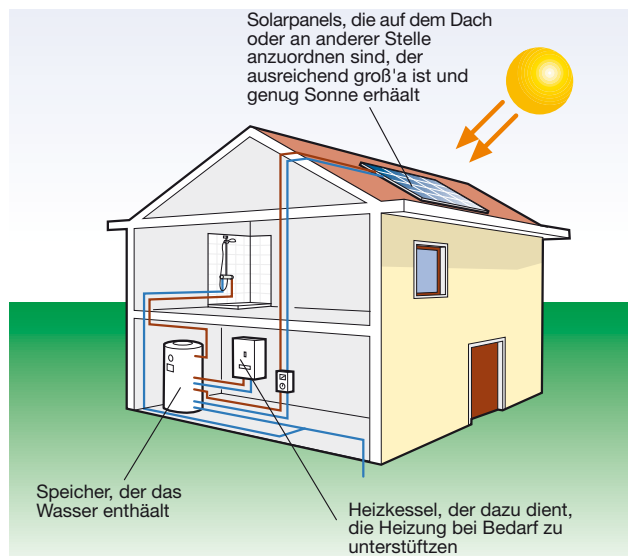
Abbildung B.2



- **mit Zwangsumwälzung.** Im Unterschied zu den Anlagen mit natürlicher Umwälzung kann der Solarspeicher bei diesem Typ auch unterhalb der Solarkollektoren angeordnet werden, also auch innerhalb des Gebäudes. Dieser Anlagentyp verfügt über eine Elektropumpe, die für das Umwälzen der Solarflüssigkeit von den Kollektoren (weiter oben) zum Solarspeicher (weiter unten) sorgt.

Im Gegenteil zu den Anlagen ohne Zwangsumwälzung sind für diesen Anlagentyp eine Umwälzpumpe, eine Differenzdrucksteuerung, Temperaturfühler und Expansionsgefäße erforderlich, so dass der Preis in der Regel höher liegt und mehr Wartung anfällt. Wer jedoch in historischen Altstädten wohnt (wo die Häuser bestimmten architektonischen Regeln ausgesetzt sind) und keinen Platz unter dem Dach hat, um den Solarspeicher des Systems ohne Solarpumpe zu "verstecken", kann das Problem des Platzbedarfs für den Speicher auf dem Dach durch die Anlage mit Zwangsumwälzung lösen (Abbildung B.3).

Abbildung B.3 - Schema einer Anlage mit Zwangsumwälzung



- **mit Zwangsumwälzung und "Entleerung".** Diese Technologie ist die Weiterentwicklung der traditionellen Zwangsumwälzung, die das Problem der möglichen Stagnation der Solarflüssigkeit innerhalb der Kollektoren löst, das dann entstehen kann, wenn die Pumpe blockiert ist oder andere Probleme eintreten, die typisch für die Zwangsumwälzung sind. Die "Stagnation" kann zu einer Überhitzung der Solarflüssigkeit führen, was schwere Schäden an der Solaranlage zur Folge haben kann. Mit dieser Anlagentypologie entleeren sich die Kollektoren dagegen, wenn die Umwälzpumpe ausfällt, und die Solarflüssigkeit strömt in einen Entleerungsbehälter, um den Bruch der Kollektorröhren zu vermeiden.

Eine Anlage ohne Zwangsumwälzung von 2-3 m² mit Solarspeicher von 150/200 Liter für die Warmwasserbe-

reitung (für den Bedarf von 2-4 Personen ausreichend) kostet im Durchschnitt 2.000-3.000 €, Installation, Lohnkosten und Mehrwertsteuer inbegriffen. Eine größere Anlage, immer ohne Zwangsumwälzung, von 4 m² mit einem Solarspeicher von 300 Liter (für den Bedarf von 4-6 Personen ausreichend) kostet circa 4.000-4.500 €. Eine größere Anlage mit Zwangsumwälzung, die auch zur Heizungsunterstützung benutzt werden kann, mit 15 m² und einem Solarspeicher von 1.000 Liter (für eine Familie von 5 Personen in einem Haus mit Bodenheizung) kostet circa 12.000 €. Eine Solarthermieanlage gestattet es, Einsparungen auf die Gas- und/oder Stromrechnungen mit vorteilhaften Kapitalrückgewinnungszeiten zu erzielen.

Die Solarkollektoren decken im Schnitt 70% des Warmwasserbedarfs einer Wohnung. Wird die Solarenergie auch zur Unterstützung der häuslichen Heizung benutzt, kann ein zufriedenstellende Deckung des Gesamtbedarfs bis zu 40% erreicht werden. Eine fachgerecht installierte Solarthermieanlage wird auf die Dauer bis zu fünfzehn Jahren gewährleistet und bei richtiger Instandhaltung kann sie auch durchaus länger halten.

Für die Solarthermieanlagen (falls auf schon vorhandenen und im Grundbuch eingetragenen Gebäuden installiert) kann ein Steuerabzug im Höhe von 55% der Material- und Installationskosten der Anlage genutzt werden, der nach dem Gesetz Nr 2 vom 28. Januar 2009 zur Umsetzung des Gesetzesvertretenden Dekrets 185/2008 auf 5 Jahre zu verteilen ist.

Vom Finanzgesetz 2008 ist dieser Steuerabzug für weitere drei Jahre verlängert worden.

Die Mehrwertsteuer für Solaranlagen liegt bei 10%. In vielen Regionen, Provinzen und Gemeinden sind außerdem Förderungen und Finanzierungen vorgesehen, die in der Regel bis zu 25-30% der Gesamtkosten reichen.

B.8 Solarthermodynamik

Die Umwandlung der Solarenergie in elektrische Energie erfolgt in einer thermodynamischen Anlage in zwei Phasen:

- zuerst werden die Sonnenstrahlen in Wärmeenergie umgewandelt,
- anschließend wird die Wärmeenergie mit einem thermodynamischen Verfahren in elektrische Energie umgewandelt.

Die thermodynamische Umwandlung der zweiten Phase ist vollständig der analog, die in konventionellen thermoelektrischen Kraftwerken stattfindet, und daher ist es erforderlich, dass die Wärmeenergie bei hoher Temperatur zur Verfügung steht, um hohe Wirkungsgrade zu erzielen.

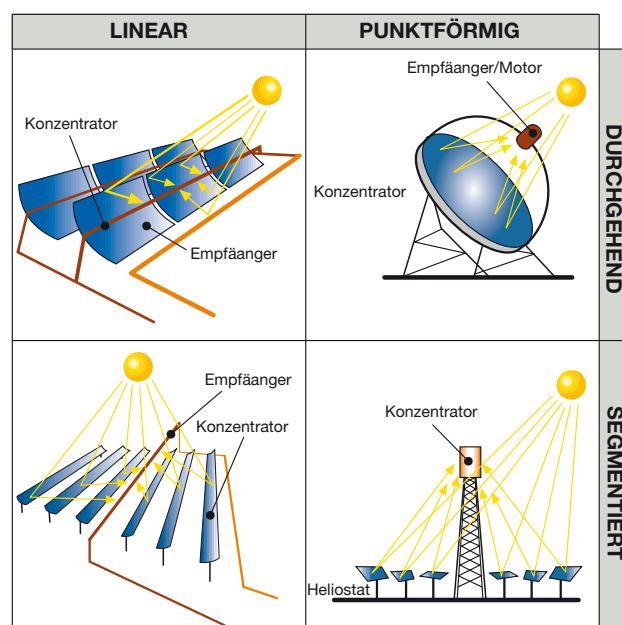
In den thermodynamischen Solaranlagen ist es daher in der Regel erforderlich, die Sonnenstrahlung durch einen *Konzentrator* zu konzentrieren, der aus Spiegeln angemessener Geometrie besteht, welche die Sonnen-

strahlen auffangen und gebündelt auf einen *Empfänger* werfen können, der sie in Wärmeenergie umwandelt. Der *Konzentrator* und der *Empfänger* stellen gemeinsam den *Solarkollektor* dar.

In den augenblicklich erhältlichen Anlagentechnologien kann der *Konzentrator* linear oder punktförmig, kontinuierlich oder diskontinuierlich sein.

- Lösung a), Parabolrinnen-Kollektoren,
- Lösung b), Parabolspiegel-Konzentrator,
- Lösung c), lineare Fresnel-Kollektoren,
- Lösung d), Solarturmsysteme.

Abbildung B.4 - Typologien von Solarkollektoren



Jede Technologie gestattet es, unterschiedliche Konzentrationsfaktoren, also unterschiedliche Werte der Höchsttemperatur und damit der Typologie des thermodynamischen Zyklus zu erreichen, die am besten zur Umwandlung der Wärmeenergie in elektrische Energie geeignet sind.

Ein thermodynamisches Solarkraftwerk ist daher als Vereinigung von zwei Untersystemen zu betrachten:

- eines, das aus dem Solarkollektor besteht, der die erste Phase der Energieumwandlung ausübt,
- eines, das die Wärmeenergie in Elektrizität umwandelt und aus den Geräten zur Energieumwandlung und dem Transport- und Speichersystem besteht, das die Wärme aus dem Kollektor in den thermodynamischen Zyklus überträgt.

Der thermische Speicherbehälter hat den Zweck, die erzeugte Wärme zu sammeln, um der Anlage gegenüber den plötzlichen Schwankungen der Sonneneinstrahlung durch die Witterungsverhältnisse einen regelmäßigen Betrieb zu garantieren.

Je nach der Höchsttemperatur der Solarflüssigkeit werden als thermodynamischer Zyklus der Rankine-Zyklus mit Wasserdampf (für Temperaturen zwischen 400 und

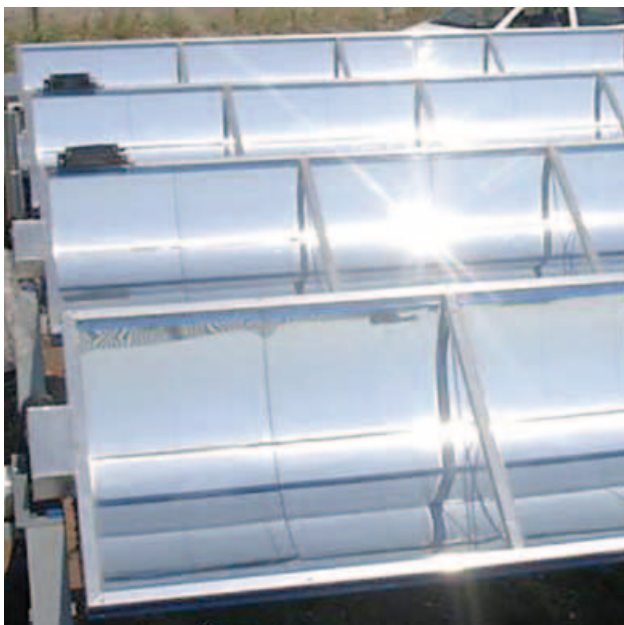
600 °C), der typisch für Anlagen mit linearen Kollektoren ist, der Stirling-Zyklus (für Temperaturen bis zu 800°C) in kleinen Anlagen mit Parabolspiegel und der Joule-Brayton-Zyklus (für Temperaturen bis zu 1000°C) in einfacher Konfiguration oder mit typisch kombiniertem Zyklus in Turmanlage verwendet.

In Anlagen mit *Parabolrinnen-Konzentratoren* (Abbildung B.5) werden Spiegel verwendet, um die Sonnenstrahlen in thermisch effizienten Empfangsrohren zu konzentrieren, die auf der Brennpunktlinie des Parabolspiegels angeordnet sind.

Eine Solarflüssigkeit (synthetisches Öl oder eine Salzschnmelze) läuft in diesen Rohren um und entnimmt dem Empfänger die Wärme, um sie in den Wärmeaustauschern an das Wasser des thermodynamischen Zyklus abzugeben, wobei überhitzter Dampf entsteht, der die Standard-Dampfturbine betreibt.

Diese Anlagen haben einen mittleren Nettojahreswert des Konversionswirkungsgrades von circa 12-14% und stellen fast alle thermodynamischen Solaranlagen dar, die es gibt.

Abbildung B.5 - Parabolrinnen-Kollektoren



In den Anlagen mit *Parabolspiegel-Konzentrator* (Abbildung B.6) wird die Sonnenstrahlung in einem Empfänger konzentriert, der sich im Brennpunkt eines Parabolspiegels befindet. Der Empfänger nimmt die Strahlungswärme auf und erhitzt die Flüssigkeit, die benutzt wird, um durch einen kleinen Stirling-Motor oder eine kleine Gasturbine elektrische Energie direkt im Empfänger zu erzeugen.

Diese Anlagentypen haben einen mittleren jährlichen Nettwirkungsgrad von 18%, mit täglichen Spitzenwerten von 24%, aber die eignen sich zur Erzeugung von nicht sehr hohen Leistungen (ein paar Dutzend kW).

Abbildung B.6 - Anlage mit Parabolspiegel-Konzentrator



Die Anlagen mit *linearem Fresnel-Konzentrator* (Abbildung B.7) gleichen dem Konzept nach den Parabolrinnen, weisen eine etwas geringere optische Wirkleistung auf, haben aber einfachere Bewegungsmechanismen für die Spiegel und eine leichtere Struktur, da sie weniger der Windkraft ausgesetzt sind. Sie befinden sich noch in der Versuchsphase, aber Beurteilungen, die auf den Konstruktionskosten der Kollektoren basieren, ergeben eine höhere Rentabilität als andere Technologien.

Abbildung B.7 - Anlage mit linearem Fresnel-Konzentrator



In den Anlagen mit *zentralem Empfänger* (Abbildung B.8) tritt die Sonnenstrahlung, die von Flachspiegeln (Heliostaten) kommt, die in kreisförmigen Reihen am Boden verteilt sind, den zentralen Empfänger, der auf einer Turmstruktur angebracht ist.

In dem Empfänger ist eine Wärmeaustauscheinrichtung vorhanden, welche die reflektierte Strahlung absorbiert und in Wärmeenergie umwandelt. Diese wird anschließend in überhitzten Wasserdampf umgewandelt, der einer Turbine zuzuschicken ist, oder sie dient zum Erhitzen von Luft oder Gas, die angemessen komprimiert werden und direkt in Gasturbinen mit offenem oder geschlossenem Zyklus Verwendung finden.

Abbildung B.8 - Anlage mit Zentralempfänger



B.9 Hybrid-Systeme

In naher Zukunft wird man nicht mehr an nur eine erneuerbare Energiequelle zur Anwendung in einem Gebäude oder an einem Ort denken, sondern man wird Hybridlösungen in Betracht ziehen, die es gestatten, eine Energiequelle als Puffer für die andere zu verwenden. Diese Integration findet heute schon in Wohngebäuden Anwendung, wo man immer mehr Solarthermieanlagen findet, die mit PV-Anlagen kombiniert sind, oder Erdwärmesysteme, die mit solarthermischen Anlagen benutzt werden.

Augenblicklich gibt es außerdem schon die Gleichstrom-Kogeneration, bei der eine Kogenerationsanlage Wärme und Gleichstrom erzeugt, der durch einen Wechselrichter wie bei den PV-Anlagen in Wechselstrom umgewandelt wird.

Diese Anlage weist zwei Vorteile auf: Der erste ist mit

der Möglichkeit verbunden, die Stromproduktion von je nach den Bedarfserfordernissen 15% bis 100% der Höchstleistung zu modulieren. Der zweite besteht darin, den Anschluss an ein PV-System zu gestatten, das den Kogenerator vorübergehend ersetzt, um die PV-Panels in den Stunden der maximalen Sonneneinstrahlung auszunutzen, und den Kogenerator in den Nachtstunden oder bei wolkigem Wetter laufen zu lassen.

Die Flexibilität der Gleichstrom-Kogeneration, die auf kleinere Verbraucher anwendbar ist und eine Wirkleistung bis zu 90% erreichen kann, ist mit der Intermittenz der erneuerbaren Energien vereinbar, denn sie gestattet auch bei Inseln Systemen eine konstante Energielieferung, wenn sie nicht an das Stromnetz als Akkumulator der elektrischen Energie angeschlossen sind.

Außerdem kommen komplexere Hybridsysteme auf, die die Einlagerung der Energie im Wasserstoff gestatten, der durch Elektrolyse erzeugt wird. Für diesen Prozess wird die elektrische Energie benutzt, die von der PV-Anlage oder dem Windkraftsystem in den Augenblicken des geringen Bedarfs der Verbraucher oder des Netzes als Überschuss produziert³. Der erzeugte Wasserstoff wird in Hochdruckspeichern gelagert und anschließend zur Stromerzeugung mit Brennstoffzellen oder für Mischungen mit Biogas benutzt⁴.

Es sind Systeme, die bisher jedoch noch einen geringen Gesamtwirkungsgrad der Konversionskette von der elektrischen Energie in Wasserstoff und anschließend erneut mit Brennstoffzellen in elektrische Energie aufweisen, was zudem noch recht kostspielige Einrichtungen sind.

Die technischen Lösungen, um die Nachteile zu verringern, gibt es jedoch schon und die Anwendung auf breiter Skala wird es auch gestatten, die Kosten zu verringern und die Integration der Systeme mit einer immer stärkeren Verbreitung zu erhöhen, während wir alle darauf warten, dass die *Smart Grid*, d.h. die "intelligenten Verteilungsnetze" entstehen, die in der Lage sind, die elektrische Energie von einer Stelle des Netzes an die andere zu befördern, und die sich dadurch auszeichnen, dass es eine Vielzahl von Produzenten gibt, die gleichzeitig auch Selbstverbraucher sind.

B.10 Energiesituation in Italien

Der nationale Bruttoenergiebedarf im Jahr 2007 lag bei circa 360170 GWh elektrische Energie. Wenn man den Eigenverbrauch der Kraftwerke für ihren Betrieb und die Energieverluste des nationalen Verteilungsnetzes nicht berücksichtigt, bedeutet es, dass der Energieverbrauch der Endverbraucher 318952 GWh ausmacht.

³ Typisch ist der Fall der Windenergie in Nordeuropa, wo der Wind oft zu stark im Vergleich zu den tatsächlichen Netzerfordernissen ist, so dass man gezwungen ist, die Windturbinen anzuhalten, so dass ein Teil der Produktion verloren geht, den man nutzen könnte. Um dieses Problem zu lösen, denkt man an Wasserstoff-Speichersysteme, um die Energie einzulagern, die von den Windrädern an besonders windigen Tagen produziert wird, wenn die Anlagen mehr Strom erzeugen, als das Netz aufnehmen kann.

⁴ Oder Produktion von Fernwärme und Verkauf des etwaigen Biogas-Rückstandes als Kraftstoff für Frachtmittel.

Vom nationalen Bruttobedarf an elektrischer Energie werden 73,8% durch die Wärmekraftwerke gedeckt, die hauptsächlich fossile Brennstoffe verbrennen, die zum großen Teil aus dem Ausland stammen. Zu einem kleinen Teil, der weniger als 2% ausmacht, sind als Brennstoff der Wärmekraftwerke die Biomassen (Industrieabfälle oder Müll) und der Brennstoff nationaler Herkunft zu berücksichtigen.

Andere wichtige Energiequellen sind die erneuerbaren Energien (hydroelektrisch, geothermisch, eolisch und photovoltaisch), die am nationalen Bedarf einen Anteil von 13,4% decken.

Das sind die wichtigsten nationalen Produktionsquellen, die es gestatten, eine produzierte Bruttoenergiemenge von circa 313887GWh jährlich zu erhalten.

Der restliche Teil, der erforderlich ist, um den nationalen Bedarf zu decken, kommt aus dem Ausland und macht 12,8% des Gesamtbedarfs aus.

B.10.1 Nicht erneuerbare Energien

Wie wir gesehen haben, wird der größte Teil des nationalen Bedarfs durch die Produktion der Wärmekraftwerke gedeckt, die mit fossilen Brennstoffen funktionieren. Italien verfügt nicht über größere Reserven dieser Typologie von Brennstoffen und daher werden diese Rohstoffe fast im gesamten Umfang aus dem Ausland importiert, und zwar mit den folgenden Prozentwerten:

- Erdgas circa 65,2%
- Kohle circa 16,6%
- Erdölderivate circa 8,6%
- kleinere Brennstoffquellen, überwiegend fossiler Herkunft (Petrolkoks) circa 7,3%,

Diese Daten ergeben, dass Italien weltweit der vierte Importeur von Erdgas ist, das überwiegend aus Russland und Algerien kommt, mit kleineren Anteilen als Norwegen, Libyen und den Niederlanden.

Obwohl der aus Erdöl produzierte Anteil wesentlich zum Nachteil von Erdgas abgenommen hat, bleibt Italien dennoch das europäische Land, das für die Produktion elektrischer Energie am stärksten vom Erdöl abhängt.

B.10.2 Erneuerbare Energien

Ein nationaler Plan, der die Behauptung alternativer Energiequellen vorsieht, die eine optimale Wirkleistung gewährleisten und die Gefahr der Umweltverunreinigung verringern können, ist ausschlaggebend, um den Vorschriften des Kyoto-Protokolls gerecht werden zu können. Die größte Produktion von elektrischer Energie durch erneuerbare Energiequellen leitet sich in Italien von den Wasserkraftwerken ab (die heute als klassische erneuerbare Energiequellen bezeichnet werden), die sich im Wesentlichen in der Nähe der Alpen und in einigen Gebieten des Apennins befinden. Diese produzieren 10,7% des gesamten Bruttoenergiebedarfs Italiens.

Andere wichtige Quellen erneuerbarer Energie sind die Erdwärmekraftwerke (im Wesentlichen in der Toskana), die 1,5% der elektrischen Leistung produzieren.

Die "neuen" erneuerbaren Energiequellen wie die Windkraft (mit Windparks, die sich hauptsächlich in Sardinien und im südlichen Apennin befinden) produzieren circa 1,1% des Bedarfs an elektrischer Leistung, während noch kleinere Prozentwerte um 0,01%, was den circa 39 GWh des Totalbedarfs entspricht, von den Solaranlagen produziert wird, die an das Netz gekoppelt sind oder im Inselbetrieb arbeiten. Größere Prozentwerte mit einer Produktion um 2,3% des Gesamtenergiebedarfs decken die Wärmekraftwerke oder thermischen Abfallbehandlungsanlagen durch die Verbrennung von Biomassen, Industrieabfällen und Hausmüll, Gas, die aus bedeutsamen Industrieprozessen stammen (Stahlwerke, Hochöfen, Raffinerien).

Anhang C: Bemessungsbeispiele für Photovoltaikanlagen

C.1 Vorwort

Hier folgen zwei Beispiele für die Auslegung einer PV-Anlage mit Netzkoppelung in Parallelschaltung an eine schon vorher vorhandene Nutzeranlage. Das erste Beispiel bezieht sich auf eine PV-Anlage kleinerer Abmessungen, die typisch für eine familiäre Nutzung ist, während das zweite einer Anlage mit größerer Leistung gewidmet ist, die als Installation in einem Handwerksbetrieb vorgesehen ist.

In beiden Fällen sind die Verbraucheranlagen an das öffentliche NS-Verteilungsnetz mit Erdungssystemen vom TT-Typ angeschlossen. An die schon vorhandene Erdungsanlage werden die Körper der PV-Anlage angeschlossen, deren spannungsführende Teile dagegen isoliert bleiben.

Es wird schließlich angenommen, dass der vermutliche Kurzschlussstrom aus dem Verteilungsnetz 6kA Phase-Neutralleiter im ersten Beispiel und 15kA dreiphasig im zweiten Beispiel ausmacht.

C.2 Photovoltaikanlage von 3kWp

Eine PV-Anlage, die an das öffentliche NS-Verteilungsnetz mit der Preisregelung nach der Netzstromzählung angeschlossen ist und für ein Einfamilienhaus in der Provinz Bergamo bestimmt ist, soll größtmäßig ausgelegt werden. Dieses Haus ist schon mit einer Vertragsleistung von 3kW und einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von circa 4000 kWh an das Netz angeschlossen.

Die Dachschräge (Satteldach), auf der die Solarzellen mit teilweiser Integration installiert werden hat eine Fläche von 60 m², und einen Neigungswinkel β von 30° und einer Orientierung (Azimut-Winkel γ) von +15° im Bezug zum Süden.

Man beschließt eine Anlage von 3 kWp zu wählen, um den Leistungserfordernissen des Verbrauchers so weit wie möglich gerecht zu werden. Mit Bezug auf das Beispiel 2.2 von Kap. 2 beträgt die zu erwartende jährliche Produktion unter Berücksichtigung einer Wirkleistung der Anlagenkomponenten von 0,75 circa 3430 kWh.

Wahl der PV-Panels

Wenn man annimmt, Solarpanels aus polykristallinem Silizium mit einer Stückleistung von 175 W zu verwenden, werden 17 Panels benötigt, Wert, der mit der Formel $3000/175=17$ beurteilt wird. Es wird angenommen, dass die Panels alle in Reihenschaltung in einem einzigen Strang verbunden werden.

Die Haupteigenschaften des allgemeinen Panels, die der Hersteller erklärt, sind:

- Bemessungsleistung P_{MPP}^1 175 W
- Wirkungsgrad 12,8 %

- Spannung V_{MPP} 23,30 V
- Strom I_{MPP} 7,54 A
- Leerlaufspannung 29,40 V
- Kurzschlussstrom I_{sc} 8,02 A
- Höchstspannung 1000 V
- Temperaturkoeffizient P_{MPP} -0,43%/°C
- Temperaturkoeffizient U -0,107 V/°C
- Abmessungen 2000 x 680 x 50 mm
- Oberfläche 1,36 m²
- Isolation Klasse II

Die Gesamtfläche, die durch die Panels verkleidet wird, beträgt damit $1,36 \times 17 \approx 23$ m², was weniger ist, als die Dachschräge zur Verfügung stellt.

Nehmen wir an, dass die tiefste und die höchste Temperatur der Panels -10°C und +70°C sind, und wenn wir davon ausgehen, dass die Temperatur bei den Standardtestbedingungen 25°C beträgt, erhält man mit der Formel [2.13] die Spannungsvariation des PV-Moduls im Bezug zu den Standardbedingungen.

- Max. Leerlaufspannung $29,40 + 0,107 \cdot (25 + 10) = 33,13$ V
- Mindestspannung MPP $23,30 + 0,107 \cdot (25 - 70) = 18,50$ V
- Höchstspannung MPP $23,30 + 0,107 \cdot (25 + 10) = 27,03$ V

Hinsichtlich der Sicherheit und auf der sicheren Seite wird für die Wahl der Anlagenkomponenten der größere Wert zwischen der max. Leerlaufspannung und dem 120% der Leerlaufspannung der Panels angenommen (Hinweis 7 Kap. 3). Im spezifischen Fall ist die Bezugsspannung gleich $1,2 \cdot 29,40 = 35,28$ V, weil größer als 33,13 V.

Elektrische Eigenschaften des Strangs:

- Spannung MPP $17 \times 23,30 = 396$ V
- Strom MPP 7,54 A
- Max. Kurzschlussstrom $1,25 \times 8,02 = 10$ A
- Max. Leerlaufspannung $17 \times 35,28 = 599,76$ V
- Mindestspannung MPP $17 \times 18,50 = 314,58$ V
- Höchstspannung MPP $17 \times 27,03 = 459,50$ V

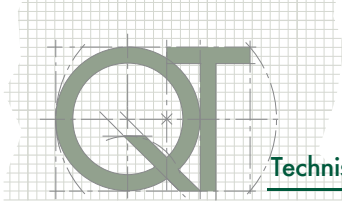
Wahl des Wechselrichters

Angesichts der geringen Leistung der PV-Anlage und zur Ausführung des direkten Anschlusses an das einphasige NS-Netz wählt man einen einphasigen Wechselrichter, der die DC/AC-Umwandlung mit der PWM-Technik und IGBT-Brücke ausführt. Dieser Wechselrichter hat einen Ringkernstromwandler im Ausgang für die galvanische Isolation zwischen dem Stromnetz und der PV-Anlage. Er hat im Eingang und im Ausgang Filter für die Entstörung, die sowohl durch Leitung als auch Strahlung abgegeben werden, und einen Sensor der Isolation gegen Erde der PV-Panels.

Es ist mit einer Einrichtung zur Verfolgung der Höchstleistung MPPT und einer Schnittstelle (DDI) mit entsprechendem Schutz (PDI) ausgestattet.

Technische Eigenschaften:

¹ MPP identifiziert die elektrischen Größen an dem Punkt der Höchstleistung bei Standardbestrahlungsbedingungen.



• Bemessungs-Leistung im Eingang	3150 W
• Betriebsspannung auf der DC-Seite MPPT	203-600 V
• Höchstspannung DC-Seite	680 V
• Höchsteingangstrom DC-Seite	11,5 A
• Höchstausgangsleistung AC-Seite	3000 W
• Bemessungs-Spannung AC-Seite	230 V
• Bemessungs-Frequenz	50 Hz
• Leistungsfaktor	1
• Max. Wirkleistung	95.5%
• Europäische Leistung	94.8%

Zum Nachweis der korrekten Verbindung Strang-Wechselrichter (siehe Kap. 3) ist zunächst zu prüfen, dass die Höchstleerlaufspannung an den Enden des Strangs kleiner als die Höchsteingangsspannung ist, die der Wechselrichter ertragen kann:

$$599,76 \text{ V} < 680 \text{ V (OK)}$$

Außerdem darf die kleinste MPP-Spannung der Strangs nicht kleiner als die Mindestspannung des MPPT des Wechselrichters sein:

$$314,58 \text{ V} > 203 \text{ V (OK)}$$

Während die größte MPP-Spannung der Strangs nicht größer als die Höchstspannung des MPPT des Wechselrichters sein darf:

$$459,50 \text{ V} < 600 \text{ V (OK)}$$

Schließlich darf der max. Kurzschlussstrom des Strangs nicht über dem größten Stromwert liegen, den der Wechselrichter im Eingang ertragen kann:

$$10 \text{ A} < 11,5 \text{ A (OK)}$$

Wahl der Kabel

Die Panels werden untereinander in Reihenschaltung mit Kabeln L1* zusammenschaltet und der Strang, den man erhält, ist an der Feldschaltanlage sofort stromauf vom Wechselrichter mit einpoligen Solarkabeln L2 angeschlossen, die folgende Eigenschaften haben:

- Querschnitt 2,5 mm²
- Bemessungs-Spannung U_0/U 600/1000V bei AC – 1500V bei DC
- Betriebstemperatur -40+90 °C
- Strombelastbarkeit an der freien Luft bei 60°C (2 Kabel nebeneinander) 35 A
- Korrekturfaktor der Strombelastbarkeit bei 70 °C 0.91
- Höchsttemperatur des überlasteten Kabels 120°C

Die Strombelastbarkeit I_z der Solarkabel in der Verlegungsbedingung im Rohr bei der Betriebstemperatur von 70°C entspricht (siehe Kap.3):

$$I_z = 0.9 \cdot 0.91 \cdot I_0 = 0.9 \cdot 0.91 \cdot 35 \approx 29\text{A}$$

wobei 0,9 den Korrekturfaktor für die Verlegung der Solarkabel im Rohren oder Kanälen darstellt. Die Strombelastbarkeit ist größer als der max. Kurzschlussstrom des Strangs:

$$I_z > 1,25 \cdot I_{sc} = 10\text{A}$$

Die Panelrahmen und die Tragstruktur des Strangs sind mit einem gelbgrünen Kabel N07V-K von 2,5 mm gerdet². Der Anschluss zwischen Feldschaltanlage und Wechselrichter wird mit 2 einpoligen Kabeln N07V-K (450/750V) von 2,5 mm² mit Länge von L3=1m ausgeführt, die im Schutzrohr mit Strombelastbarkeit von 24A verlegt werden, die größer als der Höchststrom des Strangs ist.

Die Anschlüsse zwischen Wechselrichter und Zähler der erzeugten Energie (Länge L4=1m) und zwischen Zähler und Hauptschaltanlage des Einfamilienhauses (Länge L5=5m) werden mit 3 einpoligen Kabeln N07V-K (F+N+PE) von 2,5 mm² ausgeführt, die im Schutzrohr mit Strombelastbarkeit von 21A verlegt werden, also größer als der Bemessungs-Strom im Ausgang aus dem Wechselrichter auf der AC-Seite ist:

$$I_z > \frac{P_n}{V_n \cdot \cos\varphi_n} = \frac{3000}{230 \cdot 1} = 13\text{A}$$

Nachweis des Spannungsabfalls

Im Anschluss wird der Nachweis des Spannungsabfalls auf der DC-Seite des Wechselrichters ausgeführt, um zu prüfen, dass er kleiner als 2% ist, um folglich einen Verlust der erzeugten Energie zu haben, der unter diesem Prozentwert liegt (siehe Kap. 3).

Länge der Kabel mit Querschnitt 2,5 mm²:

- Anschluss zwischen Strangpanels (L1): (17-1) x 1 m = 16 m
- Anschluss zwischen Strang und Schaltanlage (L2): 15 m
- Anschluss zwischen Schaltanlage und Wechselrichter (L3): 1 m
- Gesamtlänge 16 + 15 + 1 = 32 m

Daher ergibt sich ein prozentueller Spannungsabfall von:

$$\Delta U\% = \frac{P_{max} \cdot (\rho_1 \cdot L_1 + \rho_2 \cdot 2 \cdot L_2 + \rho_2 \cdot 2 \cdot L_3)}{s \cdot U^2} \cdot 100 = \leftarrow$$

$$\rightarrow \frac{3000 \cdot (0.021 \cdot 16 + 0.018 \cdot 2 \cdot 15 + 0.018 \cdot 2 \cdot 1)}{2.5 \cdot 396^2} \cdot 100 = 0.7\%$$

² Man vernachlässigt den Spannungsabfall zwischen Wechselrichter und Zähler der erzeugten Energie, das die Verbindungskabel nicht lang sind (1m). Für die Verbindungskabel zwischen Strang-Schaltanlage und Schaltanlage-Wechselrichter wird der Widerstand des Kupfers bei 30°C angenommen $\rho = 0.018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$, während für die Verbindungskabel zwischen den Panels eine Umgebungstemperatur von 70°C angenommen wird, daher $\rho_1 = 0.018 \cdot [1 + 0.004 \cdot (70 - 30)] = 0.021 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$.

Schalt- und Schutzeinrichtungen

Mit Bezug auf den in der Abbildung C.1 wiedergegebenen Anlagenplan, ist der Schutz von Überströmen nicht vorgesehen, weil die Kabel auf der DC-Seite eine Strombelastbarkeit haben, die über dem höchsten Kurzschlussstrom liegt, der sie betreffen kann.

Auf der AC-Seite befindet sich in der Hauptschaltanlage des Einfamilienhauses ein thermomagnetischer FI-Schutzschalter DS 201 C16 A30 (30mA/Typ A Icn= 6kA), um die Verbindungsleitung zum Wechselrichter gegen Überströme zu schützen, und den Schutz bei indirekter Berührung zu geben.

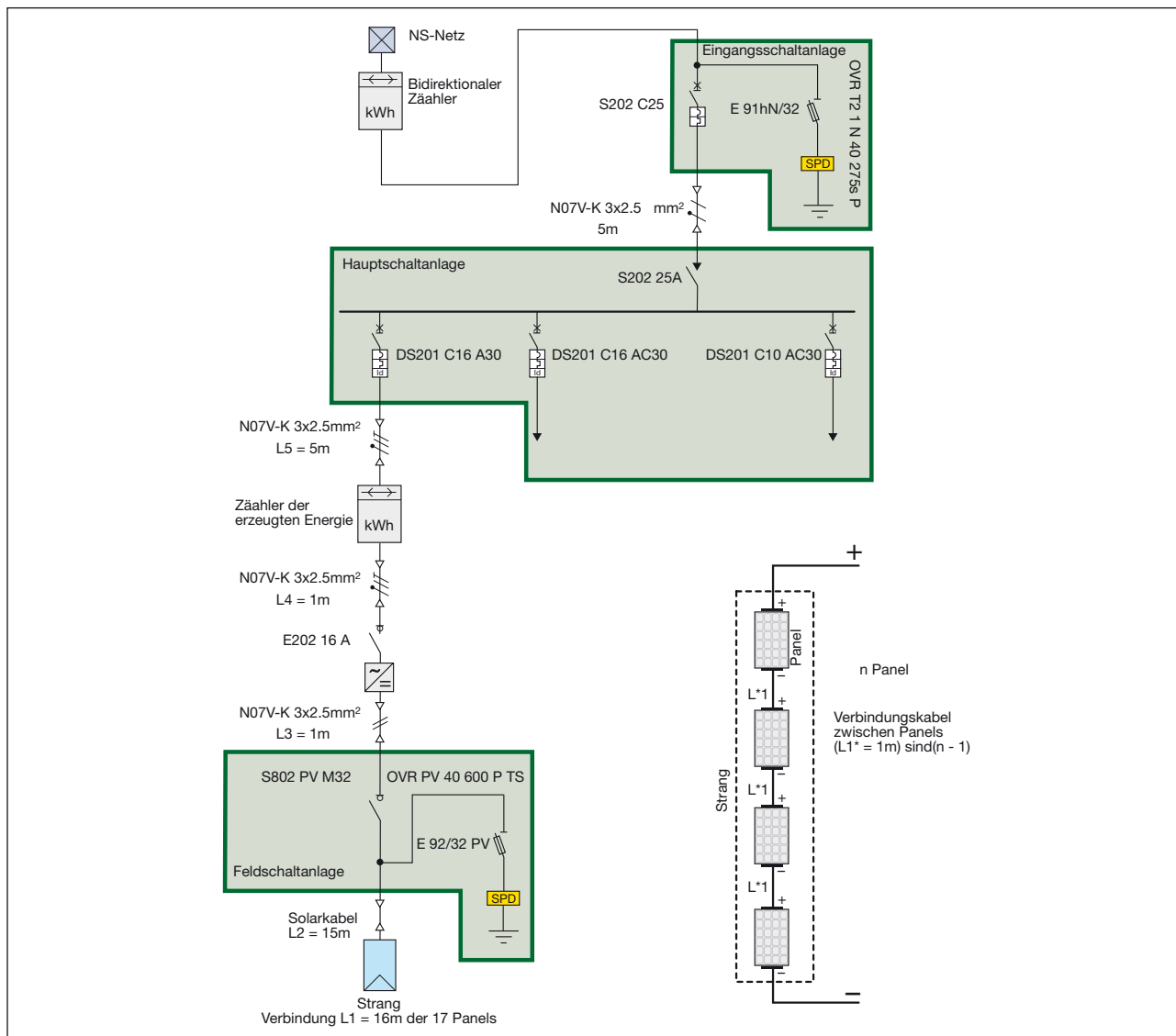
Um Instandhaltungsarbeiten am Wechselrichter ausführen zu können, werden sofort stromauf und stromab vom Wechselrichter zwei Lasttrennschalter installiert, der S802 PV-M32 stromauf und der E202 In=16A stromab.

Der Schutz gegen Überspannungen wird auf der DC-Seite vorgenommen, indem man in der Feld-Schaltanlage einen

Überspannungsableiter Typ OVR PV 40 600 P TS stromauf vom Lasttrennschalter für den gleichzeitigen Schutz des Wechselrichters und der Solarpanels installiert, während auf der AC-Seite in der Eingangsschaltanlage ein OVR T2 1N 40 275s P installiert wird. Der SPD Typ OVR PV auf der DC-Seite wird durch zwei Sicherungen 4A gR 10,3 x 38 mm (oder Sicherungen 16A gR, nur bei Installation in Gehäuse von IP 65) geschützt, die in einem Sicherungs-Lasttrennschalter E 92/32 PV montiert sind.

Der SPD Typ OVR T2 auf der AC-Seite soll dagegen durch eine Sicherung 10,3 x 38 mm E9F10 GG16 geschützt werden, die in einem Sicherungshalter E 91hN/32 montiert ist. Die anderen Schalt- und Schutzeinrichtungen, das sind der thermomagnetische Eingangsleistungsschalter S202 C25, der Haupt-Lasttrennschalter E202 In=25A und die beiden thermomagnetischen FI-Leistungsschalter DS 201 C10/16, waren schon in der vorherigen Anwenderanlage vorhanden und sollen beibehalten werden.

Abbildung C1



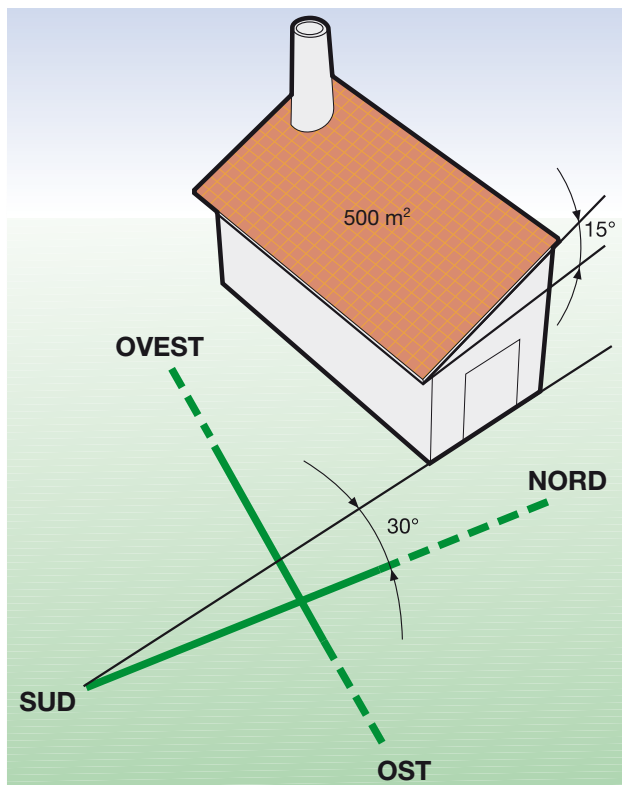
C.3 Photovoltaikanlage von 60kWp

Eine PV-Anlage, die an das öffentliche NS-Verteilungsnetz mit der Preisregelung nach der Netzstromzählung angeschlossen ist und für einem Handwerksbetrieb in der Provinz Mailand bestimmt ist, soll größtmäßig ausgelegt werden. Dieser Betrieb ist schon mit einer Vertragsleistung von 60kW und einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von circa 70 MWh an das NS-Netz (400 V dreiphasig) angeschlossen. Die Dachschräge (Abbildung C.2), auf der die Solarzellen mit teilweiser Integration installiert werden hat eine Fläche von 500 m², und einen Neigungswinkel β von 15° und einer Orientierung (Azimut-Winkel γ) von -30° im Bezug zum Süden.

Es wird beschlossen, eine Anlage von 60 kWp mit Preisregelung nach der Netzstromzählung zu wählen, um dem Leistungsbedarf des Verbrauchers so weit wie möglich gerecht zu werden (wie im vorherigen Beispiel). Der Tabelle 2.1 entnimmt man eine jährliche Sonneneinstrahlung auf der horizontalen Fläche in Mailand von 1307 kWh/m². Mit dem Tilt-Winkel und der Orientierung, die angegeben sind, erhält man aus der Tabelle 2.3 einem Korrekturkoeffizienten von 1,07. Bei der Annahme einer Wirkleistung der Anlagenkomponenten von 0,8 ergibt sich eine erwartete jährliche Produktion von:

$$E_p = 60 \cdot 1307 \cdot 1.07 \cdot 0.8 \approx 67 \text{ MWh}$$

Abbildung C2



Wahl der PV-Panels

Bei der Annahme der Verwendung von Solarzellen aus monokristallinem Silizium mit Stückleistung von 225 W, wären 267 Panels erforderlich, Zahl, die mit der Gleichung $60000/225=267$ beurteilt wurde.

Wenn man die Spannung des Strangs (welche die Spannung im Eingang des Wechselrichters beeinflusst) und der Gesamtstrom der Stränge mit Parallelschaltung (der vor allem die Wahl der Kabel beeinflusst) berücksichtigt, wählt man, die Panels in 12 Strängen von je 22 Panels in Reihenschaltung zusammenzuschalten, für insgesamt $12 \cdot 22 = 264$ Panels mit einer maximalen Gesamtleistung von $264 \cdot 225 = 59.4$ kWp.

Die Haupteigenschaften des allgemeinen Panels, die der Hersteller erklärt, sind:

• Bemessungsleistung P_{MPP}	225 W
• Wirkungsgrad	13.5 %
• Spannung V_{MPP}	28,80 V
• Strom I_{MPP}	7,83 A
• Leerlaufspannung	36,20 V
• Kurzschlussstrom I_{sc}	8,50 A
• Höchstspannung	1 000 V
• Temperaturkoeffizient P_{MPP}	-0,48 %/°C
• Temperaturkoeffizient U	-0,13 V/°C
• Abmessungen	1680 x 990 x 50 mm
• Oberfläche	1,66 m ²
• Isolation	Klasse II

Die Gesamtfläche, die durch die Panels verkleidet wird, beträgt damit $1,66 \times 264 \approx 438$ m², was weniger ist, als die Dachschräge zur Verfügung stellt.

Nehmen wir an, dass die tiefste und die höchste Temperatur der Panels -10°C und +70°C sind, und wenn wir davon ausgehen, dass die Temperatur bei den Standardtestbedingungen 25°C beträgt, erhält man mit der Formel [2.13] die Spannungsvariation des PV-Moduls im Bezug zu den Standardbedingungen.

• Max. Leerlaufspannung	$36.20 + 0.13 \cdot (25 + 10) = 40.75V$
• Mindestspannung MPP	$28.80 + 0.13 \cdot (25 - 70) = 22.95V$
• Höchstspannung MPP	$28.80 + 0.13 \cdot (25 + 10) = 33,35V$

Hinsichtlich der Sicherheit und auf der sicheren Seite wird für die Wahl der Anlagenkomponenten der größere Wert zwischen der max. Leerlaufspannung und dem 120% der Leerlaufspannung der Panels angenommen (Hinweis 7 Kap. 3). Im spezifischen Fall ist die Bezugsspannung gleich $1,2 \cdot 36.20 = 43,44V$, weil größer als 40,75V.

Elektrische Eigenschaften des Strangs:

• Spannung MPP	$22 \times 28.80 = 663,6$ V
• Strom MPP	7,83 A
• Max. Kurzschlussstrom	$1.25 \times 8.50 = 10,63$ A
• Max. Leerlaufspannung	$22 \times 43.44 = 955,68$ V
• Mindestspannung MPP	$22 \times 22.95 = 504,90$ V
• Höchstspannung MPP	$22 \times 33.35 = 733,70$ V

Wahl des Wechselrichters

Man wählt die Installation von 2 dreiphasigen Wechselrichtern von je 31 kW Bemessungs-Eingangsleistung, so dass zu jedem Wechselrichter 6 Stränge mit Parallelschaltung gelangen.

Die dreiphasigen Wechselrichter führen die DC/AC-Umwandlung mit der PWM-Technik und IGBT-Brücke aus. Sie haben im Eingang und im Ausgang Filter für die Entstörung, die sowohl durch Leitung als auch Strahlung abgegeben werden, und einen Sensor der Isolation gegen Erde der PV-Panels.

Sie sind mit einer Einrichtung zur Verfolgung der Höchstleistung MPPT ausgestattet.

Technische Eigenschaften:

• Bemessungs-Leistung im Eingang	31000 W
• Betriebsspannung auf der DC-Seite MPPT	420-800 V
• Höchstspannung DC-Seite	1 000 V
• Höchsteingangstrom DC-Seite	80 A
• Höchstaussgangsleistung AC-Seite	30000 W
• Bemessungs-Spannung AC-Seite	400 V dreiphasig
• Bemessungs-Frequenz	50 Hz
• Leistungsfaktor	0.99
• Max. Wirkleistung	97.5%
• Europäische Leistung	97%

Zum Nachweis der korrekten Verbindung Strang-Wechselrichter (siehe Kap. 3) ist zunächst zu prüfen, dass die Höchstleerlaufspannung an den Enden des Strangs kleiner als die Höchsteingangsspannung ist, die der Wechselrichter ertragen kann:

$$955,68 \text{ V} < 1\,000 \text{ V (OK)}$$

Außerdem darf die kleinste MPP-Spannung der Strangs nicht kleiner als die Mindestspannung des MPPT des Wechselrichters sein:

$$504,90 \text{ V} > 420 \text{ V (OK)}$$

Während die größte MPP-Spannung der Strangs nicht größer als die Höchstspannung des MPPT des Wechselrichters sein darf:

$$733,70 \text{ V} < 800 \text{ V (OK)}$$

Schließlich darf der max. Gesamtkurzschlussstrom der 6 Stränge mit Parallelschaltung, die zu jedem Wechselrichter gehen, nicht über dem größten Stromwert liegen, den der Wechselrichter im Eingang ertragen kann:

$$6 \times 10,63 = 63,75 \text{ A} < 80 \text{ A (OK)}$$

Wahl der Kabel

Die Panels werden untereinander in Reihenschaltung mit Kabeln L1* zusammengeschaltet und jeder Strang, den man erhält, ist an der Feldschaltanlage innerhalb der Werkhalle, sofort stromauf vom Wechselrichter mit Solarkabeln L2 angeschlossen, die in 2 Kanälen verlegt sind, von denen jeder 6 gebündelte Stromkreise enthält.

Die Eigenschaften der Solarkabel sind:

• Querschnitt	4 mm ²
• Bemessungs-Spannung U_0/U	600/1000V bei AC – 1500V bei DC
• Betriebstemperatur	-40+90
• Strombelastbarkeit an der freien Luft bei 60°C	55 A
• Korrekturfaktor der Strombelastbarkeit bei 70°C	0.91
• Höchsttemperatur des überlasteten Kabels	120

Die Strombelastbarkeit I_z der Solarkabel in der Verlegungsbedingung gebündelt im Rohr bei der Betriebstemperatur von 70°C entspricht (siehe Kap.3):

$$I_z = 0,57 \cdot 0,9 \cdot 0,91 \cdot I_0 = 0,57 \cdot 0,9 \cdot 0,91 \cdot 55 \approx 26\text{A}$$

wobei 0,9 den Korrekturfaktor für die Verlegung der Solarkabel im Rohren oder Kanälen darstellt, während 0,57 den Korrekturfaktor für den Verlegen im Bündel von 6 Stromkreisen darstellt.

Die Strombelastbarkeit ist größer als der max. Kurzschlussstrom des Strangs:

$$I_z > 1,25 \cdot I_{sc} = 10,63\text{A}$$

Die Panelrahmen und die Tragstruktur jedes Strangs sind mit einem gelbgrünen Kabel N07V-K von 4 mm geerdet². Mit Bezug auf das Schaltbild in der Abbildung C.2 wird der Anschluss zwischen Feldschaltanlage und Wechselrichter mit 2 einpoligen Kabeln N07V-K (0.6/1kV mit Hülle) von 16 mm² mit Länge von L3=1m ausgeführt, die im Schutzrohr mit Strombelastbarkeit von 76 A verlegt werden, die größer als der höchste Kurzschlussstrom der 6 Stränge mit Parallelschaltung ist:

$$I_z > 6 \cdot 1,25 \cdot I_{sc} = 63,75\text{A}$$

Der Anschluss zwischen Wechselrichter und Parallelschaltanlage des Wechselrichters wird mit 3 einpoligen Kabeln N1VV-K von 16 mm² mit Länge von L4=1m ausgeführt, die im Schutzrohr mit Strombelastbarkeit von 69A verlegt werden, die größer als der Bemessungs-Ausgangsstrom des dreiphasigen Wechselrichters ist:

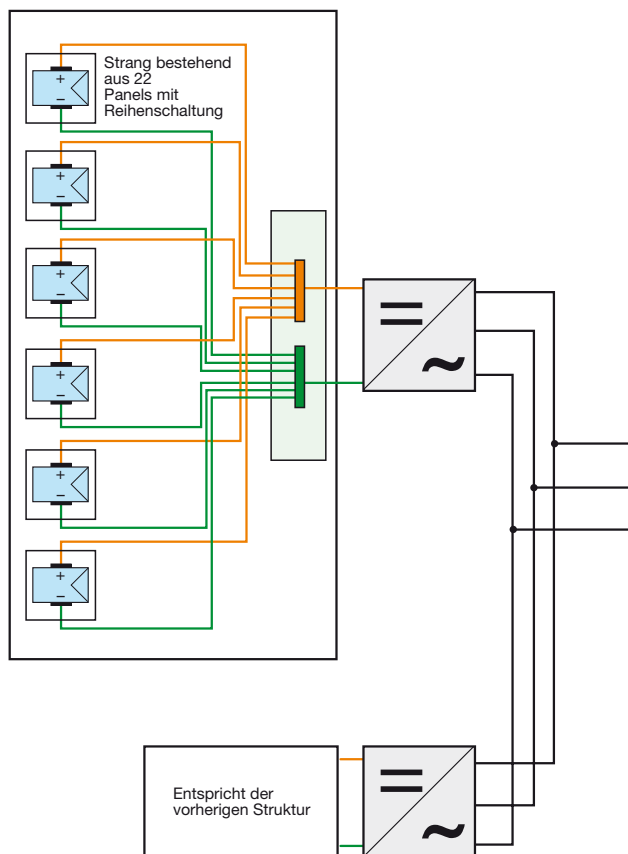
$$I_z > \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos\varphi_n} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,99} = 43,7\text{A}$$

Die Anschlüsse zwischen der Parallelschaltanlage des Wechselrichters und den NS/ns-Trenntransformator (Länge L5=1m), zwischen Transformator und Zähler der erzeugten Energie (Länge L6=2m), zwischen dem Zähler und der Schnittstellen-Einrichtung (Länge L7=2m) und zwischen der Schnittstellen-Einrichtung und der Hauptschaltanlage des Handwerksbetriebs (Länge L8=5m) werden für die Phasenleiter mit 3 einpoligen Kabeln N1VV-K von 35 mm² ausgeführt, die im Schutzrohr mit Strombelastbarkeit von 110A verlegt werden, was größer als der Bemessungs-Ausgangsstrom der PV-Anlage ist:

$$I_z > \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos\varphi_n} = \frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.99} = 87.5A$$

Der Schutzleiter PE besteht aus einem einpoligen Kabel N07V-K gelbgrüner Farbe mit Querschnitt von 16 mm².

Abbildung C3



NS/ns-Trenntransformator

Wie im Abschnitt 4.2 gesagt, ist für Anlagen mit erzeugter Gesamterzeugungsleistung über 20kW und bei Wechselrichtern, die nicht über eine Metallabschottung zwischen dem Gleich- und Wechselstromteil verfügen, die Einfügung eines NS/ns-Transformators bei Industriefrequenz mit Bemessungs-Leistung gleich groß oder größer als die Leistung der PV-Anlage erforderlich.

Die Eigenschaften des gewählten dreiphasigen Transformators sind folgende:

- Bemessungs-Leistung A_n 60 kVA
- Primärspannung V_{1n} 400V
- Sekundärspannung V_{2n} 400V
- Frequenz 50/60Hz
- Anschluss Dy11
- Elektrostatische Abschirmung zwischen Primär- und Sekundärkreis
- Schutzart IP23
- Isolationsklasse F

Schnittstellenbaugruppe

Die Schnittstellenbaugruppe ist in einem besonderen Schaltschrank installiert und besteht aus einem dreipoligen Schütz A63, der einen Bemessungs-Betriebsstrom $I_e=115A$ in AC1 bei 40°C hat.

Dieser ist ein Schnittstellenrelais mit den Schutzfunktionen 27, 59 und 81 zugeordnet, das die Einstellungen der Tabelle 4.1 aufweist.

Nachweis des Spannungsabfalls

Im Anschluss wird der Nachweis des Spannungsabfalls auf der DC-Seite des Wechselrichters ausgeführt, um zu prüfen, dass er kleiner als 2% ist (siehe Kap. 3).

Länge der Kabel mit Querschnitt 4 mm² DC-Seite:

- Anschluss zwischen Strangpanels (L1*): $(22-1) \times 1 \text{ m} = 21 \text{ m}$
- Anschluss zwischen Strang und Schaltanlage (L2): 20 m

Länge der Kabel mit Querschnitt 16 mm² DC-Seite:

- Anschluss zwischen Schaltanlage und Wechselrichter (L3): 1 m

Der prozentuelle mittlere Spannungsabfall bis zur Feldschaltanlage, wenn die Panels, die den Strang darstellen, die Höchstspannung $P_{\max} = 22 \times 225 = 4950 \text{ W}$ liefern, beträgt bei Strangspannung von $662,6 \text{ V}^3$:

$$\Delta U\% = \frac{P_{\max} \cdot (\rho_1 \cdot L_1 + \rho_2 \cdot 2 \cdot L_2)}{s \cdot U^2} \cdot 100 = \leftarrow$$

$$\rightarrow \frac{4950 \cdot (0,021 \cdot 21 + 0,018 \cdot 2 \cdot 20)}{4 \cdot 663,6^2} \cdot 100 = 0,326\%$$

Der prozentuelle mittlere Spannungsabfall zwischen der Feldschaltanlage und dem Wechselrichter mit $P_{\max} = 6 \times 4950 = 29700 \text{ W}$ beträgt:

$$\Delta U\% = \frac{P_{\max} \cdot (\rho_2 \cdot 2 \cdot L_3)}{s \cdot U^2} \cdot 100 = \frac{29700 \cdot (0,018 \cdot 2 \cdot 1)}{16 \cdot 663,6^2} \cdot 100 = 0,015\%$$

Daher ergibt sich ein gesamter Spannungsabfall von $0,34\%$.

Schalt- und Schutzeinrichtungen

Feldschaltanlagen

Die Strombelastbarkeit des Strangs liegt über dem Höchststrom, der ihn bei normalen Betriebsbedingungen durchfließen kann, daher ist es nicht erforderlich, ihn gegen Überlastung zu schützen.

Bei Kurzschlussbedingungen gilt für den Höchststrom im Strangkabel, das von dem Fehler betroffen ist (siehe Abschnitt 6.1.3):

$$I_{cc2} = (x - 1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc} = (6 - 1) \cdot 1,25 \cdot 8,50 \approx 53 \text{ A}$$

Dieser Wert liegt über der Belastbarkeit des Kabels: Folglich muss das Kabel mit einer Schutzeinrichtung gegen Kurzschlüsse geschützt werden, die unter Fehlerbedingungen die Energie durchlassen muss, die das Kabel ertragen kann. Diese Einrichtung muss den Strang

auch vor Rückstrom schützen, weil $x=y=6>3$ (siehe Abschnitt 6.1.2).

Mit Bezug auf das Schaltbild von Abbildung C.2 haben die Schutzeinrichtungen in der Feldschaltanlage einen Bemessungs-Strom (siehe Gleichung [6.3]) von:

$$1,25 \cdot I_{sc} \leq I_n \leq 2 \cdot I_{sc} \rightarrow 1,25 \cdot 8,5 \leq I_n \leq 2 \cdot 8,5 \rightarrow I_n = 16 \text{ A}$$

Daher wählt man einen S804 PV-S16, der eine Bemessungs-Spannung $U_e = 1200 \text{ V DC}$ und ein Ausschaltvermögen $I_{cu} = 5 \text{ kA} > I_{cc2}$ hat.

Die Verbindungskabel zwischen Feldschaltanlage und Wechselrichter brauchen nicht unbedingt gegen Überströme geschützt zu werden, weil sie eine Strombelastbarkeit haben, die größer als der Höchststrom ist, der sie betreffen kann. Daher wird in der Feldschaltanlage ein Haupt-Lasttrennschalter T1D PV 160⁴ montiert, um den Wechselrichter auf der DC-Seite zu trennen.

In den Feldschaltanlagen werden auch einige Überspannungsschutzeinrichtungen (SPD) installiert, die den Wechselrichter auf der DC-Seite und die PV-Panels schützen: Die Wahl fällt auf die SPD Typ OVR PV 40 1000 P TS, die durch Sicherungen 4A gR (oder Sicherungen 16A gR, nur bei Installation in Gehäuse von IP 65) geschützt sind und in einem Sicherungs-Lasttrennschalter E 92/32 PV montiert sind.

Schaltanlage zur Parallelschaltung

Mit Bezug auf das Schaltbild der Anlage in Abbildung C.4 wird auf jeder der beiden Leitungen, die von den dreiphasigen Wechselrichtern kommen, ein thermomagnetischer Generatorschalter S203 P - C63⁵ (mit einem Ausschaltvermögen, das dem unbeeinflussten dreiphasigen Kurzschlussstrom aus dem Netz entspricht) in Kombination mit einem FI-Auslöser Typ F204-63/0.03 installiert ($I_{dn} = 30 \text{ mA}$ vom Typ B, weil die installierten Wechselrichter keinen internen Trenntransformator haben). Es wird ebenfalls ein Lasttrennschalter T1D 160 3p für die Schaltanlage installiert.

³ Für die Verbindungskabel zwischen Strang-Schaltanlage und Schaltanlage-Wechselrichter wird der Widerstand des Kupfers bei 30°C angenommen $= 0,018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$, während für die Verbindungskabel zwischen den Panels eine Umgebungstemperatur von 70°C angenommen wird, daher $\rho_1 = 0,018 \cdot [1 + 0,004 \cdot (70 - 30)] = 0,021 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$.

⁴ Auf der positiven Polarität werden zwei Pole in Serienschaltung und auf der negativen Polarität zwei Pole in Serienschaltung angeschlossen, da das PV-System gegen Erde isoliert ist.

⁵ Der Pol des Neutralleiters wird frei gelassen.

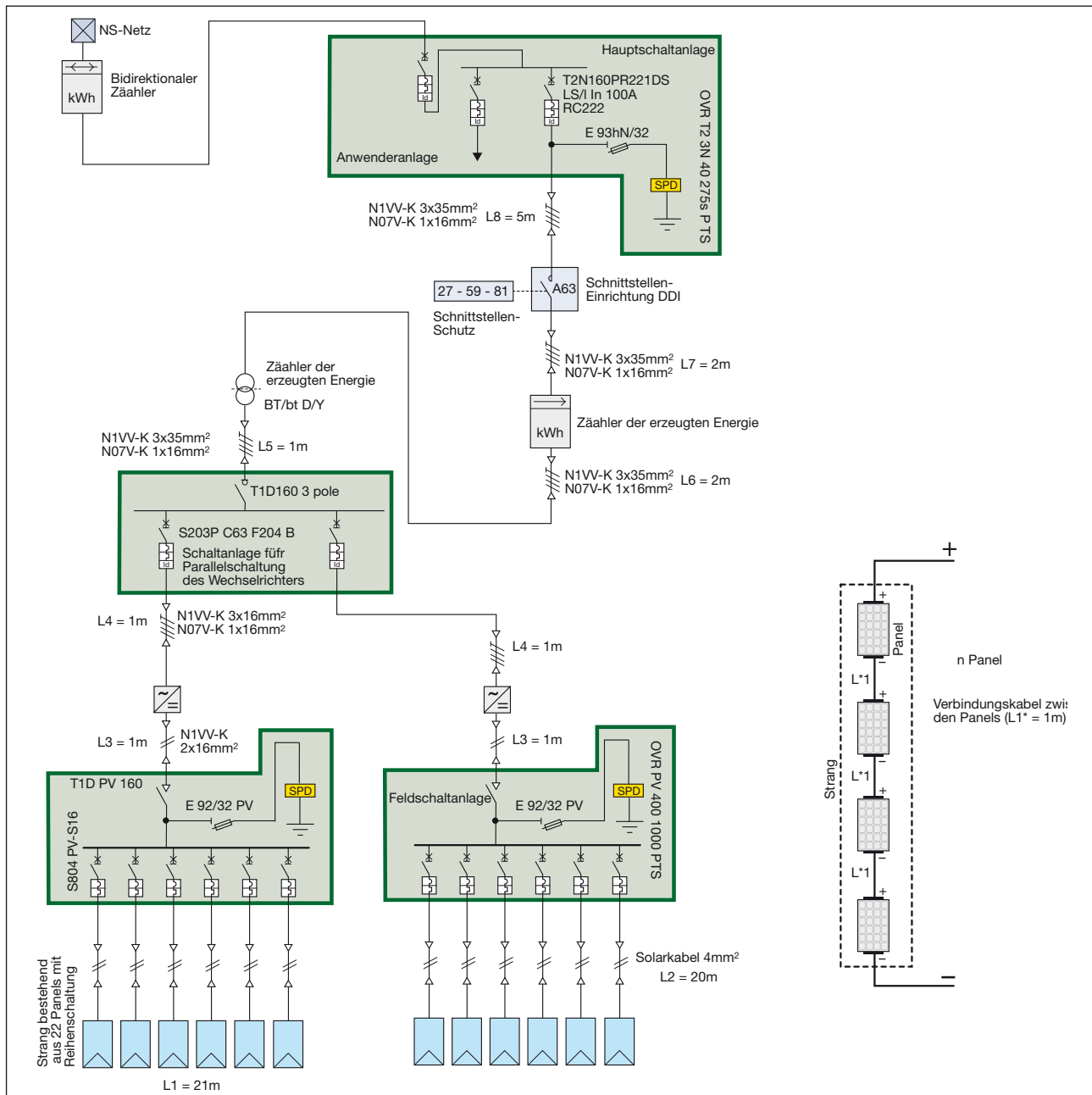
Hauptschaltanlage

In der Hauptschaltanlage des Industriebetriebs, in dem schon die Schutzeinrichtungen der Verteilungsleitungen der Anwenderanlage vorhanden sind, wird ein Leistungsschalter T2N 160 PR221DS-LI In=100A in Kombination mit einem FI-Auslöser RC222 installiert (um die Zeit-Strom-Selektivität mit dem FI-Auslöser F204 B zu gewährleisten), um den Schütz mit Schnittstellenfunktion DDI, den Lasttrennschalter in der Schaltanlage für Parallelschaltung, den Isoliertransformator und die Verbindungskabel zwischen der Schaltanlage für die Parallelschaltung und der Hauptschaltanlage gegen

Überströme zu schützen. Der RC222, der mit der Erdungsanlage koordiniert ist, schützt dagegen bei indirekten Berührungen der berührbaren inaktiven Metallteile, die sich zwischen der Schaltanlage zur Parallelschaltung und der Hauptschaltanlage befinden, insbesondere derer des Transformators.

Für den Schutz gegen Überspannungen im Eingang der Anlage auf der Netzseite wird eine Überspannungsschutzeinrichtung OVR T2 3N 40 275s P TS installiert, die durch Sicherungen 20 A GG E9F10 GG20 geschützt ist, die in Sicherungshaltern E 93hN/32 montiert sind.

Abbildung C4



Kontakt

ABB SACE

A division of ABB S.p.A.

L.V. Breakers

Via Baioni, 35

24123 Bergamo - Italy

Phone: +39 035 395 111

Fax: +39 035 395 306-433

www.abb.com

The data and illustrations are not binding.
We reserve the right to make changes in the
course of technical development of the product.

Copyright 2011 ABB. All rights reserved.