

Photovoltaïque intégré et attenant au bâtiment

Impianti fotovoltaici per edifici

## Photovoltaik auf und an Gebäuden

2062

Referenznummer  
SNR 592062:2023 de

Gültig ab: 2023-02-01

Herausgeber  
Schweizerischer Ingenieur-  
und Architektenverein  
Postfach, CH-8027 Zürich

In der vorliegenden Publikation gelten die männlichen Funktions- und Personenbezeichnungen sinngemäss auch für weibliche Personen.

Allfällige Korrekturen zur vorliegenden Publikation sind zu finden unter [www.sia.ch/korrigenda](http://www.sia.ch/korrigenda).

Der SIA haftet nicht für Schäden, die durch die Anwendung der vorliegenden Publikation entstehen können.

---

2023-02 1. Auflage

# INHALTSVERZEICHNIS

	Seite		Seite
<b>Vorwort</b> .....	4	<b>6 Projektablauf und Verantwortlichkeiten</b> .....	43
<b>0 Geltungsbereich</b> .....	5	6.1 Projektablauf und Schnittstellen . . . .	43
0.1 Abgrenzung .....	5	6.2 Spezifische Hinweise zur Ausführung	44
0.2 Normative Verweisungen .....	5	<b>7 Inbetriebnahme, Abnahme und Dokumentation</b> .....	45
0.3 Abweichungen .....	6	7.1 Inbetriebsetzung, Kontrolle, Abnahme	45
<b>1 Verständigung</b> .....	7	7.2 Anlagendokumentation .....	45
1.1 Begriffe und Definitionen .....	7	<b>8 Betrieb</b> .....	47
1.2 Symbole, Begriffe und Einheiten . . .	10	8.1 Betreibermodelle .....	47
1.3 Indizes .....	10	8.2 Betrieb und Instandhaltung .....	48
1.4 Abkürzungen .....	11	8.3 Monitoring .....	49
1.5 Allgemeines .....	11	<b>9 Ökologie, Nachhaltigkeit, Nutzungsdauer, Rückbau</b> .....	50
1.6 Energieertrag .....	11	9.1 Ökologie und Nachhaltigkeit .....	50
1.7 Auswirkung auf die Energiebilanz . . .	13	9.2 Nutzungsdauer .....	52
1.8 Eigenverbrauch und Autarkiegrad . .	13	9.3 Rückbau .....	52
1.9 Wirtschaftlichkeit .....	14	<b>Anhang</b>	
<b>2 Eigenschaften der Produkte</b> .....	15	<b>A</b> (normativ) <b>Berechnungshilfen</b> .....	53
2.1 Allgemeines .....	15	<b>B</b> (informativ) <b>Kennzahlen</b> .....	59
2.2 Visuelle Erscheinung .....	17	<b>C</b> (informativ) <b>Checklisten</b> .....	62
2.3 Eigenschaften von Modulen .....	20	<b>D</b> (informativ) <b>Publikationen</b> .....	63
<b>3 Architektur, Gestaltung, Design</b> .....	22	<b>E</b> (informativ) <b>Figuren- und Bildernachweise</b> .....	65
3.1 Allgemeines .....	22	<b>F</b> (informativ) <b>Verzeichnis der Begriffe</b>	66
3.2 Kategorisierung .....	23		
3.3 Flachdach (A) .....	24		
3.4 Geneigte Dachfläche (B) .....	24		
3.5 Fassade (C) .....	25		
3.6 Am Gebäude angebaut (D) .....	25		
<b>4 Konstruktion, Umsetzung</b> .....	26		
4.1 Allgemeines .....	26		
4.2 Flachdach (A) .....	26		
4.3 Geneigte Dachfläche (B) .....	29		
4.4 Fassade (C) .....	30		
4.5 Am Gebäude angebaut (D) .....	32		
<b>5 Systemtechnik</b> .....	34		
5.1 Bestandteile der Anlage .....	34		
5.2 Auslegung .....	34		
5.3 Elektrische Installation .....	36		
5.4 Raumanforderungen .....	38		
5.5 Statische Bemessung, Sicherheit und Schutzanforderungen .....	39		

## VORWORT

Ende 2021 sind in der Schweiz mehr als 140'000 Photovoltaikanlagen in Betrieb. Diese produzieren bereits etwa 6% unseres Strombedarfs. Die Photovoltaik hat sich zu einem wichtigen Teil der schweizerischen und globalen Stromversorgung entwickelt. Mit diesem Verlassen der Nische müssen wesentliche Anforderungen an Gestaltung, Technik, Betriebssicherheit und gesetzliche Mindestvorgaben erfüllt sein. Nur so kann die Verzehnfachung der installierten Leistung gemäss Energieperspektiven 2050+ ohne übermässige Störungen und Garantienachforderungen gemeistert und visuell ansprechend gestaltet werden.

Besonnte Flächen am Gebäude sind eine rare Ressource und müssen möglichst gut genutzt werden: sowohl zur natürlichen Beleuchtung des Innenraums als auch zur aktiven und passiven Energienutzung. Die Produktion von Solarstrom an solchen Gebäudeoberflächen mittels Photovoltaik wird zunehmend Bestandteil einer energieeffizienten Bauweise.

Eine im Tagesverlauf geglättete Produktion für einen optimierten Eigenverbrauch und moderate Netzbelastung wird immer wichtiger. Eine bedeutende Rolle dabei spielt die Photovoltaik in der Vertikalen, möglichst in unterschiedliche Himmelsrichtungen ausgerichtet. Somit wird Photovoltaik ein integraler Bestandteil eines Gebäudes und dessen Gestaltung. Sie wird als Teil eines umfassenden Nachhaltigkeitskonzepts zu einem neuen Architekturverständnis des 21. Jahrhunderts führen.

Photovoltaikanlagen werden zunehmend zu prägenden Elementen der Baukultur, insbesondere da eine grosse Zahl dieser Anlagen an und auf bestehende Bauten installiert wird. Die gestalterische Einbindung in die Gebäude und in ihren Kontext, sowie die Auswirkung auf die lokale Baukultur sind sorgfältig zu planen und umzusetzen. Die Anlagen sollen als gut gestalteter und integrierter Teil der Gebäude wahrgenommen werden, auf den Dächern wie auch an der Fassade. Planung und Bau von Photovoltaikanlagen an Gebäuden ist bereits ab der Entwurfs- und Vorprojektphase ein interdisziplinärer Prozess.

Dieses Merkblatt gilt für Anlagen am Gebäude. Freiflächenanlagen, wie sie vor allem im Ausland gebaut werden, sind in der Schweiz, mit wenigen Ausnahmen, wegen beengten Platzverhältnissen und Landschaftsschutzaufgaben kaum realisierbar. Auch Anlagen an und auf Infrastrukturanlagen werden in diesem Merkblatt nicht behandelt.

Das Merkblatt erklärt vereinfacht, wie Photovoltaikanlagen aufgebaut sind, was an Ertrag zu erwarten ist – je nach Orientierung und Neigung der Solarmodule – und wie eine sorgfältige Planung ablaufen muss. Es richtet sich in erster Linie an Bauherren, Architekten, Bewilligungsbehörden, aber auch an Installateure, Planer und Liegenschaftsverwaltungen.

Es unterstützt sowohl den ersten Entwurf eines neuen Gebäudes wie auch die nachträgliche Ergänzung bei einem bestehenden Gebäude.

Dieses Merkblatt basiert auf dem Stand des Wissens 2021. Die Technologie entwickelt sich laufend weiter. Sowohl die Art der Module als auch die Befestigungstechnik und neue, farbige Oberflächenbeschichtungen erweitern den Spielraum für kreative und gestalterisch anspruchsvolle neue Lösungen. Dieses Merkblatt ergänzt die zwei Merkblätter SIA 2060 *Infrastruktur für Elektrofahrzeuge in Gebäude* und SIA 2061 *Batteriespeichersysteme in Gebäuden* mit der Produktionsseite von Strom am Gebäude.

Arbeitsgruppe SIA 2062

## 0 GELTUNGSBEREICH

### 0.1 Abgrenzung

0.1.1 Das vorliegende Merkblatt gilt für:

- stationäre PV-Anlagen sowie mobile, aber mit dem Netz verbundene PV-Anlagen,
- PV-Anlagen auf und an Gebäuden.

0.1.2 Das vorliegende Merkblatt gilt nicht für:

- PV-Freiflächenanlagen (Land und Gewässer),
- Anlagen an und auf Infrastrukturanlagen (z.B. Schallschutzwände),
- PV-Anlagen auf und an Fahrzeugen,
- geräteintegrierte PV-Anlagen bzw. Zellen, die nicht mit dem Netz verbunden sind (z.B. Solarladegeräte, Beleuchtung).

#### 0.1.3 Brandschutz

Die Anforderungen des Brandschutzes sowie die notwendigen Brandschutzmassnahmen werden in den VKF-Brandschutzvorschriften sowie den Stand der Technik Papieren beschrieben und geregelt.

### 0.2 Normative Verweisungen

Im Text dieses Merkblatts wird auf die nachfolgend aufgeführten Publikationen verwiesen, die im Sinne der Verweisungen ganz oder teilweise mitgelten. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe (bei SN EN einschliesslich aller Änderungen), bei datierten Verweisungen die entsprechende Ausgabe der betreffenden Publikation.

#### 0.2.1 Publikationen des SIA

Norm SIA 112	Modell Bauplanung
Norm SIA 118	Allgemeine Bedingungen für Bauarbeiten
Norm SIA 232/1	Geneigte Dächer
Norm SIA 232/2	Hinterlüftete Bekleidung von Aussenwänden
Norm SIA 260	Grundlagen der Projektierung von Tragwerken
Norm SIA 261	Einwirkungen auf Tragwerke
Norm SIA 261/1	Einwirkungen auf Tragwerke – Ergänzende Festlegungen
Norm SIA 358	Geländer und Brüstungen
Norm SIA 380	Grundlagen für energetische Berechnungen von Gebäuden
Norm SIA 480	Wirtschaftlichkeitsrechnung für Investitionen im Hochbau
Merkblatt SIA 2028	Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik
Merkblatt SIA 2040	SIA-Effizienzpfad Energie
Merkblatt SIA 2056	Elektrizität in Gebäuden – Energie- und Leistungsbedarf
Merkblatt SIA 2057	Glasbau
Merkblatt SIA 2060	Infrastruktur für Elektrofahrzeuge in Gebäuden
Merkblatt SIA 2061	Batteriespeichersysteme in Gebäuden

#### 0.2.2 Normen anderer Fachverbände

SN 411000	Niederspannungs-Installationsnorm (NIN)
SNR 464022	Blitzschutzsysteme

### 0.2.3 **Europäische Normen**

SN EN 50583-1	Photovoltaik im Bauwesen – Teil 1: BIPV-Module
SN EN 50583-2	Photovoltaik im Bauwesen – Teil 2: BIPV-Anlagen
SN EN 60904-3	Photovoltaische Einrichtungen – Teil 3: Messgrundsätze für terrestrische photovoltaische (PV) Einrichtungen mit Angaben über die spektrale Strahlungsverteilung
SN EN 61215-1	Terrestrische Photovoltaik-(PV-)Module – Bauarteignung und Bauartzulassung – Teil 1: Prüfanforderungen
SN EN 62446-1	Photovoltaik (PV)-Systeme – Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung – Teil 1: Netzgekoppelte Systeme – Dokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und Prüfanforderungen

### 0.3 **Abweichungen**

Abweichungen vom vorliegenden Merkblatt sind zulässig, wenn sie durch Theorie oder Versuche ausreichend begründet werden oder wenn neue Entwicklungen und Erkenntnisse dies rechtfertigen.

# 1 VERSTÄNDIGUNG

Für die Anwendung des vorliegenden Merkblatts gelten die folgenden Begriffe und Definitionen. Diese Begriffe sind im Anhang F in alphabetischer Reihenfolge in zwei Sprachen aufgelistet.

## 1.1 Begriffe und Definitionen

### 1.1.1 Photovoltaik

- |          |  |   |
|----------|--|---|
| 1.1.1.1  | Photovoltaikanlage                                 | Anlage zur Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie.   |
| 1.1.1.2  | Photovoltaikmodul, Solarmodul                      | Verbund von Solarzellen zur Umwandlung von Sonnenlicht in Strom.  |
| 1.1.1.3  | Bifaziales Modul                                   | Bifaziale Photovoltaikmodule nutzen das Sonnenlicht sowohl auf der Vorder- wie auch auf der Rückseite.  |
| 1.1.1.4  | Dummy-Modul  | Imitat eines PV-Moduls mit ähnlichem, aber nicht gleichem optischem Erscheinungsbild wie ein PV-Modul. Ein Dummy-Modul besteht meistens aus anderen Materialien als ein PV-Modul und produziert keinen Strom.   |
| 1.1.1.5  | PV-Strang  | Stromkreis, in dem PV-Module in Reihe geschaltet sind, um die festgelegte Ausgangsspannung zu erreichen.  |
| 1.1.1.6  | PV-Generator                                       | Gesamtheit aller PV-Module und Stränge, die im Betrieb DC-seitig elektrisch miteinander verbunden sind.   |
| 1.1.1.7  | Montagesystem                                      | System zur Befestigung der Solarmodule.   |
| 1.1.1.8  | Hochformat-Installation                            | PV-Module werden mit der kurzen Seite unten installiert. Auch Portrait-Installation genannt.  |
| 1.1.1.9  | Querformat-Installation                            | PV-Module werden mit der langen Seite unten installiert. Auch Landscape-Installation genannt.   |
| 1.1.1.10 | Wechselrichter                                     | Einrichtung, die Gleichspannung und Gleichstrom in Wechselspannung und Wechselstrom umformt.  |
| 1.1.1.11 | AC   | Wechselstrom (Alternating Current), typischerweise $1 \times AC 230 V$ oder $3 \times AC 400 V, 50 Hz$ .  |
| 1.1.1.12 | DC   | Gleichstrom (Direct Current).   |
| 1.1.1.13 | Speichersystem                                     | Wiederaufladbares elektrochemisches Energiespeichersystem (Sekundärelement). Wird auch als Batteriespeichersystem bezeichnet.   |
| 1.1.1.14 | Gebäudeintegrierte Photovoltaikmodule, BIPV-Module | In Anlehnung an SN EN 50583-1:2016: Photovoltaikmodule gelten als gebäudeintegriert, wenn die PV-Module eine konstruktive Komponente des Gebäudes darstellen. Somit ist das BIPV-Modul eine Voraussetzung für die Integrität der Funktionalität von Gebäuden. Wenn das integrierte PV-Modul demontiert wird (im Fall von strukturell eingebundenen Modulen schliesst die Demontage das angrenzende Bauprodukt mit ein), müsste das PV-Modul durch ein geeignetes Bauprodukt ersetzt werden. Die Gebäudfunktionen im Zusammenhang mit BIPV sind eine oder mehrere der folgenden: |

- mechanische Festigkeit und strukturelle Integrität,
- primärer Witterungsschutz: Regen, Schnee, Wind, Hagel,
- Energieeinsparung, wie z.B. Abschattung, Tageslichtbeleuchtung, Wärmedämmung,
- Brandschutz,
- Schallschutz,
- Trennung von Innen- und Aussenumgebungen,
- Sicherung, Schutz oder Sicherheit.

Die eigenen elektrotechnischen Eigenschaften von PV, wie z.B. Antennenfunktion, Energieerzeugung und elektromagnetische Abschirmung, sind allein nicht ausreichend, um PV-Module als gebäudeintegriert zu qualifizieren.

Photovoltaikanlagen gelten als gebäudeintegriert, wenn die verwendeten PV-Module, die in SN EN 50583-1 festgelegten Kriterien für BIPV-Module erfüllen.

1.1.1.15	Additive Photovoltaikmodule, angebaute Photovoltaikmodule	<p>In Anlehnung an SN EN 50583-1:2016: PV-Module an der Gebäudehülle montiert, ohne, dass sie die vorgenannten Kriterien der Gebäudeintegration erfüllen (Vereinbarung: die Integrität der Gebäudefunktionen ist unabhängig vom Vorhandensein eines additiven PV-Moduls).</p> <p>Photovoltaikanlagen gelten als additiv bzw. angebaut, wenn die verwendenden PV-Module, die in SN EN 50583-1 festgelegten Kriterien für BIPV-Module nicht erfüllen.</p>
1.1.1.16	Standard-Testbedingungen (STC)	Prüfbedingungen, die in SN EN 60904-3 für PV-Zellen und PV-Module festgelegt sind: 1000 W/m <sup>2</sup> Einstrahlung bei 25°C Zelltemperatur und einer definierten Spektralverteilung.
1.1.1.17	Standard-Testbedingungen für bifaziale Module (BSTC)	Standard-Prüfbedingungen für bifaziale Module gemäss SN EN 61215-1: 1000 W/m <sup>2</sup> Einstrahlung auf der Frontseite und 135 W/m <sup>2</sup> auf der Rückseite und 25°C Zelltemperatur.
1.1.2	<b>Weitere Begriffe und Definitionen</b>	
1.1.2.1	Eigenverbrauch (elektrisch)	Verbrauch von zeitgleich zur Produktion vor Ort erzeugter Elektrizität, ohne das Verteilnetz des Netzbetreibers zu beanspruchen. Auch vor Ort produzierte, gespeicherte und später verbrauchte Elektrizität wird als Eigenverbrauch bezeichnet. Der Wert soll ohne weitere Angaben als Jahreswert angegeben werden, zum Beispiel in kWh pro Jahr oder als kWh/m <sup>2</sup> EBF und Jahr.
1.1.2.2	Eigenverbrauchsanteil (elektrisch)	Verhältnis von Eigenverbrauch zu vor Ort erzeugter Elektrizität. Wird auch als Eigenverbrauchsgrad, Eigenverbrauchsrate oder Eigenverbrauchsquote bezeichnet.
1.1.2.3	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)	Zusammenschluss mehrerer Endverbraucher zu einem einzigen Endverbraucher (gemäss Energiegesetz EnG, SR 730.0, Art. 17 [1] und Energieverordnung EnV, SR 730.01, Art. 15) [2] um vor Ort erzeugte Energie innerhalb des ZEV gemeinsam verbrauchen zu können. Bei Miet- und Pachtobjekten erfolgt der ZEV durch die Grundeigentümer.
1.1.2.4	Autarkiegrad (elektrisch)	Anteil der eigenverbrauchten an der insgesamt verbrauchten Elektrizität. Wird auch als Autarkieanteil, Autarkiequote, Selbstversorgungsgrad oder Selbstversorgungsanteil bezeichnet.
1.1.2.5	Deckungsgrad (elektrisch)	Solarstromanteil in der Jahresbilanz, d.h. Jahresstromproduktion dividiert durch Jahresstromverbrauch.

1.1.2.6	Elektrizitätsverbraucher	Gerät, das im Austausch mit dem Niederspannungssystem steht, wie Boiler, Wärmepumpe, Elektrofahrzeug usw.
1.1.2.7	Elektrizitätserzeuger	Dezentrale Elektrizitätserzeugungsanlage, z. B. Photovoltaikanlage.
1.1.2.8	Energieertrag	Erzeugte elektrische Energie, hier in der Regel mittels der Photovoltaikanlage umgewandelt.
1.1.2.9	Spezifischer Energieertrag	Gebäuchlich sind die Bezeichnungen Energieertrag pro Fläche (kWh pro m <sup>2</sup> ) oder Energieertrag pro DC-Nennleistung (kWh pro kW). Häufig wird hier der Zeitraum ein Jahr gewählt (kWh / kW pro a).
1.1.2.10	Einspeisung ins Netz	Produzierter Strom der PV-Anlage, der ins Stromnetz eingespeist und vom Verteilnetzbetreiber abgenommen und vergütet wird.
1.1.2.11	Einspeise- und Bezugszähler	Bidirektionaler Zähler, der den Strombezug aus dem Netz und die Einspeisung des PV-Stroms ins Netz erfasst.
1.1.2.12	Systemwirkungsgrad Performance Ratio (PR)	Darin enthalten sind die Produktionsverluste im Solarmodul aufgrund von Abweichungen zu den Standardbedingungen und die Verluste in den Kabeln, Wechselrichtern, Sicherungen und Schaltern. In der Regel wird er als Jahresmittelwert angegeben und oft mit dem Begriff «Performance Ratio» (PR) bezeichnet.
1.1.2.13	Prosumer	Netzkunde, der sowohl Stromkonsument als auch Stromproduzent ist.
1.1.2.14	Niederspannungs- installation	Installationen gemäss der Niederspannungs-Installationsverordnung Art. 1 im Rahmen von SN 411000 mit höchstens 1000 V Wechselspannung oder 1500 V Gleichspannung.
1.1.2.15	Nutzungsdauer	Effektiv zu erwartende Periode zwischen der Inbetriebnahme und dem Ersatz eines Bau- oder Anlagenteils.  Die Nutzungsdauer ist begrenzt durch die technische Nutzungsdauer oder durch einen allfälligen Ersatz aufgrund veränderter Bedürfnisse (Komfort, Ästhetik, neue Nutzung usw.) oder verbesserter Ausführung (grössere Leistungsfähigkeit, bessere Energiebilanz usw.).
1.1.2.16	Technische Nutzungsdauer	Zu erwartende Periode zwischen der Inbetriebnahme eines Bau- oder Anlagenteils und dessen Ersatz aufgrund abnehmender Gebrauchstauglichkeit oder zunehmender Kosten für Instandsetzungen und Erneuerungen.
1.1.2.17	Umweltbelastungspunkte (UBP)	Die Umweltbelastungspunkte (UBP) zeigen als Kennzahl zusammengefasst die Umweltbelastungen durch die Nutzung von Energie- und stofflichen Ressourcen, einschliesslich Emissionen in Luft, Gewässer und Boden.

## 1.2 Symbole, Begriffe und Einheiten

Symbol	Begriff	Einheit
$A$	Fläche	$m^2$
$a$	Annuität	CHF/an
$A_b$	Betriebskosten	CHF/an
$E$	Energie	kWh
$f$	Faktor, Verhältnis, Grad	–, %
$G$	Einstrahlungsstärke, Bestrahlungsstärke (Irradiance)	$kW/m^2$
$g$	Beschattungsfaktor	–, %
$H$	Einstrahlung, aufsummierte Bestrahlung (Irradiation)	$kWh/m^2$
$I$	Investitionskosten	CHF
$k$	Korrekturfaktor	–
$n$	Anzahl	–
$P$	Leistung	kW
$t$	Zeit	h
$\eta$	Wirkungsgrad	–
$\theta$	Temperatur	$^{\circ}C$
$z$	Kalkulationszinssatz	%

## 1.3 Indizes

Die Indizes leiten sich im Allgemeinen aus der englischen Sprache ab.

Index	Deutsch	Englisch	Französisch
<i>am</i>	Abschreibung, Amortisation	amortisation	amortissement
<i>an</i>	Jahr, Jahres-	annual, yearly	an, annuel
<i>DC</i>	Gleichstrom	Direct Current	courant continu
<i>Eel, b</i>	Energiebedarf Gebäude	energy use of the building	besoin énergétique du bâtiment
<i>ffr, PV</i>	Jahresdeckungsgrad einer PV-Anlage	annual coverage rate of a PV system	degré de couverture annuel d'une installa- tion PV
<i>H</i>	Globalstrahlung	global radiation	rayonnement global
<i>I</i>	Investition	investment	investissement
<i>Mod</i>	Modul	module	module
<i>nom</i>	Nominal, Nennwert	nominal	nominal
<i>NE</i>	Netzeinspeisung	grid feed	injection dans le réseau
<i>STC</i>	Standard-Testbedingungen	standard test conditions	conditions standard de test
<i>SYS</i>	System	system	système

## 1.4 Abkürzungen

AC	Wechselstrom (Alternating Current)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIPV	Gebäudeintegrierte Photovoltaik (Building Integrated Photovoltaics)
BSTC	Standard-Testbedingungen für bifaziale Module
BWW	Brauchwarmwasser
DC	Gleichstrom (Direct Current)
ESG	Einscheiben-Sicherheitsglas
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
MPPT	Max Power Point Tracking
NLV	Nennleistungsverhältnis (Sizing Ratio (SR))
PV	Photovoltaik
STC	Standard-Testbedingungen (Standard Test Conditions)
TVG	Teilvorgespanntes Glas
UBP	Umweltbelastungspunkt
VKF	Vereinigung Kantonaler Feuerversicherungen
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSG	Verbundsicherheitsglas
WR	Wechselrichter
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

## 1.5 Allgemeines

- 1.5.1 PV-Module können in der Gebäudehülle als Oberflächenmaterialien eingesetzt werden. Sie produzieren Strom aus direktem und indirektem Sonnenlicht und weisen praktisch in jeder Verwendungsform (auch an der Nordfassade) eine positive Energiebilanz auf.
- 1.5.2 Die Leistung der PV-Module wird als unter Standard-Testbedingungen (STC) normierte DC-Leistung in Kilowatt (kW) angegeben. Gebräuchlich sind die Bezeichnungen Leistung pro Modul (W pro Modul) oder Leistung pro Fläche (W pro m<sup>2</sup>). In der Praxis ist für die normierte DC-Leistung die formal nicht korrekte Bezeichnung Kilowatt-Peak (kWp) weit verbreitet. In diesem Merkblatt wird auf diese Bezeichnung verzichtet und stattdessen die Einheit kW verwendet. Für die Standard-Testbedingungen gelten eine Einstrahlung von 1000 W/m<sup>2</sup> und 25°C Zelltemperatur. Für bifaziale Solarmodule kommt zu den 1000 W/m<sup>2</sup> der Vorderseite die Standard einstrahlung von 135 W/m<sup>2</sup> auf der Rückseite dazu.
- 1.5.3 Der Energieertrag wird in Kilowattstunden (kWh) pro Jahr angegeben. Gebräuchlich sind die Bezeichnungen Energieertrag pro Modulfläche (kWh pro m<sup>2</sup>) oder Energieertrag pro DC-Leistung (kWh pro kW). Der Energieertrag pro Modulfläche wird eher im architektonischen Umfeld verwendet, während der leistungsbezogene Energieertrag eher bei Ingenieuren und Installateuren gebräuchlich ist.

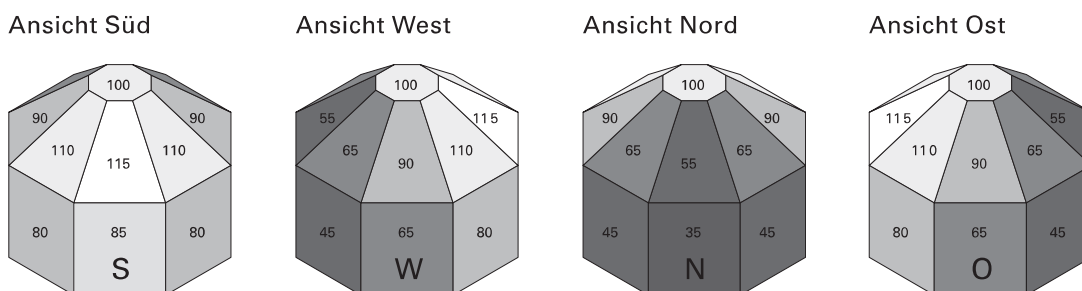
## 1.6 Energieertrag

- 1.6.1 Die jährliche globale Einstrahlung auf die horizontale Ebene beträgt im Schweizer Mittelland rund 1100 kWh/m<sup>2</sup>. Diese Einstrahlung lässt sich durch Multiplikation mit den Werten aus Figur 1 auf die geneigte Ebene umrechnen. Figur 1 zeigt die typische Einstrahlung an Gebäudeoberflächen in Prozent der Einstrahlung auf die horizontale Ebene. Eine detaillierte Darstellung dieser Faktoren ist in Figur 20, unverschattet, abgebildet.

1.6.2 Die Berechnung des Wirkungsgrads und des mittleren jährlichen Energieertrages ist dem Anhang A zu entnehmen. Der Wirkungsgrad eines Standard-PV-Moduls beträgt rund 20%. Der mittlere Systemwirkungsgrad  $\eta_{sys}$  (Performance Ratio (PR)) über ein Jahr beträgt rund 80%. Der Energieertrag einer PV-Anlage mit horizontal installierten PV-Modulen im Schweizer Mittelland beträgt rund 180 kWh/m<sup>2</sup>. Anders ausgedrückt, liefert die PV-Anlage pro 1 kW installierte Leistung einen Ertrag von rund 900 kWh/Jahr.

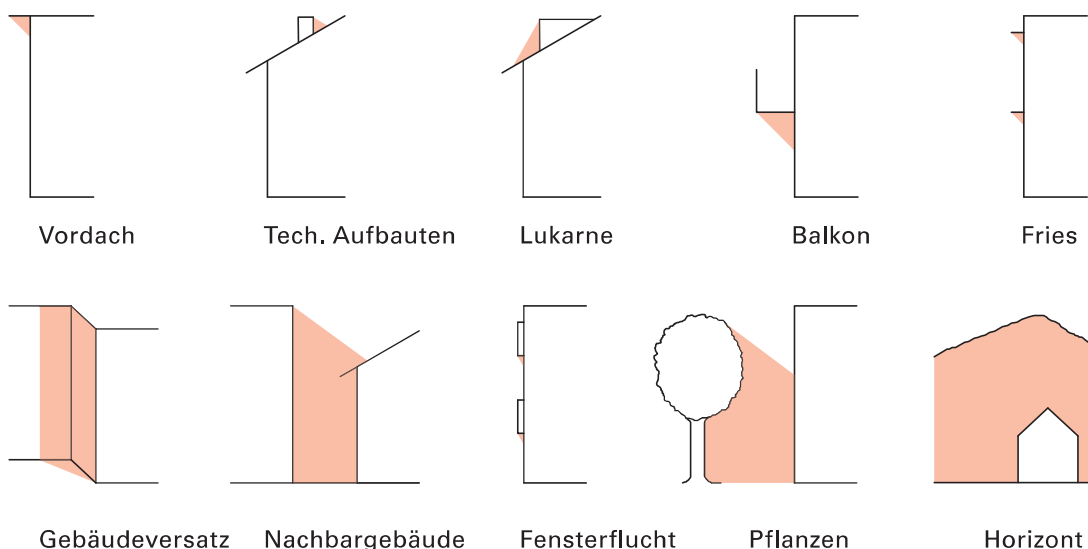
1.6.3 Die Angaben zur detaillierten und standortabhängigen Ertragsberechnung werden im Anhang A.1 und in SIA 2056 aufgeführt.

Figur 1 Sonneneinstrahlung an der Gebäudehülle in Prozent der Horizontaleinstrahlung eines Referenzjahres in Bern, Dachneigung 45°. Werte für andere Neigungen und Ausrichtungen sind im Anhang A in Figur 21 dargestellt.



1.6.4 Beschattungen von PV-Modulen sind mit erhöhter Aufmerksamkeit zu betrachten, da sie den Energieertrag der PV-Anlage überproportional reduzieren. Insbesondere PV-Module, die zur Mittagszeit im Sommer genau zur Sonne ausgerichtet sind, sollen während dieser Zeit nicht beschattet werden.

Figur 2 Typische Beschattungssituationen



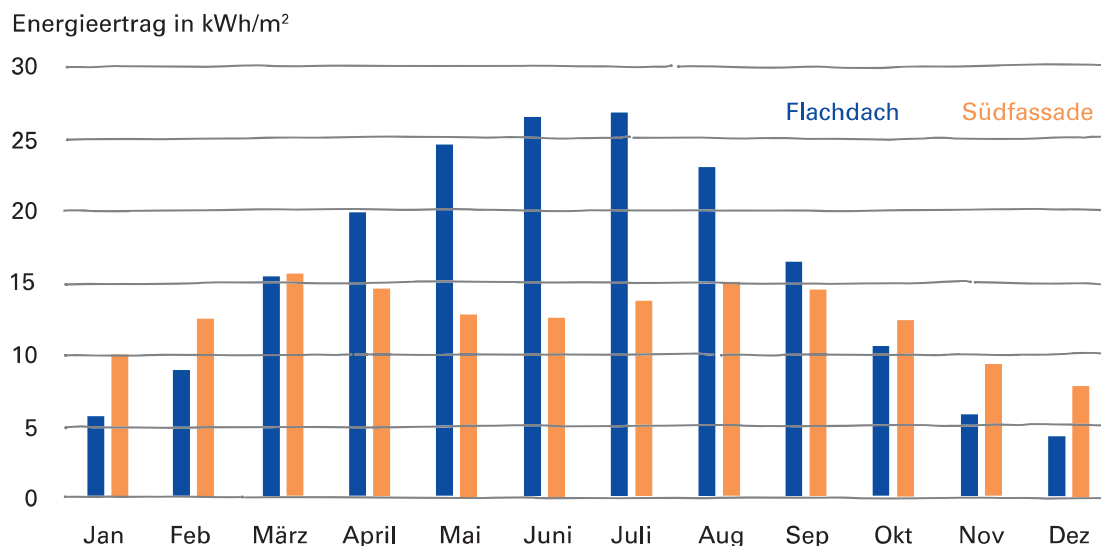
1.6.5 Neben der Einstrahlung am Standort, der Ausrichtung und Neigung der PV-Module sowie der Teilbeschattung sind folgende Faktoren ertragsrelevant:

- Verschmutzung und Schneebedeckung der PV-Module,
- Hinterlüftung der PV-Module (Temperatur der Module),
- Beschattung durch Pflanzen auf dem Dach oder der unmittelbaren Umgebung,
- Ertragsminderung von ca. 0,4% pro Jahr durch Degradation,
- defekte Anlagenkomponenten, die über längere Zeit nicht ersetzt werden.



- 1.8.3 Die Leistungs- und Ertragsspitze einer Fassadenanlage ist sowohl in der Jahreszeit als auch in der Tageszeit verschoben. Südfassaden haben im Winterhalbjahr eine höhere Stromproduktion als Dachanlagen, während Ost- und Westfassaden vor allem hohe Produktionsspitzen am Vormittag und am Nachmittag aufweisen. Im Gegensatz zu Dachanlagen wird der Stromertrag von Fassadenanlagen im Winter nicht durch eine allfällige Schneebedeckung reduziert.

Figur 4 Monatlicher Energieertrag pro m<sup>2</sup> PV-Modul. Standort Bern, Modulwirkungsgrad 20%, Modul unverschattet, Schneebedeckung vernachlässigt



## 1.9 Wirtschaftlichkeit

- 1.9.1 Die PV-Anlage ist eine Energieerzeugungsanlage (EEA) und reduziert andere, zukünftig anfallende Energiekosten und sollte deshalb ausserhalb der Hauptkostengruppe 2 (BKP 3) erfasst werden. Ähnlich Renditeobjekten, wie zum Beispiel Mehrfamilienhäuser, sollte auch bei PV-Anlagen der Ertrag der Investition gegenübergestellt werden.
- 1.9.2 Die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage wird auf Basis der Netto-Kosten (Investitionskosten) gemäss SIA 480 beurteilt. Die Investitionskosten berechnen sich als Brutto-Kosten abzüglich der folgenden Positionen:
- Einsparungen für eine alternative Materialisierung der Gebäudehülle und ggf. Wertsteigerung durch den Einsatz von höherwertigen und langlebigeren Materialien,
  - Förderbeiträge,
  - qualitative oder quantitative Berücksichtigung allfälliger steuerlicher Folgen.
- 1.9.3 Zur einfachen Berechnung der Wirtschaftlichkeit werden die jährlich erzielten Einnahmen aus der PV-Anlage (Stromverkauf) plus die jährlichen Einsparungen (vermiedener Stromeinkauf) den jährlichen Kosten (Kapital- und Betriebskosten) gegenübergestellt. Im Anhang A wird ein Beispiel einer Kostenschätzung und Wirtschaftlichkeitsrechnung wiedergegeben.
- 1.9.4 Synergieeffekte sind aufzuführen und zu erläutern, z.B. ersetzen Brüstung oder Fassadenbekleidung mit Photovoltaik ein anderes Material. Deshalb muss nur die Differenz der Investitionskosten mit dem Photovoltaikertrag gerechnet werden.

## 2 EIGENSCHAFTEN DER PRODUKTE

### 2.1 Allgemeines

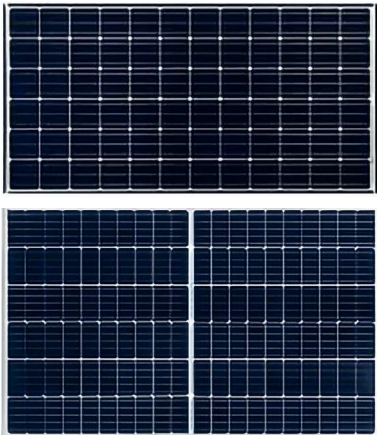
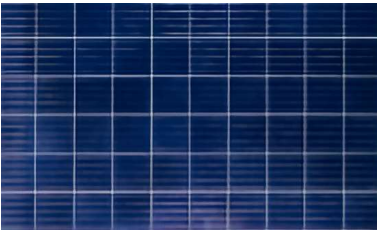

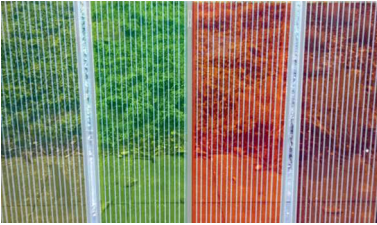
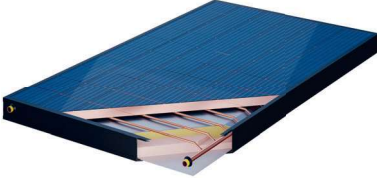
2.1.1 PV-Module lassen sich auf verschiedene Arten kategorisieren. Im Rahmen dieses Merkblatts werden zwei Kategorien gebildet. In Tabelle 1 wird die Produktionsart als Kriterium verwendet, in Tabelle 2 die Zelltechnologie.

2.1.2 Bei der Wahl des geeigneten PV-Moduls für ein konkretes Projekt ist oft entscheidend, ob ein Modul aus einer Grossserienproduktion, aus einer Kleinserie oder als kundenspezifisches Modul eingesetzt wird. Tabelle 1 gibt eine Übersicht über diese Modultypen.

Tabelle 1 Übersicht über die Modultypen, Kategorisierung nach Produktionsart

Produkte	Beschreibung
Grossserien	<ul style="list-style-type: none"><li>– Optimiert auf hohen Energieertrag und geringe Kosten</li><li>– Kurze Lieferfristen, hohe Verfügbarkeit</li><li>– Die Frontscheibe besteht aus gehärtetem, antireflexbeschichtetem Glas</li><li>– Die meisten Produkte sind mit einem Aluminiumrahmen versehen, es gibt aber auch rahmenlose Module</li><li>– Für Fassaden mit erhöhter Anforderung an die Statik oft nicht geeignet</li><li>– Farbe und Grösse sind vom Hersteller vorbestimmt</li><li>– Abmessungen für Module aus kristallinem Silizium betragen ca. 1 m × 1,66 m oder ca. 1 m × 2 m (Abmessungen sind nicht standardisiert)</li><li>– Grossserienprodukte machen den weitaus grössten Anteil der verfügbaren PV-Module aus</li></ul>
Kleinserien	<ul style="list-style-type: none"><li>– Module für eine bestimmte, in sich standardisierte und in Kleinserien vermarktete Sonderanwendung (z. B. Dachintegration)</li><li>– Formate rechteckig, Abmessungen sind je nach Hersteller unterschiedlich</li><li>– Meist für höhere statische Anforderungen geeignet (z. B. Fassaden oder Überkopfverglasung)</li><li>– Grösse kann innerhalb einer beschränkten Palette gewählt werden</li><li>– Farben und Oberflächenerscheinung sind teilweise begrenzt wählbar</li><li>– Diverse Produkte werden in Europa und in der Schweiz hergestellt</li></ul>
Kundenspezifische Produktionen	<ul style="list-style-type: none"><li>– Farbe, Abmessungen und mit Einschränkungen in der Form durch den Kunden frei wählbar</li><li>– Jeder Hersteller hat eigene Gestaltungsmöglichkeiten. Besondere Wünsche (z. B. gebogene Module) können oft nur sehr wenige Hersteller produzieren</li><li>– Diverse Produkte werden in Europa und in der Schweiz hergestellt</li></ul>

Tabelle 2 Übersicht über die Modultypen, Kategorisierung nach Zelltechnologie

Kategorie	Beschreibung	Beispielbild
PV-Module aus monokristallinen Zellen	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Höchste Wirkungsgrade und somit auch Energieerträge der verfügbaren Produkte</li> <li>– Bekannte und bewährte Technologie, lange Lebensdauer</li> <li>– Verfügbar als quasi-quadratische Zellen (obere Abbildung) oder als Halbzellen (untere Abbildung)</li> <li>– Homogen dunkles Erscheinungsbild der Zellen</li> <li>– Ecken der Zellen oft abgerundet</li> <li>– Zellzwischenräume (sichtbares Backsheet) weiss oder schwarz</li> <li>– Zellverbinder sichtbar oder unsichtbar</li> </ul>	
PV-Module aus polykristallinen Zellen	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Bekannte und bewährte Technologie, lange Lebensdauer</li> <li>– Dunkles, bläuliches, fragmentiertes Erscheinungsbild der Zellen</li> <li>– Ecken der Zellen nicht abgerundet</li> <li>– Zellzwischenräume (sichtbares Backsheet) weiss oder schwarz</li> <li>– Ohne Rahmen oder mit Aluminiumrahmen blank oder eingefärbt</li> <li>– Zellverbinder meist sichtbar</li> </ul>	
Dünnschichtmodule	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Etwas tiefere Wirkungsgrade als PV-Module aus kristallinen Zellen</li> <li>– Homogenes Erscheinungsbild, dunkel bis schwarz</li> <li>– Weniger anfällig auf Teilverschattung als Module aus kristallinen Zellen</li> <li>– Geringer Weltmarktanteil</li> <li>– Biegsam z. B. für Rundungen</li> <li>– Einschränkungen für kundenspezifische Module (Zuschnitte nur begrenzt möglich)</li> </ul>	
Module aus neuen Materialien	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Grosse Technologieviefalt (Farbstoffzellen, organische Zellen, Konzentratorzellen usw.)</li> <li>– Wenige Produkte für Gebäude verfügbar</li> <li>– Erfahrungen mit den Produkten fehlen weitgehend</li> </ul>	
Photovoltaik-thermische (PVT) Module	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Liefern neben Strom auch Wärme</li> <li>– Besonders interessant für Niedertemperaturanwendungen, z. B. für Erdsondenregeneration</li> <li>– Unter Umständen leicht erhöhter Stromertrag durch tiefere Temperaturen</li> <li>– Die Hydraulik für den Wärmetransport ist oft ein Stolperstein</li> </ul>	

## 2.2 Visuelle Erscheinung

### 2.2.1 Farbe und Form

- 2.2.1.1 Standardmodule aus Grossserienproduktion mit kristallinen Zellen haben eine dunkelblaue bis schwarze Erscheinung. Die weisse Farbe der Rückseitenfolie ist in den Zellzwischenräumen sichtbar. Die Module sind ungerahmt oder mit einem silberfarbenen Aluminiumrahmen versehen. Die Zellverbinder sind als Silberstreifen auf der Frontseite sichtbar. Sofern der Hersteller die Option anbietet, sind gegen einen geringen Aufpreis sogenannte «Black-Module» erhältlich. Bei diesen Modulen ist die sichtbare Rückseitenfolie schwarz und der Aluminiumrahmen schwarz lackiert oder eloxiert. Die Zellverbinder sind meistens immer noch sichtbar und können nur von wenigen Anbietern abgedeckt oder eingefärbt werden.
- 2.2.1.2 Gewisse hochwertige, monokristalline Solarzellen werden nur auf der Rückseite kontaktiert. Die Zellverbinder sind in diesem Fall nicht sichtbar. Entsprechende Produkte verfügen über Wirkungsgrade von über 20%.
- 2.2.1.3 Bei gewissen Spezialmodulen aus Kleinserien und bei kundenspezifischen Modulen kann das Frontglas vom Hersteller eingefärbt werden. Auch farbige Solarzellen sind in einem limitierten Farbspektrum möglich. Tabelle 3 beschreibt die gängigen Verfahren zur Einfärbung von PV-Modulen.
- 2.2.1.4 Farbgebung, sei es durch Bedruckung, Beschichtung oder mittels Materialzugaben, beeinflussen den Wirkungsgrad bzw. Ertrag eines Moduls. Auch die Art der Farbe, deren Intensität sowie Zellbearbeitungen vermindern den Stromertrag. Die technische Entwicklung bringt laufend neue Verfahren und Produkte auf den Markt.

Tabelle 3 Verfahren zur Einfärbung und Bearbeitung von PV-Modulen

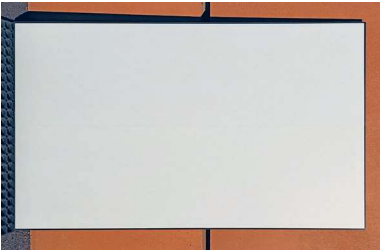
Verfahren	Beschreibung	Beispielbild
Keramikdruck	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Das Frontglas wird rückseitig mit Keramikfarbe bedruckt und nach dem Druckvorgang gehärtet. Beim Härten verschmilzt die Keramikfarbe mit dem Frontglas.</li> <li>– Für das Aufbringen der Farben werden verschiedene Verfahren wie Sieb-, Roll- oder Digitaldruck verwendet.</li> <li>– Beim Digitaldruck können nahezu beliebige Muster aufgebracht werden, allerdings sollte dabei eine möglichst homogene Lichttransmission angestrebt werden.</li> </ul>	
Beschichtung	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Das Frontglas wird rückseitig homogen mit einer Nanobeschichtung versehen.</li> <li>– Die Beschichtung absorbiert kein Licht, sondern reflektiert gewisse Anteile des Lichtspektrums.</li> <li>– Es lassen sich nur bestimmte Farbtöne erzeugen. Die Beschichtung wird immer einfarbig homogen aufgetragen.</li> <li>– Das visuelle Erscheinungsbild ist abhängig von Betrachtungswinkel und Lichteinfall.</li> </ul>	
Farbige Einbettfolien	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Farbige Folien können einlaminieren werden.</li> <li>– Bei weissen Modulen werden mehrere dünne Folien einlaminieren, die einen Teil des Lichts reflektieren.</li> </ul>	


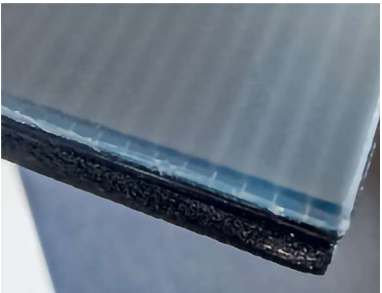
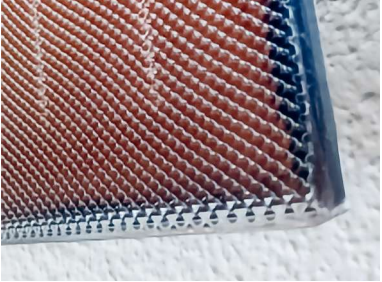

Tabelle 3 Verfahren zur Einfärbung und Bearbeitung von PV-Modulen (Fortsetzung)

<p>Farbige Zellen</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Die Solarzellen (z. B. polykristalline Zellen) werden mit einer selektiv reflektierenden / transmittierenden Antireflexschicht versehen.</li> <li>– Sehr eingeschränkte Farbwahl, spezifisches Erscheinungsbild.</li> <li>– Unterschiedliche Wirkungsgradreduktion, Verluste im Bereich von 10 % bis 30 %.</li> </ul>	
<p>Zellbearbeitung</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Solarzellen aus kristallinem Silizium können gestanzt oder zugeschnitten werden.</li> </ul>	

## 2.2.2 Oberfläche

- 2.2.2.1 Die Oberfläche von Standardmodulen ist antireflexbeschichtetes Glas. Die Antireflexbeschichtung (AR-coating) dient der höheren energetischen Ausbeute und reduziert nebenbei die Reflexionsintensität.
- 2.2.2.2 Bei gewissen Spezialmodulen und kundenspezifischen Modulen kann die Oberfläche des Frontglases behandelt werden. Tabelle 4 zeigt eine Übersicht über die Verfahren zur Behandlung der Oberflächen. All diesen Verfahren ist gemeinsam, dass sie in der PV-Anwendung relativ jung sind und Langzeiterfahrungen für entsprechende PV-Module fehlen.
- 2.2.2.3 Je nach Abstand und Bearbeitung der Zellen wird mehr Licht in den Raum gelassen und mehr Ausblick gewährt. Für die Gestaltung stehen verschiedene Möglichkeiten in Bezug auf Farbe, Abstände zwischen den Zellen wie auch zellfreie Bereiche zur Verfügung.

Tabelle 4 Übersicht verschiedener Oberflächenbehandlungen der Frontgläser von PV-Modulen

Verfahren	Beschreibung	Erscheinungsbild	Beispielbild
Gussglas	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Standard-Solarglas, zur Entspiegelung der Oberfläche werden unterschiedliche Verfahren angewendet.</li> </ul>	Je nach Oberflächenbehandlung sind die Konturen und Farben der Umgebung sichtbar.	
Satinierung, Ätzung	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Mittels Ätzverfahren wird die Glasoberfläche aufgeraut.</li> <li>– Das Erscheinungsbild ist normalerweise homogen matt, einige Hersteller können jedoch auch Muster ätzen.</li> <li>– Einfaches und kostengünstiges Verfahren.</li> </ul>	Bei satinierten Oberflächen ist in der Regel kein Abbild der Sonne sichtbar, das Erscheinungsbild bleibt über alle Betrachtungswinkel konstant matt.	
Pyramidenglas, Walzglas	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Das Frontglas wird vom Glashersteller mittels Walzverfahren in eine pyramidenförmige Struktur gebracht.</li> <li>– Je nach Walzverfahren entsteht eine regelmässige oder eine unregelmässige Pyramidenstruktur.</li> <li>– Die Reflexionseigenschaften können aus der Distanz zu schneekristallähnlichen Reflexionsmustern führen.</li> </ul>	Die Beispiele mit prismierten Glasoberflächen zeigen sehr unterschiedliche Erscheinungsbilder in Abhängigkeit von Beobachtungswinkel und Sonneneinstrahlung.	
Gussglas profiliert	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Glas wird in eine Form gegossen.</li> <li>– Aufwendig in der Herstellung.</li> </ul>	Zeigt ein eher untypisches Bild von Gläsern mit grosser Variabilität, je nach Glasverarbeitung.	

### 2.2.3 Format

2.2.3.1 Bedingt durch die industrielle Grossserienproduktion ist das Format der Grossserienprodukte vorgegeben. Bei kundenspezifischen Modulen ist das Format je nach Hersteller in gewissen Grenzen wählbar.

2.2.3.2 Eine häufig angebotene kundenspezifische Formgebung ist der einseitige Zuschnitt der Module. Dieser kann auch diagonal sein, z. B. für den Einsatz am Grat eines Walmdachs. Andere Formen, z. B. runde oder beliebig geformte PV-Module können nur wenige Hersteller realisieren. Im Grundsatz lässt sich alles, was sich mit Flachglas realisieren lässt, auch mit Photovoltaik realisieren.

## 2.2.4 **Lichtreflexion**

2.2.4.1 Jede Oberfläche reflektiert einen Teil des einfallenden Lichts. Zur optischen Bewertung der Reflexionen sind insbesondere zwei Grössen relevant:

- der Reflexionskoeffizient (Anteil des reflektierten Lichts gemessen am einfallenden Licht),
- der Glanzkoeffizient (Streuung der Reflexion, Bündelaufweitung).

2.2.4.2 Die Antireflexbeschichtung der Standardmodule führt zu einer winkelabhängigen diffusen Reflexion von ca. 1% bis 10%. Die Bündelaufweitung des reflektierten Sonnenlichts beträgt ca. 5°. Die Reflexion an einem PV-Modul ist zwar deutlich geringer als an einer weissen Wand, kann jedoch aufgrund der gerichteten Eigenschaft trotzdem als blendend (und damit störend) empfunden werden.

2.2.4.3 Satinierte PV-Module weisen das Reflexionsverhalten einer dunklen, matten Oberfläche auf und können dort sinnvoll sein, wo z. B. störende Reflexionen zu befürchten sind.

2.2.4.4 Da Solaranlagen oft verhältnismässig grosse Oberflächen aufweisen, können länger andauernde Blendungen entstehen. PV-Module und Montagesysteme sollen reflexionsarm ausgeführt werden. Als Praxishilfe haben EnergieSchweiz und das Bundesamt für Energie (BFE) in Zusammenarbeit mit dem Fachverband Swissolar einen Leitfaden erstellt [28]. Neben umfassenden Informationen zum Bewilligungs- und Meldeverfahren enthält der Leitfaden einige Empfehlungen zum Umgang mit Risiken von möglichen störenden Blendungen.

## 2.3 **Eigenschaften von Modulen**

### 2.3.1 **Technische Eigenschaften**

2.3.1.1 Die technischen Eigenschaften eines Moduls sind von verschiedenen Parametern abhängig. Die wichtigsten sind:

- Zelltechnologie,
- Grösse und Format,
- Anwendungsort (Dach, Fassade),
- ästhetische Eigenschaften,
- Befestigungstechnik.

2.3.1.2 Der typische Modulaufbau für gängige Modultypen wird in Anhang B, B.1 beschrieben.

### 2.3.2 **Optische Eigenschaften**

2.3.2.1 Der Gesamtenergiedurchlassgrad (g-Wert) eines PV-Moduls ist von folgenden Parametern abhängig:

- Modultransparenz (Zwischenräume zwischen Solarzellen),
- rückseitige Materialisierung (Folie oder Glas),
- Einsatz von Isolierglas.

2.3.2.2 Ein nicht auf Transmission optimiertes PV-Modul ist fast vollständig opak. Bei kundenspezifischen PV-Modulen kann jedoch der Zwischenraum zwischen den Solarzellen und damit die Transparenz frei gewählt werden. PV-Module geben in Abhängigkeit von Bauform und Umgebungsbedingungen etwa die Hälfte der Wärmeenergie auf der Rückseite ab.

### 2.3.3 **Mechanische Eigenschaften**

2.3.3.1 PV-Module bestehen vorwiegend aus teilvorgespanntem Glas (TVG) oder Einscheiben-Sicherheitsglas (ESG). Die Solarzellen werden zwischen einer Folie (Tedlar) und einer Glasscheibe oder zwischen zwei Glasscheiben laminiert. Da die Laminierung jedoch primär zur Einbettung der Solarzellen und nicht zur mechanischen Verfestigung der Module erfolgt, entspricht die Festigkeit nicht einem Verbundsicherheitsglas (VSG). Mit projektspezifischen Modultests kann die ausreichende Festigkeit von PV-Modulen jedoch nachgewiesen werden. Bei Überkopfmontage von PV-Modulen sind Aufbauten mit VSG zu verwenden. Weitere Details zu Anforderungen und Auslegung sind in SIA 2057 festgelegt.

2.3.3.2 Typische mechanische Eigenschaften werden in Anhang B, B.1 aufgeführt.

### 2.3.4 **Elektrische Eigenschaften**

2.3.4.1 PV-Anlagen haben üblicherweise eine Gleichspannung von 500 V bis 1000 V mit einzelnen Produkten kann die Gleichspannung auch bis 1500 V betragen. Die Stromstärken von über 2 A fallen deshalb unter die Niederspannungs-Installationsverordnung (NIV) [3]. Elektrische Installationen an PV-Anlagen dürfen deshalb nur von Installationsberechtigten nach NIV ausgeführt werden.

2.3.4.2 Die Spannung der PV-Module und damit auch die Leistung und der Wirkungsgrad nehmen bei zunehmender Zelltemperatur ab. Pro Grad Temperaturerhöhung sinkt der Wirkungsgrad um ca. 0,3%–0,5%. Weitere typische elektrische Eigenschaften werden in Anhang B, B.1 aufgeführt.

### 2.3.5 **Brandverhalten, Brandeigenschaften**

2.3.5.1 PV-Module bestehen einerseits aus nicht brennbaren Baustoffen wie Glas und Metall ohne Brandbeitrag. Andererseits bestehen Kabel, Stecker, Kunststoffanteile im Rahmen, die integrierten Folien sowie Beschichtungen in der Regel aus brennbaren Baustoffen mit Brandbeitrag.

2.3.5.2 PV-Module beinhalten durch ihre Eigenschaften eine Aktivierungsgefahr.

2.3.5.3 Durch die vorhandene Brandlast und die Aktivierungsgefahr entsteht ein Brandrisiko. Die Anforderungen an PV-Anlagen auf dem Dach und an der Aussenwand werden unterschiedlich beurteilt und sind in den VKF-Brandschutzvorschriften geregelt.

2.3.5.4 Bei Fassaden muss das gesamte Fassadenelement in der Beurteilung berücksichtigt werden, die Schutzziele sind separat zu beurteilen.

## **3 ARCHITEKTUR, GESTALTUNG, DESIGN**




















### **3.1 Allgemeines**

- 3.1.1 Photovoltaikanlagen auf Dächern und an Fassaden sind als Bauelement zu betrachten und darum ein integraler Bestandteil eines Gebäudes mit einer angemessenen Wirkung auf seine Umgebung. Die Schweizer Plattform für Solararchitektur zeigt verschiedene Beispiele [34].
- 3.1.2 Die Gestaltungsmöglichkeiten von Dächern und Fassaden mit Photovoltaikmodulen sind in rascher und steter Entwicklung. Kleinserien für ein spezifisches Bauvorhaben können bezüglich Formats und Farbe gestaltet werden.
- 3.1.3 Die architektonische Wirkung von Photovoltaikanlagen ist sorgfältig zu gestalten, sodass eine gute Gesamterscheinung erzielt wird. Besondere Bedeutung hat dabei der Kontext im Ortsbild.
- 3.1.4 Bei der Festlegung von Vorschriften zu Kernzonen und geschützten Bauten ist darauf zu achten, dass Solarmodule bei sorgfältiger Planung und Produktwahl als Dach- und Fassadenmaterialien zugelassen werden.
- 3.1.5 Bei der Planung und Ausführung von Photovoltaikanlagen tragen alle Beteiligten besondere Verantwortung, um ein architektonisch und ortsbaulich gutes Resultat zu erhalten.

### 3.2 Kategorisierung

PV-Anlagen lassen sich in verschiedene Kategorien einteilen. Die Kategorien in Tabelle 5 sind im Allgemeinen nicht wertend.

Tabelle 5 Kategorisierung von PV-Anlagen

Kategorie	1	2	3	4	5
A: Flachdach	giebelartig (Ost-West-aufgeständert) 	shedartig (Südaufgeständert) 	dachrandparallel 	stark geneigt oder vertikal 	hoch aufgestellt (be-grünte Dächer) 
B: geneigte Dachfläche	vollflächig integriert 	teilflächig integriert 	aufgesetzt 	Spezialformat 	
C: Fassade	hinterlüftet 	Brüstungs-bänder integriert 	lichtdurch-lässige Fläche integriert 	nicht hinter-lüftet, Kom-paktfassade 	abgesetzt 
D: angebaut am Gebäude	Brüstung, Geländer freistehend 	Vordach 	Wintergarten, Pergola 	fixe Verschattungs-elemente 	bewegliche Verschattungs-elemente 

### **3.3 Flachdach (A)**

- 3.3.1 PV-Anlagen auf Flachdächern können heute zur optimalen Ausnützung der Dachfläche meist möglichst flach ausgeführt werden. Sie treten deshalb optisch nicht stark in Erscheinung. Aufgrund der geringen Modulneigung ist die Ausrichtung der PV-Module aus energetischer Sicht von untergeordneter Bedeutung. Die Ausrichtung der Module erfolgt deshalb vorwiegend in der Gebäudeflucht.
- 3.3.2 Die PV-Module folgen meist dem Relief der Dachhaut. Unter Verwendung eines höhenjustierbaren Montagesystems können sie in einer parallelen Ebene zum Dachrand installiert werden.
- 3.3.3 A.1, Flachdach giebelartig (Ost-West-aufgeständert, ca. 5° bis 25°): Die PV-Module sind giebelartig und in der Gebäudeflucht nach Osten und Westen ausgerichtet. Mit dieser Anordnung wird eine ähnlich hohe Modulbelegungsichte wie bei der Kategorie A.3 mit höherem Ertrag erzielt.
- 3.3.4 A.2, Flachdach shedartig (Süd-aufgeständert, ca. 5° bis 25°): Die Ausrichtung der Module erfolgt möglichst nach Süden, jedoch in der Gebäudeflucht. Der optische Gesamteindruck ist shedartig.
- 3.3.5 A.3, Flachdach dachrandparallel: Diese Kategorie der PV-Anlagen ist räumlich und gestalterisch ein Teil der Dachfläche. Sie tritt volumetrisch nicht in Erscheinung.
- 3.3.6 A.4, Flachdach stark geneigt oder vertikal: Das Erscheinungsbild des Gebäudes wird massgebend durch die stark geneigten Module (bis zu 90°) beeinflusst.
- 3.3.7 A.5, Flachdach hoch aufgestellt (begrünte Dachfläche): PV-Anlage und begrünte Dachfläche sind kombiniert. Mit der erhöhten Anordnung der Module von 60 cm bis 80 cm über dem Substrat (Oberkante PV-Module) wird die räumliche und gestalterische Erscheinung der Dachfläche massgebend beeinflusst. Der optische Gesamteindruck wird vom Grünbewuchs und den abgesetzten Modulreihen geprägt.

### **3.4 Geneigte Dachfläche (B)**

- 3.4.1 Die Photovoltaik kann bei geneigten Dachflächen als erste Dachhaut anstelle anderer Eindeckmaterialien verwendet werden. Durch die meist steile Dachneigung kann zudem ein hoher und optimaler Solarertrag erzielt werden. Dachdurchdringungen (z.B. Entlüftungsrohre, Kamine) sollten reduziert und Dachflächenfenster oder -einschnitte gestalterisch integriert gelöst werden. Zur Kühlung der PV-Module und zur Verhinderung von Feuchteschäden ist auf eine ausreichende Hinterlüftung der PV-Module zu achten.
- 3.4.2 B.1, geneigte Dachfläche vollflächig integriert: Die Dachfläche ist vollflächig mit homogenen PV-Modulen belegt. Die Module führen bis an die Dachkanten bzw. Traufen, First und Giebel Fassaden. Allfällige Restflächen sind mit Dummy-Modulen ergänzt, die optisch den PV-Modulen nachempfunden sind. Das PV-Modulfeld bildet die äussere Mantellinie der Dachform. Dachdurchdringungen sind auf das Modullayout abgestimmt.
- 3.4.3 B.2, geneigte Dachfläche teilflächig integriert: Die PV-Anlage ist in Kombination mit beispielsweise Ziegel- oder Faserzementdächern in einer Ebene angeordnet. Optisch hebt sich die PV-Anlage deutlich von der übrigen Dachfläche ab.
- 3.4.4 B.3, geneigte Dachfläche aufgesetzt: Die PV-Module sind ohne relevante Eingriffe am Bestand auf eine bestehende Dacheindeckung aufgesetzt. Die PV-Anlage hebt sich optisch und räumlich von der Dachfläche ab. Bei gerahmten Modulen ist eine gestalterisch befriedigende Lösung anspruchsvoll.
- 3.4.5 B.4, geneigte Dachfläche Spezialformen: Die PV-Module folgen einer geometrisch anspruchsvollen Dachform, Die PV-Anlage ist ein Teil der Dachfläche und als solche voll integriert. Die Planung erfolgt projektspezifisch.

### 3.5 Fassade (C)

- 3.5.1 Die Gestaltung der Fassade mit PV-Modulen als Fassadenhaut kann unter ähnlichen Gesichtspunkten erfolgen wie mit einer hinterlüfteten Glasfassadenbekleidung. Deshalb wird auch oft von der «aktiven Glasfassade» gesprochen. Der Gestaltungsspielraum ist gross, sowohl betreffend der Modulgrössen und -formen wie auch bezüglich Farbe, Textur oder Glanz. Ob nur die gut besonnten Fassadenflächen oder auch die anders orientierten Fassaden mit Modulen belegt werden, beeinflusst die Ästhetik zusätzlich. Für ein einheitliches Fassadenbild können die Fassaden mit aktiven, aber auch inaktiven PV-Modulen bzw. Dummy-Modulen bekleidet werden.
- 3.5.2 C.1, Fassade, hinterlüftet: Die PV-Anlage ist räumlich und optisch als Fassadenbekleidung ausgebildet. Je nach Modultyp ist diese nicht als PV-Anlage erkenn- und wahrnehmbar. Die einzelnen PV-Module sind mit offener Fuge flächenbündig oder geschuppt montiert. Die Aufhängung erfolgt mit sichtbarer oder nicht sichtbarer Befestigung.
- 3.5.3 C.2, Fassade, Brüstungsbänder integriert bis 90°: Die integrierte PV-Anlage in Brüstungsbändern weist eine architektonisch klare horizontale Gliederung zwischen Fensterfläche und geschlossener Fläche auf. Je nach Integration von Sonnenschutz oder anderen Anforderungen kann eine grössere Abwicklung und abweichende Neigung im Vergleich zur vertikalen PV-Fassade erzielt werden. Die weiteren Erkennungsmerkmale sind ähnlich C.1.
- 3.5.4 C.3, Fassade, lichtdurchlässige Fläche integriert: Die PV-Anlage bzw. die PV-aktive Ebene ist im Fenster oder in der Fensterfront integriert. Meist wird die äusserste Glasschicht einer Isolierverglasung mit monokristallinen Zellen bestückt.
- 3.5.5 C.4, Fassade, nicht hinterlüftet (Kompaktfassade): Die PV-aktive Ebene ist hinter einer Deckschicht (Glas oder Folie) mit der Kompaktfassade (inklusive Wärmedämmung) verbunden und wird oft direkt auf die dahinterliegende Tragstruktur montiert. Diese Konstruktion wird aktuell entwickelt und Langzeiterfahrungen stehen noch aus.
- 3.5.6 C.5, Fassade, abgesetzt: Die PV-Anlage wird auf die bestehende Fassadenaussenhaut aufgesetzt und hebt sich optisch und räumliche von der Fassadenfläche ab.

### 3.6 Am Gebäude angebaut (D)

- 3.6.1 Die Nutzung von angebauten Bauteilen als stromproduzierende Fläche lässt für die Ausgestaltung, z. B. bezüglich Oberflächenbeschaffenheit, Farbe, Anordnung und Dichte der Zellen in der Fläche viel Spielraum.
- 3.6.2 D.1, angebaut am Gebäude, Brüstung, Geländer freistehend: Die PV-Anlage ist in Brüstungen von Balkonen und Terrassen integriert und übernimmt ganz oder teilweise die Funktion der Absturzsicherung. Die Module treten optisch als lichtdurchlässige oder geschlossene Fläche in Erscheinung.
- 3.6.3 D.2, angebaut am Gebäude, Vordach: Vordachkonstruktionen weisen im Wohnungsbereich meist nur eine kleine Fläche auf. Die Integration von PV-Modulen ist gemessen am Energieertrag aufwendig. Der Ertrag ist meist eingeschränkt, zumal die Vordächer von Eingangsbereichen eher auf der schattigen Seite liegen.
- 3.6.4 D.3, angebaut am Gebäude, Wintergarten oder Pergola: Die PV-Module in Dach- oder Wandfläche sind voll integriert und bilden die eigentliche Aussenhaut der Anbauten. Photovoltaik an Wintergarten oder Pergola weist an besonnener Lage einen guten Ertrag auf und kann gleichzeitig zur Reduktion der Überhitzung des darunterliegenden Raums beitragen. Für solche Anlagen eignen sich bifaziale Module besonders gut.
- 3.6.5 D.4, angebaut am Gebäude, fixes Verschattungselement: Die PV-Module sind optisch in die Beschattungselemente integriert. Sie kommen als vollflächige Konstruktionen mit teiltransparenten Modulen oder als lamellenartige Systeme zur Anwendung. Fixe Verschattungselemente sind aufgrund der naturgemäss guten Besonnung gut für Photovoltaik geeignet.
- 3.6.6 D.5, angebaut am Gebäude, bewegliches Verschattungselement: Es gelten die Inhalte von 3.6.5.

## 4 KONSTRUKTION, UMSETZUNG

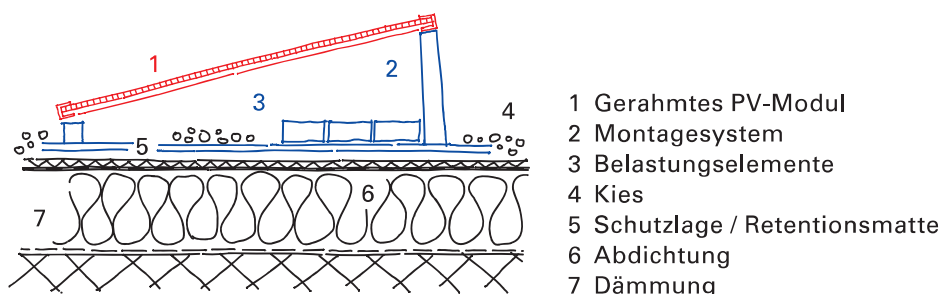
### 4.1 Allgemeines

- 4.1.1 Bei der baulichen Integration einer PV-Anlage muss sichergestellt werden, dass die Funktionen der Gebäudehülle nicht beeinträchtigt werden. Die wesentlichen Funktionen sind: Witterungsschutz (Sonne, Regen, Schnee, Hagel, Wind), Wärmedämmung, Statik und Brandschutz. Die Begehbarkeit und Instandhaltung werden unter Ziffer 5.5.8 thematisiert. Der bauphysikalische Einfluss der PV-Anlage ist bei der Wahl des Dachaufbaus zu berücksichtigen. Es ist zu beachten, dass PV-Module im Gegensatz zu Ziegeln fest mit dem Dach verbunden sind und somit andere Windkräfte auf die Dachbefestigungen wirken.
- 4.1.2 Als Empfehlung gilt, dass der bestehende Dachaufbau beim Nachrüsten einer PV-Anlage eine Nutzungsdauer von mindestens 15 Jahre aufweisen sollte, damit die Lebensdauer der PV-Module genutzt werden kann und der ökologische Grundgedanke für die Solarstromproduktion eingehalten werden kann. Für unterstützende Information siehe [29].
- 4.1.3 Jedes Montagesystem besteht aus drei funktionalen Teilen, die je nach Kategorie infolge der ästhetischen und statischen Anforderungen spezifisch angepasst werden:
- Verbindung des Montagesystems mit dem Gebäude,
  - Montagesystem zur Positionierung der PV-Module,
  - Verbindung der PV-Module mit dem Montagesystem.

### 4.2 Flachdach (A)

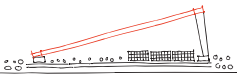
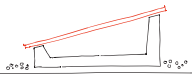
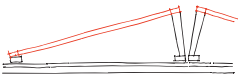
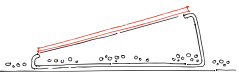
- 4.2.1 Die konstruktive Integration der PV-Anlage muss unter Berücksichtigung der Wind- und Schneelasten sowie Hageleinwirkung erfolgen. Die Montage darf die Wärmedämmung und Wassersperrschicht nicht durchdringen. Im Weiteren sind die konstruktiven Anforderungen an den Systemaufbau (wie z. B. Druckfestigkeit der Dämmung, Verkehrswege) sowie die Zugänglichkeit für Instandhaltung inkl. Reinigung zu berücksichtigen.
- 4.2.2 **Dachaufbau auf einem Flachdach**
- 4.2.2.1 Der Flachdachaufbau für eine PV-Anlage besteht in der Regel aus folgenden Schichten:
- PV-Module,
  - Montagesystem und Montageprofile (Aluminium),
  - Kies oder Substrat (bei Nacktdächern entfällt diese Position),
  - Montagesystem, Wannen oder Platten (Kunststoff oder Metall),
  - Trenn- und Schutzvlies,
  - Abdichtung.

Figur 5 Shedartig aufgeständerte PV-Anlage (Prinzipiskizze)



- 4.2.2.2 Auf Flachdächern kommen zahlreiche Montagesysteme zur Anwendung. Tabelle 6 zeigt vier typische Konstruktionen. Mit wenigen Ausnahmen können diese Systeme für alle Unterkategorien der Flachdächer eingesetzt werden. Die PV-Module werden meist durch Montagesysteme aus Aluminium, Kunststoff oder Beton in Position gehalten.
- 4.2.2.3 Die Abdichtung ist vor Beschädigungen durch das Montagesystem mit einer Schutzlage zu schützen. Bei Bestandesbauten, wo das Montagesystem direkt auf die vorhandene Kies-Schutzschicht aufgelegt wird, ist besonders auf eine funktionierende Schutzfunktion der Abdichtung zu achten.

Tabelle 6 Montagesysteme für Flachdächer (nicht für Gründächer geeignet bzw. Ziffer 4.2.5 beachten)

Kies als Schwerlast-fundation	Betonsteine als Schwerlastfundation	Aerodynamische Systeme	Wannen
			
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Geeignet für Kiesdächer</li> <li>– Auf ausreichende Kiesauflast-balastierung ist zu achten</li> <li>– Wird oft im Zusammenhang mit einer Dachsanierung gebaut</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Geeignet für Kies- und Foliendächer mit hoher Traglastreserve</li> <li>– Geringe Aufbauzeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Geeignet für Kies- und Foliendächer</li> <li>– Kunststoff- oder Metall-Profilsysteme tragen die PV-Module</li> <li>– Benötigt in den Randbereichen meist zusätzliche Balastierung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Geeignet für Kies- und Foliendächer</li> <li>– Kunststoff- oder Metallwannen tragen sowohl die PV-Module wie auch die Balastierung</li> <li>– Geringe Aufbauhöhe</li> </ul>

#### 4.2.3 **Modulanordnung und -neigung**

- 4.2.3.1 Mit Ost-West-Anlagen wird meist eine bessere Flächenbelegung erzielt als bei einer Süd-Anlage.
- 4.2.3.2 Module mit einer Neigung ab ca. 10° haben einen selbstreinigenden Effekt. Deshalb können auch gerahmte Module verwendet werden.
- 4.2.3.3 Bei dachrandparallel angeordneten Modulen ohne Neigung bzw. unter 10° Neigung kommt es zu stärkerer Verschmutzung der Module. Es wird empfohlen ein Reinigungskonzept zu erstellen, da die Selbstreinigung durch Niederschlag oder abrutschenden Schnee lediglich geringfügig ist. Es wird empfohlen, rahmenlose Module zu verwenden, damit sich die Verschmutzungen nicht an den Kanten ansammeln.

#### 4.2.4 **Vertikale Aufständungen**

Anwendungen mit grossem Anstellwinkel sind:

- PV-Anlagen im Gebirge mit hoher Schneelast. Neben der Aufständung ist eine ausreichende Bodenfreiheit wichtig, damit der Schnee abrutschen kann.
- PV-Anlagen, die zur Produktion von Winterstrom optimiert werden sollen. Eine steile Aufständung geht jedoch fast immer mit einer Reduktion des Jahresenergieertrags der Gesamtanlage einher und wird deshalb aus energetischen Gründen im Flachland meist nicht ausgeführt.
- PV-Anlagen mit bifazialen Modulen, weil damit das Licht von beiden Seiten genutzt werden kann.

#### 4.2.5 Begrünte Dachflächen

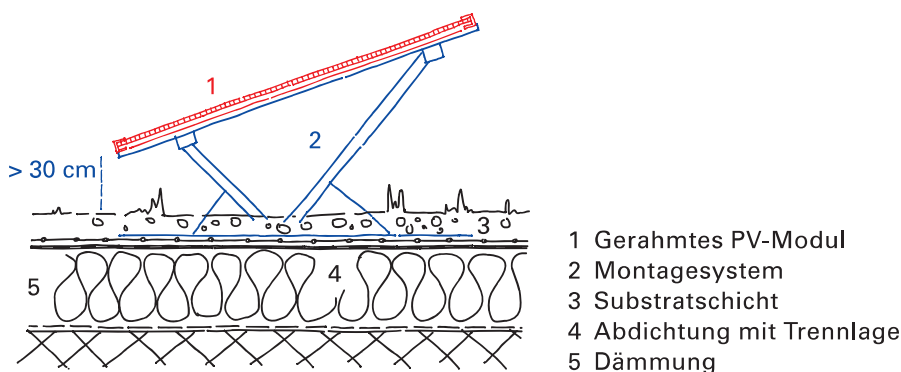
Werden PV-Anlagen auf Gründächer gebaut, ist der Installations- und Instandhaltungsaufwand sowie die folgenden Punkte bei der Systemwahl zu berücksichtigen. Weitere Details finden sich in [30].

- Die Modulneigung soll zur Unterstützung des Selbstreinigungseffekts mindestens 10° betragen.
- Die Unterkante der PV-Module soll mindestens 30 cm oberhalb der Substratoberfläche zu liegen kommen, um den Aufwand für die Gründachpflege zu reduzieren.
- Eine auskragende Montage der PV-Module (vgl. Figur 6) ist für die Gründachpflege vorteilhaft.
- Es soll nährstoffarmes Substrat mit kleinem Wasserspeichervermögen gewählt werden und mit niedrigwachsenden Pflanzen bepflanzt bzw. besät werden. Das Substrat wird von Vorteil reliefartig verteilt und unter der Modulunterkante ausgedünnt. Unter der Modulunterkante kann ein Kiesstreifen vorgesehen werden.
- Die PV-Module können shedartig aufgeständert oder giebeldachartig installiert werden. Bei umgekehrt giebeldachartiger Installation werden die Gehwege vorzugsweise am höchsten Punkt der Module vorgesehen, sodass die Grünflächen unter den Modulen besser zugänglich bleiben.
- Bei umgekehrt giebeldachartig ausgeführter Aufständering sind Massnahmen notwendig, um das Pflanzenwachstum unterhalb der Module zu verhindern. Dies kann z.B. mit Anbringen einer Rinne in der Kehle und/oder der Verwendung von Kies als Dachsubstrat unter den Modulen erreicht werden.
- Die Modulmontage «Portrait» (Hochformat der Module) ist für die Gründachpflege vorteilhaft, da sie zu weniger Modulreihen führt und diese weiter auseinander stehen.
- Zur Optimierung des Grünbewuchses kann das Substrat inhomogen ausgebracht werden. Bei der Modulunterkante kann das Substrat ausgedünnt oder mit einem Kiesstreifen ergänzt werden. Bei der Moduloberkante kann eine grössere Substratdicke eingesetzt werden.
- Bei der Kabelführung ist auf einen mechanischen Schutz gegen Schneidwerkzeuge, die bei der Pflege der Vegetation verwendet werden, zu achten (z.B. Blechkanal).
- Eine Solaranlage mit Dachbegrünung erfordert eine regelmässige Gründachpflege, damit die PV-Module frei von Bewuchs und Beschattung bleiben. Je nach Situation ist die Instandhaltung 1 bis 2 Mal pro Jahr notwendig.
- Es wird empfohlen, die örtliche Baugesetzgebung bezüglich Anforderung begrünte Dachfläche frühzeitig zu klären.

Tabelle 7 Arten der Aufständering bei begrünten Dachflächen

shedartig	giebeldachartig	umgekehrt giebeldachartig	senkrecht

Figur 6 Montagesystem für Gründächer (Prinzipkizze)



### 4.3 Geneigte Dachfläche (B)

4.3.1 Die PV-Anlage auf dem Steildach kann integriert oder aufgesetzt eingebaut werden. Einbauen wie Dachflächenfenster und Aufbauten wie Kamine oder Dunstrohre sind entsprechend den Modulgrößen und dem Anlagenlayout zu planen. Schneefänger sind falls notwendig einzuplanen.

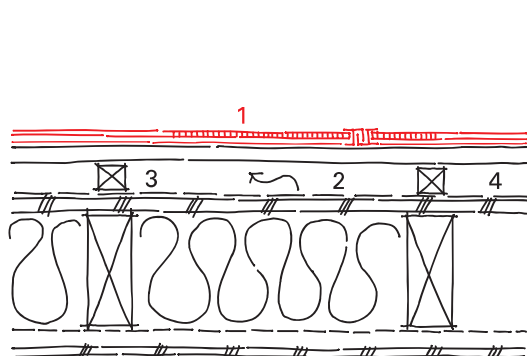
#### 4.3.2 Dachaufbau auf geneigter Dachfläche

Der Dachaufbau eines vollflächig integrierten Systems besteht aus folgenden Schichten:

- PV-Module
- Montagesystem, meistens aus Holz, Aluminium oder Kunststoff
- Konterlattung und Ziegellattung (Hinterlüftungsebene)
- Unterdach (SIA 232/1 und [31])

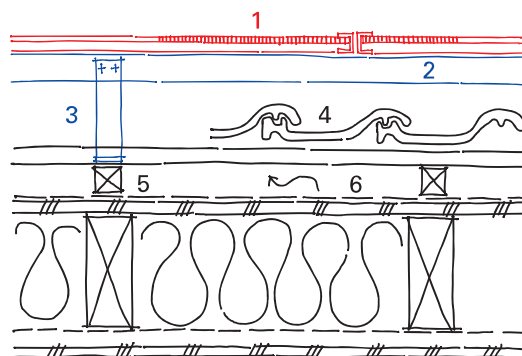
Figur 7 Dachaufbau bei einer integrierten und einer aufgesetzten PV-Anlage (Prinzipiskizze)

Integrierte PV-Anlage



- 1 gerahmtes PV-Modul / 2 Ziegellattung /  
3 Konterlattung zur Hinterlüftung /  
4 Unterdach

Aufgesetzte PV-Anlage



- 1 gerahmtes PV-Modul / 2 Unterkonstruktion /  
3 Befestigungshaken / 4 Ziegeleindeckung  
auf Ziegellattung / 5 Konterlattung zur Hinter-  
lüftung / 6 Unterdach

#### 4.3.3 Integrierte PV-Anlage

4.3.3.1 Bei integrierten PV-Anlagen übernehmen die PV-Module nebst der Stromproduktion auch die Funktion der Gebäudehülle. Entsprechend sind Unterkonstruktionen zu verwenden, welche die Anforderung an die Regendichtheit erfüllen. Folgende Punkte sind zu beachten:

- temperaturbedingte Massänderungen,
- Kondensat als Folge der nächtlichen Abkühlung,
- Regendichtheit, insbesondere bei Schlagregen,
- Rückstauwasser bei Schneeschmelze,
- ausreichende Hinterlüftung gemäss SIA 232/1 bzw. um 15 mm erhöhen, um den Anforderungen an die Deckung zu genügen, siehe auch [31].

4.3.3.2 Integrierte PV-Systeme können aufgrund ihrer glatten, eher dunklen Oberfläche stärker zum Abtropfen von Kondensat neigen als herkömmliche Ziegel. Um Wasserschäden am Dach zu vermeiden, sind die Modul-Herstellerangaben und im speziellen der Aufbau des Daches (Unterdach/Entlüftung/Abdichtung) zwingend zu beachten.

#### 4.3.4 **Aufgesetzte PV-Anlage**

Bei aufgesetzten PV-Anlagen übernehmen die PV-Module nebst der Stromproduktion keine Funktion in der Gebäudehülle. Entsprechend wichtig ist die Sicherstellung der intakten Gebäudehülle während der Lebensdauer der PV-Module. Folgende Punkte sind kritisch und zu beachten:

- Ziegeldächer: Verhinderung von Beschädigungen an Ziegeln, insbesondere bei maximaler Lasteinleitung in die Dachhaken.
- Blechdächer: Verhinderung von Einleitung von Scherkräften in das Blechdach durch ausreichende Dimensionierung von Dilatationsfugen.
- Blechfalzdächer: Verhinderung der Beeinträchtigung der korrekten Funktion der Blechfalzdächer. Insbesondere dürfen die Gleithaften der Stehfalzdächer die horizontale und vertikale Ausdehnung nicht beeinträchtigen. Es dürfen keine flächigen Durchdringungen durch die Blechbahnen erfolgen.

#### 4.3.5 **Spezialformat**

In Zusammenarbeit zwischen Planer und Hersteller können Spezialformate oder Spezialmodule erstellt werden. Die Vielfalt ist zu gross, um spezifisch auf die abweichenden konstruktiven Aspekte einzugehen.

### 4.4 **Fassade (C)**

4.4.1 Die PV-Module werden in der Fassade meist als äusserste Schicht anstelle anderer Bekleidungsmaterialien verwendet. Als idealer Träger einer Photovoltaikfassade bietet sich eine Montagestruktur für vorgehängte, hinterlüftete Fassaden an. Die Hinterlüftung sorgt für eine Kühlung der PV-Module und der Hinterlüftungsraum ermöglicht eine verhältnismässig einfache Führung der elektrischen Kabel.

Photovoltaikfassaden mit Ausrichtung von Südost bis Südwest haben den grossen Vorteil, dass sie im Vergleich zu wenig geneigten Anlagen auf Dächern, im Winterhalbjahr deutlich mehr Ertrag produzieren. Montiert als vertikale Südfassade in Bern, beträgt der Anteil von Oktober bis März rund die Hälfte der jährlichen Produktion, in Davos sind es in der gleichen Periode mehr als 60%. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wird die Winterstromproduktion mehr Bedeutung erlangen. Es ist davon auszugehen, dass entsprechend die Preise für den Strom im Winterhalbjahr stärker ansteigen als im Sommerhalbjahr. Das bedeutet für südlich ausgerichtete Solarfassaden einen wirtschaftlichen Vorteil.

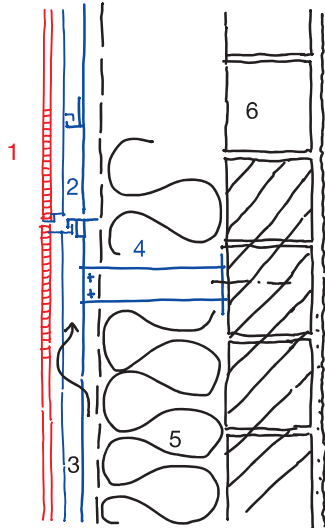
#### 4.4.2 **Fassadenaufbau**

Der Aufbau einer hinterlüfteten Fassade von aussen nach innen besteht aus folgenden Schichten:

- Fassadenbekleidung (PV-Module),
- Aufhängesystem der Bekleidung,
- Hinterlüftungsebene,
- Fassadenbahn (optional),
- Unterkonstruktion,
- Wärmedämmschicht,
- Luftdichtheit (sofern das Tragwerk nicht luftdicht ist),
- Tragwerk, Verankerungsebene.

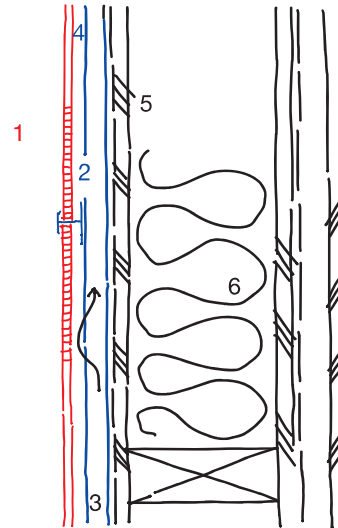
Figur 8 Regelquerschnitt einer möglichen Fassadenkonstruktion in Massiv- und Leichtbauweise (Prinzipiskizze)

Aussenwandkonstruktion in Massivbau mit hinterlüfteter Aussenwärmedämmung auf Unterkonstruktion Backsteinschale



1 Photovoltaikmodul (Bekleidung)  
z. B. ohne Rahmen / 2 Aufhängesystem  
der Bekleidung / 3 Hinterlüftungsebene /  
4 Unterkonstruktion / 5 Wärmedämmung /  
6 Tragwerk, Massivbauweise

Aussenwandkonstruktion in Holzbauweise auf Unterkonstruktion Holzelement



1 Photovoltaikmodul (Bekleidung)  
z. B. ohne Rahmen / 2 Aufhängesystem  
der Bekleidung / 3 Hinterlüftungsebene /  
4 Unterkonstruktion / 5 äussere Beplankung  
plus evtl. diffusionsoffene Fassadenbahn /  
6 Holzbauelement mit Wärmedämmung

#### 4.4.3 Hinterlüftungsraum

4.4.3.1 Die Anforderungen an den Hinterlüftungsraum sind in SIA 232/2 geregelt. Hinter PV-Modulen soll der Hinterlüftungsraum situativ projektiert werden. So ist gewährleistet, dass trotz Querschnittverminderung durch die Verkabelungen die Normanforderungen überall eingehalten sind.

4.4.3.2 Die Anforderungen an die Be- und Entlüftungsöffnungen sind in SIA 232/2 definiert. Diese gelten unabhängig von der Wahl der Fassadenbekleidung, somit auch für die PV-Module.

#### 4.4.4 Typen und Formate

4.4.4.1 Bei den PV-Modulen sind folgenden Typen üblich: gerahmte Module Glas-Folie oder Glas-Glas und rahmenlose Module Glas-Glas.

4.4.4.2 In der Planung ist auf eine möglichst geringe Anzahl von unterschiedlichen Modulgrössen zu achten. Dies führt zu geringeren Kosten in der Produktion und einfacheren Prozessen in der Planung und bei der Montage. Zudem ist die Beschaffung von allfälligen Ersatzmodulen in der Instandhaltung weniger aufwendig.

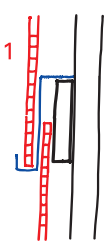
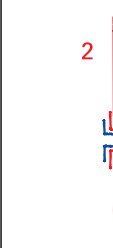
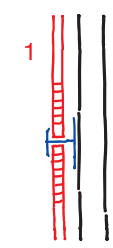
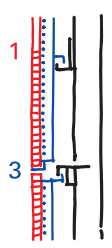
#### 4.4.5 **Montagesystem und Befestigungstechnik der PV-Module**

4.4.5.1 Mit dem Montagesystem sollten kleinere Bautoleranzen sowohl von PV-Modulen wie auch vom Gebäude aufgenommen werden und die Einhängenvorrichtung soll ein einfaches Ein- und Aushängen der einzelnen PV-Module ermöglichen, was Vorteile für Montage- und Instandhaltungsarbeiten hat.

4.4.5.2 Die PV-Module sind gegen das Herabfallen mechanisch zu sichern.

4.4.5.3 Eine Übersicht über Befestigungsmöglichkeiten ist in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8 Übersicht über mögliche Befestigungstechniken (gilt nicht nur für Fassaden)

mit Modulhaken geschuppt	mit Modulklemmen	mit Montageklemmen eingehängt	mit Montageschiene, Verklebung SSG oder Acryl-Tape
			
1 PV-Modul ohne Rahmen / 2 PV-Modul mit Rahmen / 3 Sicherheitsbefestigung			

#### 4.4.6 **Beschattung**

Fassadenelemente wie Fensterzargen, Fensterbänke, horizontale und vertikale Abschlussprofile, Sturz- und Brüstungsausbildungen sind in der Detailausführung mit einer möglichst geringen Auskrägung zur Bekleidungsfläche auszuführen.

#### 4.4.7 **Verschmutzung der PV-Module**

Bei der Detailausbildung der Fassadenhaut ist auf eine möglichst geringe Verschmutzung der Bekleidungsfläche zu achten, z.B. Vermeidung von Wasserläufen an der Fassadenhaut.

#### 4.4.8 **Konzept für Instandhaltung und Modulaustausch**

Aufgrund der reduzierten Zugänglichkeit sowie der hohen ästhetischen und statischen Anforderungen ist der allfällige Ersatz eines PV-Moduls in der Fassade anspruchsvoll. Für jede Fassadenanlage soll deshalb ein Konzept erarbeitet werden, welches für den Ereignisfall folgende Punkte umfasst:

- Umgang mit Glasbruch, z.B. Beschaffung oder Lagerung von Ersatzprodukten,
- Vorgehen für den Austausch von defekten Anlagenkomponenten (PV-Module und allfällige Leistungselektronik, wie Leistungsoptimierer).

### 4.5 **Am Gebäude angebaut (D)**

4.5.1 Am Gebäude angebaute PV-Anlagen sind nicht in der Gebäudehülle integriert und erfüllen nicht die primäre Funktion des Witterungsschutzes oder der äusseren Bekleidung. Üblicherweise sind sie losgelöst von der Gebäudehülle am Gebäude befestigt. Diese PV-Anlagen bestehen oft aus einzelnen Elementen, z.B. Balkonbrüstungen, und werden deshalb an gut besonnten Standorten eingesetzt. Die primäre Anforderung, z.B. Absturzsicherung, wird durch die weitere Nutzung für Solargewinne eingesetzt.

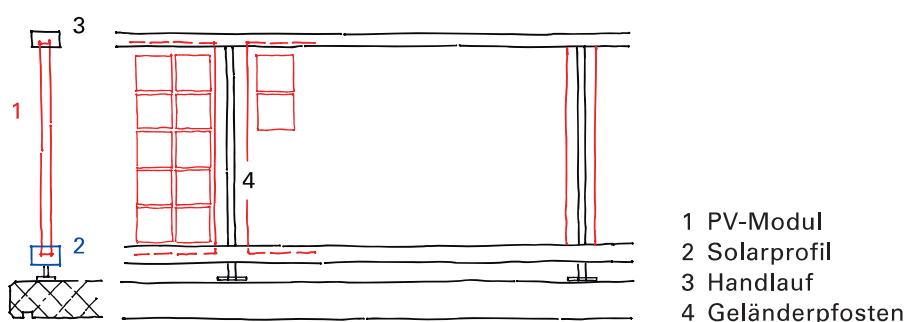
4.5.2 Bei der zusätzlichen Montagestruktur, welche für die PV-Anlage gebaut wird, ist auf eine zwangungsfreie Montage gegenüber der Baustruktur zu achten.

#### 4.5.3 **Freistehende Balkon- und Terrassenbrüstungen**

Es gibt drei unterschiedliche Varianten der Integration von PV-Modulen bei freistehenden Balkon- und Terrassenbrüstungen:

- Die Module sind als Bekleidung auf die Tragstruktur montiert. Die Durchbruchesicherheit und der Schutz der Module sind durch eine innenseitige Bepunktung gewährleistet. Die Anschlussdosen und die Verkabelung befinden sich im Zwischenraum dieser beiden Bepunktungen.
- Die Module sind als Füllfläche auf die Geländerkonstruktion befestigt. Das Modul hat somit die Anforderung der Durchbruchesicherheit mit Verbundsicherheitsglas (VSG) zu übernehmen. Die Anschlussdosen und die Verkabelung sind innerhalb der Konstruktion gelöst. Bei dieser Variante können bifaziale PV-Module eingesetzt und ein höherer Energieertrag erwirtschaftet werden, da die Brüstung von beiden Seiten her Licht erhält.
- Die Module werden aus VSG statisch selbsttragend installiert.
- Folgende Normen und Richtlinien sind zu befolgen: SIA 358, SIA 261 und SUVA-Vorgaben.

Figur 9 Regelquerschnitt und Ansicht eines möglichen Brüstungselements (Prinzipskizze)



#### 4.5.4 **Vordächer**

Vordächer sind oft über dem Eingangsbereich und im Norden angesetzt. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis der PV-Anlage für diesen Anwendungsbereich ist zu überprüfen.

#### 4.5.5 **Wintergarten und Pergola**

4.5.5.1 Anstelle der transparenten Verglasungselemente werden Gläser mit PV-Zellen eingebaut. Die Anforderungen und die Einbauart ändern, die Glaselemente bleiben unverändert.

4.5.5.2 Je nach Anordnung der Zellen kann die aktive Verglasung zur Überhitzung des darunterliegenden Raumes beitragen.

#### 4.5.6 **Verschattungselemente**

Beim Sonnenschutz wird zwischen fixen und beweglichen Verschattungselementen unterschieden. Bei beweglichen Elementen muss beachtet werden, dass die Beweglichkeit der einzelnen Teile zu einem allfällig höheren Verschleiss der Elektronik führen kann. Entsprechend muss die Reparatur oder Auswechselbarkeit sichergestellt werden.

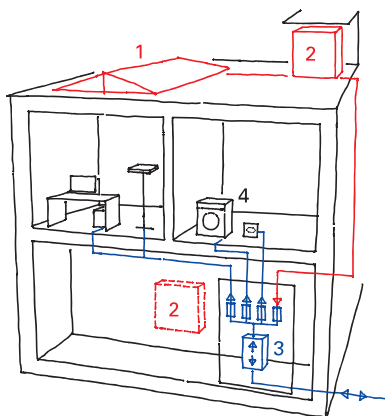
## 5 SYSTEMTECHNIK

### 5.1 Bestandteile der Anlage

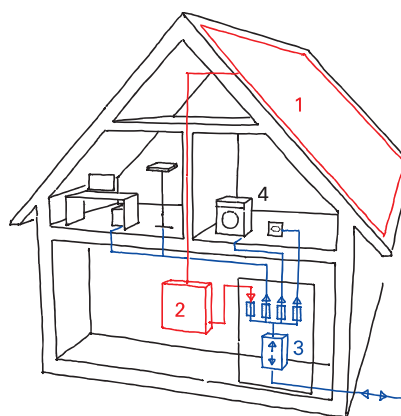
Die minimale Ausrüstung einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage besteht aus Solarmodulen, DC-Leitung, Wechselrichter und Netzanschluss. Grössere und komplexe Anlagen enthalten in der Regel weitere Komponenten wie Generatoranschlusskästen, Strangsicherungen, Trennstellen, Überspannungsableiter sowie Mess- und Überwachungsgeräte.

Figur 10 Einfache Version einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage

Anlage auf Flachdach



Anlage auf geneigter Dachfläche



1 Solarmodule (PV-Generator) / 2 Wechselrichter / 3 Einspeise- und Bezugszähler /  
4 Verbraucher

### 5.2 Auslegung

#### 5.2.1 Wahl der Modulleistung

Die verfügbare Fläche, die Investitionen und der lokale Strombedarf bestimmen weitgehend die Fläche und die Leistungsfähigkeit der PV-Anlage. Weil die produzierte Elektrizität meist nur teilweise vor Ort verbraucht werden kann und alle Verbraucher vor Ort auch vom Stromnetz versorgt werden können, sind auch andere Kriterien als der lokale Strombedarf relevant. Typische Optimierungskriterien sind:

- Optimierung der Architektur: vollflächiges und homogenes Erscheinungsbild der PV-Anlage,
- Maximierung des Solarstromertrags (ggf. unter Einhaltung eines gewissen Budgets),
- Minimierung der Kosten bei gleichzeitig vollflächigem Ersatz der Dacheindeckung,
- Minimierung der Stromgestehungskosten,
- Maximierung der Rendite,
- Maximierung des Eigenverbrauchsanteils, dabei können auch andere Massnahmen wie ZEV, Batteriespeicher, Laststeuerungen und Benutzerverhalten beitragen.

Der Eigenverbrauchsanteil wird umso grösser, je kleiner die PV-Anlage ist. Dies sollte nicht zu stark bewertet werden, da die Fixkosten unabhängig von der Anlagenleistung sind. Zudem widerspricht die Maximierung des Eigenverbrauchsanteils fast allen andern Optimierungskriterien. Wegen des steigenden Strombedarfs infolge der Dekarbonisierung sind, wenn möglich, alle gut besonnten Gebäudeoberflächen mit Solarmodulen zu belegen.

#### 5.2.2 Wahl der optimalen Wechselrichterleistung

5.2.2.1 Die Leistung des Wechselrichters wirkt sich weniger stark auf den Energieertrag aus als oft angenommen wird. In den Leistungsspitzen einer PV-Anlage ist relativ wenig Energie vorhanden. Aus ökonomischen Gründen und zur Entlastung des lokalen Verteilnetzes ist es darum üblich, einen kleineren Wechselrichter zu wählen.

5.2.2.2 Das Verhältnis zwischen der Leistung des Wechselrichters (AC-Leistung) in kVA und der nominalen Modulleistung unter STC (DC-Leistung) wird Nennleistungsverhältnis (NLV) (engl. Sizing Ratio (SR)) genannt.

$$NLV = \frac{P_{WR,nom}}{P_{DC,STC}} \quad (1)$$

$NLV$  Nennleistungsverhältnis, in kVA/kW  
 $P_{WR,nom}$  Leistung des Wechselrichters, in kVA  
 $P_{DC,STC}$  normierte Modulleistung unter Standard-Testbedingungen, in kW

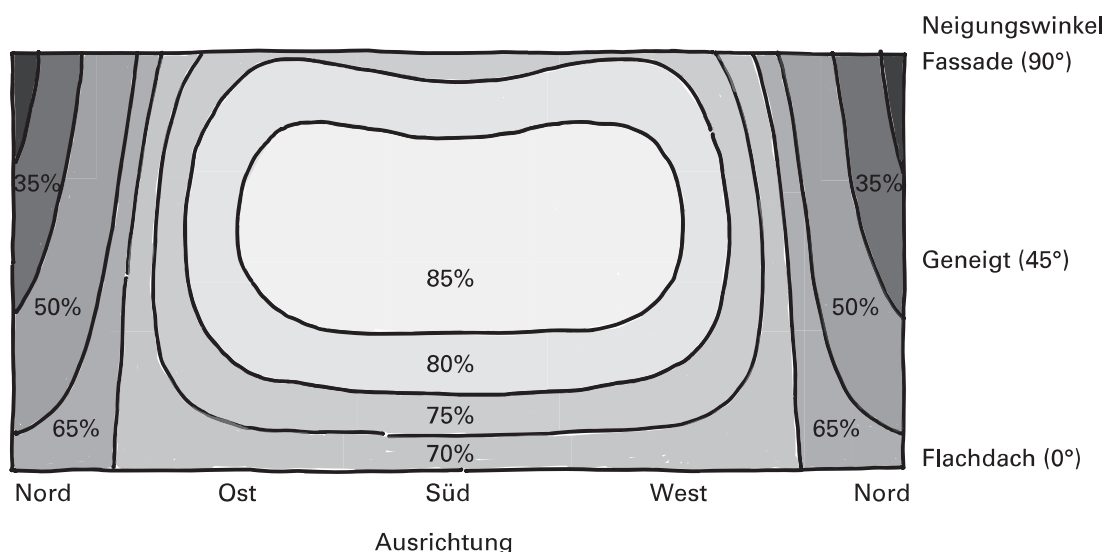
5.2.2.3 Zur Wahl des NLV wird oft das wirtschaftliche Optimum im Projekt gesucht. Viele Faktoren beeinflussen den Findungsprozess, zum Beispiel:

- Ertragsverlust bei tiefem NLV (siehe Figur 11),
- Kosteneinsparung beim Wechselrichter,
- kleinere Absicherungen und Leitungsquerschnitte,
- Vermeidung des Netzanschluss-Ausbaus,
- Leistungsvorhaltung für Blindleistungsregelung,
- evtl. beschleunigte Alterung des Wechselrichters durch höhere Auslastung,
- besserer mittlerer Wirkungsgrad.

5.2.2.4 Als Standard hat sich ein Nennleistungsverhältnis im Bereich von 80% etabliert. Die meisten der oben genannten Faktoren haben eine eher untergeordnete Bedeutung. Einzig wenn eine Netzanschlussverstärkung notwendig würde, ist die Wahl eines kleineren Wechselrichters finanziell fast immer attraktiver. Dabei ist es legitim, das Nennleistungsverhältnis auf weniger als 50% zu reduzieren. In diesem Fall sollte jedoch geprüft werden, ob der Wechselrichter nicht doch etwas grösser gewählt werden und die Einspeisung mit einer dynamischen Wirkleistungsreduktion begrenzt werden soll.

5.2.2.5 Dynamische Wirkleistungsreduktion: Die Regelung der Wechselrichterleistung basiert auf einer Messung am Netzanschlusspunkt. Falls diese Messung versagt, braucht es eine Alternativlösung. Mit dieser Lösung kann mehr Produktionsleistung zugelassen werden als das Netz aufnehmen kann, solange Eigenverbrauch vorhanden ist.

Figur 11 Typisches Nennleistungsverhältnis (NLV) für eine netzgekoppelte Photovoltaikanlage in Abhängigkeit der Ausrichtung und Neigung, gültig für einen Standort im Schweizer Mittelland für 1% Ertragsverlust pro Jahr gegenüber einem NLV von 100%. Lesebeispiel: Für eine wenig geneigte Anlage von maximal 5° kann die Nennleistung des Wechselrichters auf 70% der Nennleistung der Solarmodule dimensioniert werden. Daten aus [27].



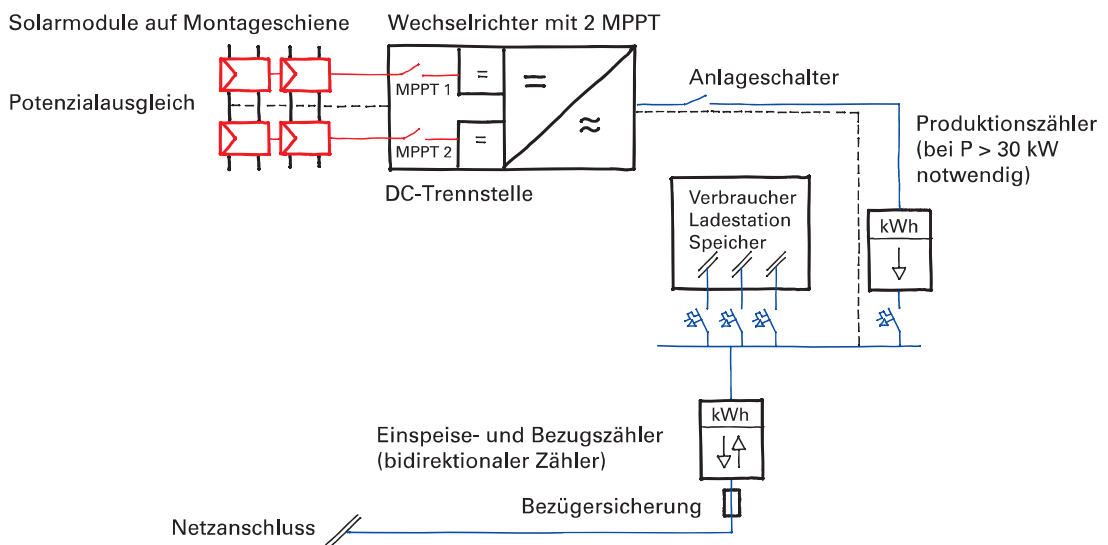
## 5.3 Elektrische Installation

5.3.1 Die PV-Anlage zählt zu den Hausinstallationen, entsprechend gelten für die elektrischen Installationen die Niederspannungs-Installationsverordnung NIV [3] und die Niederspannungs-Installationsnorm NIN (SN 411000). Die NIN wird alle 5 Jahre aktualisiert und enthält im Teil 7.12 ein besonderes Kapitel für Photovoltaikanlagen.

### 5.3.2 Installationsberechtigung nach NIV Art. 9 oder 14

Die im Gebäude montierten DC- und AC-Verbindungsleitungen und das entsprechende Zubehör wie Sicherungen, Schalter und Schutzelemente gelten als elektrische Installationen und dürfen nur von Installateuren mit entsprechenden Berechtigungen installiert werden. Einzig das Verlegen der Solarmodule, einschliesslich dem Zusammenstecken von berührungsgeschützten Steckern, bedarf keiner Installationsberechtigung. Die ausführenden Personen müssen aber gut instruiert sein und die korrekte und sichere Arbeitsweise zuverlässig anwenden können.

Figur 12 Vereinfachtes Schema einer PV-Anlage auf einem Gebäude ohne Blitzschutz



### 5.3.3 Regeln der Serie- und Parallelschaltung

Für die Serie- und Parallelschaltung gelten die folgenden Regeln. Die Missachtung der Regeln führt nicht direkt zu Schäden, jedoch arbeiten die einzelnen Module nicht mehr im optimalen Arbeitspunkt, woraus ein verminderter Energieertrag folgt.

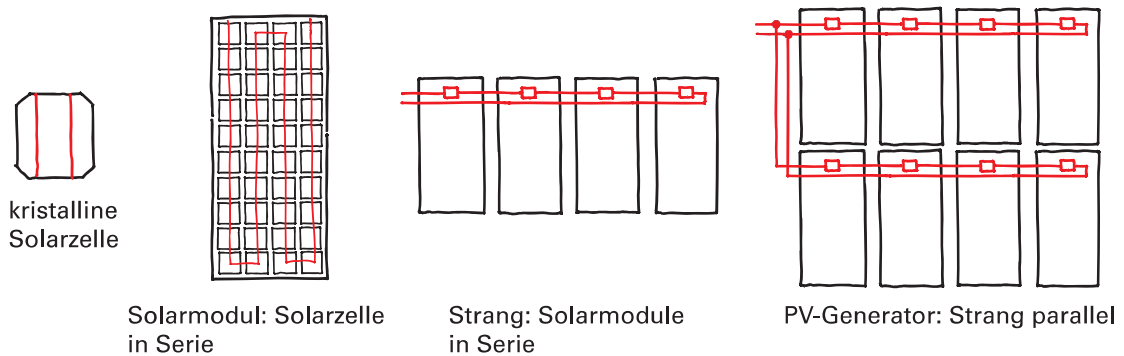
#### 5.3.3.1 Regeln der Serienschaltung:

- Alle in Serie geschalteten Solarzellen haben denselben Betriebsstrom.
- Alle in Serie geschalteten PV-Module sind derselben Einstrahlung ausgesetzt.
- Abweichungen in Ausrichtung und Neigung zwischen PV-Modulen sollen kleiner als 5° sein.

#### 5.3.3.2 Regeln der Parallelschaltung:

- Alle auf dem gleichen Wechselrichtereingang parallel geschalteten Stränge haben dieselbe Spannung (d. h. typischerweise dieselbe Anzahl Module).
- Abweichungen in Ausrichtung und Neigung zwischen PV-Modulen sollen kleiner als 10° sein.

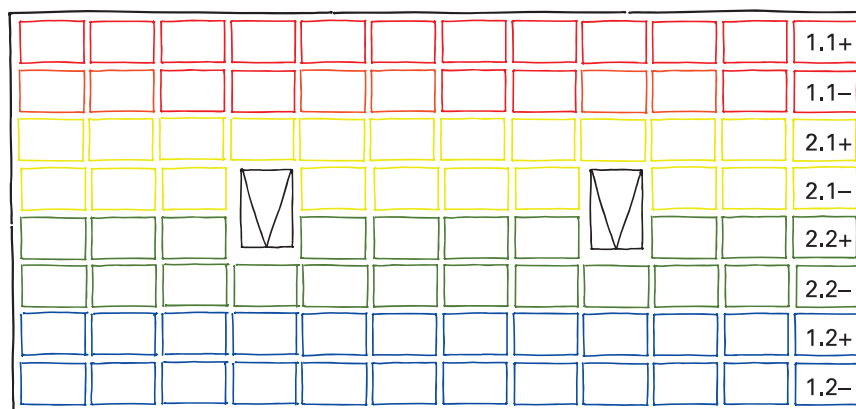
Figur 13 Komponenten der PV-Anlage an der Gebäudehülle



### 5.3.4 Empfehlung zum Stranglayout

In einem Strang fließt in jedem Modul der gleiche Strom, entsprechend ist es wichtig, dass die Module im gleichen Strang so gut wie möglich die gleiche Besonnung bekommen sollten. Weil Beschattungen oft von unten her beginnen, zeigt das Beispiel in Figur 14 eine typische Lösung mit einer Stranganordnung quer über das Dach. Aufgrund unterschiedlicher Verschattungssituationen durch Bäume usw. ist ein besonderes Augenmerk auf das Stranglayout zu legen.

Figur 14 Stranglayout auf einem Pultdach mit zwei Dachflächenfenstern



### 5.3.5 Module mit direkt angeschlossener oder eingebauter Elektronik

#### 5.3.5.1 Zweck und Abgrenzung:

Direkt mit den Solarmodulen verbundene Elektronik oder Geräte ermöglichen verschiedene Funktionen wie z. B. mehr Flexibilität beim Zusammenschalten der Module. Weitere mögliche Anwendungen sind zusätzliche Schutzmassnahmen, Ertragsoptimierungen, Reduktion von DC-Leitungen oder Vermeidung von hohen Spannungen. Funktionsbedingt werden solche Geräte unmittelbar oder nahe beim Solarmodul angeschlossen, vielfach auch direkt in die Anschlussdose integriert. Es wird jedoch empfohlen, diese nur da anzuwenden, wo sie zu Wartungszwecken erreichbar sind. Bisher häufig eingesetzt werden Modulwechselrichter und Leistungsoptimierer. Beide Anwendungen haben unter anderem zur Folge, dass Ertragseinbussen durch lokale Verschattungen geringer ausfallen und individuelle Modulgrößen und Ausrichtungen möglich sind. Typische Anwendungen sind teilbeschattete Fassaden- und Dachflächen, zum Beispiel Fassadenabsätze, Balkone oder Gauben / Lukarnen. Jedes Solarmodul wird für sich allein im optimalen Arbeitspunkt betrieben. Zusätzlich ist bei vielen Produkten die Betriebs- und Ertragskontrolle pro Modul möglich.

5.3.5.2 **Modulwechselrichter:**  
Die Solarmodule sind am Standort direkt mit dem eigenen Wechselrichter verbunden. Dadurch braucht es keine DC-Kabel und es können auch sehr kleine Photovoltaikanlagen realisiert werden. Neben diversen Vorteilen haben die Kleinwechselrichter den Nachteil, dass der Umwandlungswirkungsgrad etwas weniger gut ist als bei grösseren Wechselrichtern.

5.3.5.3 **Leistungsoptimierer:**  
Leistungsoptimierer sind beim Solarmodul angebrachte elektronische Bauteile, welche die Ausgangsspannung und den -strom eines Solarmoduls in Bezug auf das Gesamtsystem optimieren. Im Gegensatz zu Modulwechselrichtern braucht es hier, neben der zusätzlichen Elektronik beim Solarmodul, noch einen zentralen Wechselrichter.

### 5.3.6 **Elektrische Verbindungsstellen**

Technologiebedingt ergeben sich von der Solarzelle bis zum Netzanschluss zahlreiche Verbindungsstellen, die über die lange Betriebsdauer von mehreren Jahrzehnten zuverlässig funktionieren müssen. Vor allem die DC-Stecker zur elektrischen Verbindung der einzelnen Module untereinander und zum Wechselrichter müssen hohen Qualitätsanforderungen genügen und sind bei der Montage sorgfältig zu behandeln. Es dürfen nur kompatible Stecker vom gleichen Hersteller miteinander verbunden werden und sie dürfen weder verschmutzt noch nass sein. Während des Betriebes der Anlage darf die Steckverbindung nicht gelöst werden, dazu ist vorgängig der Wechselrichter auszuschalten.

## 5.4 **Raumanforderungen**

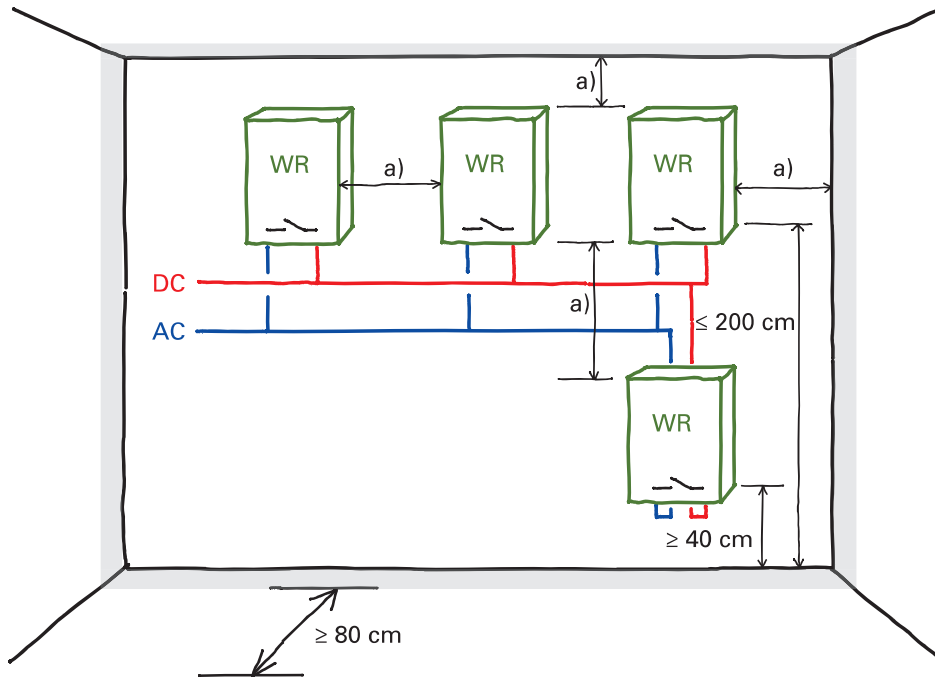
### 5.4.1 **Platzbedarf**

Relevant in Bezug auf den Platzbedarf sind die Leitungen von den Solarmodulen bis zum Netzanschluss und die Wechselrichter zum Umwandeln des Gleichstromes in netzkonformen Wechselstrom. Auslegekriterium für die Leitungen ist die zu übertragende Leistung, ähnlich wie es für elektrische Verbraucher gilt. Photovoltaik-DC-Leitungen haben einen etwa 30% grösseren Raumbedarf, weil sie doppelt isoliert sein müssen. Zusätzlich braucht es Platz für den Potenzialausgleich mit mindesten 10 mm<sup>2</sup> Querschnitt. Steht der Wechselrichter auf oder im Bereich des Daches, befinden sich im Gebäude nur AC-Leitungen. Wechselrichter werden oft an Wandflächen montiert. Pro Gerät in einem Leistungsbereich von 10 kW bis 30 kW wird eine Wandfläche von ca. 1,5 m<sup>2</sup> benötigt.

### 5.4.2 **Standortanforderungen für Wechselrichter**

In den VKF-Brandschutzvorschriften wird beschrieben, dass bezüglich Anordnung und Montage die Wechselrichter wie Schaltgerätekombinationen zu behandeln sind. Ausnahme bilden die zuvor erwähnten Modulwechselrichter. Für die Montage des Wechselrichters sind die Herstellerangaben sowie die Anforderungen in der NIN einzuhalten. Werden Wechselrichter an hochwassergefährdeten Standorten eingebaut, so müssen AC- und DC-Trennstellen ausserhalb der gefährdeten Bereiche vorgesehen werden. Wechselrichter müssen zudem vor mechanischen Einwirkungen geschützt sein.

Figur 15 Schematische Anordnung der Platzierung der Wechselrichter (WR)



a) Für die Abstände der Geräte untereinander, zur Decke und zu den Wänden gelten die Herstellerangaben.

#### 5.4.3 Raumkonditionen

Es ist darauf zu achten, dass die Abwärme des Wechselrichters (max. ca. 2% bis 5% der Nennleistung, während 8 h pro Tag) vom Raum aufgenommen werden kann. Wechselrichter sind meist resistent gegen hohe und tiefe Temperaturen, typischerweise von  $-10^{\circ}\text{C}$  bis  $+45^{\circ}\text{C}$ . Sie reduzieren bei zu hohen Umgebungstemperaturen automatisch die Leistungsabgabe, um die weitere Erwärmung zu verhindern. So sind es oft andere Randbedingungen eines Raums, die vorgeben, ob ein Raum aktiv gelüftet oder gar gekühlt werden muss. Die Anforderungen aus den VKF-Brandschutzvorschriften bei den für die Montage vorgesehenen Orten sind zu beachten. Wechselrichter können Geräuschemissionen verursachen, daher ist im Innen- wie auch im Aussenbereich auf deren Montage und Positionierung zu achten.

### 5.5 Statische Bemessung, Sicherheit und Schutzanforderungen

#### 5.5.1 Statische Bemessung

5.5.1.1 Für jede PV-Anlage ist eine statische Berechnung (Nachweis der Tragsicherheit) gemäss SIA 260 durchzuführen. Die Einwirkungen betreffend Schnee- und Windlasten sind aus SIA 261 zu entnehmen. Die projektspezifischen Rahmenbedingungen sind zu berücksichtigen. Zudem ist auf eine ausreichende Befestigung und Kräfteinleitung auf die Unterkonstruktion zu achten.

- 5.5.1.2 Insbesondere bei PV-Anlagen an Fassaden ist zu beachten, dass der Modultest nach SN EN 61215-1 keinen genügenden Nachweis für die Festigkeit der PV-Module als statisch relevante Bauteile erbringt. Für PV-Module in der Fassade ist deshalb eine der folgenden Varianten zu wählen:
- Es ist ein vom Hersteller für die Fassadeninstallation freigegebenes System (PV-Module und Montagesystem) zu wählen.
  - Es ist ein projektspezifischer statischer Nachweis zu erbringen. Die statischen Anforderungen an die PV-Module sind rechnerisch oder experimentell zu bestimmen oder bei Bedarf zu prüfen.

### 5.5.2 **Hagelwiderstand**

Abhängig vom Standort ist eine bestimmte Hagelwiderstandsklasse HW<sub>x</sub> notwendig (gemäss Hagelintensitätskarte). Zur Auswahl der geeigneten Produkte steht das Schweizerische Hagelregister der VKF zur Verfügung [32]. In der SIA 261/1 ist der geforderte Hagelwiderstand in Funktion der Bauwerksklasse normativ festgelegt.

### 5.5.3 **Brandschutz, Brandschutzvorschriften**

- 5.5.3.1 Die Anforderungen in Bezug auf den Brandschutz sind in den VKF-Brandschutzvorschriften geregelt. Für Solaranlagen einschliesslich PV-Anlagen hat die VKF das Brandschutzmerkblatt 2001-15 (VKF-BSM) *Solaranlagen* herausgegeben [35]. Es ergänzt die generellen VKF-Brandschutzvorschriften insbesondere für PV-Anlagen auf dem Dach. Dazu hat Swissolar gemeinsam mit der VKF das «Stand-der-Technik-Papier» zum VKF-BSM 2001-15 *Solaranlagen* erstellt [24]. Es folgt der Struktur des BSM und zeigt für jede Forderung des BSM auf, wie diese technisch erfüllt werden kann. Das BSM gilt für Photovoltaik- und Solarwärmeanlagen. Es richtet sich an Planer, Ersteller, Betreiber und Eigentümer von Solaranlagen und behandelt die relevanten Gefahrenbereiche, definiert die Schutzziele und zeigt zusammen mit dem Stand-der-Technik-Papier Lösungsansätze auf.

- 5.5.3.2 In Abhängigkeit der Nutzung und der Gebäude-Kategorien (Gebäude geringer und mittlerer Höhe sowie Hochhäuser) bestehen unterschiedliche Anforderungen an die PV-Anlagen an der Fassade.

- 5.5.3.3 Im Notfall (Brand, Elementarereignis usw.) muss die Feuerwehr möglichst ungehindert die nötigen Rettungssicherungs- und Löscheinsätze durchführen können. Hierzu ist es wichtig, dass von Solaranlagen keine wesentliche Risikohöherung ausgeht.

### 5.5.4 **Innerer und äusserer Blitzschutz**

- 5.5.4.1 Solaranlagen führen zu keiner Blitzschutzpflicht sofern dies gemäss den VKF-Brandschutzvorschriften für dieses Gebäude nicht gefordert wird. Sind Blitzschutzsysteme vorhanden, ist die Solaranlage in das Blitzschutzsystem zu integrieren. PV-Anlagen sind zusätzlich in das Überspannungsschutzsystem einzubeziehen. Für den Blitz- und Überspannungsschutz gelten auch bei Photovoltaikanlagen SNR 464022 und SN 411000.

- 5.5.4.2 Bei Nachrüstung in bestehenden Bauten müssen Photovoltaikanlagen in bestehende Schutzsysteme und -anlagen eingebunden werden, sodass einerseits die bestehende Schutzfunktion nicht beeinträchtigt wird und andererseits die Photovoltaikanlage im gleichen Mass geschützt ist wie die übrigen Anlagen im Gebäude. Ausnahme bilden Solarmodule und andere elektrische Komponenten auf dem Dach, die je nach Situation nicht zur geschützten Zone gehören. Bei Montagesystemen aus Metall kann ein blitzstromtragfähiges Montagesystem als Teil der Fang- und Ableitungen verwendet werden.

### 5.5.5 **Emissionen von nichtionisierender Strahlung**

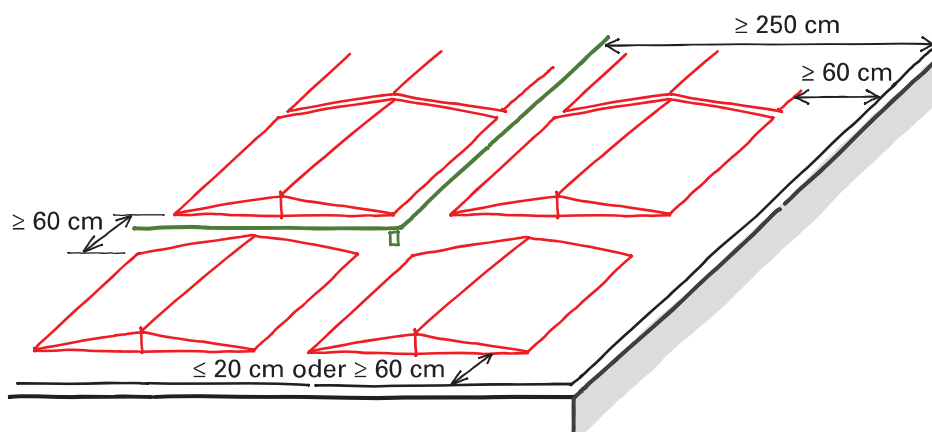
PV-Anlagen emittieren elektrische und magnetische Felder in verschiedenen Frequenzbereichen. Es gelten die entsprechenden Vorschriften der Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung [4]. Insbesondere ist zu beachten, dass eine ausreichende Distanz (in der Regel wenige Meter) zwischen Wechselrichtern und Orten, an denen sich Menschen über längere Zeit aufhalten, geschaffen wird.

### 5.5.6 Permanente Absturzsicherung

Bei Flachdächern und geneigten Dachflächen braucht es regelmässige Begehungen zur Kontrolle, dies mit oder ohne Solaranlage. Wenn neben den Solarmodulen weitere technische Installationen auf dem Dach platziert sind, muss der Zugang mit einem Kollektivschutz versehen sein. Andernfalls genügen fixe Anschlagseinrichtungen oder temporäre Schutzeinrichtungen. Die Suva hat zusammen mit anderen Fachverbänden dazu Merkblätter publiziert u. a. [26].

- Flachdach: Seilsicherung oder Anschlagssysteme fix installiert (Dach) oder je nach Hersteller in die Unterkonstruktion der Solarmodule integriert.
- Steildach: Seilsicherung, Einzelanschlagpunkte oder temporäre Lösungen mit Seilüberwurf oder Hebebühnen.
- Fassade: Meistens sind individuelle Konzepte notwendig.

Figur 16 Prinzipschema einer Absturzsicherung mit umlaufender Seilsicherung oder Schienensystem bei einer Flachdachanlage



### 5.5.7 Schneefänger

Schneefanganlagen sind so zu befestigen, dass sie ihren Zweck dauernd erfüllen und den anfallenden Lasten widerstehen können. Sie müssen in Richtung der Dachneigung gemäss SIA 232/1 eine Zuglast aufnehmen können und ohne Behinderung der temperaturbedingten Längenänderungen im Tragwerk verankert sein. Für Solarmodule treten erfahrungsgemäss grössere Belastungen beim Schneefang auf, weil der Schnee auf Glasoberflächen besser abrutscht als zum Beispiel auf Tonziegeln. Entsprechend sind Schneeanstimmungen aufgrund der Schneerutsche in der statischen Auslegung zu beachten.

### 5.5.8 Begehbarkeit von PV-Anlagen

5.5.8.1 Standardsolarmodule dürfen in der Regel nicht betreten werden. Ausnahmen sind verstärkte Solarmodule und/oder Solarmodule mit speziellen Tragstrukturen. Begehbare und betretbare Gläser sind in SIA 2057 geregelt. Die betretbaren Solarmodule sind nur für Instandhaltungsarbeiten und instruierten Personen ausgelegt.

5.5.8.2 Zugänge für allfällige Wartungsarbeiten sind bei der Anlagenplanung zu berücksichtigen, wie auch der Schutz gegen Absturz. Bei Flachdächern eignen sich schmale Wege zwischen den Modulreihen. Bei Schrägdächern werden häufig mobile Hilfsmittel, wie begehbare Platten oder Hilfsleitern, verwendet. Erfahrungsgemäss sind Begehungen auf Schrägdächern selten notwendig. Anstatt dass Personen auf das Dach gehen, werden Sichtkontrollen oft mittels Drohnen durchgeführt.

### 5.5.9 **Überkopfverglasung**

Wenn Solarmodule direkt ohne Zwischenschicht über bewohnten oder anderweitig von Menschen genutzten Flächen montiert sind, gelten die Anforderungen für Überkopfverglasungen. Insbesondere ist dabei zu beachten, dass allenfalls defekte Glaselemente als Ganzes oder als Einzelteile nicht herunterfallen dürfen. Dazu gelten die Anforderungen für Überkopfverglasungen gemäss SIA 2057.

## **6 PROJEKTABLAUF UND VERANTWORTLICHKEITEN**

### **6.1 Projektablauf und Schnittstellen**

6.1.1 PV-Anlagen erfordern die interdisziplinäre Zusammenarbeit verschiedener Fachpersonen. Die Zuständigkeiten der einzelnen involvierten Parteien sollen vor Projektstart geklärt werden.

6.1.1.1 Die folgenden Parteien und Fachpersonen können in ein PV-Projekt involviert sein:

- Bauherrschaft, Besteller, Eigentümer, Betreiber
- Behörde
- Architekt
- PV-Fachplaner
- Elektroplaner
- QS-Verantwortlicher Brandschutz
- Fassadenplaner
- PV-Installateur
- Elektroinstallateur
- Dachdecker Steil- und Flachdach, Abdichter, Spengler
- Fassadenbauer
- Lieferanten
- Gebäudeautomatiker

6.1.1.2 Insbesondere müssen Verantwortung und Haftung zwischen Architekt, Fassaden- und Photovoltaikplaner klar geregelt werden.

6.1.2 Die folgenden Arbeiten fallen während der Umsetzung eines PV-Projekts an (gemäss SIA 112 mit den einzelnen Phasen in der Bauplanung):

6.1.2.1 Strategische Planung (Phase 1)

- Beratung (Machbarkeitsstudie)

6.1.2.2 Vorstudien (Phase 2)

- Beratung und Vorstudien

6.1.2.3 Projektierung (Phase 3)

- Projektorganisation
- Vorprojekt, Bauprojekt
- Sicherheitskonzept
- Nutzungsvereinbarung mit Bauherrschaft
- Bauanzeige bei Meldeverfahren, andernfalls Baugesuch
- Anschlussgesuch beim Verteilnetzbetreiber
- Anträge für Förderbeiträge prüfen und zum richtigen Zeitpunkt beantragen

6.1.2.4 Ausschreibung (Phase 4)

- Submissionsunterlagen erstellen
- Offerten erstellen
- Offertenvergleich und Vergabeantrag erstellen

6.1.2.5 Realisierung (Phase 5)

- Fachbauleitung
- Aufträge erteilen, Verträge erstellen
- Ausführungsplanung erstellen
- Unterkonstruktion aufbauen, falls vorhanden Anschluss an den Blitzschutz
- DC-Verkabelung bis WR erstellen, inkl. Potenzialausgleich
- Module montieren
- Strangspannung kontrollieren
- WR montieren und anschliessen
- AC-Verkabelung erstellen
- Funktionstest, Erstkontrolle, Übergabe der Dokumentation

- Fertigstellungsanzeige an den Verteilnetzbetreiber
- Inbetriebnahme, Abschluss, SIA-Abnahmeprotokoll [22], Werkübergabe
- Inbetriebnahmemeldung an Behörden und Subventionsstellen
- Installationskontrolle durch eine unabhängige Inspektionsstelle

- 6.1.2.6 Bewirtschaftung (Phase 6)
- Instandhaltung
  - Überwachung, Erfolgskontrolle

### 6.1.3 **Baubewilligung**

- 6.1.3.1 Neben dem Anschlussgesuch beim Verteilnetzbetreiber ist vor allem die Frage relevant, ob eine Baubewilligung notwendig ist oder ob die Meldung an das Bauamt genügt. Gemäss Art. 18a RPG [5] braucht es bei genügend angepassten Anlagen auf Dächern und unter Berücksichtigung der Vorgaben von Art. 32a Abs. 1 RPV [6] nur noch ein Meldeverfahren. Die Anlagen gelten gemäss RPV als genügend angepasst, wenn sie:
- die Dachfläche im rechten Winkel um höchstens 20 cm überragen,
  - von vorne und von oben gesehen nicht über die Dachfläche hinausragen,
  - nach dem Stand der Technik reflexionsarm ausgeführt werden und
  - als kompakte Fläche zusammenhängen.

- 6.1.3.2 Kantone und allenfalls Gemeinden können das Meldeverfahren auf weitere Solaranlagen ausdehnen. Vielfach sind inzwischen Fassadenanlagen und höher aufgeständerte Anlagen auf Flachdächern in Gewerbezone und in anderen «wenig empfindlichen» Zonen dem Meldeverfahren zugewiesen. In Zonen mit besonderen Gestaltungsanforderungen, in Schutzzonen und bei Kultur- und Naturdenkmälern ist eine Baubewilligung erforderlich. Als Umsetzungshilfe hat EnergieSchweiz in Zusammenarbeit mit dem Fachverband Swissolar den Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen publiziert [28].

## 6.2 **Spezifische Hinweise zur Ausführung**

### 6.2.1 **Gerüst und Sicherheit**

- 6.2.1.1 Tageslichtelemente von Dächern mit PV-Anlagen müssen während Bau und Betrieb der Anlagen durchbruchssicher sein. Die temporäre Ertüchtigung während der Bauphase als einzige Massnahme ist nicht zulässig.
- 6.2.1.2 Die Demontage des Fassadengerüsts muss zusammen mit den Handwerkern des Gerüst- und Fassadenbauers sowie des Elektrounternehmers erfolgen.

### 6.2.2 **Logistik**

- 6.2.2.1 Die Logistik bei kundenspezifischen Modulen (Einzelanfertigungen mit unterschiedlichen Modulgrössen) ist anspruchsvoll. Die Module sind in einer geeigneten Form zu kennzeichnen. Auf dem Bau sollte darauf geachtet werden, dass die Module in der Reihenfolge geliefert werden, wie die Montage erfolgt.
- 6.2.2.2 Das Montagesystem und die PV-Module werden bei der Anlieferung von Flachdachanlagen wenn möglich direkt auf der Baustelle verteilt. Auf die maximale temporäre Dachlast ist zu achten. Gegenstände sind gegen Luftstösse und starken Wind (Unwetter) gut zu sichern.

### 6.2.3 **Montage**

- 6.2.3.1 PV-Module sind vor und während der Installation in geeigneter Form zu schützen. Der Kontakt der Glasoberfläche mit Baustelleninstallationen (z. B. Baugerüst) ist zu verhindern.
- 6.2.3.2 Bei der Installation von PV-Modulen ist oft keine hohe räumliche Präzision erforderlich. Die Montageprozesse der Installateure sind darauf optimiert. Falls in einem Projekt geringe Toleranzen eingehalten werden müssen (z. B. Fassadenanlagen), wird ein entsprechendes Controlling in der Vorbereitungs- und Umsetzungsphase empfohlen.

## **7 INBETRIEBNAHME, ABNAHME UND DOKUMENTATION**

### **7.1 Inbetriebnahme, Kontrolle, Abnahme**

#### **7.1.1 Allgemeines**

Weil die PV-Anlage oft gleichzeitig die Funktion als Gebäudehülle und als technische Installation hat, ergeben sich einige Besonderheiten bei der Inbetriebnahme und Werkübergabe.

#### **7.1.2 Kontrollen und Abnahmen nach NIV und NIN**

Gemäss der Niederspannungs-Installationsverordnung (NIV) [3] muss vor der Übergabe einer elektrischen Installation an den Eigentümer eine Schlusskontrolle durch eine fachkundige Person nach NIV durchgeführt werden. Sie ist mit einem Sicherheitsnachweis (SiNa) nach NIV Art. 37 und dem zugehörigen Mess- und Prüfprotokoll zu dokumentieren. Spätestens innerhalb von 2 Monaten nach Inbetriebnahme muss die PV-Anlage von einem unabhängigen Kontrollorgan geprüft werden. Für das umfangreiche Mess- und Prüfprotokoll gibt es eine gemeinsame Vorlage von ESTI und den Fachverbänden Swissolar, VSEI, VSEK, Electrosuisse und VSE.

#### **7.1.3 Abnahmen durch die Behörden**

Bei gewissen Anlagen sind Kontrollen oder Abnahmen durch die Baubehörde, Brandschutzbehörde und Blitzschutzbeauftragten erforderlich.

#### **7.1.4 Abnahme durch den Verteilnetzbetreiber (VNB)**

Für die Inbetriebnahme der PV-Anlage ist die Zustimmung des Verteilnetzbetreibers notwendig. Diese wird in der Regel anlässlich der Montage des Einspeise- und/oder des Produktionszählers erteilt. Dabei werden die Konformität der Wechselrichter und die korrekten Schutzeinstellungen geprüft.

#### **7.1.5 Beglaubigung der PV-Anlage**

Die Beglaubigung der PV-Anlagen muss durch einen für den betreffenden Fachbereich durch die Schweizerischen Akkreditierungsstelle (SAS) akkreditierten Auditor erfolgen. Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW können durch den zuständigen Netzbetreiber (Betreiber Messstelle oder eine kontrollberechtigte Person (Kontrollorgan)) nach NIV Art. 27 beglaubigt werden. Sowohl Netzbetreiber als auch kontrollberechtigte Personen müssen rechtlich vom Anlagenbetreiber entflochten sein. Weitere Details siehe [33].

#### **7.1.6 Garantie**

Für die Garantieabnahmen wird auf SIA 118 verwiesen.

#### **7.1.7 Versicherung**

Die Versicherung der Anlage muss geprüft werden.

### **7.2 Anlagendokumentation**

7.2.1 Wie alle Elektroinstallationen müssen auch PV-Anlagen dokumentiert werden. Die Anforderungen an die Dokumentation sind u. a. in der Niederspannungs-Installationsnorm (NIN) und in SN EN 62446-1 festgehalten.

7.2.2 SN EN 62446-1 gibt die Minimalanforderungen an die Dokumentation einer PV-Anlage vor. Je nach PV-Anlage sollen zusätzlich weitere Informationen zur Anlage dokumentiert werden. Im Anhang C wird die Checkliste einer Anlagendokumentation vorgestellt.

- 7.2.3 Es ist ein Orientierungsplan über die PV-Anlage zu erstellen mit Angabe der Standorte der PV-Module, DC-Leitungen, Wechselrichter sowie der optionalen Schalt- und Schutzeinrichtungen. Eine entsprechende Dokumentation ist der Feuerwehr abzugeben und vor Ort für die Feuerwehr an einer geeigneten, gut zugänglichen Stelle zu hinterlegen. Die Solaranlage ist in vorhandenen Brandschutz- und Feuerwehreinsatzplänen nachzuführen.

## **8 BETRIEB**

### **8.1 Betreibermodelle**

8.1.1 Mit PV-Anlagen auf Gebäuden kann Strom für die Einspeisung ins schweizerische Stromnetz wie auch für den Eigenverbrauch vor Ort produziert werden. Der Eigenverbrauch reduziert den Strombezug des Gebäudes aus dem Stromnetz. Eigenverbrauch ist wirtschaftlich interessant, da auf Eigenverbrauch keine Netzgebühren und Abgaben bezahlt werden müssen. Ob für Besitz und Betrieb der Anlage spezielle Vereinbarungen notwendig sind, hängt von der lokalen Situation ab. Im einfachsten Fall gehört die Anlage den Strombezügern vor Ort. In anderen Fällen bauen Dritte die Anlage und verkaufen den Strom mittels Contracting an die lokalen Strombezüger und/oder an den Verteilnetzbetreiber.

#### **8.1.2 Eigenverbrauch und Überschuss**

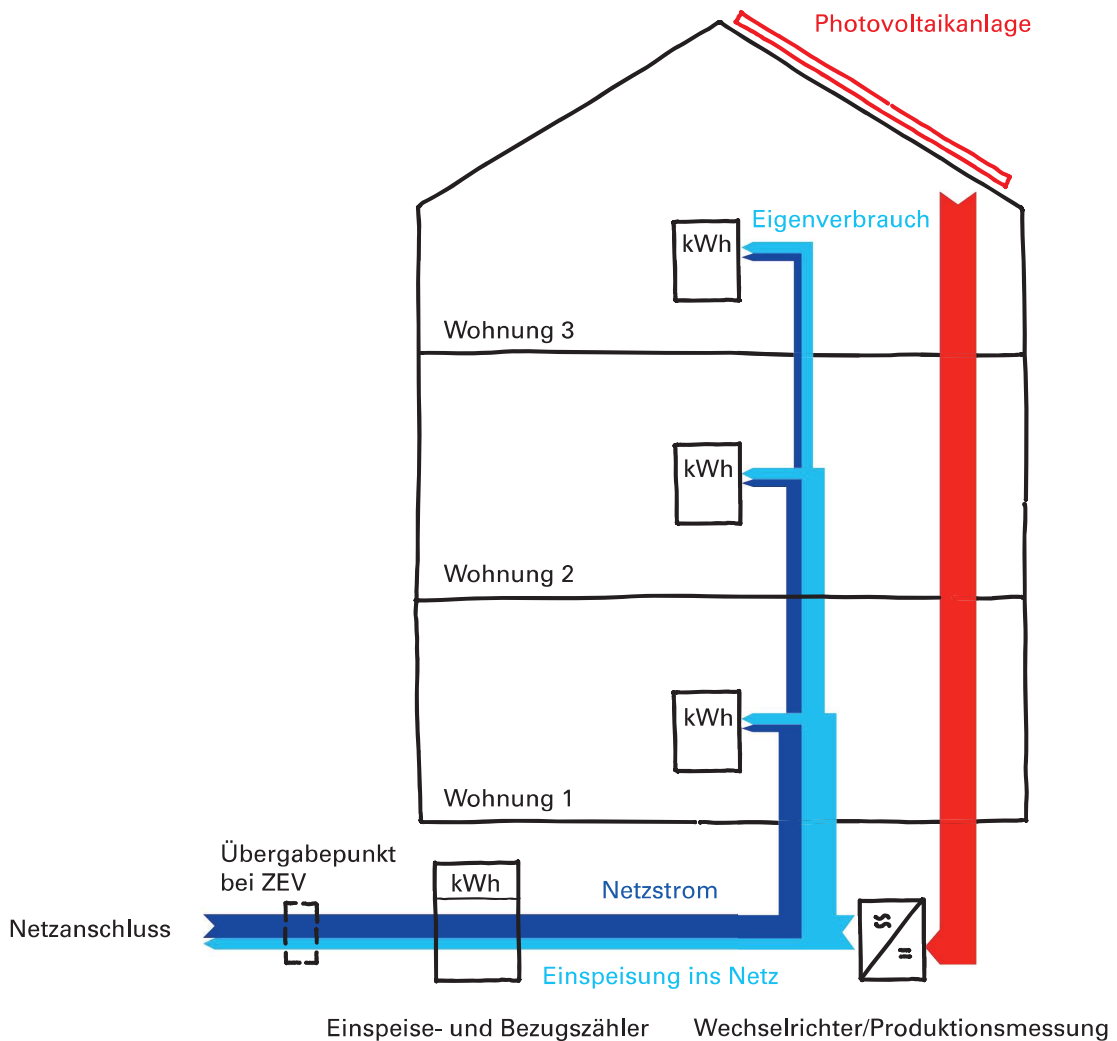
8.1.2.1 Der Strom kann dabei sowohl vom Betreiber oder Eigentümer der PV-Anlage selbst verwendet oder am Ort der Produktion an Dritte veräussert werden. Beides gilt als Eigenverbrauch, solange es zeitgleich stattfindet oder lokal gespeichert und verbraucht wird. Eigenverbrauch kann auch von Verbrauchern auf benachbarten Parzellen genutzt werden. Dies ist jedoch nur dann möglich, wenn für den Stromtransport das Stromnetz des Verteilnetzbetreibers nicht benötigt wird.

8.1.2.2 Der Überschussstrom wird ins Stromnetz eingespeist und muss vom Verteilnetzbetreiber abgenommen und vergütet werden. Die Abnahme- und Vergütungspflicht ist gesetzlich im Art. 15 EnG [1] vorgeschrieben.

#### **8.1.3 Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)**

Endverbraucher, sei es als Grundeigentümer oder Mieter, können sich zum gemeinsamen Eigenverbrauch zusammenschliessen und einen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) gemäss Art. 17 EnG. [1] gründen. Es braucht dazu in jedem Fall die Zustimmung der Grundeigentümer und die gesamte Produktionsleistung muss mindestens 1/10 der Anschlussleistung am Messpunkt betragen. Der ZEV benutzt nur einen Netzanschlusspunkt und einen Messpunkt. Unter sich ist der ZEV selber für die Messung und Abrechnung des Stromverbrauchs verantwortlich.

Figur 17 Energieflüsse in einem Mehrfamilienhaus mit PV-Anlage  $\leq 30$  kVA und Eigenverbrauch



#### 8.1.4 Contracting

PV-Anlagen können im Contracting betrieben werden. Dabei werden meist zwei Verträge abgeschlossen.

- In einem Nutzungsvertrag wird dem Contractor die Nutzung des Daches oder der Fassade zum Bau und Betrieb einer PV-Anlage übertragen. Der Nutzungsvertrag wird typischerweise mit einem Grundbucheintrag festgehalten.
- In einem Stromliefervertrag verpflichtet sich der Contractor zur Lieferung von Solarstrom an den Liegenschaftsbesitzer oder andere Stromkunden.

## 8.2 Betrieb und Instandhaltung

### 8.2.1 Optische Zustandskontrolle der Anlage

Die Instandhaltung der PV-Anlage geschieht in der Regel zusammen mit der Instandhaltung anderer technischen Installationen im und am Gebäude. Die Häufigkeit der notwendigen Sichtkontrollen wird durch die Art des Systems bestimmt. Typischerweise benötigen begrünte Dächer häufigere Kontrollen, die allenfalls mit Gründachpflege kombiniert werden. Schrägdächer benötigen hingegen keine regelmässigen Kontrollen. Allgemein sind Kontrollen nach ausserordentlich starken Unwettern wie Sturm und Hagelschlag empfohlen. Damit können Schäden rasch behoben und rechtzeitig Meldungen an die Versicherung gemacht werden. Weitere Auslöser für eine Zustandskontrollen sind bestimmte Meldungen aus dem Monitoring, wie nachstehend beschrieben ist.

### 8.2.2 **Instandhaltung (inkl. Reinigung) der Anlage**

PV-Anlagen benötigen keine regelmässige Instandhaltung. Eine allfällige Reinigung kann einerseits aus ästhetischen Gründen, zum Beispiel bei PV-Fassaden, oder andererseits bei starken Verschmutzungen, die den Ertrag reduzieren, vorgenommen werden. Das kommt vereinzelt bei sehr flach montierten Anlagen vor oder wenn in der Umgebung viel Staub oder andere Verschmutzungen freigesetzt werden.

### 8.2.3 **Periodische Kontrolle der elektrischen Installationen**

PV-Anlagen gehören zu den Hausinstallationen und müssen demnach, wie die anderen elektrischen Installationen, im betreffenden Gebäude periodisch gemäss NIV kontrolliert werden.

### 8.2.4 **Sorgfalts- und Instandhaltungspflichten Brandschutz**

Gemäss VKF-Brandschutzvorschriften [6] besteht eine Dokumentations-, Sorgfalts- und Instandhaltungspflicht.

## 8.3 **Monitoring**

8.3.1 Die automatische Überwachung einer PV-Anlage wird heute bei fast allen PV-Anlagen implementiert. Während bei Kleinanlagen meistens die wechselrichterintegrierten Überwachungssysteme verwendet werden, kommen bei grösseren Anlagen oft unabhängige Systeme zum Einsatz.

8.3.2 Wechselrichterintegrierte Monitoringsysteme sind in den Anschaffungskosten des Wechselrichters enthalten und umfassen die Betriebsüberwachung und Aufzeichnung der Daten. Die Benützung des Online-Portals ist für den Anlagenbesitzer meistens kostenlos. Die Systeme stellen die maximale Einsehbarkeit in die PV-Anlage aus der Ferne sicher. Da die Internetportale von den Wechselrichterherstellern zur Verfügung gestellt werden, können verschiedene Anlagen nur dann auf einem gemeinsamen Portal eingesehen werden, wenn alle Wechselrichter vom selben Hersteller stammen. Neben dem direkten Zugriff auf den Wechselrichter können auch die Energiedaten des Stromzählers ausgewertet werden oder die PV-Anlage kann, z. B. mittels Sammelalarm, am Gebäudeleitsystem angeschlossen werden. Diese Überwachungsmethoden lassen sich kombinieren.

8.3.3 Insbesondere für grössere PV-Anlagen sowie für PV-Anlagenportfolios werden oft Überwachungssysteme von wechselrichterunabhängigen Herstellern verwendet. Diese verfügen zwar meist über einen geringeren Funktionsumfang bei der Auslesung des Wechselrichters, lassen aber den Vergleich grösserer Anlagenportfolios in einem Portal zu.

## 9 ÖKOLOGIE, NACHHALTIGKEIT, NUTZUNGSDAUER, RÜCKBAU

### 9.1 Ökologie und Nachhaltigkeit

#### 9.1.1 Ökobilanzierung

9.1.1.1 Es gibt zahlreiche Quellen zum Stand der Ökologie. Das Bundesamt für Energie lässt die Bilanzen regelmässig aktualisieren, letztmals im Jahr 2020. Die Ergebnisse finden sich in den KBOB-Ökobilanzdaten im Baubereich 2022 [21]. Nachstehend sind einige Ergebnisse daraus übernommen. Die Umweltwirkungen des gesamten Lebenswegs werden von der Rohstoffgewinnung und der Herstellung über den Transport und die Nutzung bis hin zur Entsorgung berücksichtigt.

9.1.1.2 In den vergangenen Jahren hat sich die Ökobilanz der Solarmodule verbessert, allein innerhalb der letzten 5 Jahre um mehr als 40%. Weitere Optimierungen bzw. Einsparungen an Ressourcen ergeben sich, indem die Solarmodule einen Teil der Gebäudehülle übernehmen und damit z.B. ein Fassaden- oder Dachelement aus Glas, Metall oder Ton ersetzen. Der Herstellungsort der Solarmodule hat einen wesentlichen Einfluss auf den ökologischen Fussabdruck.

#### 9.1.2 Berechnung der Rückzahldauer (Primärenergie, Treibhausgase)

9.1.2.1 Typischerweise wird der Energieaufwand bis zur betriebsbereiten Anlage (Graue Energie) erfasst und daraus die Energierücklaufzeit und der Erntefaktor berechnet. Die nachfolgend gezeigten Ergebnisse gelten für einen Standort im Schweizer Mittelland auf einem nach Süden ausgerichteten Dach. Andere Standorte und die Montageart der Solarmodule beeinflussen die Rücklaufzeit.

9.1.2.2 Der Energieaufwand für den Bau einer auf einem Flachdach aufgestellten Anlage beträgt etwa 2300 kWh pro kW installierte Nennleistung, entsprechend etwa 460 kWh pro Quadratmeter Modulfläche. Wie gross die Einsparung beim Energieaufwand ist, wenn Solarmodule als Fassaden- oder Dachmaterial eingesetzt werden, kann nicht pauschal gesagt werden. Bei Tonziegeln liegt die Graue Energie bei ca. 50 kWh/m<sup>2</sup> und bei einer Metall-Glasfassade bei rund 700 kWh/m<sup>2</sup>.

Tabelle 9 Energetische Rücklaufzeit für eine angebaute und für eine dachintegrierte Anlagen als Fallbeispiel

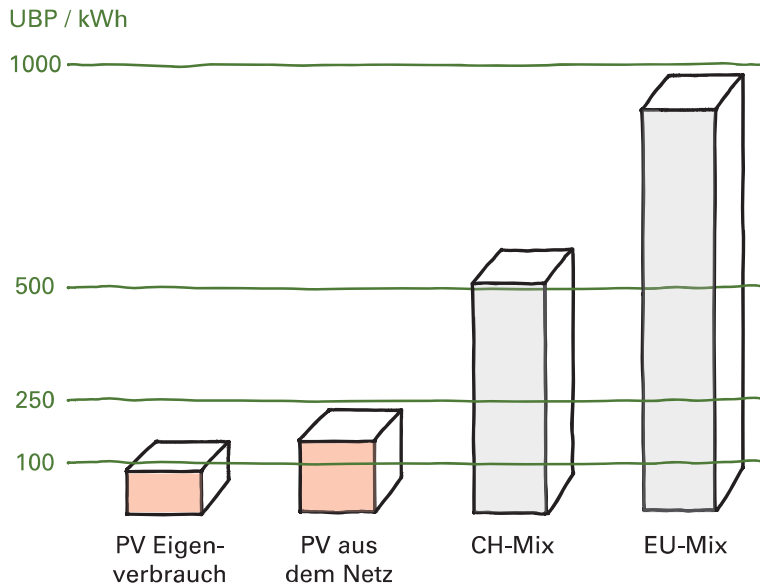
	angebaut	integriert, anstelle Tonziegel
Bei Ersatz von CH-Strommix	2,3 Jahre	2,1 Jahre
Bei Ersatz von Europäischem Strommix	1,2 Jahre	1,1 Jahre

In Bezug auf den Europäischen Strommix ist die Rückzahlzeit nur rund halb so lang wie beim CH-Strommix, weil da der Strom mit mehr Energieaufwand, zum Beispiel in Form von Kohle, hergestellt wird.

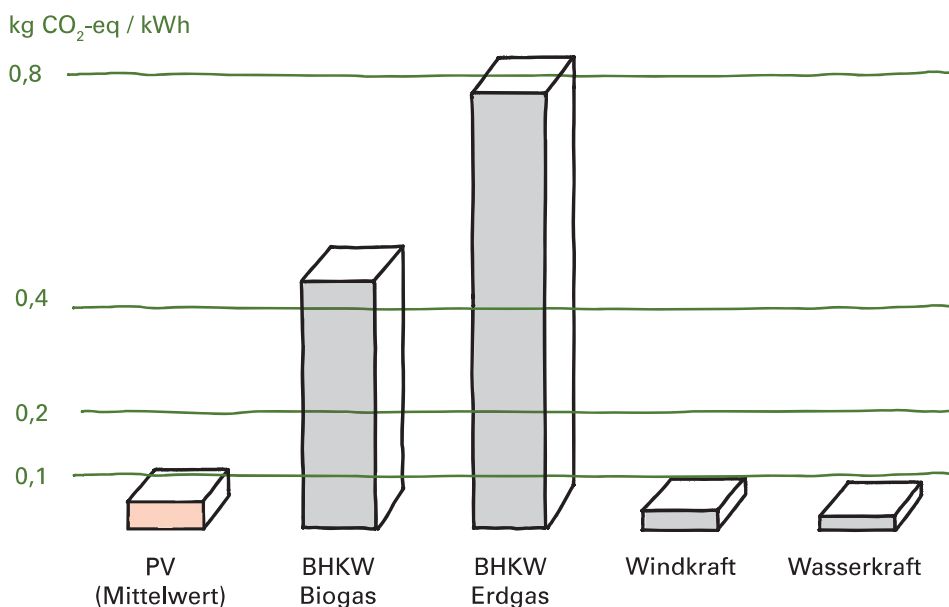
#### 9.1.3 Umweltbelastungspunkte (UBP)

9.1.3.1 Ein weiterer Massstab zur Bewertung der ökologischen Eigenschaften bestimmter Produkte sind die Umweltbelastungspunkte, darin enthalten sind auch die Treibhausgasemissionen. Zentrale Grösse der Methode sind die Ökofaktoren, welche die Umweltbelastung einer Schadstoffemission bzw. Ressourcenentnahme in der Einheit UBP pro Mengeneinheit angeben. Bei PV-Anlagen kann dies einerseits bezogen auf bestimmte Produkte sein, andererseits kann es mit dem Ersatz von anderem Baumaterial bilanziert sein. Ein typisches Beispiel dazu ist der Ersatz einer Keramikplatte an der Fassade mit einem Solarmodul. Einfacher vergleichbar ist gemäss Figur 18 der aus PV-Anlagen produzierte Strom mit dem Standard-Stromprodukt aus dem Netz.

Figur 18 Umweltbelastungspunkte (UBP) pro kWh für Strom aus PV-Anlagen und Strom aus dem Netz, aus dem Schweizer Verbrauchermix (CH-Mix) oder aus dem europäischen Strommix (EU-Mix), Stand 2020. Es zeigt sich deutlich, dass Solarstrom die Umwelt wesentlich weniger belastet als der Mittelwert des heute verbrauchten Stroms [21]. Auch hier zeigt sich deutlich die höhere Umweltbelastung der in Europa verbrauchten Elektrizität im Vergleich zur Schweiz.



Figur 19 Die Mengen der Treibhausgasemissionen, dargestellt als Kilogramm CO<sub>2</sub>-Äquivalenz pro verbrauchte elektrische Energie (kg CO<sub>2</sub>-eq / kWh), quantifizieren die kumulierten Wirkungen verschiedener Treibhausgase bezogen auf die Leitsubstanz CO<sub>2</sub>.



Die Werte für Photovoltaik und die beiden BHKW-Varianten gelten für den eigenverbrauchten Strom und die Werte für die Energie aus Wind- und Wasserkraft für den Bezug aus dem Netz.

## **9.2 Nutzungsdauer**

- 9.2.1 Für die Nutzungsdauer von Photovoltaikanlagen auf dem Dach werden 20 bis 25 Jahren angenommen. Die Photovoltaik in der Fassade als äussere Gebäudehaut hat eine Nutzungsdauer wie die Glasfassade mit 40 bis 50 Jahren.
- 9.2.2 Kreislaufwirtschaft: Photovoltaik eignet sich gut für ein kreislauffähiges Bauen. Die Konstruktionen erlauben in den meisten Fällen, dass einzelne Module separat demontiert, repariert und innerhalb ihrer Lebensdauer wieder eingesetzt werden können.

## **9.3 Rückbau**

In der Schweiz werden für die wesentlichen Komponenten einer Solaranlage vorgezogene Recyclinggebühren (vRG) verlangt. Damit sind die Rücknahme und Wiederverwendung der Rohstoffe gesichert. Organisiert ist dies über SENS eRecycling via Sammelstellen und/oder Abholaufträge. Weil Solarmodule vorwiegend aus Glas, Metall, wenig Kunststoffen und Silizium bestehen, kann ein hoher Anteil von etwa 95% recycelt werden.

## Anhang A (normativ) Berechnungshilfen

### A.1 Berechnung des Energieertrags

A.1.1 Die Nennleistung einer PV-Anlage wird wie folgt berechnet:

$$P_{PV,STC} = A_{PV,Mod} \cdot n \cdot \eta_{PV,STC} \cdot G \quad (2)$$

$P_{PV,STC}$	Nennleistung der PV-Anlage, in kW
$A_{PV,Mod}$	Modulfläche, in m <sup>2</sup>
$n$	Anzahl Module
$\eta_{PV,STC}$	Modulwirkungsgrad unter STC gemäss SN EN 61215-1
$G$	Einstrahlungsstärke bei STC, 1 kW/m <sup>2</sup>

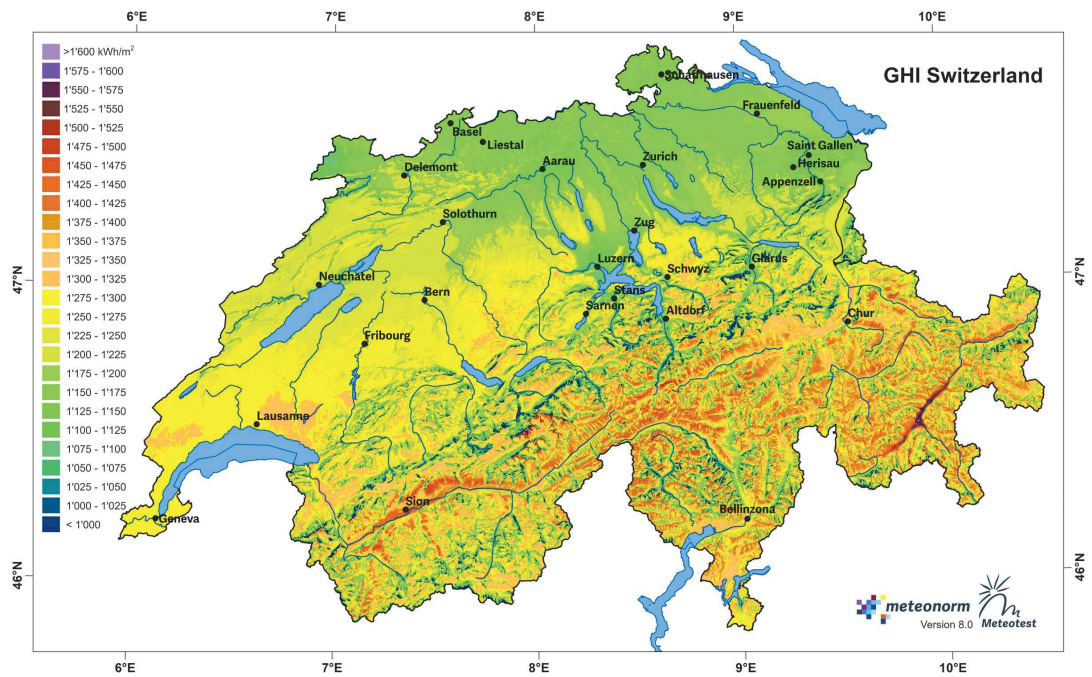
Typische Modulwirkungsgrade können Tabelle 13 entnommen werden.

A.1.2 Der mittlere jährliche Energieertrag einer PV-Anlage kann wie folgt abgeschätzt werden:

$$E_{PV} = H_H \cdot f_{PV} \cdot g_{PV} \cdot A_{PV} \cdot \eta_{PV,STC} \cdot \eta_{Sys} \quad (3)$$

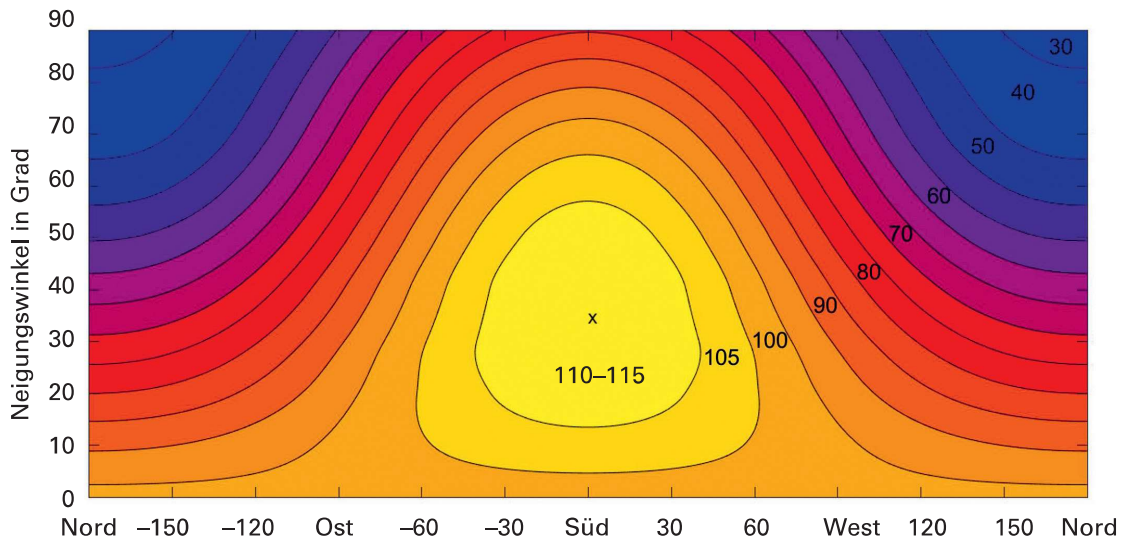
$E_{PV}$	mittlerer jährlicher Ertrag der PV-Anlage, in kWh
$H_H$	Globalstrahlung horizontal pro Jahr am Aufstellungsort gemäss Figur 20, bzw. bei der zugehörigen Klimastation gemäss SIA 2028, in kWh/m <sup>2</sup>
$f_{PV}$	Ausrichtungsfaktor je nach Neigung und Orientierung der PV-Module gemäss Figur 21
$g_{PV}$	Beschattungsfaktor; für beschattete PV-Module ist der Beschattungsfaktor mit einem geeigneten Simulationsprogramm zu ermitteln; für unbeschattete PV-Module ist der Beschattungsfaktor 1
$A_{PV}$	gesamthaft installierte Modulfläche der PV-Anlage, in m <sup>2</sup>
$\eta_{PV,STC}$	Modulwirkungsgrad unter STC gemäss SN EN 61215, typische Wirkungsgrade siehe auch Tabelle 13
$\eta_{Sys}$	mittlerer Jahresnutzungsgrad der PV-Anlage unter Berücksichtigung der Inverterverluste, der Verschmutzung, der Modultemperatur, der Degradation und der Kabelverluste; typischer Wert: 0,8

Figur 20 Globalstrahlung, Quelle Meteonorm



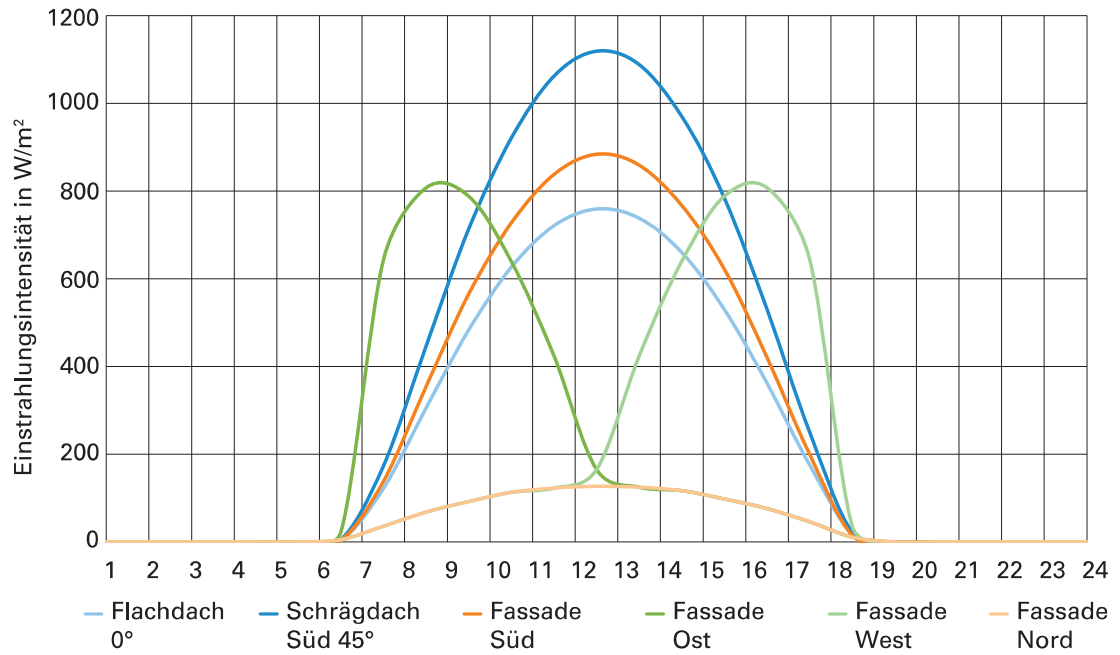
Das Mittelland mit den Nebellagen weist zwar geringere Einstrahlung im Vergleich zu alpinen Standorten auf, dafür ist der Elektrizitätsbedarf hoch und somit die Verluste durch die lokale Erzeugung klein.

Figur 21 Ausrichtungsfaktor  $f_{PV}$  für verschiedene Neigungswinkel und Ausrichtungen für einen Standort im Schweizer Mittelland

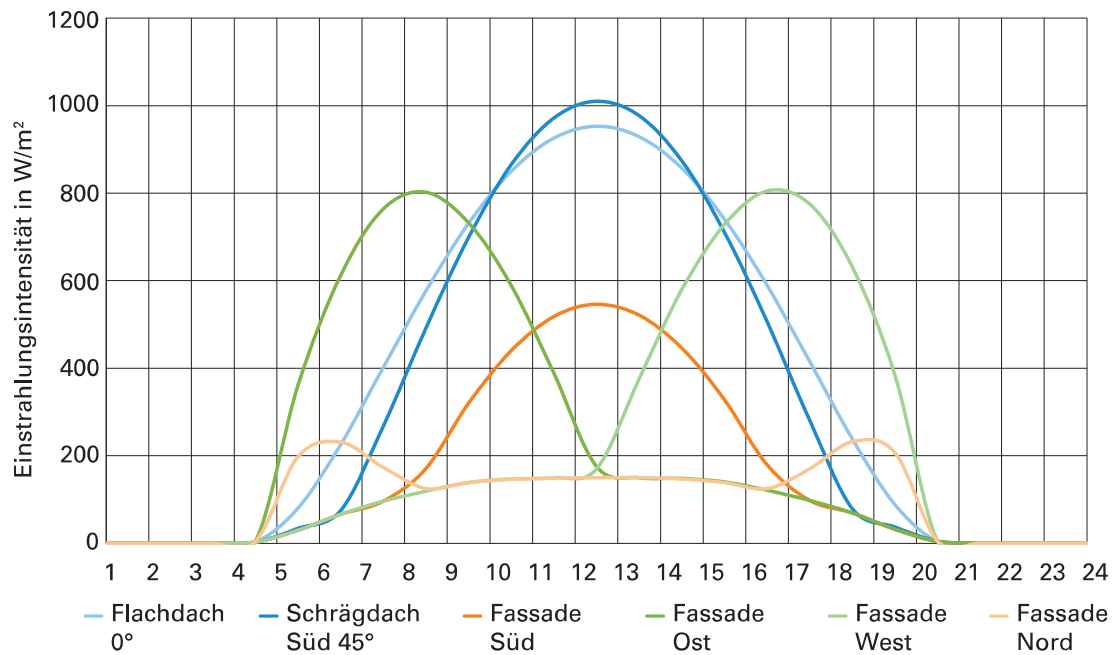


Figur 22 Intensität der Sonneneinstrahlung über den Tag bei klarem Himmel in  $\text{W/m}^2$ , aus Meteonorm

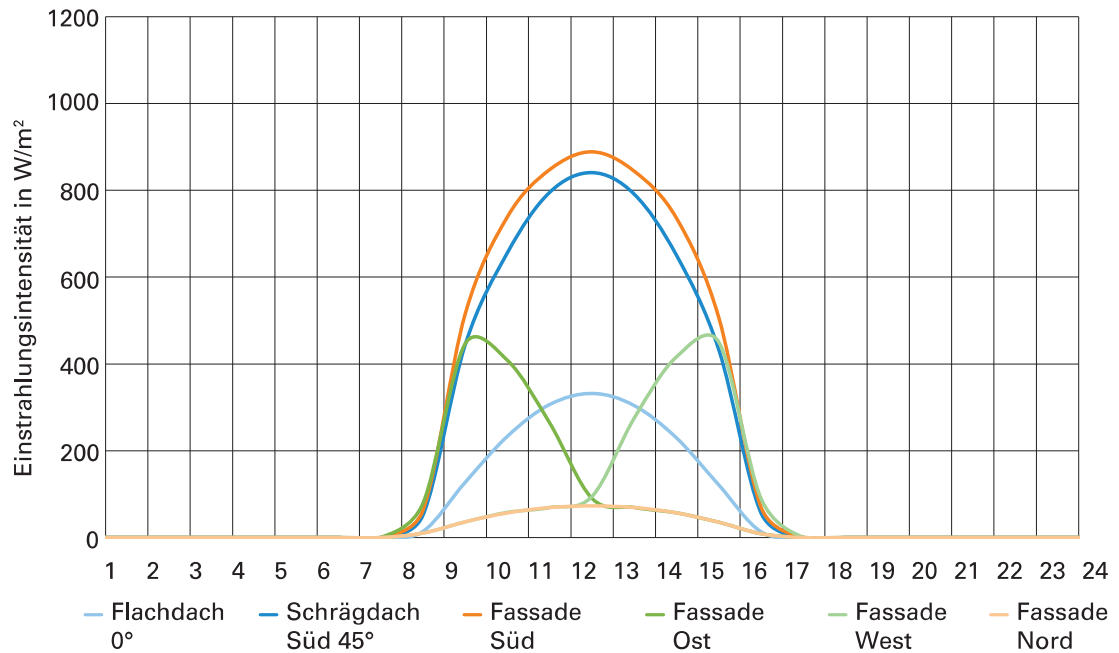
a) am 21. März und 21. September



b) am 21. Juni



c) am 21. Dezember



## A.2 Berechnung des Eigenverbrauchs

A.2.1 Der Jahresdeckungsgrad einer PV-Anlage entspricht dem Verhältnis des mittleren jährlichen Energieertrags der PV-Anlage zum gesamten jährlichen elektrischen Energiebedarf des Gebäudes.

$$f_{fr,PV} = E_{PV} / E_{el,b} \quad (4)$$

$f_{fr,PV}$  Jahresdeckungsgrad einer PV-Anlage

$E_{PV}$  mittlerer jährlicher Energieertrag der PV-Anlage, in kWh

$E_{el,b}$  mittlerer jährlicher elektrischer Energiebedarf des Gebäudes, in kWh

A.2.2 In einer frühen Projektphase kann der Eigenverbrauchsanteil mit Figur 23 oder gemäss SIA 2056 abgeschätzt werden.

A.2.3 Der Eigenverbrauchsanteil, dargestellt in Figur 23, kann mittels Messungen oder durch Simulation mittels Zeitschrittrechnung bestimmt werden. Dabei wird der Eigenverbrauchsanteil über einen bestimmten Zeitschritt gemäss Gleichung (5) ermittelt und anschliessend in der Regel als Jahreswert aufsummiert. Bei Messungen mit Smart Metern werden 15-Minuten-Werte registriert und angezeigt. Für die Simulation des Eigenverbrauchs sollten möglichst kurze Zeitschritte von beispielsweise einer Minute genutzt werden.

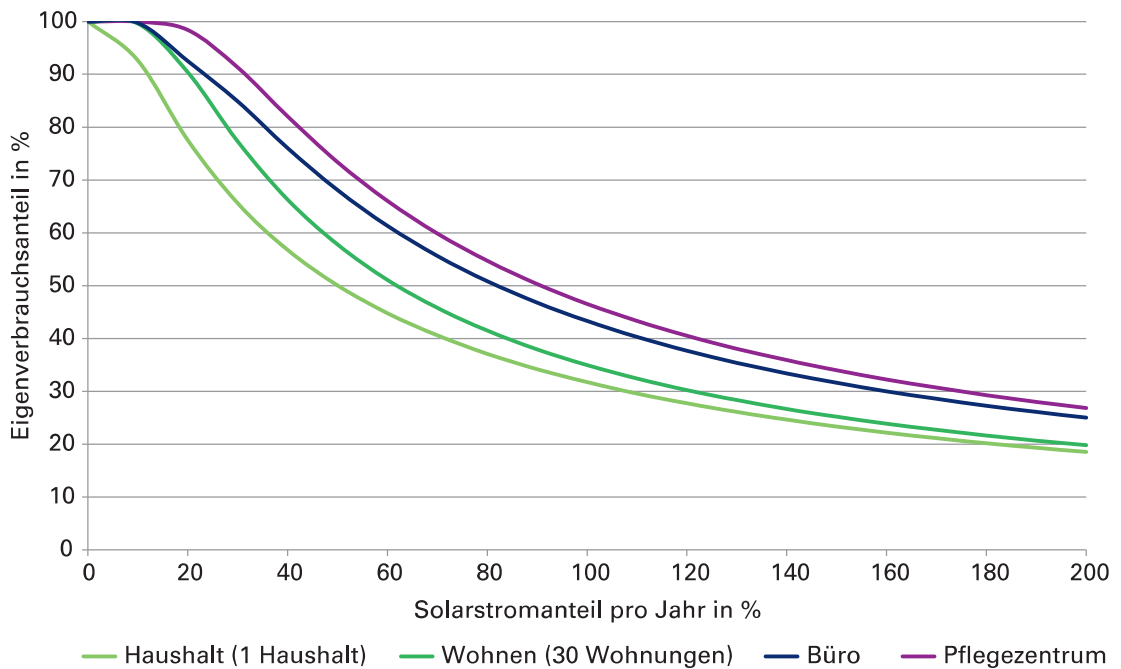
$$EA = \frac{(E_{PV} - E_{NE})}{E_{PV}} \cdot 100 \quad (5)$$

$EA$  Eigenverbrauchsanteil, in %

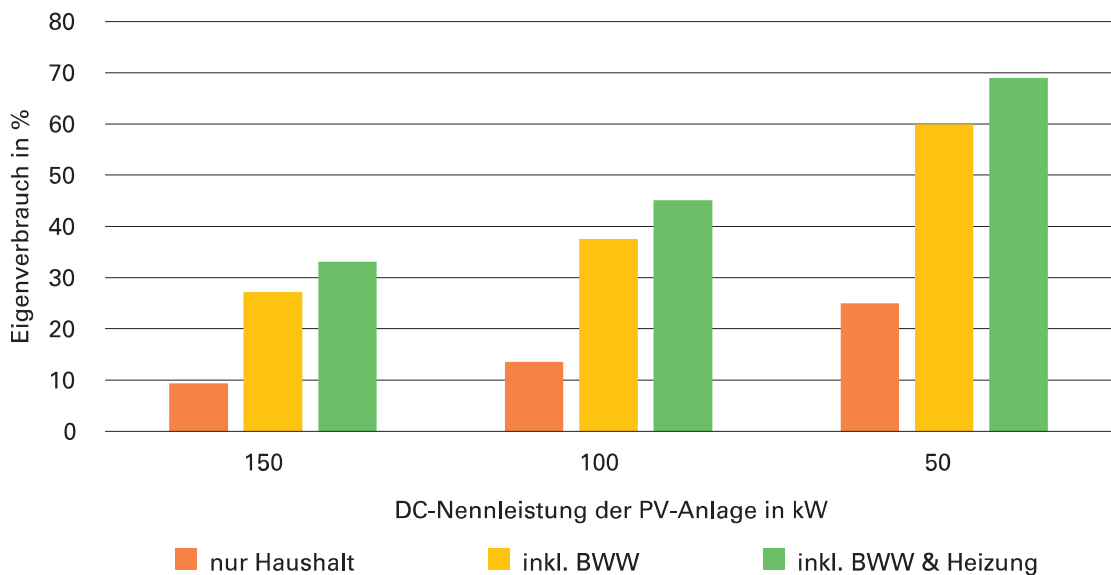
$E_{PV}$  Energieproduktion der Solaranlage, in kWh

$E_{NE}$  Ins Netz eingespeiste Energie, in kWh

Figur 23 Typischer Eigenverbrauch für verschiedene Verbraucher in Abhängigkeit vom Deckungsgrad. Beim Haushalt und Wohnen ist ein Wärmepumpenboiler eingerechnet, ansonsten keine Wärmeversorgung.



Figur 24 Einfluss der Wärmeversorgungsart auf den Eigenverbrauchsanteil für drei verschiedene Anlagengrößen in einem Mehrfamilienhaus mit 24 Wohnungen à 100 m<sup>2</sup>, Minergie-P. Der gesamte Elektrizitätsverbrauch beträgt rund 96'000 kWh/Jahr, womit bei einer 100 kW-Anlage 100% Solaranteil erreicht wird. (Berechnet mit Tachion, [www.energieschweiz.ch/tools/solarrechner/](http://www.energieschweiz.ch/tools/solarrechner/))



### A.3 Berechnung der Wirtschaftlichkeit

A.3.1 Die Stromgestehungskosten über die mittlere Betriebszeit der Anlage (engl. Levelized Cost of Electricity, LCOE) berechnen sich nach

$$LCOE = \frac{a + A_b}{E} \quad (6)$$

$a$  Annuität, in CHF/an  
 $A_b$  Betriebskosten, in CHF/an  
 $E$  durchschnittlicher Energieertrag, in kWh/an

A.3.2 Die Annuität  $a$  berechnet sich nach

$$a = I \cdot \frac{(1+z)^{t_{am}} \cdot z}{(1+z)^{t_{am}} - 1} \quad (7)$$

$I$  Investitionskosten (Barwert) der PV-Anlage, in CHF  
 $z$  Kalkulationszinssatz, entspricht der Brutto-Rendite  
 $t_{am}$  Abschreibungszeit der PV-Anlage, in Jahren (typischerweise 25 Jahre)

A.3.3 Die kalkulatorische Abschreibungszeit sollte kürzer sein als die erwartete Nutzungsdauer der Anlage. Weil Solarmodule keine bewegten Teile enthalten, kann eine Nutzungsdauer von mehr als 25 Jahren erwartet werden. Insbesondere bei Glas-Glas-Modulen scheinen 40 Jahre möglich zu sein.

A.3.4 Zur vereinfachten Berechnung der Brutto-Rendite einer PV-Anlage muss berücksichtigt werden, dass die investierten Netto-Kosten während der Abschreibungszeit  $t_{am}$  der PV-Anlage erwirtschaftet werden. Im Durchschnitt der Abschreibungszeit sind deshalb nur die halben Netto-Kosten in der PV-Anlage gebunden. Vereinfacht kann die Brutto-Rendite einer PV-Anlage mit Gleichung (8) berechnet werden:

$$\text{Rendite} = \frac{\text{Einnahmeüberschuss}}{t_{am} \cdot \text{Investition}/2} \quad (8)$$

Bei Wirtschaftlichkeitsrechnungen sollen folgende Punkte gemäss SIA 480 berücksichtigt werden:

- Für die Kostenrechnung müssen die Kosten einer alternativen Gebäudehülle abgezogen werden.
- Vorlage für die Wirtschaftlichkeitsberechnung.
- Betrieb und Instandhaltung beinhalten u.a. Rückstellung für einen allfälligen Ersatz von elektronischen Komponenten wie z.B. Wechselrichtern und allfällige, periodische Reinigung der Photovoltaikmodule.

Tabelle 10 Beispiel für die Erstellungskosten

Position	Betrag in CHF
Investition Gesamtsystem	200'000
Substitution alternatives System	-40'000
Förderung	-30'000
Total netto	130'000

Tabelle 11 Beispiel für eine Betriebsrechnung

Position	Betrag in CHF/an
Stromverkauf + Einsparungen	8'000
Annuität (Kapitalrückzahlung + Zins)	-6'500
Betriebskosten	-1'000
Jährlicher Nettoertrag	500

## Anhang B (informativ) Kennzahlen

### B.1 Typische Kennzahlenbereiche und Eigenschaften von PV-Modulen

Weiterführende Informationen siehe auch [27].

- B.1.1 Die typischen Glas-Folien-Module sind wie folgt aufgebaut:
- thermisch vorgespanntes Frontglas (z. B. 3,2 mm bis 6 mm)
  - transparente Laminierfolie aus Ethylenvinylacetat (EVA) oder Polyvinylbutyral (PVB)
  - elektrisch aktive Teile (Solarzellen und Zellverbinder)
  - transparente Laminierfolie aus Ethylenvinylacetat (EVA) oder Polyvinylbutyral (PVB)
  - Rückseitenfolie
  - Einfassung des Laminats mit einem Aluminiumrahmen
- B.1.2 Die typischen Glas-Glas-Module sind wie folgt aufgebaut
- thermisch vorgespanntes Frontglas (z. B. 3 mm bis 6 mm)
  - transparente Laminierfolie aus Ethylenvinylacetat (EVA) oder Polyvinylbutyral (PVB)
  - elektrisch aktive Teile (Solarzellen und Zellverbinder)
  - transparente Laminierfolie aus Ethylenvinylacetat (EVA) oder Polyvinylbutyral (PVB)
  - thermisch vorgespanntes Rückglas (z. B. 3 mm bis 6 mm)
- B.1.3 Für verschiedene Anwendungen kommen jedoch auch andere Modulaufbauten zur Anwendung.

Tabelle 12 Modulaufbau von PV-Modulen

Modulaufbau	Beschreibung, Eigenschaften
Glas-Folie	Dieses Modul ist das weltweit meistproduzierte PV-Modul. Es kommt überall da zum Einsatz, wo die günstige Stromproduktion im Zentrum steht. Dieses Modul ist für die Anwendung in der Fassade aus statischen Gründen ohne Zusatzmassnahmen meist ungeeignet.
Glas-Glas	Glas-Glas-Module sind qualitativ hochwertiger als Glas-Folien-Module und langlebiger. Sie werden oft für Spezialanwendungen eingesetzt. Zunehmend finden sie aber auch Einzug in den Grossserienmarkt, weil sie als bifaziale Module einen höheren Stromertrag haben können und durch die höhere Qualität der geringfügig höhere Preis gerechtfertigt ist.
Laminate	Unter Laminaten wird ein rahmenloses PV-Modul, meist ein Glas-Glas-Modul verstanden. Diese eignen sich insbesondere für architektonisch anspruchsvolle Anlagen sowie für sehr flach installierte PV-Module, bei welchen eine Rahmung den Wasserabfluss und damit die Selbstreinigung bei Regen behindern würde.
ESG	Einscheiben-Sicherheitsglas: Sicherheitsglas bestehend aus einer Glasscheibe.
VSG	Verbundsicherheitsglas: Sicherheitsglas aus zwei oder mehreren Glasscheiben.
Isolierglas	Wenige Hersteller können PV-Module kundenspezifisch mit Isolierglas herstellen.

B.1.4 Neben den klassischen mono- und polykristallinen PV-Modulen sind heute einige weitere Modultypen auf dem Markt verfügbar. Die Tabelle 13 zeigt eine Übersicht über die bekanntesten Modultypen.

Tabelle 13 Typen von Solarzellen

Zellentyp	Beschreibung
Polykristallin	Weltweit häufig eingesetzte Solarzelle. Typische Modulwirkungsgrade 17 % bis 20 %.
Monokristallin	Weltweit häufig eingesetzte Solarzelle. Typische Modulwirkungsgrade 18 % bis 22 %.
CIS, CIGS (Dünnschicht)	Häufig in der Schweiz eingesetztes Dünnschichtmodul. Typische Modulwirkungsgrade 15 % bis 17 %.
CdTe (Dünnschicht)	Wird aufgrund des Cadmiums in der Schweiz nicht häufig eingesetzt. Weltweiter Marktanteil und Wirkungsgrad vergleichbar mit CIS und CIGS-Modulen.
Farbstoffzellen, organische Solarzellen	Forschung, in der Praxis (noch) nicht relevant.
Perowskite	Forschung, in der Praxis (noch) nicht relevant.

#### B.1.5 Typenschild von Solarmodulen

Auf dem Typenschild der Solarmodule müssen gemäss SN EN 61215-1 mindestens folgende Angaben enthalten sein:

- a) Name, eingetragener Handelsname oder eingetragene Marke des Herstellers
- b) Typ- oder Modellnummer
- c) Seriennummer (ausser sie steht auf einem anderen Teil des Produkts)
- d) Herstellungsdatum und -ort; alternativ Seriennummer, die es ermöglicht, das Datum und den Herstellungsort nachzuverfolgen
- e) maximale Systemspannung (Volt, V)
- f) Schutzklasse gegen elektrischen Schlag
- g) Leerlaufspannung (Volt, V)
- h) Kurzschlussstrom (Ampère, A)
- i) Nennleistung (Watt, W)
- j) Für bifaziale Module die Bifazialitätskoeffizienten für den Kurzschlussstrom, die Leerlaufspannung und die Nennleistung bezogen auf STC
- k) Bei flexiblen Modulen der minimale Krümmungsradius (Meter, m)

Die Werte für g), h) und i) sind einschliesslich Toleranzen anzugeben. Für bifaziale Solarmodule gelten die Werte für die Einstrahlung von 1000 W/m<sup>2</sup> auf die Frontseite und 135 W/m<sup>2</sup> auf die Rückseite.

## B.2 Überwachungssysteme – Monitoring

Tabelle 14 Eigenschaften, Vor- und Nachteile von Überwachungssystemen

Zweck des Monitorings	Beschreibung	Reaktionszeit, Häufigkeit, Priorität	Vorteile	Nachteile
Überwachung der Anlage	Mittels spezieller Geräte und der zugehörigen Programme können detaillierte Betriebsanalysen und automatische Fehlererkennung genutzt werden.	nach Meldung aus dem System oder nach Bedarf	gute Gesamtübersicht, wenig Arbeitsaufwand	leicht höhere Investitionen
Auswertung der Wechselrichterparameter	Über eine Kommunikationseinrichtung werden die Daten aus dem Wechselrichter ausgelesen und auf einem Portal zur Verfügung gestellt.	täglich bis jährlich	maximaler Einblick in das System	eher komplex, z. T. störungsanfällig (Kommunikation)
Auswertung Energiemessung	Zählerdaten werden ausgelesen. Aufgrund der Zählerdaten wird auf die korrekte Funktion der Anlage rückgeschlossen.	täglich bis jährlich	einfach, robust, günstig	eingeschränkter Funktionsumfang
Sammelalarm	Der Alarmkontakt des WR wird in das GLS eingebunden.	sofort, tiefe Dringlichkeit	einfach, robust	geringe Informationsmenge

## Anhang C (informativ) Checklisten

### c.1 Checkliste zur Dokumentation

Tabelle 15 Beispiel einer Anlagendokumentation; je nach Situation entfallen einige der aufgeführten Positionen

Thema	Beschreibung
Hinweise für Betrieb und Instandhaltung	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Anlagendatenblatt, inkl. Zugangsdaten und Passwörter</li> <li>– Bedienungsanleitung der Anlage, Anleitung zur Wartung inkl. Reinigung</li> <li>– Montage- und Verwendungsanleitung des Herstellers der Personenabsturz-sicherung</li> </ul>
Elektroschema	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Übersichtsschema der Anlage</li> <li>– Schema der Unterverteilung (UV)</li> <li>– Schema der Hauptverteilung (HV)</li> </ul>
Pläne	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Modullayout</li> <li>– Blitzschutzübersichtsplan</li> <li>– Orientierungsplan für die Feuerwehr nach Vorgabe der Feuerwehr respektive der Brandschutzbehörde</li> <li>– Strangplan</li> <li>– Übersichtsplan Absturzsicherung</li> </ul>
Modul und Montagesystem	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Modul Datenblatt und Konformität</li> <li>– Modul Garantieerklärung und AGB</li> <li>– Modul Flashliste mit Seriennummer (nur bei grossen Anlagen)</li> <li>– Modul Montageanleitung</li> <li>– Montagesystem Datenblatt und Konformität</li> <li>– Montagesystem Garantieerklärung und AGB</li> <li>– Montagesystem Montageanleitung</li> </ul>
Wechselrichter	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Wechselrichter Datenblatt und Konformität</li> <li>– Wechselrichter Garantieerklärung und AGB</li> <li>– Wechselrichter Bedienungsanleitung</li> <li>– Wechselrichter Montageanleitung</li> <li>– Wechselrichtereinstellungen zum Verhalten am Netz inkl. Schutzeinstellungen</li> </ul>
Kommunikation	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Technische Unterlagen Kommunikationsgeräte (da wo relevant, z. B. Privatmessungen, Alarmierung, NA-Schutz)</li> </ul>
Protokolle, Nachweise und Bewilligungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Baubewilligung</li> <li>– Anschlussgesuch Energieerzeugungsanlage</li> <li>– Installationsanzeige an den Verteilnetzbetreiber (VNB)</li> <li>– Fertigstellungsanzeige an den VNB</li> <li>– Änderungsmeldung an den VNB</li> <li>– Fertigstellungsanzeige Bauamt</li> <li>– Sicherheitsnachweis SiNa AC</li> <li>– Sicherheitsnachweis SiNa DC-Installationen inkl. Mess- und Prüfprotokoll, inklusive Unterschrift durch die unabhängige Installationskontrolle</li> <li>– Bestätigung Schutzeinstellungen NA-Schutz</li> <li>– Inbetriebnahmeprotokoll und Fertigstellungsanzeige an Fachplaner</li> <li>– Audit für Herkunftsnachweise und Förderbeiträge</li> <li>– Statiknachweis Montagesystem</li> <li>– Konformitäts- oder Leistungserklärung der Absturzsicherung</li> <li>– Baumusterprüfbescheinigung, ETA-Bewertung oder ETA-Zulassung einer akkreditierten Prüfstelle für die Absturzsicherung</li> <li>– Statiknachweis Personenabsturzsicherung</li> <li>– Abnahmeprotokoll Blitzschutzbeauftragter, Blitzschutzattest inkl. Dokumentation zur Integration in das Blitzschutzsystem, ggf. Berechnung bei Schutzwinkelverfahren</li> <li>– SIA-Abnahmeprotokoll [22]</li> </ul>

## **Anhang D (informativ) Publikationen**

Dieser Anhang verweist auf Publikationen zum Thema des vorliegenden Merkblatts.

### **D.1 Gesetze und Verordnungen**

- [1] SR 730.0, *Energiegesetz (EnG)*, [www.fedlex.admin.ch](http://www.fedlex.admin.ch)
- [2] SR 730.01, *Energieverordnung (EnV)*, [www.fedlex.admin.ch](http://www.fedlex.admin.ch)
- [3] SR 734.27, *Verordnung über elektrische Niederspannungsinstallationen (Niederspannungs-Installationsverordnung NIV)*, [www.fedlex.admin.ch](http://www.fedlex.admin.ch)
- [4] SR 814.710, *Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV)*, [www.fedlex.admin.ch](http://www.fedlex.admin.ch)
- [5] SR 700, *Bundesgesetz über die Raumplanung (RPG)*, [www.fedlex.admin.ch](http://www.fedlex.admin.ch)
- [6] SR 700.1, *Raumplanungsverordnung (RPV)*, [www.fedlex.admin.ch](http://www.fedlex.admin.ch)

### **D.2 Normen und Merkblätter des SIA**

- [7] SIA 329, *Vorhangfassaden*
- [8] SIA 2024, *Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik*
- [9] SIA 2032, *Graue Energie von Gebäuden*
- [10] SIA 2046, *Integrale Tests von Gebäudetechniksystemen*

### **D.3 Europäische Normen**

- [11] SN EN 13022-1, *Glas im Bauwesen – geklebte Verglasungen – Teil 1: Glasprodukte für SSG-Systeme – Einfach- und Mehrfachverglasungen mit und ohne Abtragungen des Eigengewichtes*
- [12] SN EN 13830, *Vorhang-Fassaden – Produktnorm*
- [13] SN EN 60529, *Schutzarten durch Gehäuse (IP-Code)*
- [14] SN EN 62262, *Schutzarten durch Gehäuse für elektrische Betriebsmittel (Ausrüstung) gegen äussere mechanische Beanspruchungen (IK-Code)*

### **D.4 Weitere Publikationen**

- [15] MuKE n 2014, *Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich*
- [16] ISO/TS 18178, *Glass in building – Laminated solar photovoltaic glass for use in buildings*
- [17] VSE, *Werkvorschriften CH – Technische Anschlussbedingungen (TAB) für den Anschluss von Verbraucher-, Energieerzeugungs- und Speicheranlagen an das Niederspannungsnetz*, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2018, Nr. 1044, [www.strom.ch](http://www.strom.ch)
- [18] VSE, *Handbuch Eigenverbrauchsregelung (HER)*, 2014, Nr. 1031d, [www.strom.ch](http://www.strom.ch)
- [19] VSE, *Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen*, 2014, Nr. 1032d, [www.strom.ch](http://www.strom.ch)
- [20] ESTI, *Weisung, Nr. 220, Anforderungen an Energieerzeugungsanlagen*, Version 0621, Eidgenössisches Starkstrominspektorat ESTI, [www.esti.admin.ch](http://www.esti.admin.ch)
- [21] KBOB, eco-bau und IPB, UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2022, [www.kbob.admin.ch](http://www.kbob.admin.ch)
- [22] SIA 1029, *Abnahme-Formular*, [www.sia.ch/shop](http://www.sia.ch/shop)
- [23] Swissolar, *Merkblätter Photovoltaik*, [www.swissolar.ch](http://www.swissolar.ch)
- [24] Swissolar, *Stand-der-Technik-Papier zu VKF Brandschutzmerkblatt «Solaranlagen»*, [www.swissolar.ch](http://www.swissolar.ch)
- [25] Gebäudehülle Schweiz, *Photovoltaik an hinterlüfteten Fassaden, Planung und Ausführung*, [www.gebäudehülle.swiss](http://www.gebäudehülle.swiss)
- [26] Suva mit anderen Fachverbänden, *Sicher zu Energie vom Dach, Montage und Instandhaltung von Solaranlagen*, [www.suva.ch](http://www.suva.ch)

- [27] Faktor Verlag, *Photovoltaikanlagen, Planung, Installation, Betrieb*, Christof Bucher
- [28] *Leitfaden Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen*, EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE in Zusammenarbeit mit dem Fachverband Swissolar, [www.pubdb.bfe.admin.ch](http://www.pubdb.bfe.admin.ch)
- [29] Checkliste Gebäudehülle Schweiz, *Zustandsanalyse Flachdach*, [www.gebäudehülle.swiss](http://www.gebäudehülle.swiss)
- [30] Broschüre Gebäudehülle Schweiz und weiteren Verbänden, *Dachbegrünung und Solaranlagen*, [www.gebäudehülle.swiss](http://www.gebäudehülle.swiss)
- [31] Factsheet Gebäudehülle Schweiz, *Unterdächer unter integrierten Solaranlagen*, [www.gebäudehülle.swiss](http://www.gebäudehülle.swiss)
- [32] *Schweizerisches Hagelregister der VKF und VKF-Prüfbestimmungen*, [www.hagelregister.ch](http://www.hagelregister.ch)
- [33] Pronovo, *Leitfaden zur Beglaubigung von Anlagen- und Produktionsdaten*, [www.pronovo.ch/download/leitfaden-zur-beglaubigung-von-anlage-und-produktionsdaten](http://www.pronovo.ch/download/leitfaden-zur-beglaubigung-von-anlage-und-produktionsdaten)
- [34] Schweizer Plattform für Solararchitektur, [www.solarchitecture.ch](http://www.solarchitecture.ch)
- [35] VKF, *Brandschutzmerkblatt 2001-15 (VKF-BSM) Solaranlagen*

## **Anhang E (informativ)**

### **Figuren- und Bildernachweise**

Tabelle 2, Bild 1–4: Internet, unbekannt

Tabelle 2, Bild 5: University of Applied Sciences and Arts of Southern Switzerland (SUPSI), Mendrisio

Tabelle 2, Bild 6: Berner Fachhochschule / Haute école spécialisée bernoise, Burgdorf

Tabelle 3, Bild 1: Samuel Summermatter, Luzern

Tabelle 3, Bild 2 + 3: University of Applied Sciences and Arts of Southern Switzerland (SUPSI), Mendrisio

Tabelle 3, Bild 4: Internet, unbekannt

Tabelle 3, Bild 5: Berner Fachhochschule / Haute école spécialisée bernoise, Burgdorf

Tabelle 4, Bilder: Berner Fachhochschule / Haute école spécialisée bernoise, Burgdorf

Figur 11: Daten aus Buch *Photovoltaikanlagen*, Ch. Bucher, Faktor Verlag, 2021

Figur 20: Meteonorm, Meteotest

## Anhang F (informativ) Verzeichnis der Begriffe

Tabelle 16 Alphabetisches Verzeichnis der in Kapitel 1 definierten Begriffe

Deutsch	Französisch	Ziffer
AC	AC	1.1.1.11
Additive Photovoltaikmodule, angebaute Photovoltaikmodule	Modules photovoltaïques attenants au bâtiment, modules photovoltaïques montés sur le bâtiment	1.1.1.15
Autarkiegrad	Degré d'autarcie	1.1.2.4
Bifaziales Modul	Module bifacial	1.1.1.3
DC	DC	1.1.1.12
Deckungsgrad	Taux de couverture	1.1.2.5
Dummy-Modul	Module factice	1.1.1.4
Eigenverbrauch	Consommation propre	1.1.2.1
Eigenverbrauchsanteil	Part de consommation propre	1.1.2.2
Einspeise- und Bezugszähler	Compteur de production et de consommation	1.1.2.11
Einspeisung ins Netz	Injection dans le réseau	1.1.2.10
Elektrizitätserzeuger	Producteur d'électricité	1.1.2.7
Elektrizitätsverbraucher	Consommateur électrique	1.1.2.6
Energieertrag	Rendement énergétique	1.1.2.8
Gebäudeintegrierte Photovoltaikmodule, BIPV-Module	Modules photovoltaïques intégrés au bâtiment, modules BIPV	1.1.1.14
Hochformat-Installation	Montage en format portrait	1.1.1.8
Montagesystem	Système de montage	1.1.1.7
Niederspannungsinstallation	Installation à basse tension	1.1.2.14
Nutzungsdauer	Durée d'utilisation	1.1.2.15
Photovoltaikanlage	Installation photovoltaïque	1.1.1.1
Photovoltaikmodul, Solarmodul	Module photovoltaïque, module solaire	1.1.1.2
Prosumer	Prosommateur	1.1.2.13
PV-Generator	Générateur PV	1.1.1.6
PV-Strang	Chaîne PV	1.1.1.5
Querformat-Installation	Montage en format paysage	1.1.1.9
Speichersystem	Système de stockage	1.1.1.13
Spezifischer Energieertrag	Rendement énergétique spécifique	1.1.2.9
Standard-Testbedingungen (STC)	Conditions d'essai normalisées	1.1.1.16
Standard-Testbedingungen für bifaziale Module (BSTC)	Conditions d'essai normalisées pour modules bifaciaux	1.1.1.17
Systemwirkungsgrad	Ratio de performance du système	1.1.2.12
Technische Nutzungsdauer	Durée de vie technique	1.1.2.16
Umweltbelastungspunkte	Unités de charge écologique ou écopoints	1.1.2.17
Wechselrichter	Onduleur	1.1.1.10
Zusammenschluss zum Eigenverbrauch	Regroupement dans le cadre de la consommation propre	1.1.2.3

---

In der Kommission SIA 387 und in der Arbeitsgruppe SIA 2062 vertretene Organisationen

AHB Stadt Zürich	Amt für Hochbauten der Stadt Zürich
ABTIE	Association des bureaux techniques d'ingénieurs en électricité
EIT.swiss	Verband der schweizerischen Elektrobranche
Electrosuisse	Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
EnFK	Energiefachstellenkonferenz
Gebäudehülle Schweiz	Verband Schweizer Gebäudehüllen-Unternehmungen
SIA BGA	Berufsgruppe Architektur des SIA
SIA BGT	Berufsgruppe Technik des SIA
SIA KGE	SIA-Kommission für Gebäudetechnik- und Energienormen
SIA KH	SIA-Kommission für Hochbaunormen
SLG	Schweizer Licht Gesellschaft
SUPSI	Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana
Swissolar	Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie
SZFF	Schweizerische Zentrale Fenster und Fassaden

---

---

## Kommission SIA 387, Elektrizität in Gebäuden

		Vertreter von
Präsident	Volker Wouters, dipl. El.-Ing. HTL/SIA, Horw	SIA KGE, Planung
Mitglieder	Jürg Bichsel, Prof. Dr., dipl. El.-Ing. ETH/SIA, Gipf-Oberfrick Olivier Brenner, dipl. Ing. HTL/HLK, Bern Roger Dumont, dipl. El.-Ing. HES, Plan-les-Ouates Kevin Furrer-Meier, BSc Gebäudetechnik FHZ, Zürich Stefan Gasser, dipl. El.-Ing. ETH/SIA, Zürich Beat Keller, dipl. Elektroinstallateur, Fehraltorf Martin Ménard, dipl. Masch.-Ing. ETH/SIA, Zürich Markus Simon, dipl. Energietechniker HF, Zürich Peter Toggweiler, dipl. El.-Ing. HTL, Zürich Daniel Tschudy, dipl. Arch. ETH/SIA, Zollikerberg Werner Ulrich, Elektroplaner, Saillon Beat Willi, eidg. dipl. Elektroinstallateur, Zürich	SIA Beratung EnFK ABTIE Planung SIA KGE, Planung electrosuisse SIA KGE, Planung AHB Stadt Zürich Swissolar Planung, SLG Planung EIT.swiss

---

## Arbeitsgruppe SIA 2062, Photovoltaik auf und an Gebäuden

		Vertreter von
Vorsitz	Pius Hüsler, El.-Ing. HTL, Energie-Ing. NDSE/HTL, Aarau	Planung, Beratung
Mitglieder	Michael Baur, Säriswil Bastian Burger, dipl. Umwelt-Ing. ETH, Basel Francesco Frontini, MSc Eng. Arch. PhD, Canobbio Stefan Graf, dipl. Arch. HTL/SIA, Solothurn Egon Heinzmann, dipl. Arch. ETH/SIA, Zürich Beat Kämpfen-Federer, dipl. Arch. ETH/SIA, Zürich Patrick Küng, BSc Gebäude-Elektroengineering FH, Kerns Tibor Lamoth, dipl. Arch. ETH/SIA, Wilen b. Wollerau Eva Mertens, dipl. Arch. ETH/SIA, Aarau Roman Polo, BSc Mechanical Engineering, Murzelen Samuel Summermatter, BSc Elektroingenieur FH, Luzern Volker Wouters, dipl. El.-Ing. HTL/SIA, Horw Nathanael Zweifel, BSc Bauingenieur FH, Zürich	Gebäudehülle Schweiz Kantone SUPSI SIA BGA SIA KH Swissolar Installateur Planer Energieberatung Hersteller Installateur SIA KGE, Planung SZFF
Sachbearbeitung	Christof Bucher, Dr. sc. ETH, MSc ETH ITET, Zürich Andreas Büssler, dipl. Arch. FH, Zürich Peter Toggweiler, dipl. El.-Ing. HTL, Zürich Karl Viridén, dipl. Arch. FH, Zürich	Planung Architektur Planung Architektur

---

Verantwortliche SIA Geschäftsstelle Hager AI Laham, MSc ETH IBS/SIA, Zürich

## Genehmigung und Gültigkeit

Die Zentralkommission für Normen des SIA hat das vorliegende Merkblatt SIA 2062 am 1. Dezember 2022 genehmigt.

Es ist gültig ab 1. Februar 2023.

---

Copyright © 2023 by SIA Zurich

Alle Rechte, auch die des auszugsweisen Nachdruckes, der auszugsweisen oder vollständigen Wiedergabe, der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen und das der Übersetzung, sind vorbehalten.