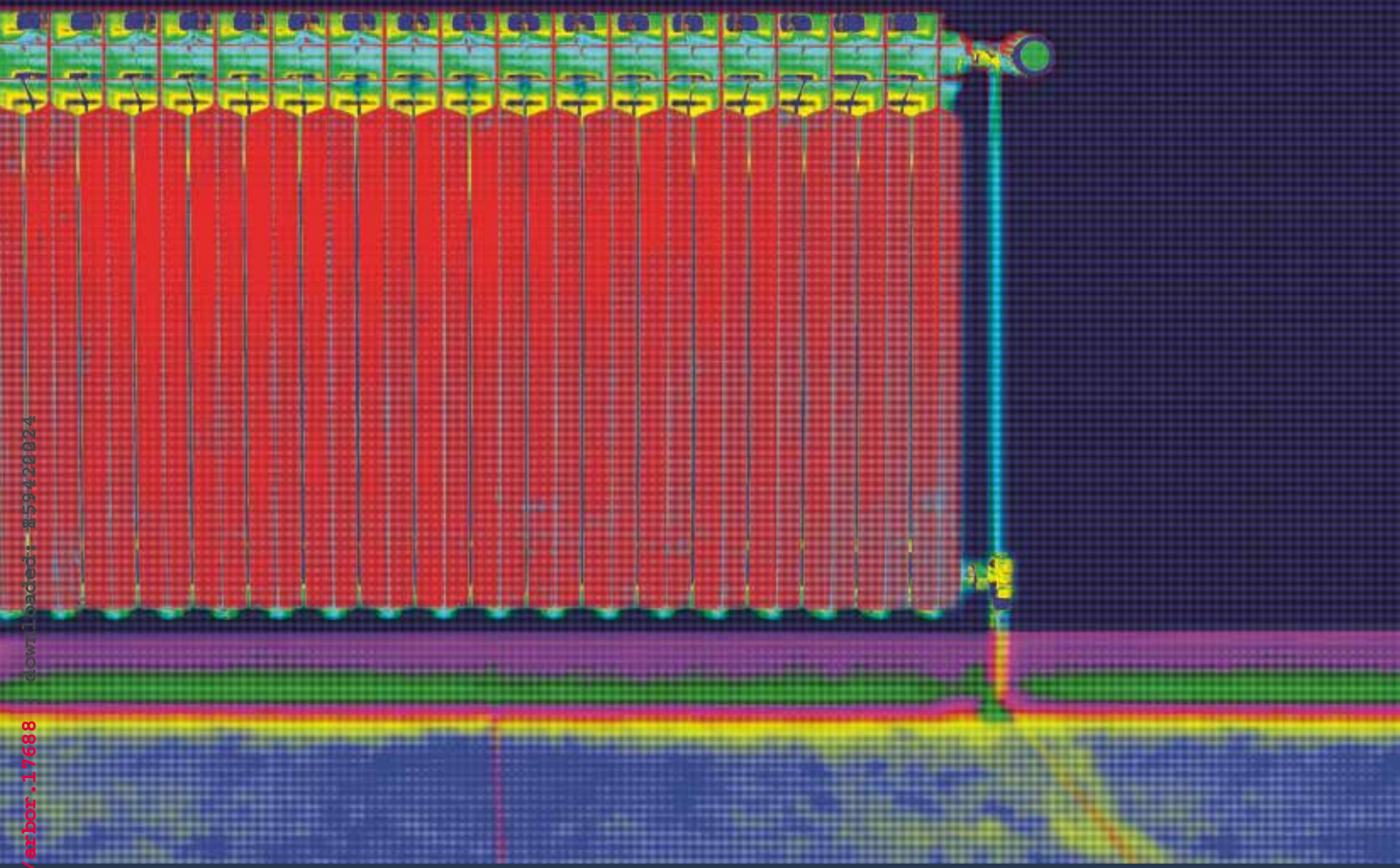


Reto von Euw (Hrsg.)

Gebäudetechnik

Systeme integral planen



source: <https://doi.org/10.24451/ambor.17688>

source: <https://doi.org/10.24451/ambor.17688>



Inhalt

1. Integrale Gebäudetechnik	5	5.5 Ladekonzepte	157
1.1 Vorteile der Teamarbeit	5	5.6 Wassererwärmung mittels Abwärme	162
1.2 Gebäudetechnik und Nachhaltigkeit	8	5.7 Legionellen	165
1.3 Komfort und Behaglichkeit	15		
1.4 Gebäudetechnik und Energie	22	6. Beleuchtung	169
		6.1 Energieeffiziente Beleuchtung	169
2. Heizungsanlagen	31	6.2 Tageslicht	170
2.1 Komponenten einer Heizungsanlage	31	6.3 Kunstlicht	172
2.2 Hydraulik der Wärmeverteilung	34	6.4 Lichttechnische Grundlagen und Grössen	174
2.3 Wärmepumpen	43	6.5 Lampen und Leuchten	177
2.4 Praxisbeispiele zu Wärmepumpen	53		
2.5 Holzheizungen	64	7. Elektrische Geräte und Anlagen	181
2.6 Praxisbeispiel zu Holzheizungen	68	7.1 Strom gewinnt an Bedeutung	181
2.7 Thermische Netze	70	7.2 Merkblatt SIA 2056 «Elektrizität in Gebäuden»	181
2.8 Praxisbeispiele zu thermischen Netzen	71	7.3 Typischer Stromverbrauch Haushalt und Büroarbeitsplatz	183
2.9 Wärmekraftkopplung	73	7.4 Stromverbrauch messen	184
2.10 Praxisbeispiele zu WKK	74	7.5 Elektrische Motoren und Frequenzumrichter	184
2.11 Thermische Solaranlagen	76	7.6 Gebäudetechnik gesamthaft optimieren	185
2.12 Praxisbeispiele zu thermischen Solaranlagen	80		
2.13 Wärmeabgabe	88	8. Gebäudeautomation	187
		8.1 Aufbau	188
3. Klimakälte	91	8.2 Funktionen	190
3.1 Bedeutung, Begriffe	91	8.3 Systemkommunikation	190
3.2 Kältemittel	95	8.4 Umsetzung der Gebäudeautomation	192
3.3 Kühllasten	101		
3.4 Kälteerzeugung	105	9. Photovoltaik	195
3.5 Kälteabgabe im Raum	115	9.1 Allgemeine Anforderungen	195
3.6 Trends in der Kältetechnik	120	9.2 PV-Module	195
		9.3 Montagesysteme	197
4. Lüfterneuerung	123	9.4 Solarkabel	197
4.1 Abgrenzung	123	9.5 Stecker	198
4.2 Vorschriften und Normen	123	9.6 Generatoranschlusskasten	198
4.3 Raumluftqualität und Luftraten	124	9.7 Wechselrichter	199
4.4 Begriffe, Komponenten und Funktionen	126	9.8 Schutz- und Sicherungselemente	200
4.5 Ventilatorenergie und Druckverluste	132	9.9 Trenn- und Schaltelemente	200
4.6 Wärmerückgewinnung und Leckagen	135	9.10 Messeinrichtungen	201
4.7 Anlagentypen	141	9.11 Kommunikationssystem	202
4.8 Lüftungssysteme	144	9.12 Batteriespeicher	202
		9.13 Eigenverbrauchsregler	203
5. Warmwasserversorgung	149	9.14 Energieertrag einer PV-Anlage	203
5.1 Aufbau und Komponenten	149	9.15 Eigenverbrauch	204
5.2 Allgemeine Hinweise	152		
5.3 Hydraulische Einbindung von Wassererwärmungsanlagen	154	10. Anhang	207
5.4 Wärmeübertragung bei indirekter Erwärmung	155		

Impressum

Gebäudetechnik – Systeme integral planen

Herausgeber: Reto von Euw

Autoren: Reto von Euw, Zoran Alimpic, Heinrich Huber, Björn Schrader, Jürg Nipkow, Olivier Steiger und Christof Bucher

Mit Beiträgen von: Gianrico Settembrini, Marvin King und René Mosbacher

Redaktion und Layout: Faktor Journalisten AG, Zürich; René Mosbacher, Christine Sidler

Diese Publikation ist Teil der Fachbuchreihe «Nachhaltiges Bauen und Erneuern». Die Publikation wurde durch das Bundesamt für Energie BFE/Energieschweiz und die Konferenz Kantonalen Energiedirektoren (EnDK) finanziert.

Bezug: Als Download (kostenfrei) unter www.energieschweiz.ch oder als Buch beim Faktor Verlag, info@faktor.ch oder www.faktor.ch

2. aktualisierte Auflage, September 2022.
ISBN: 978-3-905711-71-4

Photovoltaik

Christof Bucher

9.1 Allgemeine Anforderungen

Eine Photovoltaikanlage (PV-Anlage) ist eine elektrische Installation, die wie die übrigen elektrischen Installationen im Gebäude der Niederspannungsinstallationsverordnung [NIV] und der Niederspannungsinstallationsnorm [NIN] genügen muss. Die PV-Anlage stellt aber eine Reihe weiterer Anforderungen an den Planer und den Installateur, die in der Gebäudetechnik sonst kaum auftreten:

- Der PV-Generator ist oft gut einsehbar und stellt deshalb erhöhte Anforderungen an die architektonische Gestaltung.
- Das Montagesystem verbindet die PV-Module mit der Gebäudehülle und muss über Jahrzehnte zuverlässig den Elementarkräften, insbesondere Wind- und Schneelasten, standhalten. Dabei darf es die Funktion der Gebäudehülle nicht beeinträchtigen oder muss diese sogar unterstützen.
- Von den Solarzellen bis zum Wechselrichter führen die Kabel Gleichstrom, im Aussenbereich sind diese zudem der Witterung ausgesetzt. Dadurch ergeben sich erhöhte Anforderungen an das Material und die Installation.

9.2 PV-Module

Unter der Vielzahl an bekannten Technologien werden an Gebäuden in erster Linie PV-Module aus kristallinen Siliziumzellen sowie Dünnschichtmodule verwendet. Dabei erreichen erstere über 80 % Marktanteil.

Die typischen Eigenschaften sowie die Vor- und Nachteile sind in Tabelle 9.1 dargestellt. In der Praxis hängt die Entscheidung «Dünnschicht oder kristallin» oft von den optischen und mechanischen Eigenschaften der jeweiligen Produkte ab. Die physikalischen Eigenschaften in Tabelle 9.1 spielen dabei eine untergeordnete Rolle.

Watt-Peak (W oder Wp)

In der PV-Branche hat sich die Bezeichnung «Watt-Peak» (Spitzenleistung) mit der formal nicht korrekten Einheit «Wp» eingebürgert. Gemeint ist damit die Leistung eines PV-Moduls in Watt unter Standardtestkonditionen (Standard Test Conditions, STC). Das heisst: 1000 W/m² Einstrahlung bei 25 °C Zelltemperatur und einem Lichtspektrum von Air Mass (AM) 1,5 (Standardwert für Sonnenlicht). Es wird jedoch empfohlen, auf die Einheit Wp zu verzichten und dafür beispielsweise die Schreibweise $P_{STC} = 5 \text{ kW}$ zu verwenden.

Zelltyp	Vorteile	Nachteile
Kristalline Siliziumzellen	<ul style="list-style-type: none"> – Hoher Wirkungsgrad – Hohe Lebensdauer – Silizium kommt in der Erdhülle sehr häufig vor – Synergien zur Elektronikindustrie 	<ul style="list-style-type: none"> – Aufwendige Herstellung der Solarzellen aus Reinstmaterial – Module müssen aus einzelnen Zellen zusammengebaut werden
Dünnschichtzellen	<ul style="list-style-type: none"> – Geringer Material- und Energieverbrauch – Homogenes Erscheinungsbild – Potenziell sehr günstige Produktionsverfahren – Etwas toleranter bezüglich Teilverschattungen 	<ul style="list-style-type: none"> – In der Regel tiefere Wirkungsgrade als kristalline Zellen – Zum Teil Verwendung von seltenen oder heiklen Materialien (Ga, In, Cd, Te) – Produktionsmaschinen sehr technologiespezifisch

Tabelle 9.1: Vergleich: kristalline Module und Dünnschichtmodule.

Heute ist die Vielfalt an PV-Modulen so gross wie nie zuvor. Wesentliche Unterscheidungsmerkmale von PV-Modulen sind:

- Glas-Folie oder Glas-Glas: Gegenüber den Standardmodulen mit einer Tedlar-Rückseitenfolie habe Glas-Glas-Module auch rückseitig ein Glas. Dies macht sie zwar geringfügig teurer als die Glas-Folien-Module, aber auch deutlich langlebiger. Sie sind zudem mechanisch stabiler und deshalb für Anwendungen in der Fassade besser geeignet.
- Gerahmt oder rahmenlos: Rahmenlose Module (meist Glas-Glas-Module) sind etwas heikler bei Transport und Montage. Dafür sind sie optisch schöner und weniger kritisch bezüglich Verschmutzung. Module, die mit weniger als 10° Neigungswinkel installiert werden, sind deshalb bevorzugt rahmenlos.
- Erscheinungsbild: Hier hat sich in den letzten Jahren wohl am meisten verändert, wobei die Schweiz diesbezüglich international eine Führungsrolle einnimmt. Die Methoden zur Beeinflussung des Erscheinungsbildes sind dabei sehr vielfältig.

Bild 9.1: Kantonswappen produzieren Strom – kristalline PV-Module, die mit einem Digitaldruckverfahren eingefärbt wurden. (Quelle: Stiftung Umweltarena Schweiz)

Optik von PV-Modulen

Mit diversen Verfahren lässt sich das Erscheinungsbild von PV-Modulen beeinflussen. Einige Beispiele:

- Mit Digitaldruck lassen sich beliebige Bilder, Formen und Farben auf die Rückseite des Frontglases aufbringen.
- Ätzen des Frontglases lässt das PV-Modul matt und warm erscheinen.
- Mit selektiv reflektierenden Schichten lassen sich gezielt Lichtanteile reflektieren. Dabei geht weniger Energie verloren als bei einem Digitaldruckverfahren, die Farben sind aber weniger gut kontrollierbar.
- Oberflächenfolien beeinflussen das Aussehen und die Haptik der Glasoberflächen.

Bild 9.2: Eine fassadenintegrierte PV-Anlage, die sich kaum von einer normalen Fassade unterscheidet. (Quelle: Viridén + Partner AG)

Bild 9.3: Grau bedruckte PV-Module, geschuppt verlegt. (Quelle: Stiftung Umweltarena Schweiz)



9.3 Montagesysteme

Die meisten PV-Komponenten sind heute soweit standardisiert und optimiert, dass eine Anlage rasch, einfach und kostengünstig installiert werden kann. Dies trifft aber nur bedingt auf die Verbindung des Montagesystems mit dem Dach zu: Falsch konzipiert oder installiert, birgt es die Gefahr von erheblichen Schäden an Anlage und Gebäude. Der lückenlose statische Nachweis des Montagesystems ist ein kritischer Punkt und soll in jedem Projekt vom Installateur respektive der Systemlieferantin eingefordert werden.

Auf Flachdächern haben sich Montagesysteme mit Schwerlastfundation ohne Dachdurchdringung durchgesetzt. Auf Schrägdächern werden meistens ein- oder zweilagige Profilschienen eingesetzt, die mit dem Dach verschraubt oder an die Dachhaut genietet werden. Für Anlagen an der Fassade steht ein breites Angebot zur Auswahl. Dabei ist die fehlende Erfahrung mit den meist in Kleinstserien hergestellten Systemen noch eine grosse Herausforderung.

9.4 Solarkabel

Auf die Solarkabel muss besonders geachtet werden, weil sie im Gegensatz zu anderen Elektrokabeln täglich Witterungseinflüssen ausgesetzt sind. Hinzu kommt, dass sie Gleichstrom führen und oft weder mit Schaltern noch mit Sicherungen geschützt werden können. Deshalb gilt es, bei der Wahl und Installation von Solarkabeln folgende Grundsätze zu beachten:

- Doppelt isolierte Kabel mit hoher UV-Resistenz verwenden.
- Die Kabel sollen trotz UV-Schutz nicht direkter Sonnenstrahlung ausgesetzt sein.
- Auf erhöhten Schutz gegen mechanische Beanspruchung achten – wo möglich in geschlossenen und geerdeten Metallkanälen und Rohren verlegen.

Bild 9.4: PV-Montagesystem für Gründächer.

Bild 9.5: PV-Montagesystem für Kiesdächer.

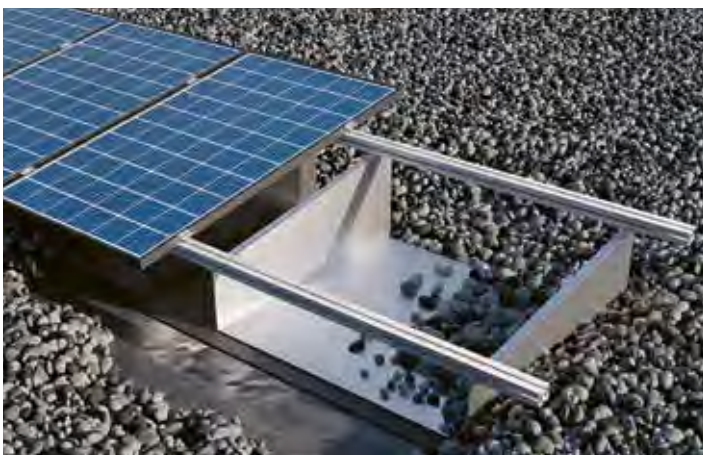
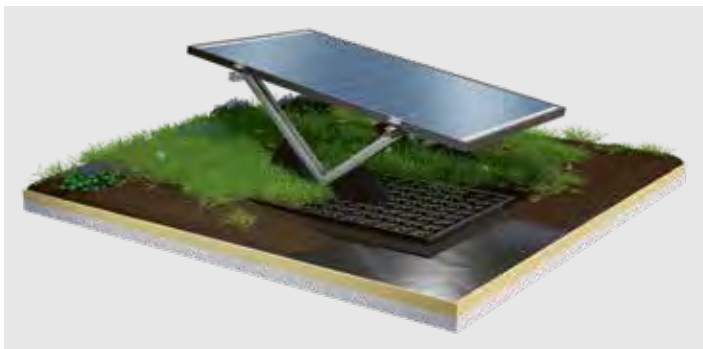


Bild 9.6: PV-Montagesystem für Schrägdächer.



9.5 Stecker

Ein noch ungelöstes Problem in der PV-Branche sind die DC-Stecker. Teilweise deklarieren die Modulhersteller die verwendeten Stecker als «MC4-kompatibel» und meinen damit, dass sie sich ohne allzu viel Gewalt in einen anderen, ebenfalls «MC4-kompatiblen» Stecker einstecken lassen.

Ob die Kontakte nach kurzer Zeit zu korrodieren beginnen, weil sie beispielsweise aus unverträglichen Materialien gefertigt sind und dabei ein akutes Brandrisiko verursachen, ist bei der Installation nicht überprüfbar. Darum dürfen nur Stecker vom gleichen Hersteller miteinander verbunden werden.

Gefahr durch Gleichstrom

Während Wechselstrom (englisch Alternating Current, AC) hundert Mal pro Sekunde einen Nulldurchgang hat, fließt Gleichstrom (englisch Direct Current, DC) ohne Nulldurchgang immer in die gleiche Richtung. Das hat zur Folge, dass ein Lichtbogen infolge eines losen Kontakts bei Wechselstrom hundert Mal pro Sekunde erlöscht und oft nach kurzer Zeit gar nicht mehr zu brennen beginnt. Demgegenüber kann der Lichtbogen unter Gleichstrom selbst bei grösserem Abstand zwischen den losen Kontakten noch weiterbrennen. Deshalb führt ein Wackelkontakt bei Gleichstrom schneller zu einem Schaden als bei Wechselstrom. Mit einer qualitativ hochwertigen Installation kann dieses Risiko jedoch stark reduziert werden.

Bild 9.8: Fünf verschiedene Fabrikate von PV-Modul-Steckern. Sie sind untereinander nicht kompatibel, auch wenn sie mechanisch zusammensteckt werden können.



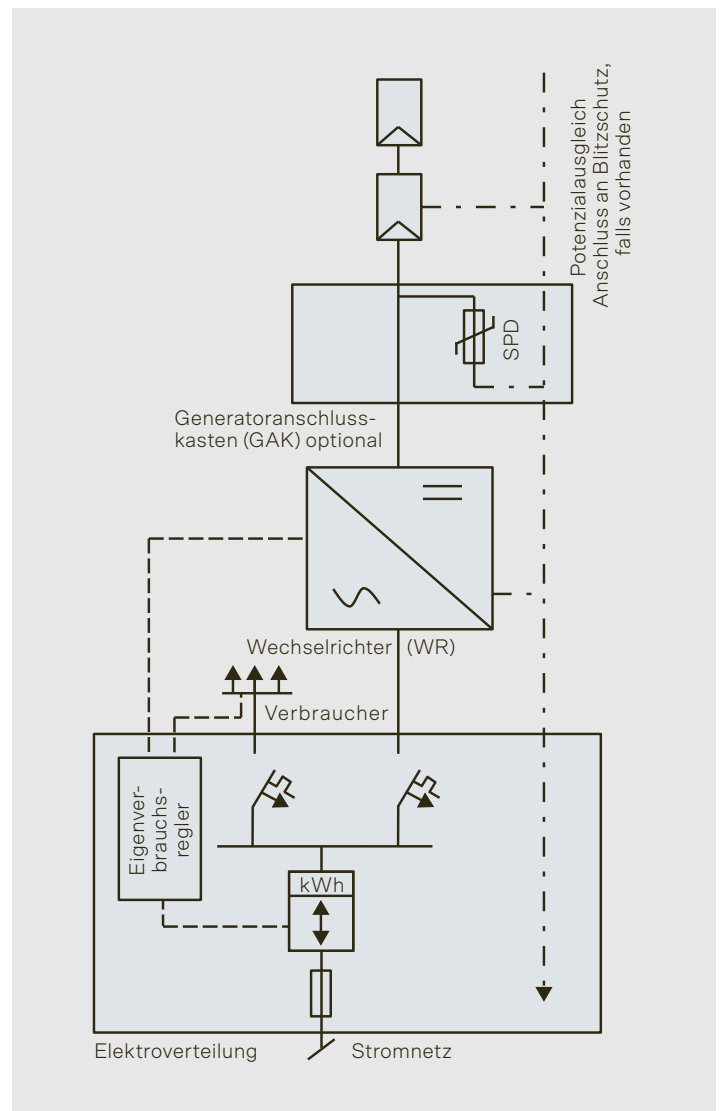
9.6 Generatoranschlusskasten

Im Generatoranschlusskasten (GAK) werden die Strangkabel gesammelt und parallel auf die Gleichstromhauptleitung geschaltet. Üblicherweise sind folgende Schutz- und Schaltelemente eingebaut:

- Strangsicherungen
- Überspannungsableiter (SPD)
- Gleichstromhauptschalter
- Überwachungseinheit

Bei Anlagen mit Strang- oder Multi-strangwechselrichtern wird meistens auf einen GAK verzichtet. In diesem Fall werden die Strangkabel direkt am Wechselrichter angeschlossen. Dieser sammelt dann nicht nur die Kabel, sondern übernimmt auch die Schutz- und Schaltfunktion des GAK.

Bild 9.7: Elektro-Übersichtsschema einer PV-Anlage mit Eigenverbrauchsregler. (Quelle: Basler & Hofmann AG)



9.7 Wechselrichter

Der Wechselrichter hat zwei Hauptaufgaben: Er wandelt den Gleichstrom von den PV-Modulen in netzkonformen Wechselstrom um und er betreibt die Module im optimalen Betriebspunkt (MPP). Zudem soll er die Netzqualität nicht negativ beeinflussen, was eine Reihe von Detailanforderungen mit sich bringt.

Moderne Wechselrichter sind wahre Multitalente und können in aller Regel mehr als die aktuellen Vorschriften verlangen. Dies ist auch zwingend notwendig, denn die Vorschriften rund um den Anschluss von PV-Anlagen werden laufend angepasst. Dies soll aber keinen Austausch der Wechselrichter zur Folge haben.

Wechselrichter gibt es in Leistungsklassen von wenigen hundert Watt bis weit über ein Megawatt. Dabei ist es jedoch nicht immer die Grösse einer PV-Anlage, welche die Grösse des Wechselrichters bestimmt. Auch viele Grossanlagen werden mit einer Vielzahl kleiner Wechselrichter betrieben. Welches Wechselrichterkonzept effizienter ist, ist letztlich oft eine Philosophiefrage: Viele kleinere Wechselrichter haben eine höhere Ausfallquote als ein grosser, dafür ist der Ertragsausfall bei einem Defekt kleiner und der Installateur kann das Gerät selbst austauschen. Auch aus logistischen Gründen ist es bei Gebäuden meist einfacher, mehrere kleine statt eines grossen Wechselrichters zu installieren.

Dimensionierung des Wechselrichters

Heute ist fast jedes PV-Modul mit fast jedem Wechselrichter kompatibel. Trotzdem müssen folgende Punkte beachtet werden:

- Die maximale Strangspannung darf die maximal zulässige Eingangsspannung des Wechselrichters nicht überschreiten.
- Der maximale Strom aller Stränge darf den maximal zulässigen Eingangsstrom des Wechselrichters nicht überschreiten.

- Gewisse Module müssen geerdet werden. In diesem Fall muss der Wechselrichter über eine galvanische Trennung von Gleich- und Wechselstromseite verfügen (Transformator).
- Die Leistung von PV-Modul und Wechselrichter müssen aufeinander abgestimmt sein.

Der letzte Punkt gibt dabei immer wieder Anlass zu Diskussionen: Weil die Nennleistung der PV-Module nur selten oder bei schlechter Ausrichtung gar nie erreicht wird, kann der Wechselrichter kleiner dimensioniert werden als die PV-Module. Doch wie viel kleiner?

(Bild 9.11) zeigt die Energieertragsverluste als Funktion der Wechselrichtergrösse mit Anlagestandort Zürich. Je kleiner der Wechselrichter gewählt wird, desto tiefer sind die Kosten für den Wechselrichter und Netzanschluss. Diese Einsparungen müssen den erwarteten Ertragsverlusten gegenübergestellt werden, um die optimale Wechselrichtergrösse zu finden. Bei stetig sinkenden Kosten für die PV-Module dürfte man jedoch mit rund 1 bis 2 % Ertragsverlust nicht ganz falsch liegen. Bei einer optimal nach Süden ausgerichteten Anlage im Schweizer Mittelland ist dies bei etwa 70 % Wechselrichterleistung der Fall. Eine horizontal installierte Anlage braucht hingegen nur 60 % der Wechselrichterleistung um 99 % der Solarenergie ins Netz einzuspeisen.

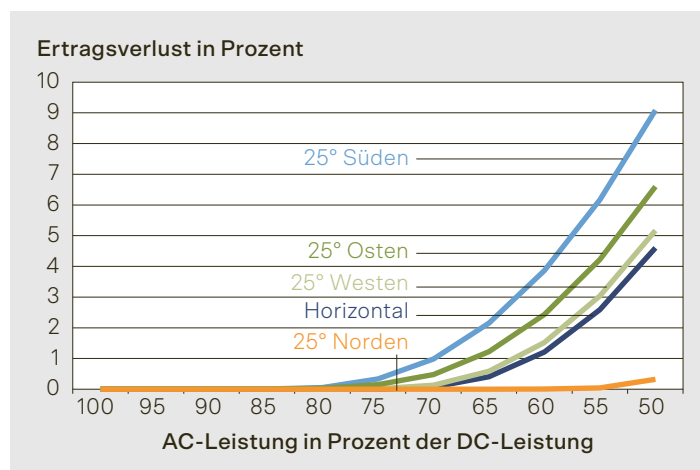


Bild 9.9:
Wechselrichter von Fronius, 3 kW.
(Quelle: Fronius Schweiz AG)



Bild 9.10:
Wechselrichter von ABB, 20 kW. (Quelle: ABB)

Bild 9.11: Ertragsverlust in Abhängigkeit der Wechselrichterdimensionierung für eine PV-Anlage in Zürich. (Quelle: Basler & Hofmann)



9.8 Schutz- und Sicherungselemente

In PV-Anlagen müssen verschiedene Schutz- und Sicherheitselemente integriert werden. Die wichtigsten sind:

- Blitzschutz: Eine PV-Anlage löst keine Blitzschutzpflicht aus. Ob ein Gebäude einen Blitzschutz benötigt oder nicht, hängt nicht von der PV-Anlage ab, sondern wird von den Feuerversicherungen bestimmt. Die Vorschriften zur Umsetzung werden in den Leitsätzen des Schweizerischen Verbands für Elektro-, Energie- und Informationstechnik (SEV) festgehalten [SEV].

- Überspannungsableiter: Überspannungsableiter reduzieren das Risiko, dass eine von einem Blitzschlag induzierte Spannung Schaden an Elektroinstallationen anrichten kann. Falls ein Gebäude ein äusseres Blitzschutzsystem hat, werden Überspannungsableiter im Idealfall beim Gebäudeeintritt der Kabel der PV-Anlage installiert. Dann muss ein SPD Typ 1 vorgesehen werden. Nur dieser ist in der Lage, den Strom eines Direkteinschlags abzuleiten. Wenn kein Blitzschutz vorhanden ist, genügt ein SPD Typ 2, der möglichst nahe beim zu schützenden Gerät installiert werden soll. Sind die Leitungen kürzer als 30 m, darf sogar ganz auf einen Überspannungsableiter verzichtet werden. In der Südschweiz ist dies wegen der höheren Gewitterwahrscheinlichkeit bei weniger als 20 m der Fall.

- Sicherungen: Wechselstromseitig werden dieselben Sicherungen wie in herkömmlichen Elektroinstallationen eingesetzt. Auf der Gleichstromseite verhindern DC-Sicherungen, dass im Kurzschlussfall bei einer Parallelschaltung mehrere intakte Stränge auf einen kurzgeschlossenen Strang Strom einspeisen. Der Kurzschluss in einem einzelnen, nicht mit anderen Strängen parallel geschalteten Strang kann nicht abgesichert werden, weil er fast dem normalen Betriebsstrom entspricht. Kleinere PV-Anlagen benötigen deshalb meistens keine DC-Sicherungen.

- Fehlerstromschutzschalter (FI-Schalter): Sie trennen eine PV-Anlage vom Netz, wenn beispielsweise durch einen Isolationsfehler Strom aus der Anlage auf die Erde abfließt. Für PV-Anlagen, die nicht galvanisch vom Netz getrennt sind, also solche mit Wechselrichtern ohne Transformator, ist eine Fehlerstromüberwachung vorgeschrieben. Meistens ist diese aber bereits im Wechselrichter integriert. Ein zusätzlicher FI-Schalter ist dann notwendig, wenn das Wechselstromkabel zum Wechselrichter durch brandgefährdete Räume verlegt wird. Das kann der Fall sein, wenn sie durch einen Stall in einem Bauernhof führen.

9.9 Trenn- und Schaltelemente

Wechselstromseitig werden dieselben Komponenten wie in herkömmlichen Elektroinstallationen als Trenn- und Schaltelemente eingesetzt. Gleichstromseitig müssen gleichstromtaugliche Schalter verwendet werden.

Basierend auf der Empfehlung [NA/EEA 2020] des VSE verlangen einige Netzbetreiber den Einsatz eines sogenannten Netz- und Anlageschutzes (NA-Schutz) als separate Trennschalter. Dieser überwacht das Stromnetz und trennt die Anlage vom Netz, wenn die Spannung oder die Frequenz nicht mehr im zulässigen Bereich sind. Da diese Funktionen ohnehin im Wechselrichter eingebaut sind, ist der Einsatz eines zusätzlichen NA-Schutzes umstritten. Verschiedene internationale Normen halten fest, dass die geräteintegrierte Schutzfunktion von Wechselrichtern für den NA-Schutz genügen.

9.10 Messeinrichtungen

Traditionell kennt man bei PV-Anlagen die folgenden drei Messanordnungen:

– Überschussmessung (Bild 9.12, oben):

Nur überschüssiger Solarstrom wird ins Netz eingespeist und gemessen. Dies ist das kostengünstigste Messsystem, da es für die PV-Anlage keinen zusätzlichen Zähler braucht. Der Trend hin zu mehr Transparenz in der Stromproduktion führt aber dazu, dass die Überschussmessung nicht immer akzeptiert wird. Bei Anlagen grösser als 30 kVA wird heute auch bei einer Überschussmessung eine zusätzliche Produktionsmessung gefordert.

– Einspeisemessung (Bild 9.12, Mitte):

Zu Zeiten hoher Einspeisevergütungen war dies die bevorzugte Messanordnung. Damit kann die Stromproduktion gemessen und der Strom verkauft werden. Weil die Einspeisung ins öffentliche Netz heute aber nicht mehr wirtschaftlich ist, wird diese Messanordnung weniger oft verwendet.

– Hintermessung oder Hinterschaltung (Bild 9.12, unten): Diese Messanordnung wurde früher besonders innerhalb von Arealnetzen verwendet, wenn der Solar-

strom verkauft werden sollte, aber eine Leitung zum Einspeisepunkt für die PV-Anlage unverhältnismässig teuer gewesen wäre. Heute wird die Hintermessung oft im Zusammenhang mit Eigenverbrauchsanlagen verwendet, die aufgrund ihrer hohen Leistung eine separate Produktionsmessung benötigen.

Die Netzbetreiber setzen zunehmend intelligente Stromzähler (Smart Meter) ein. Dies bedeutet, dass jede PV-Anlage und jede Verbrauchsstätte ein eigenes, relativ kostengünstiges Messgerät erhalten.

Als Messanordnung kann dabei meist die Einspeisemessung gewählt werden. Dies bedeutet aber nicht, dass aller Strom eingespeist wird und kein Eigenverbrauch möglich ist. Die Messwerte von Smart Metern können beliebig miteinander verrechnet werden. Falls also in einem Gebäude der Solarstrom eines Tages einem anderen Verbraucher zugewiesen werden soll, braucht es dafür lediglich eine neue Konfiguration des Messsystems beim Netzbetreiber und keinen Eingriff vor Ort.

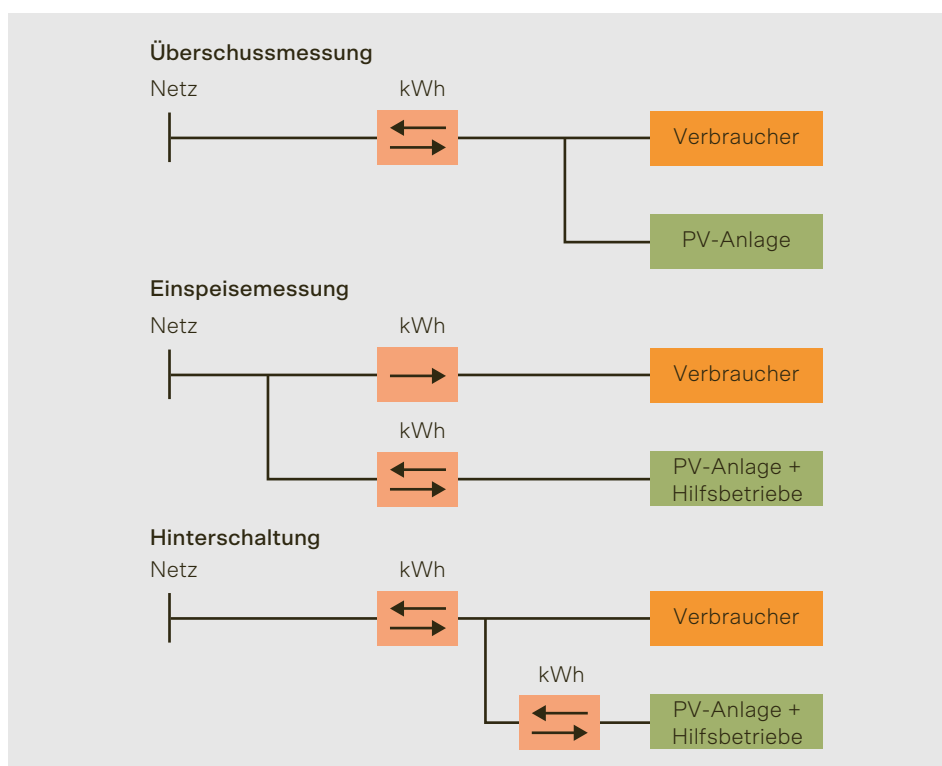


Bild 9.12: Schemas für Produktionsmessungen an PV-Anlagen.



Bild 9.13: Wechselrichterunabhängiges Monitoringsystem SolarLog. (Quelle: Solare Datensysteme GmbH).

9.11 Kommunikationssystem

Ein Kommunikationssystem gehört heute zum Standard einer PV-Anlage, einzig bei Kleinanlagen wird manchmal darauf verzichtet. Typischerweise nimmt das Kommunikationssystem folgende Funktionen wahr:

- Bidirektionale Schnittstelle zwischen PV-Anlage und Betreiber
- Täglicher Versand der Anlageertragsdaten per E-Mail
- Alarmierung im Fehlerfall per E-Mail oder SMS

Das System ist dabei über Breitbandanschluss oder Mobilfunk mit dem Internet verbunden. Fast jeder Wechselrichterhersteller liefert zu seinen Geräten ein passendes Kommunikationssystem. Damit ist zwar die bestmögliche Anlagebedienung und Anlageüberwachung möglich, jedoch ist keine Kompatibilität zu anderen Wechselrichtern gegeben. Wer also ein Portfolio von verschiedenen PV-Anlagen überwachen möchte, setzt besser auf ein anlageunabhängiges Kommunikationssystem.

9.12 Batteriespeicher

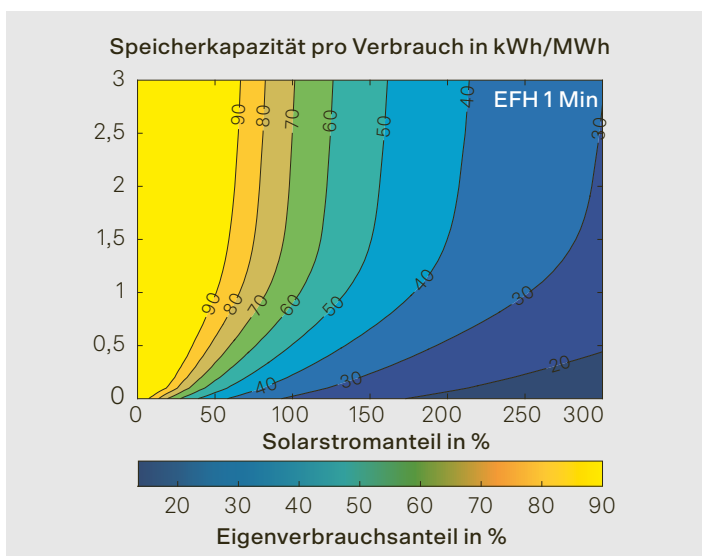
Einen Batteriespeicher als Teil einer PV-Anlage anzusehen, ist nicht ganz unumstritten. Tatsache ist: Obwohl Batteriespeicher in der Schweiz bisher weder gefördert werden noch von der Steuer abgezogen werden können, wird heute rund jede vierte neu gebaute PV-Anlage mit einem Speichersystem ausgerüstet. Finanziell lohnt sich diese Investition derzeit meist nicht. Vielmehr ist es der emotionale Wert, möglichst viel des eigenen Solarstroms selbst verbrauchen zu können, der die Entscheidung für einen Speicher massgeblich beeinflusst. Auch die Ökologie von Batterien ist umstritten: Da Batterien im Gegensatz zu PV-Anlagen Strom nur speichern, aber nicht produzieren können, haben sie per se nur negative Umweltauswirkungen. Wenn aber dank Batterien mehr erneuerbare Energie ins Stromnetz eingespeist werden kann, ist dies positiv zu werten.

Heute braucht die Schweiz noch keine Batterien, um Solarstrom ins Netz zu integrieren. In Zukunft dürfte sich dies aber ändern. Wenn Massnahmen wie die Flexibilisierung von Verbrauchern und von konventionellen Kraftwerken ausgeschöpft sind, könnten die Batteriespeicher eine systemrelevante Rolle übernehmen. Die rasant zunehmende Elektromobilität dürfte aber etwa zehnmal mehr Speicherkapazität mit sich bringen, als für die Speicherung in Gebäuden erforderlich ist. Falls die Elektroautos also künftig bidirektional geladen werden können dürften sich Heimspeicher erübrigen.

Die Dimensionierung von Batteriespeichern hängt vom Einsatzzweck ab. Zur Eigenverbrauchsoptimierung sind eine bis zwei Stunden Speicherkapazität pro kW DC-Leistung der Anlage sinnvoll, oder ungefähr ein halber Tagesbedarf der Verbraucher, die mit der Batterie versorgt werden sollen. Bild 9.14 zeigt, wie sich der Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit der PV-Anlageleistung und der Batteriekapazität verändert.

Bild 9.14:

Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit des Verhältnisses von installierter Speicherkapazität zum jährlichen Stromverbrauch für ein Einfamilienhaus.



9.13 Eigenverbrauchsregler

Bevor über die Anschaffung eines Batteriespeichers nachgedacht wird, sollten die Möglichkeiten zur Optimierung der Verbraucher geprüft werden. Insbesondere Trinkwarmwasser, Heizung (Wärmepumpen) und die Elektromobilität bieten ein sehr grosses und teils finanziell interessantes Potenzial zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von Solarstrom. Regler zur Optimierung des Eigenverbrauchs lassen sich in die folgenden Kategorien einteilen:

- Wechselrichtergesteuertes System: Viele Wechselrichter bieten heute die Möglichkeit, nahezu ohne Mehrkosten Verbraucher ein- und auszuschalten. Populär ist dabei insbesondere die Übersteuerung des Rundsteuersignals zur Freigabe eines (Wärmepumpen-) Warmwasserspeichers oder einer Wärmepumpe.
- Eigenverbrauchsregler: Ab wenigen hundert Franken sind Regler erhältlich, welche die PV-Produktion mit dem Stromverbrauch vergleichen und gestützt darauf die Verbraucher im Gebäude beeinflussen. Ladestationen für Elektrofahrzeuge haben solche Regler meist integriert.
- Gebäudeautomationssysteme: Wesentlich teurer sind Systeme, die das Gebäude automatisieren und dabei den Eigenverbrauch optimieren. Diese werden jedoch primär zur Komfortsteigerung im Gebäude angeschafft – sie optimieren den Eigenverbrauch nur nebenbei.

Bild 9.15: Eigenverbrauchsregler Smartfox. (Quelle: DAfi GmbH)



9.14 Energieertrag einer PV-Anlage

Der jährliche Energieertrag einer PV-Anlage lässt sich bereits mit sehr wenigen Angaben zur Anlage erstaunlich genau abschätzen. Der «ideale Jahresertrag» E_{ideal} berechnet sich nach folgender Formel:

$$E_{ideal}(\text{kWh}) = \frac{P(\text{kW})}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} \cdot H \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right)$$

Dabei ist P die Anlageleistung in kW, die bei STC (also = 1 kW/m² Bestrahlungsstärke) gilt, und H die Jahressumme der Globalstrahlung in kWh/m².

In der Realität fällt der jährliche Anlageertrag E_{real} , der effektiv ins Stromnetz eingespeist wird, meist geringer aus. Dafür sind eine Reihe von Verlusten verantwortlich, wie der Wirkungsgrad des Wechselrichters, die ohmschen Verluste in den Kabeln, die verminderte Effizienz der PV-Module durch hohe Zelltemperaturen oder eine geringe Globalstrahlung. Das Verhältnis von realem zu idealem Energieertrag wird «Performance Ratio» (PR) genannt:

$$\frac{E_{real}}{E_{ideal}} = PR$$

Die Erfahrung zeigt nun, dass die allermeisten PV-Anlagen über das Jahr gesehen eine PR von 75 bis 85 % (0,75 bis 0,85) erreichen. Sind von einer geplanten Anlage also nur gerade die Leistung, der Standort sowie die Ausrichtung und Neigung bekannt, lässt sich der Anlageertrag mit einer geschätzten PR von 80 % (0,8) recht genau vorhersagen:

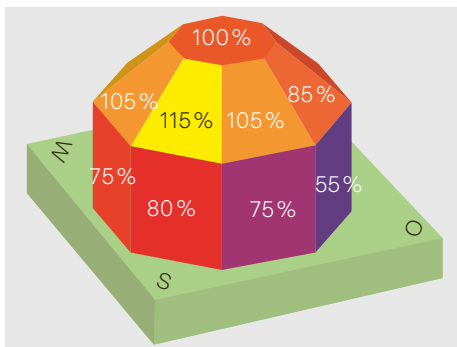
$$E_{real} = PR \cdot E_{ideal}$$

Simulationsprogramme können helfen, den Energieertrag noch genauer abzuschätzen. Allerdings ist eine höhere Genauigkeit tückisch: Die grossen Unbekannten sind unter anderem die wirkliche Globalstrahlungssumme, die Verschmutzung der PV-Module sowie ihr

Schwachlicht- und Temperaturverhalten. Diese Einflüsse wiegen in Summe deutlich schwerer als die Fehler einer vereinfachten Rechenmethode. Auf eine präzise Ertragssimulation kann deshalb bei PV-Anlagen ohne starke Teilverschattung meist verzichtet werden.

Im Schweizer Mittelland erzielt eine nach Süden ausgerichtete PV-Anlage mit rund 30 bis 45 ° Neigungswinkel die höchsten Erträge. Doch selbst relativ starke Abweichungen von dieser optimalen Ausrichtung reduzieren den Energieertrag nicht übermässig. So lässt sich beispielsweise auf einem Flachdach, auf dem die Module horizontal installiert und nicht geneigt werden, immer noch rund 90 % des maximalen Energieertrags erzielen. Dies trifft zumindest in nicht allzu schneereichen Gegenden zu (Bild 9.16).

Bild 9.16: Relativer Energieertrag von PV-Anlagen auf verschieden ausgerichteten Flächen in Prozent. Als Basis (100%) dient die Einstrahlung auf die horizontale Fläche gemäss [SIA 2028]. (Quelle: Swissolar)

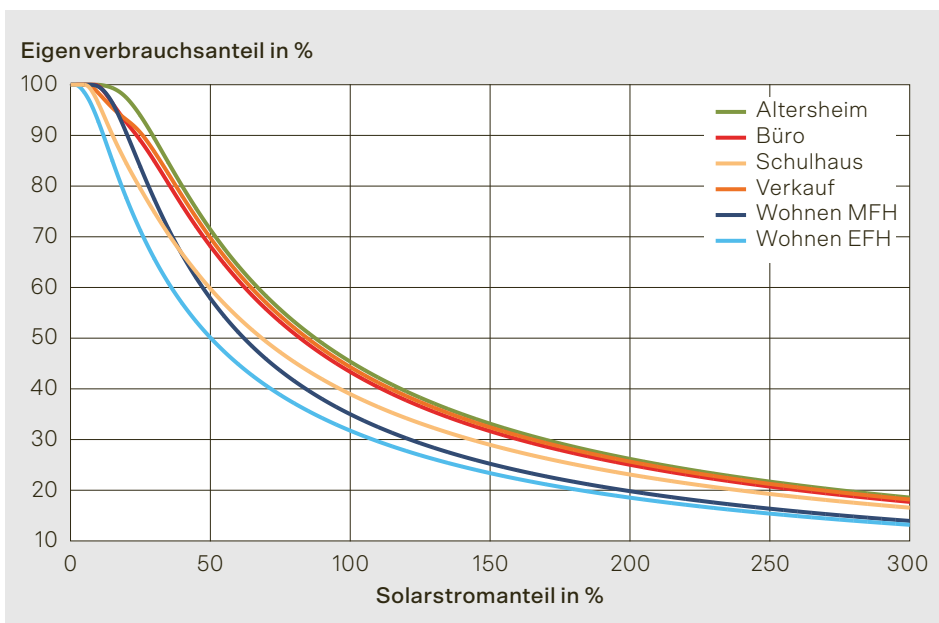


9.15 Eigenverbrauch

Die aktuellen Rahmenbedingungen führen auf der einen Seite dazu, dass die Gestehungskosten für Solarstrom meistens tiefer sind als die für Strom aus der Steckdose. Auf der anderen Seite sind aber die Rückliefertarife für ins Netz eingespeisten Solarstrom oft tiefer als dessen Gestehungskosten. Selbst verbrauchter Solarstrom ist somit rentabel, während eingespeister Solarstrom ein Verlustgeschäft ist. Der Eigenverbrauchsanteil, also der Anteil am Solarstrom, der zeitgleich zur Produktion vor Ort verbraucht oder gespeichert wird, hängt dabei insbesondere von folgenden Rahmenbedingungen ab:

- Leistung der PV-Anlage: Je kleiner die Anlage ist, desto grösser ist der Eigenverbrauch.
- Stromverbrauch: Je höher der Stromverbrauch im Gebäude ist, desto höher ist der Eigenverbrauch.
- Verbrauchsprofil: Je mehr Strom tagsüber verbraucht wird, desto höher ist der Eigenverbrauch. Wohnungen haben einen relativ tiefen Eigenverbrauchsanteil, während Pflegezentren und Büros einen hohen Eigenverbrauchsanteil haben. Ein Sonderfall sind Schulen: Einerseits haben sie eine ausgeprägte Tagesnutzung, andererseits führen die Wochenenden und die Sommerferien dazu,

Bild 9.17: Eigenverbrauchsanteile verschiedener Nutzungsprofile.



dass ein Eigenverbrauchsanteil von 100 % selbst bei sehr kleinen PV-Anlagen kaum erreicht werden kann (Bild 9.17).

- Optimierung: Mit Lastverschiebungen lässt sich der Eigenverbrauch erhöhen.
- Batteriespeicher: Mit Speichern kann der Eigenverbrauch typischerweise verdoppelt werden.

Seit 2018 dürfen sich mehrere Stromverbraucher zu einem einzigen Endverbraucher zusammenschliessen, wenn sie über eine PV-Anlage verfügen, deren Leistung mindestens 10 % der Anschlussleistung des Zusammenschlusses entspricht. Dies nennt man «Zusammenschluss zum Eigenverbrauch» (ZEV). Diese vermeintlich einfache Regelung und die weiterführenden Bestimmungen dazu ziehen eine ganze Reihe von Konsequenzen mit sich. Einige davon sind:

- Weil die Partner eines ZEV als ein einziger Endverbraucher gelten, dürfen sie die Strommessungen und -verrechnungen innerhalb des ZEV selbst machen. Sowohl an die Messungen als auch an die Verrechnungen werden aber von Ge-

setzes wegen verschiedene, teils hohe Anforderungen gestellt.

- Verbraucht der ZEV mehr als 100 000 kWh pro Jahr, darf er den zugekauften Strom am liberalisierten Strommarkt selbst beschaffen.
- Um die Mieterschaft vor potenziell höheren Stromkosten zu schützen, greift die Energieverordnung stark in die Preisgestaltung von eigenverbrauchtem Solarstrom ein.

Trotz diesen Vorschriften und gewissen Unsicherheiten lohnt sich Eigenverbrauch finanziell oft. Die Umsätze und Margen sind aber meistens gering und bedingen schlanke Strukturen im Betrieb eines ZEV. Weiterführende Informationen dazu sind im «Leitfaden Eigenverbrauch» von Swissolar zu finden [Swissolar].

Was ist Eigenverbrauch?

Nach Artikel 16 des Energiegesetzes [EnG] ist selbst produzierte Energie, die «am Ort der Produktion» verbraucht wird, Eigenverbrauch. Etwas konkreter wird Artikel 14 der Energieverordnung [EnV], in der die Elektrizität dann als am Ort der Produktion verbraucht gilt, wenn sie «das Verteilnetz des Netzbetreibers nicht in Anspruch genommen hat».

In der Praxis ist auch das noch nicht eindeutig. So wird in der Schweiz phasensaldierend gemessen, das heisst, wenn gleichzeitig auf einer Phase Strom eingespeist und auf der anderen bezogen wird, gilt dies trotzdem als Eigenverbrauch. Wenn hingegen innerhalb eines 15-minütigen Messintervalls zuerst fünf Minuten Strom bezogen und danach fünf Minuten Strom eingespeist wird, so ist dies kein Eigenverbrauch.

9.16 Quellen

- [EnG] Energiegesetz vom 30. September 2016. www.admin.ch
- [EnV] Energieverordnung (EnV) vom 1. November 2017. www.admin.ch
- [NA/EEA 2020] Branchenempfehlung VSE – Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE). Aarau, 2020.
- [NIN] Niederspannungs-Installationsnorm, SN 411000
- [NIV] Verordnung über elektrische Niederspannungsinstallationen, Niederspannungs-Installationsverordnung (NIV) vom 7. November 2001. www.admin.ch
- [SEV] Electrosuisse: Leitsätze des Schweizerischen Verbands für Elektro-, Energie- und Informationstechnik (SEV), Blitzschutzsysteme, 4022. Fehraltorf, 2008.
- [SIA 2028] Merkblatt SIA 2028 – Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik. Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein (SIA). Zürich, 2008.
- [Swissolar] Swissolar: Leitfaden Eigenverbrauch. Zürich, 2021. www.swissolar.ch