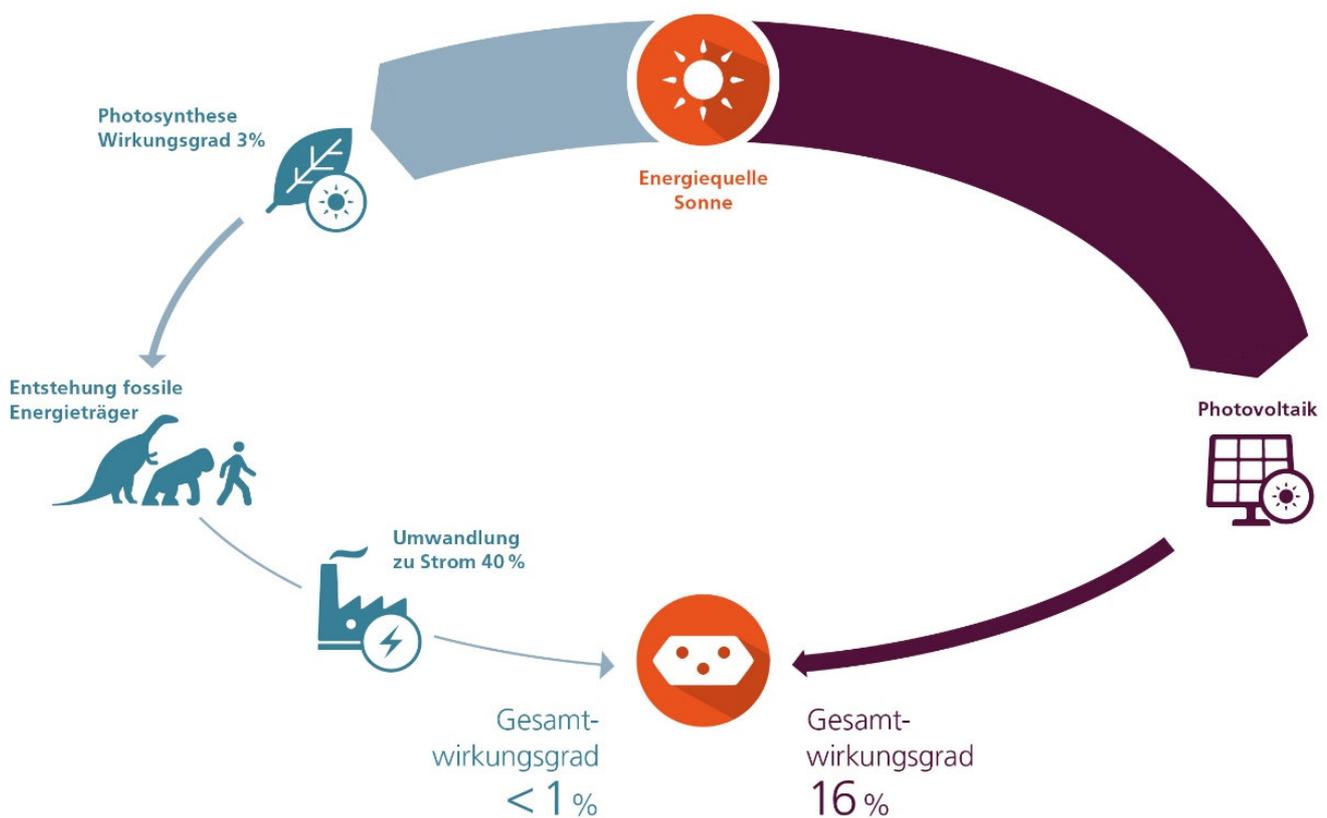


Schlussbericht, 22.11.2021

Grundlagen zu Vorurteilen gegenüber der Solarenergie



Photovoltaik ist effizienter als Erdöl, s. Vorurteil 6, Seite 41

Autoren

Dr. Sabine Perch-Nielsen, EBP

Alexandra Märki, EBP

Samuel Loosli, EBP

Levin Koller, EBP

Silvan Rosser, EBP

Marco Henriquez, EBP

Julie Peyronne, EBP

Dr. Michel Müller, EBP

Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.

Für den Inhalt sind allein die Autoren verantwortlich.

Vorwort

EnergieSchweiz begegnet in vielen ihrer Aktivitäten immer wieder Vorurteilen gegenüber der Solarenergie. Bei zahlreichen Gebäudeeigentümern, Energieberatern und Architekten bestehen immer noch viele falsche Vorstellungen, die sich hartnäckig halten.

Um diesen zu begegnen hat EnergieSchweiz EBP beauftragt, fundierte und verständliche Grundlagen zu verbreiteten Vorurteilen zu erarbeiten. Dieser Bericht ist das Resultat dieser Arbeiten und soll EnergieSchweiz intern als Fundus für Bürgeranfragen, die Website und andere Kanäle dienen. Das vorliegende Dokument ist die zweite Version des Berichtes, in dem Inhalte hauptsächlich im Jahr 2020 aktualisiert und auf den neusten Stand der Dinge angepasst wurden.

Jedes Vorurteil wird nach dem gleichen Schema präsentiert:

- Vorurteil
- Gegenbotschaft
- Antwort auf Vorurteil in wenigen Zeilen
- Infografik (falls vorhanden)
- Antwort auf Vorurteil auf einer halben Seite
- Ausführliche Grundlagen für interne Zwecke
- Quellen

Die ausführlichen Grundlagen dienen den Mitarbeitenden des BFE und nicht der Publikation gegenüber der Öffentlichkeit.

Inhaltsverzeichnis

1.	Scheint in der Schweiz genug Sonne für Solarenergie?	7
1.1	Infografiken	7
1.2	Antwort auf einer halben Seite.....	8
1.3	Grundlagen	8
1.4	Quellen.....	16
2.	Sind Photovoltaik-Anlagen nicht zu teuer?	17
2.1	Infografik	17
2.2	Antwort auf einer halben Seite.....	18
2.3	Grundlagen	18
2.4	Quellen.....	25
3.	Kann ich die Energie aus meiner Solaranlage überhaupt selbst nutzen?.....	26
3.1	Infografik	26
3.2	Antwort auf einer halben Seite.....	26
3.3	Grundlagen	27
3.4	Quellen.....	29
4.	Photovoltaik-Anlagen sehen nicht schön aus.....	30
4.1	Infografik	30
4.2	Antwort auf einer halben Seite.....	30
4.3	Grundlagen	30
4.4	Quellen.....	38
5.	Kleine Photovoltaik-Anlagen auf Einfamilienhäusern lohnen sich nicht.	39
5.1	Infografik	39
5.2	Antwort auf einer halben Seite.....	39
5.3	Grundlagen	39
5.4	Quellen.....	40
6.	Photovoltaik ist ineffizient, weil sie einen tiefen Wirkungsgrad hat.	41
6.1	Infografik	41
6.2	Antwort auf einer halben Seite.....	42
6.3	Grundlagen	42
6.4	Quellen.....	45

7.	Photovoltaik verteuert den Strom, vor allem für Industrie und Gewerbe.....	46
7.1	Infografik	46
7.2	Antwort auf einer halben Seite.....	46
7.3	Grundlagen	46
7.4	Quellen.....	51
8.	Die Herstellung einer Photovoltaik-Anlage verbraucht mehr Energie, als sie produziert. ...	52
8.1	Infografik	52
8.2	Antwort auf einer halben Seite.....	52
8.3	Grundlagen	53
8.4	Quellen.....	55
9.	Solarstrom fällt zur falschen Zeit an und belastet damit das Stromnetz.....	56
9.1	Infografik	56
9.2	Antwort auf einer halben Seite.....	56
9.3	Grundlagen	56
9.4	Quellen.....	60
10.	Photovoltaik Module lassen sich kaum recyceln.....	62
10.1	Infografik	62
10.2	Antwort auf einer halben Seite.....	62
10.3	Grundlagen	63
10.4	Quellen.....	67
11.	Solarmodule beinhalten giftige Stoffe, die für Mensch und Umwelt gefährlich sind.	68
11.1	Infografik	68
11.2	Antwort auf einer halben Seite.....	68
11.3	Grundlagen	68
11.4	Quellen.....	70
12.	Photovoltaik braucht Rohstoffe, die bald ausgehen werden.....	71
12.1	Infografik	71
12.2	Antwort auf einer halben Seite.....	71
12.3	Grundlagen	71
12.4	Quellen.....	73

13.	Photovoltaik-Anlagen erhöhen das Risiko von Bränden.	74
13.1	Infografik	74
13.2	Antwort auf einer halben Seite	74
13.3	Grundlagen	74
13.4	Quellen	77
14.	Photovoltaik-Anlagen erzeugen starken Elektrosmog.	78
14.1	Infografik	78
14.2	Antwort auf einer halben Seite	78
14.3	Grundlagen	79
14.4	Quellen	85
15.	Im Sommer heize ich nicht, daher ist Solarwärme nicht sinnvoll.	86
15.1	Infografik	86
15.2	Antwort auf einer halben Seite	86
15.3	Grundlagen	87
15.4	Quellen	92

1. Scheint in der Schweiz genug Sonne für Solarenergie?

Vorurteil – Im Gegensatz zu Südeuropa ist Solarenergie in der Schweiz nicht sinnvoll.
– In der Schweiz scheint gar nicht genug Sonne, um relevant Solarenergie zu nutzen.

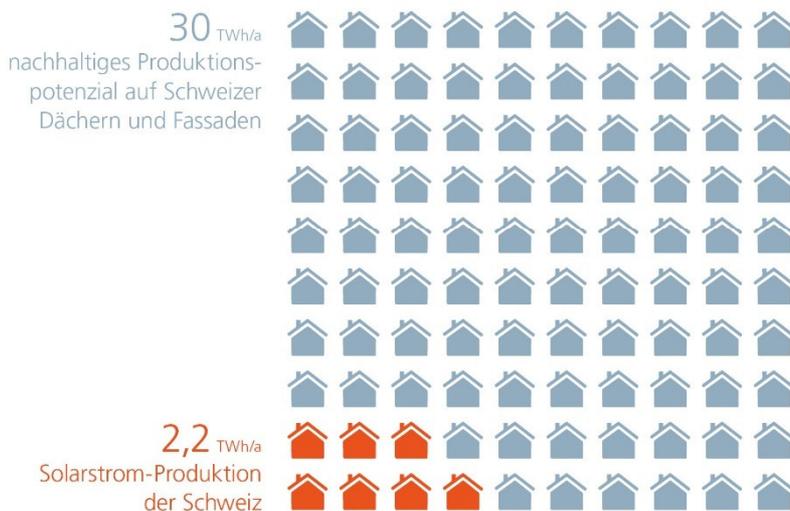
Frage Scheint in der Schweiz genug Sonne für Solarenergie?

Gegenbotschaft Auf die Fläche der Schweiz trifft rund 200 Mal mehr Sonneneinstrahlung als die Schweiz Energie verbraucht. Dieses Potenzial nutzen wir noch kaum: 2019 waren erst auf gut 7% der nachhaltig geeigneten Dach- und Fassadenflächen Photovoltaik-Anlagen installiert.

Antwort in wenigen Zeilen Auf die gesamte Fläche der Schweiz trifft pro Jahr rund 200 Mal mehr Sonneneinstrahlung als Energie in einem Jahr verbraucht wird. Rund 10 Quadratmeter Photovoltaik pro Haushalt würden reichen, um 30% des jährlichen Haushaltstroms zu decken. Dieses Potenzial wird heute noch kaum genutzt: 2019 waren erst auf gut 7% der nachhaltig geeigneten Dach- und Fassadenflächen Photovoltaik-Anlagen installiert.

1.1 Infografiken

DAS POTENZIAL IST NOCH LANGE NICHT AUSGESCHÖPFT



1.2 Antwort auf einer halben Seite

Die jährliche Einstrahlung in der Schweiz variiert je nach Standort zwischen rund 1'050 und 1'550 kWh pro Quadratmeter. Das heisst, auf die gesamte Fläche der Schweiz trifft rund 200 Mal mehr Sonneneinstrahlung als Energie verbraucht wird.

Das Produktionspotenzial auf Dächern und Fassaden ist hoch: Es könnte rund die Hälfte des gesamten Schweizer Stromverbrauchs abdecken. Dieses Potenzial wird noch kaum genutzt: 2019 waren erst auf gut 7% der geeigneten Dach- und Fassadenflächen Photovoltaik-Anlagen installiert. Diese deckten knapp 4% des Stromverbrauchs ab.

Auch bei der Solarwärme wird das Potenzial noch kaum erschlossen. 2019 wurde erst rund 8% des nachhaltigen Produktionspotenzials auf Schweizer Dachflächen genutzt. Diese deckten gut 9% des Energiebedarfs für Warmwasser in Haushalten ab.

Allgemein ist die Einstrahlung in der Schweiz höher als in Dänemark oder England und tiefer als in Spanien, Portugal und Italien. Einige sehr sonnige Standorte wie Sion oder Samedan sind punkto Einstrahlung mit der Toskana oder der Provence vergleichbar.

Die heutige Nutzung der Photovoltaik ist in Europa nicht stark von der jeweiligen Intensität der Sonneneinstrahlung abhängig. Zu den Ländern mit der stärksten Nutzung in Europa gehören sowohl südliche Länder wie Griechenland und Italien als auch Länder mit weniger Einstrahlung wie Deutschland, Belgien oder die Tschechische Republik. Die Schweiz liegt mit rund 290 Watt pro Einwohner leicht über dem Durchschnitt der EU.

1.3 Grundlagen

Globalstrahlung in der Schweiz und in Europa

Die Intensität der Sonnenenergie wird mit der Globalstrahlung gemessen. Da sich das Wetter und damit die Strahlung von Jahr zu Jahr unterscheiden, ist ein langjähriges Mittel aussagekräftiger als ein einzelnes Jahr:

- Die horizontale Einstrahlungssumme liegt gemittelt für die Jahre 1981-2000 in der Schweiz je nach Standort zwischen 1'034 und 1'551 kWh/(m²*a) (MeteoSchweiz 2016).
- Die Strahlung in der Schweiz ist generell höher als in Deutschland und England. Sie ist generell tiefer als in Spanien, Portugal und Italien (siehe Abbildung 1).
- Einige Gebiete der Schweiz erreichen hohe Strahlungswerte. In der Waadt und im Tessin erreicht die Globalstrahlung ähnlich hohe Werte wie im Norden Spaniens. Mit rund 1'400 kWh/(m²*a) sind einzelne Standorte im Wallis und in Graubünden mit Standorten in der Toskana oder der Provence vergleichbar (siehe Abbildung 2).

Yearly sum of Global Horizontal Irradiation (GHI)

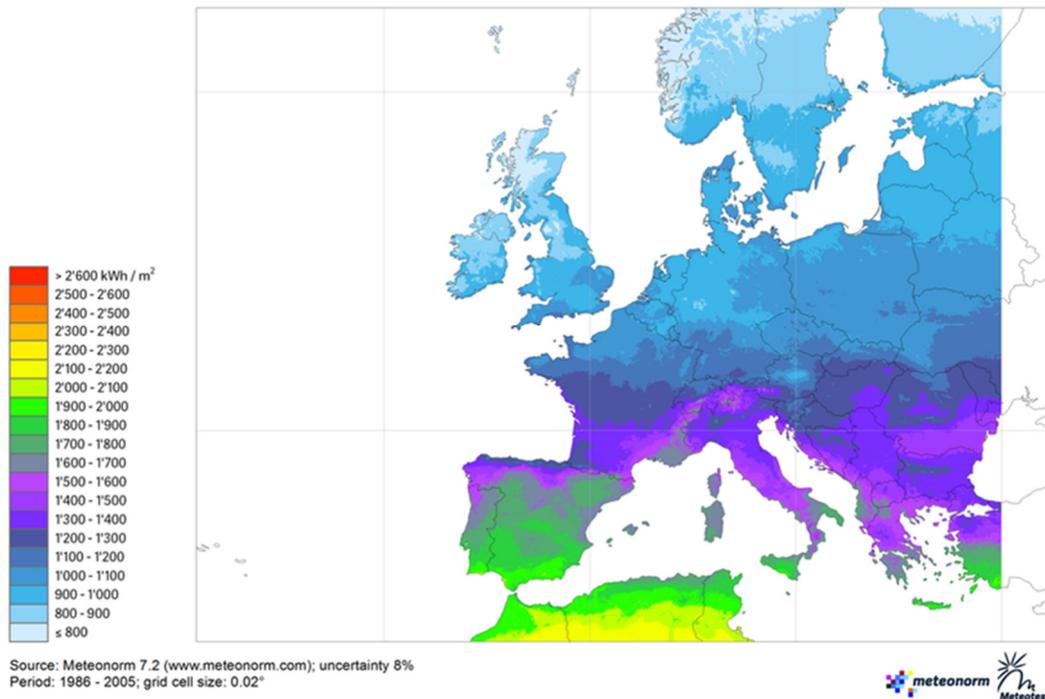


Abbildung 1: Durchschnittliche jährliche, horizontale Einstrahlungssummen in Europa (1986-2005) (Quelle: <https://meteornorm.com/demodaten-karten>).

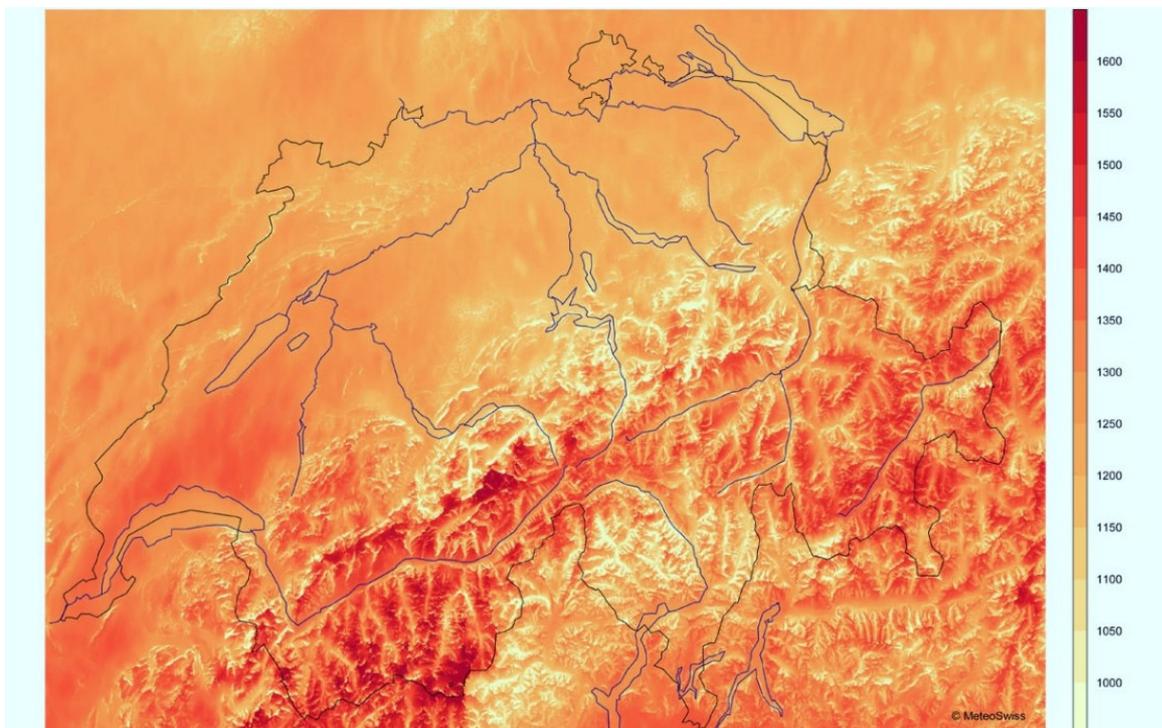


Abbildung 2: Globalstrahlung der Schweiz in kWh pro Quadratmeter und Jahr für 2012, hergeleitet aus Satellitendaten. Die räumliche Auflösung beträgt 25 m (Quelle: Meteoschweiz 2017).

Nutzung Solarenergie in anderen Ländern

Die installierte Leistung Photovoltaik lag 2019 in der Schweiz bei etwa 290 Watt pro Einwohner (BFE 2020a). Im Vergleich zu den EU Ländern liegt die Schweiz damit im vorderen Viertel. Deutschland, Holland, Belgien, Italien und Malta verfügen pro Kopf über mehr installierte Leistung (siehe Abbildung 3, EuroObservER 2020). Im Durchschnitt ist in der EU jedoch nur etwas weniger Photovoltaik installiert als in der Schweiz. Dies liegt daran, dass mit Deutschland und Italien sehr bevölkerungsreiche Länder unter den

Spitzenländern sind und damit den Durchschnitt der EU überdurchschnittlich stark prägen. Global stehen mit hohen Anteilen Solarstrom an der nationalen Stromproduktion Honduras, Japan, Australien und Chile hervor (siehe Abbildung 4).

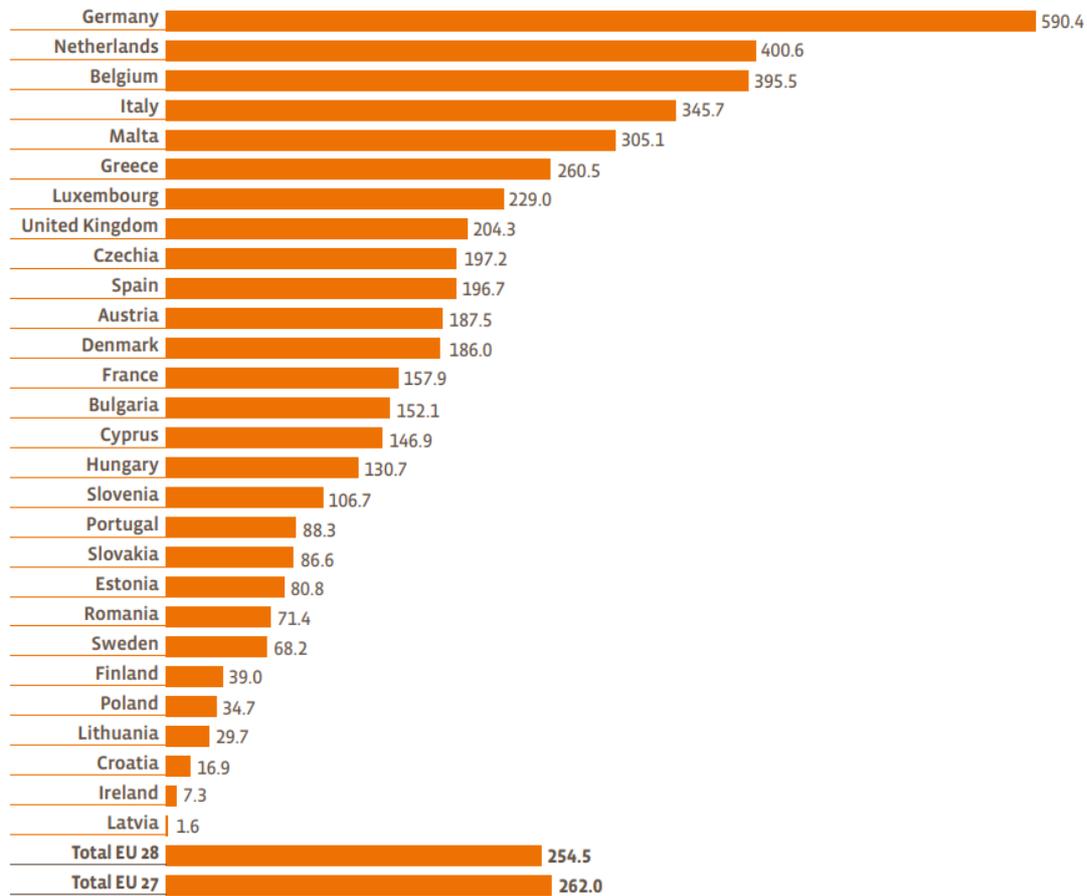


Abbildung 3: Installierte Photovoltaikleistung pro Einwohner in der EU im Jahr 2019 [Watt pro Einwohner] (Quelle: EurOberser-VER 2020: Graph n° 1).

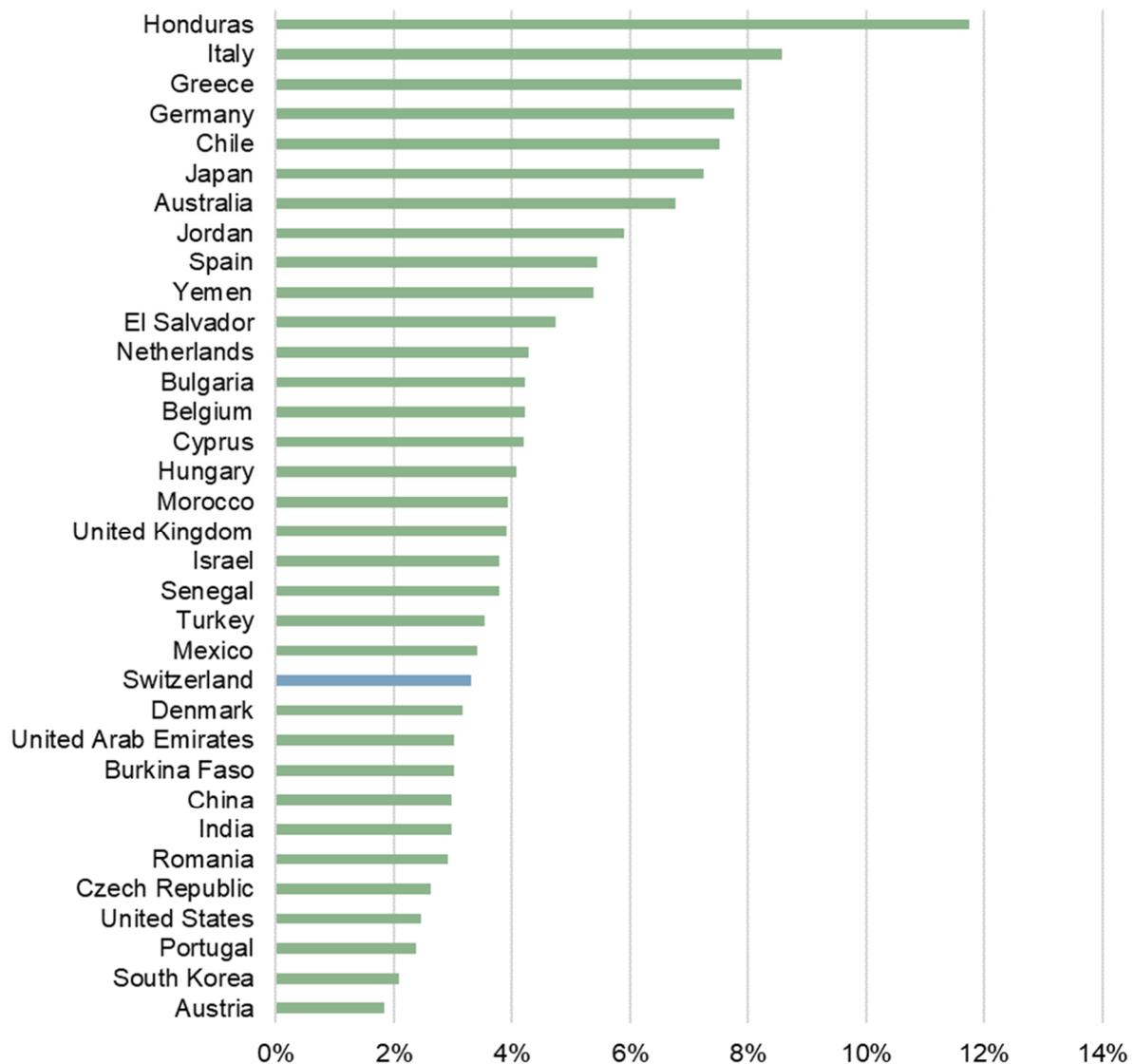


Abbildung 4: Anteil Solarenergie (Photovoltaik und Concentrated Solar Power) an der nationalen Stromproduktion im Jahr 2019, (Quelle: Grafik EBP, Daten von ourworldindata.org).

Bei der Solarwärme ergibt sich ein ähnliches Bild. Hier erstellt die Internationale Energie-Agentur jährlich eine Übersicht aller teilnehmenden Länder (IEA SHC 2020). In diesem internationaleren Vergleich liegt die Schweiz mit 127 kW_{th} pro 1'000 Einwohner auch im vorderen Viertel. Von den EU-Ländern liegen Zypern, Österreich, Griechenland, Dänemark und Deutschland vor der Schweiz (siehe Abbildung 5).

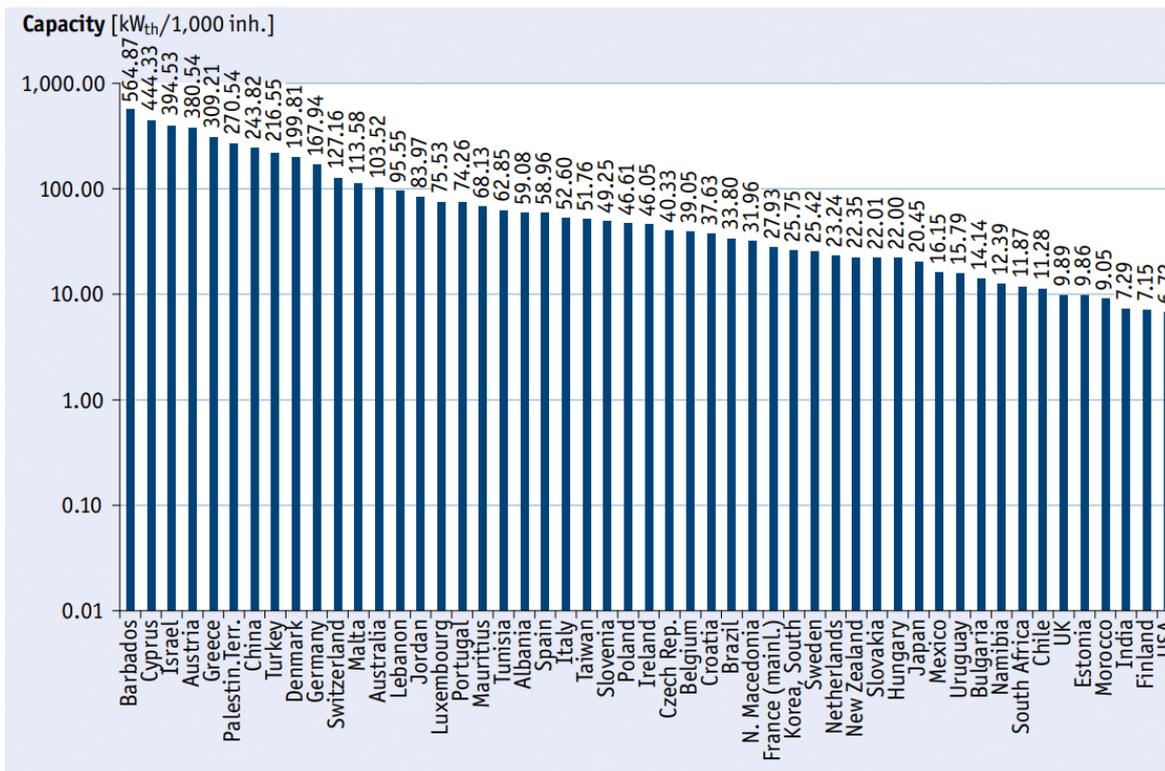


Abbildung 5: Installierte Leistung an Solarwärme nach Land im Jahr 2018 [Kilowatt thermisch pro 1'000 Einwohner], (Quelle: IEA SHC 2020: vorderer Teil der Figure 23Kennwerte und Vergleiche).

Tabelle 1 zeigt diverse Kennwerte zur Strahlung und Nutzung der Solarenergie. Aus diesen lassen sich die folgenden Vergleiche berechnen. Dabei ist zu beachten, dass die Vergleiche auf einer Jahresbilanz der Energiemenge basieren und noch nicht berücksichtigt wird, ob die Energie zeitgleich mit einem passenden Verbrauch anfällt.

- Einstrahlungssumme
 - Auf die Fläche der Schweiz trifft 880 Mal mehr Sonneneinstrahlung als Strom verbraucht wird.
 - Auf die Fläche der Schweiz trifft rund 220 Mal mehr Sonneneinstrahlung als Energie verbraucht wird.
- Photovoltaik
 - In der Schweiz belief sich die Elektrizitätsproduktion aus Photovoltaik im Jahr 2019 auf rund 2'178 GWh (knapp 4% des Stromendverbrauchs der Schweiz).
 - 2019 war gut 7% des nachhaltigen Produktionspotenzials auf Dächern und Fassaden ausgeschöpft.
 - 9 Quadratmeter pro Haushalt würden reichen, um 30% des jährlichen Stromverbrauchs eines Haushalts zu decken. 2019 waren es erst gut 3 Quadratmeter pro Haushalt.
 - Das nachhaltige Produktionspotenzial auf Schweizer Dächern und Fassaden entspricht rund der Hälfte des gesamten Schweizer Stromverbrauchs.
- Solarwärme
 - In der Schweiz wurden 2019 mit Sonnenkollektoren rund 734 GWh Wärme produziert (gut 8% des Warmwasserverbrauchs in Haushalten).
 - 2019 war 9% des nachhaltigen Produktionspotenzials auf Dächern ausgeschöpft.

Indikator	Wert	Quelle
Globalstrahlung Schweiz (gewichteter Durchschnitt)	1'220 kWh/(m ² *Jahr)	Eigene Berechnung aus MeteoSCHWEIZ 2016
Fläche Schweiz	41'285 km ²	ARE 2020
Stromverbrauch der Schweiz 2019	57 TWh/Jahr	BFE 2020b
Endenergieverbrauch der Schweiz 2019	232 TWh/Jahr	BFE 2020c
Stromproduktion Photovoltaik in der Schweiz 2019	2'178 GWh	BFE 2020a
nachhaltiges Potenzial Photovoltaik (Annahme: keine Solarwärme) ¹	Dach: 24.6 TWh Fassade: 5.6 TWh	Meteotest 2017
Ertrag Photovoltaik	1'013 kWh/(kW _p *Jahr) 6 m ² /kW _p	TNC 2017 Expertenschätzung BFE
Stromverbrauch eines Haushalts	5'000 kWh/(Haushalt*Jahr)	BFE 2020b
Anzahl Haushalte in der Schweiz 2019	3'811'306 Haushalte	BFS 2020
Wärmeproduktion Solarwärme in der Schweiz 2019	734 GWh	BFE 2020a
nachhaltiges Potenzial Solarwärme (Annahme: gemeinsam)	Dach: 8.2 TWh Fassade: 2.6 TWh (aber aus methodischen Gründen nicht addierbar mit Dach)	Meteotest 2017

Tabelle 1: Kennwerte zur Strahlung und Nutzung der Solarenergie. ¹Es gibt neuere Potenzialstudien, die allerdings lediglich das technische Potenzial und nicht das nachhaltige Potenzial berechnet haben. Deshalb wird hier auf eine ältere Studie verwiesen (neue Studien siehe zum Bsp. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-74641.html>).

Solarenergie bei Bewölkung

Solarenergieanlagen produzieren nicht nur bei Sonnenschein Energie. Auch bei bewölktem Himmel gelangt (v.a. diffuse) Strahlung auf die Solaranlagen. Je nach Stärke der Bewölkung und der Jahreszeit wird die Produktion mehr oder weniger reduziert. Nur bei stark bewölktem Wetter oder bei dichtem Nebel wird fast keine Solarenergie produziert (siehe Abbildung 6).

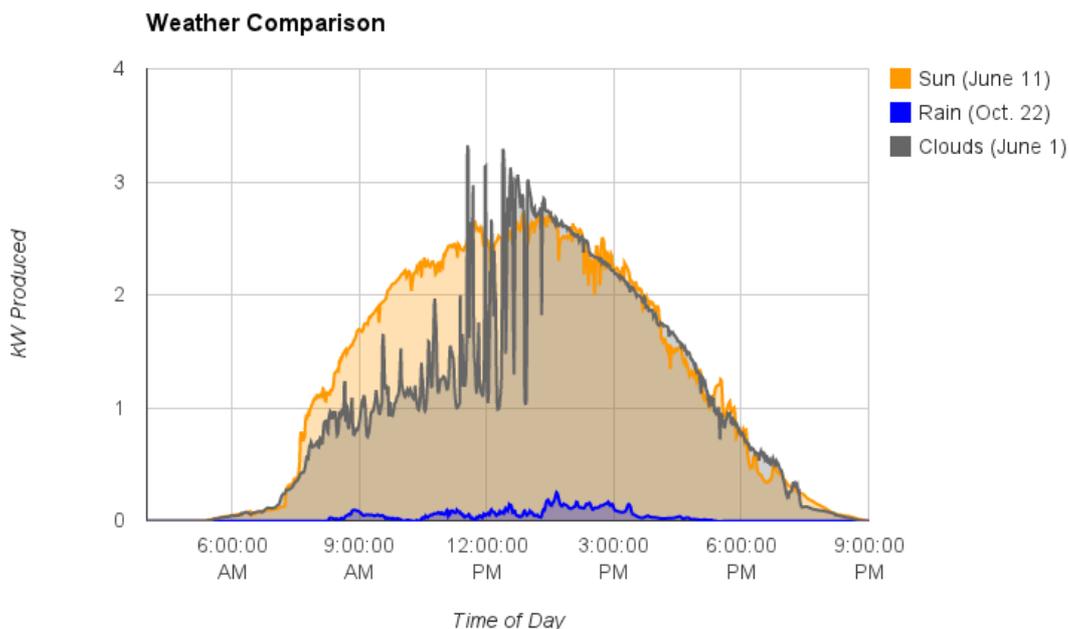


Abbildung 6: Stromerzeugung einer Photovoltaik-Anlage im Laufe eines Tages in Abhängigkeit des Wetters (Quelle: <https://www.davidseater.com/thoughts/2014/10/23/solar-nemesis-rain>).

Solarenergie im Winter

Die Intensität der Solarstrahlung ist im Sommer grösser als im Winter. Somit sind die Erträge im Sommer höher als im Winter. Dabei ist zu beachten, dass die Sommererträge durch die Erwärmung der Module reduziert werden und somit der Ertrag nicht direkt von der Sonnenstrahlung abgeleitet werden kann. Zudem ist der Verlauf des Ertrags über das Jahr stark von der Ausrichtung der Module abhängig. Abbildung 7 zeigt beispielsweise den Ertrag im Jahresverlauf einer Dach- und einer Fassadenanlage auf einem Gebäude in Romanshorn. Die Dachanlage ist auf hohe Erträge ausgerichtet und produziert rund 25% der Erträge im Winterhalbjahr. (Zum Vergleich: Die Laufwasserkraft produziert rund 33% ihrer Erträge im Winterhalbjahr (BFE 2020b)). Die Erträge der Fassadenanlage sind ausgeglichener und von November bis Februar höher als die Dachanlage. Dafür liefert sie 40% weniger Strom als die Dachanlage. Ein ausgeglicheneres Produktionsprofil steht somit einem geringeren Ertrag, höheren grauen Emissionen und höheren Kosten pro kWh gegenüber.

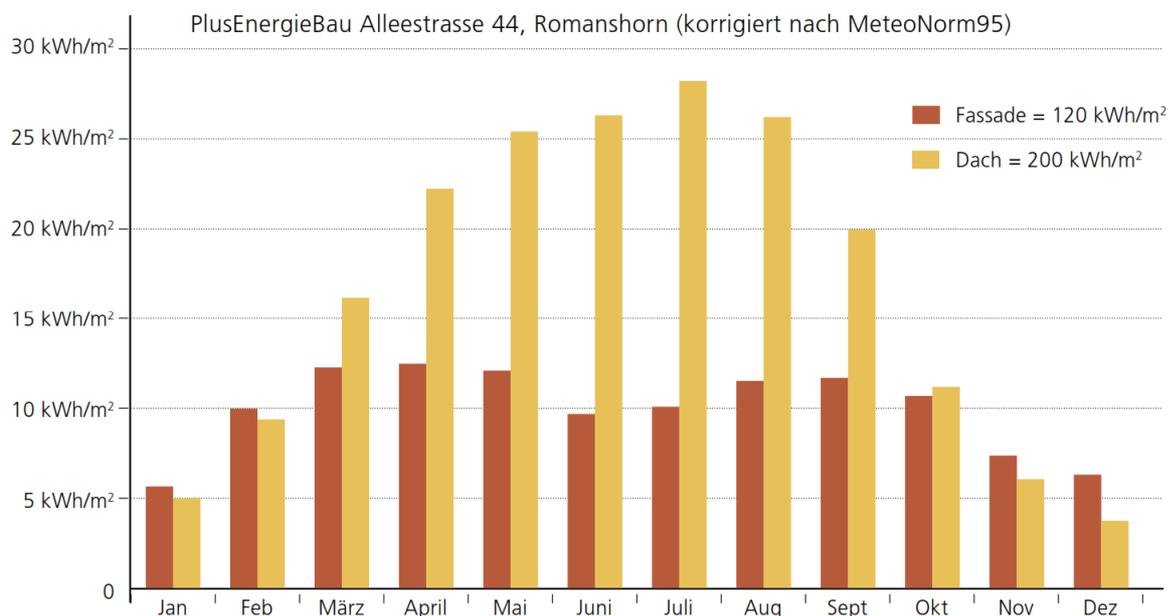


Abbildung 7: Ertragsverlauf der Fassaden- gegenüber der Dachanlage auf einem Plusenergiehaus in Romanshorn (Quelle: BFE 2015).

In einer von EnergieSchweiz in Auftrag gegebenen Studie wurden die Ertragsverläufe für drei hypothetische Photovoltaik-Ausbauszenarien untersucht (Basler & Hofmann 2019). In Tabelle 2 sind für jedes dieser Szenarien der Anteil an im Winter produziertem Strom sowie die Mehrkosten gegenüber dem Szenario «Zubau wie bisher» (ZWB) abgebildet.

- Im ersten Szenario «Zubau wie bisher (ZWB)» wird davon ausgegangen, dass der Zubau von Photovoltaik-Anlagen analog zum bestehenden Photovoltaik-Anlagepark der Schweiz erfolgt. Dabei fallen 26% der Stromproduktion im Winterhalbjahr an.
- Würden wie im Szenario «maximales Winterstrompotenzial (MWP)» Photovoltaik-Anlagen nur auf den für Winterstrom am besten geeigneten Dach- und Fassadeflächen installiert, könnte der Anteil der Winterstromproduktion bis 52% erhöht werden. Allerdings ist dieses Szenario sowohl aus wirtschaftlicher wie auch architektonischer Sicht nicht erstrebenswert, da ausschliesslich Fassaden und moderat bis stark geneigte Dachflächen mit Photovoltaik bestückt würden. Flachdächer würden dagegen nicht mit Photovoltaik belegt. Zudem wird gegenüber dem Szenario ZWB 17% mehr Fläche für Photovoltaik benötigt. Im Szenario «Anreize Winterstrom (AWS)» würde vermehrt auf winteroptimierte Anlagen gesetzt. Bei einer Erhöhung von 0.5 Rp. /kWh der Gestehungskosten könnte der Anteil an Winterstrom auf 36% erhöht werden. Dies käme Mehrkosten von 6% gleich.

Szenario	Anteil Winterstromproduktion	Erhöhung Stromgestehungskosten gegenüber ZWB
Zubau wie bisher (ZWB)	26%	
Maximales Winterstrompotenzial (MWP)	52%	2.2 Rp. /kWh
Anreize Winterstrom (AWS)	36%	0.5 Rp. /kWh

Tabelle 2: Anteil Winterstromproduktion und Erhöhung der Stromgestehungskosten gegenüber dem Szenario ZWB der drei Szenarien ZWB, MWP und AWS (Quelle: Basler Hofmann 2019 & Berechnungen EBP).

In Abbildung 8 sind die Ertragsverläufe der drei Szenarien über das gesamte Jahr dargestellt.

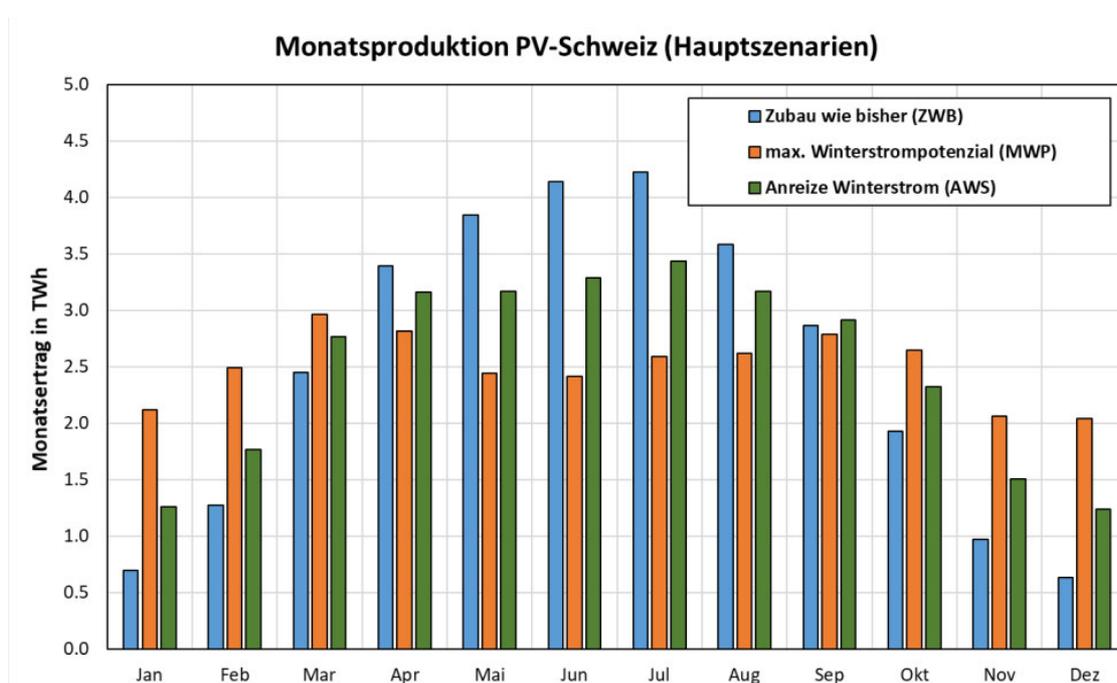


Abbildung 8: Ertragsverläufe nach den Szenarien ZWB, MWP und AWS (Quelle: Basler Hofmann 2019).

1.4 Quellen

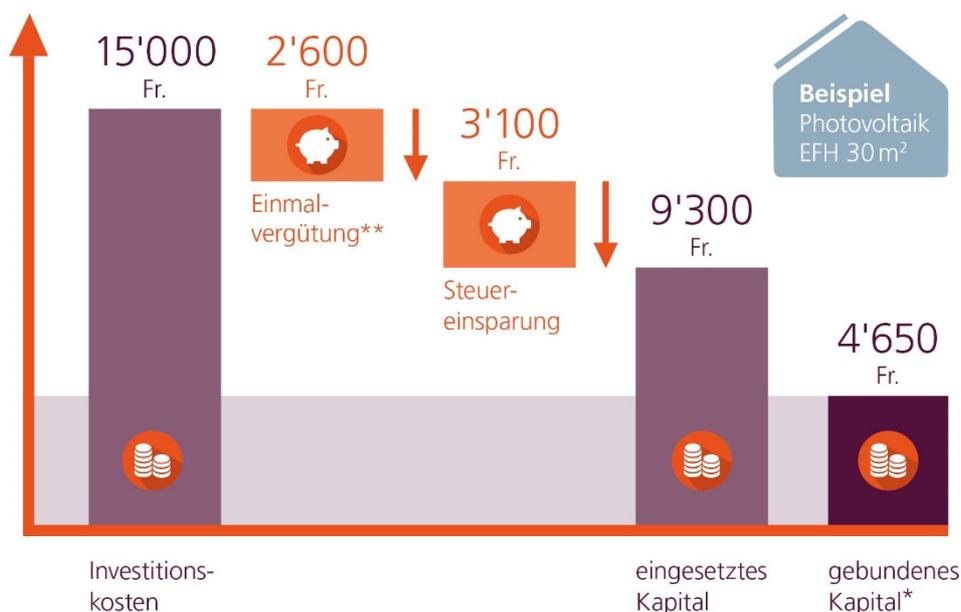
- *Basler Hofmann (2019)*: Studie Winterstrom Schweiz, Was kann die heimische Photovoltaik beitragen. 47 Seiten
- *Bundesamt für Energie BFE (2020a)*: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2020. 85 Seiten.
- *Bundesamt für Energie BFE (2020b)*: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2019. 56 Seiten.
- *Bundesamt für Energie BFE (2020c)*: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2019. 72 Seiten.
- *Bundesamt für Energie BFE (2015)*: Integrale Solararchitektur. Ästhetisch herausragende Bauten als Energieerzeuger. 11 Seiten.
- *Bundesamt für Raumentwicklung ARE (2020)*: <https://www.are.admin.ch/are/de/home/raumentwicklung-und-raumplanung/grundlagen-und-daten/fakten-und-zahlen/flaechennutzung.html> (Auf-ruf: 19.10.2020)
- *Bundesamt für Statistik (BFS 2020)*: Privathaushalte nach Gemeinde und Haushaltsgrösse, 2010-2019. BFS-Nummer: cc-d-01.02.02.03 Statistik der Bevölkerung und der Haushalte, veröffentlicht am 08.10.2020.
- *EurObservER (2020)*: Photovoltaic Barometer April 2020. 8 Seiten.
- *IEA SHC (2020)*: Solar Heat Worldwide: Global Market Development and Trends in 2019. Detailed Market Figures 2015. 90 Seiten.
- *MeteoSchweiz (2016)*: Langjährige Mittelwerte 1981-2000: Globalstrahlung. 2 Seiten.
- *Meteotest (2017)*: Solarpotenzial Schweiz: Solarwärme und PV auf Dächern und Fassaden. Im Auf-trag von Swissolar.
- *TNC (2017)*: Wie gut funktionieren die Schweizer PV-Anlagen: Messdatengestützte Untersuchung von 800 Schweizer PV-Anlagen. Präsentation an der 15. Photovoltaik Tagung in Lausanne.

2. Sind Photovoltaik-Anlagen nicht zu teuer?

Vorurteil	Photovoltaik-Anlagen sind zu teuer.
Frage	Sind Photovoltaik-Anlagen nicht zu teuer für Herr und Frau Schweizer?
Gegenbotschaft	<p>Die Preise für Photovoltaik-Anlagen sind in den letzten 10 Jahren um mehr als 70% gefallen.</p> <p>Eine Photovoltaik-Anlagen kostet viel weniger, als viele Leute denken. Eine Photovoltaik-Anlage von 30 Quadratmetern kostet weniger als 10'000 Franken.</p> <p>Strom aus der eigenen Anlage ist günstiger als Strom aus der Steckdose. / Strom aus der eigenen Anlage kostet nur halb so viel wie der Strom aus der Steckdose.</p>
Antwort in wenigen Zeilen	Photovoltaik-Anlagen kosten weniger, als viele Leute denken. Eine Anlage von rund 30 Quadratmetern (5 kW _p) kostet nach Förderung und Steuerabzügen weniger als 10'000 Franken. Damit kann Strom für unter 10 Rappen pro Kilowattstunde produziert werden, während der Strom aus der Steckdose für einen Schweizer Haushalt im Durchschnitt rund 21 Rp./kWh kostet.

2.1 Infografik

PHOTOVOLTAIK ANLAGEN SIND GÜNSTIGER ALS GEDACHT



* Ø über die Lebensdauer der Anlage
 ** Tarife gültig vom April 2021 bis April 2022

2.2 Antwort auf einer halben Seite

Die Installation von Photovoltaik-Anlagen ist weniger teuer, als viele Leute denken. Eine Anlage von rund 30 Quadratmetern (5 kW_p) auf einem Einfamilienhaus kostet ca. 15'000 Franken. Zieht man die Einmalvergütung des Bundes von 2'600 Franken (hier mit Tarifen 2020-2021 berechnet) sowie Steuerabzüge von rund 3'100 Franken ab, kostet die Anlage nur noch 9'300 Franken.

Die Herstellungskosten für den selbst produzierten Strom liegen bei rund 13 Rp./kWh. Nach Abzug der Förderung und der Steuerersparnis sind es 9.6 Rp./kWh. Das ist deutlich weniger als Haushalte für den Strom aus der Steckdose bezahlen. Ein Schweizer Haushalt zahlt im Durchschnitt 21 Rp./kWh. Somit lohnt es sich, den selbst produzierten Solarstrom direkt selbst zu verbrauchen (Eigenverbrauch).

Die Überschussproduktion, die nicht direkt im Haus gebraucht werden kann, wird ins Stromnetz abgegeben. Dafür erhält man eine Vergütung, den sogenannten Einspeisetarif.

Bei heute durchschnittlichen Strompreisen und Einspeisetarifen der Stromversorger kann man mit einer solchen Anlage Renditen von knapp 5% auf das durchschnittlich gebundene Kapital erzielen. Das gebundene Kapital ist im genannten Beispiel nur 4'650 Fr., also viel weniger, als die Anlage kostet. Das liegt daran, dass jährlich Erträge zurückfliessen und damit dieses Kapital nicht mehr gebunden ist. Dabei ist zu beachten, dass die Rendite stark von den Strom- und Einspeisetarifen abhängt. Wer in seiner Region viel für den Strom zahlt und einen hohen Tarif für die Einspeisung von Solarstrom erhält, kann höhere Rendite erzielen. Wer umgekehrt wenig zahlt und auch wenig erhält, erzielt tiefere Renditen.

Auf dem <https://www.energieschweiz.ch/tools/solarrechner/> können Interessierte die Rendite einer Anlage auf ihrem Dach berechnen. Dafür braucht es den Stromtarif, der sich auf Stromrechnung ablesen lässt und den Einspeisetarif, der beim Stromversorger oder auf der Website www.pvtarif.ch zu finden ist.

2.3 Grundlagen

Investitionskosten und ihre Entwicklung

Die Informationen sind primär an private Gebäudeeigentümer gerichtet.

Die durchschnittliche Leistung von Photovoltaik-Anlagen lag 2019 für Einfamilienhäuser (EFH) bei 9 kW und für Mehrfamilienhäuser (MFH) bei 22 kW (BFE 2020a). Die Photovoltaik Preis-Umfrage für das Jahr 2020 ergab folgende Resultate:

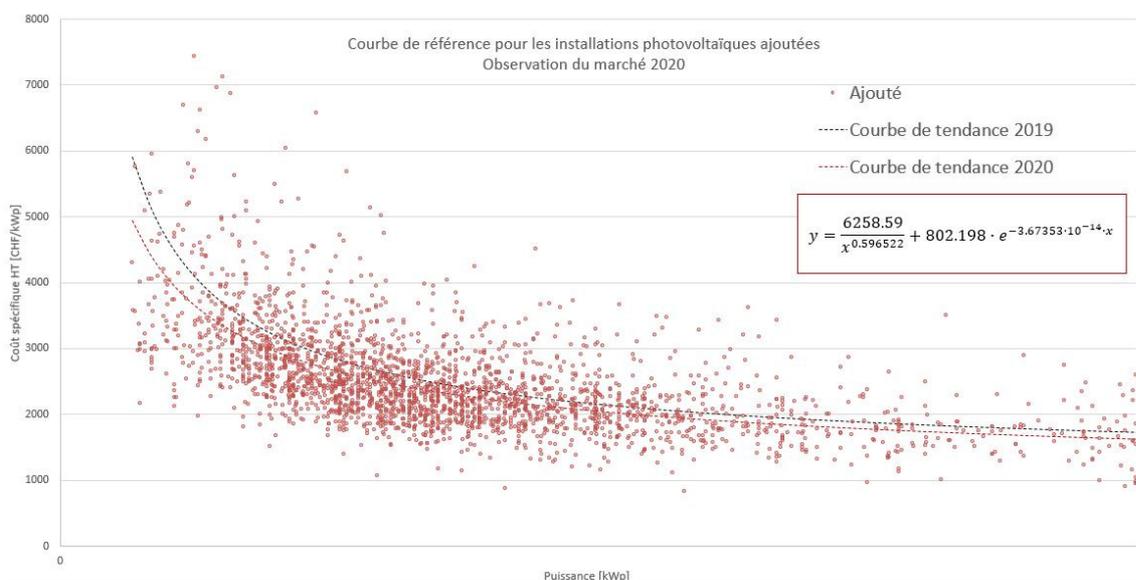


Abbildung 9: Preis pro kW_p vs. installierte Leistung der Anlage in kW_p (Quelle: BFE 2021).

Der Median lag für Anlagen unter 10 kW_p bei rund 2'700 Fr./kW_p und bei 2'070 Fr./kW_p für Anlagen zwischen 10 und 30 kW_p (BFE 2021). Die Werte sind exkl. Mehrwertsteuer. Wie die Abbildung 9 zeigt, variieren die Preise stark, nach oben wie nach unten.

Der Solarrechner des BFE beinhaltet auch Standardpreise. In Tabelle 3 werden die Preise von Photovoltaik-Anlagen gemäss Marktbeobachtung mit jenen des Solarrechners verglichen.

Anlage	BFE Marktbeobachtung 2020 (BFE 2021)	Solarrechner BFE (Juli 2021)
EFH 5 kW _p	15'283	15'120
EFH 9 kW _p	27'509	22'340
MFH 22 kW _p	48'9750	40'080
MFH 29 kW _p	64'559	47'970

Tabelle 3: Kosten für Photovoltaik-Anlagen in Franken inkl. MWSt. auf Einfamilien-(EFH) und Mehrfamilienhäusern (MFH) verschiedener Grössen gemäss Solarrechner des BFE und von der Marktbeobachtung des BFE abgeleitet

Die Preise für Photovoltaik sind in den letzten zehn Jahren sehr stark gesunken. Die durchschnittlichen Kosten für ein Kilowatt Peak-Leistung einer Photovoltaik-Anlage lagen im Jahr 2009 über alle neuen Anlagen hinweg bei etwas mehr als 8'000 Fr. Bis ins Jahr 2015 sank der Preis auf durchschnittlich rund 2'500 Franken pro kW_p (siehe Abbildung 10). So haben sich die durchschnittlichen spezifischen Kosten von 2009 bis 2015 um über 70% reduziert. Seit 2015 sinken die Preise dagegen nicht mehr und bleiben konstant bei rund 2'500 Fr./kW_p (EZS 2016, BFE 2019, BFE 2020b). Nur im Jahr 2020 ist erneut eine leichte Reduktion erkennbar (BFE 2021). Werden statt den durchschnittlichen Kosten pro Anlage (=durchschnittliche spezifische Kosten) die Kosten aller Anlagen pro totale installierte Leistung (=durchschnittliche Kosten pro kWh) betrachtet, sieht das Bild bezüglich Entwicklung und Höhe der Kosten pro kW_p relativ ähnlich aus (PhotovoltaikZentrum 2014, ESZ 2016, BFE 2019, BFE 2020b, BFE 2021).

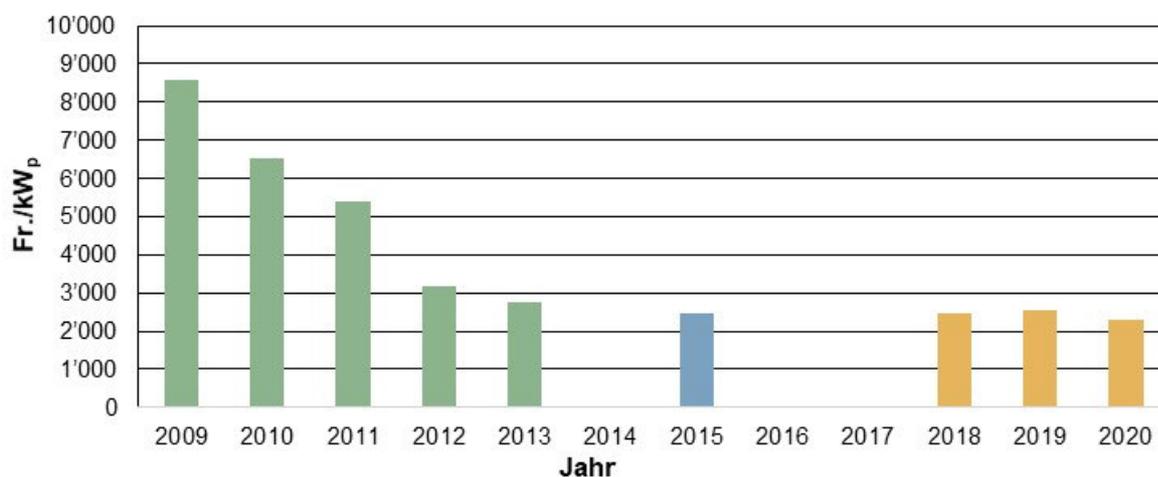


Abbildung 10: Entwicklung der durchschnittlichen spezifischen Kosten für Photovoltaik-Anlagen. (Quelle Grüne Balken: PhotovoltaikZentrum 2014, Blauer Balken: EZS 2016, Orange Balken: Berechnungen EBP auf Basis von BFE 2019, BFE 2020b und BFE 2021).

Ähnlich sieht die Preisentwicklung bei kleinen Photovoltaik-Anlagen unter 30 kW_p aus (Abbildung 11): Nach einem starken Rückgang vor 2015 steigen die Preise zwischen 2015 und 2019 in der Tendenz sogar leicht (ESZ 2016, BFE 2019, BFE 2020b). Dieser Anstieg könnte jedoch auf verschiedene Unterschiede im Design der Studien zurückzuführen sein, sodass unklar ist, ob ein tatsächlicher Preisanstieg beobachtbar ist. Für das Jahr 2020 ist erneut eine Reduktion der Kosten feststellbar (BFE 2021).

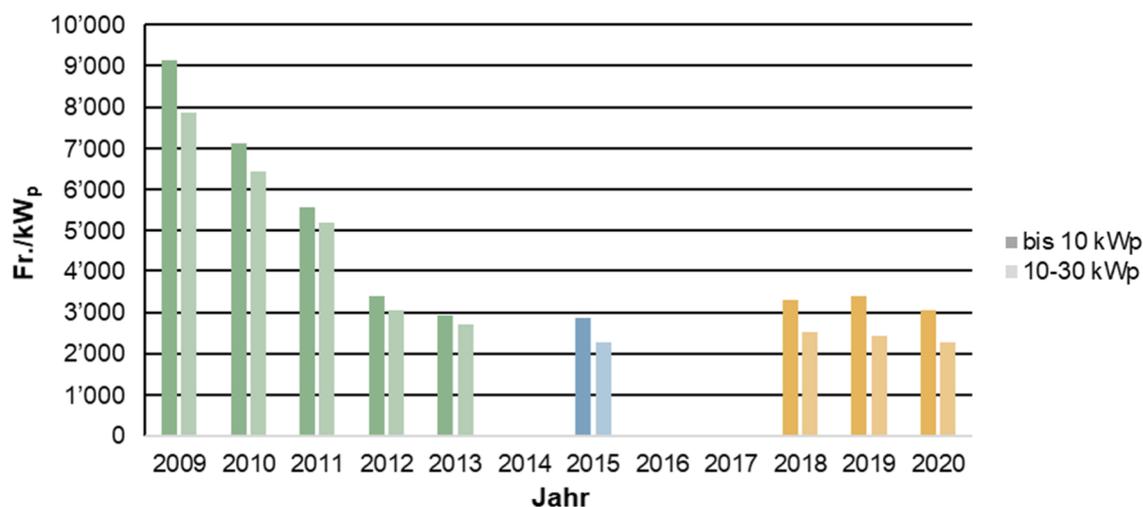


Abbildung 11: Entwicklung der durchschnittlichen spezifischen Kosten für kleine Photovoltaik-Anlagen mit <10 kW_p und 10-30 kW_p. (Quelle Grüne Balken: Berechnungen EBP auf Basis PhotovoltaikZentrum 2014, Blauer Balken: Berechnungen EBP auf Basis EZS 2016, Orange Balken: BFE 2019, BFE 2020b, BFE 2021).

Steuerabzüge für Private

Direkte Bundessteuer: Bei Liegenschaften im Privatvermögen können Privatpersonen grundsätzlich Unterhaltskosten von der direkten Bundessteuer abziehen, wertvermehrnde Investitionen jedoch nicht. Eine Ausnahme bilden wertvermehrnde Investitionen, die zur rationellen Energieverwendung oder zur Nutzung erneuerbarer Energien beitragen. Diese dürfen abgezogen werden, obwohl sie den Wert des Gebäudes vermehren. Zu solchen Investitionen gehören unter anderem der Einsatz von erneuerbaren Energien wie Solarwärme oder Photovoltaik. Ist ein Teil der Kosten subventioniert, kann dieser Teil der Kosten nicht abgezogen werden. (Bundesgesetz über die direkte Bundessteuer Art. 32 Abs. 2; Liegenschaftskostenverordnung Art. 1; Verordnung über die Massnahmen zur rationellen Energieverwendung und zur Nutzung erneuerbarer Energien Art. 1 Abs. a. al. 4).

Kantonale Steuer: Gemäss Bundesgesetz über die Harmonisierung der direkten Steuern der Kantone und Gemeinden (StHG) Art. 9 al. 3 können die Kantone solche Abzüge auch vorsehen. Die Kantone haben dies unterschiedlich geregelt. In den meisten Kantonen gelten dieselben Regeln wie bei der direkten Bundessteuer. Informationen dazu findet man in der Wegleitung der Steuererklärung oder beim kantonalen Steueramt. Im Jahr 2020 gab es nur im Kanton Luzern keine Abzugsmöglichkeit für Photovoltaik oder Solarwärme.

Einmalvergütung

Der Bund fördert Photovoltaik-Anlagen aktuell über einmalige Investitionsbeiträge (Einmalvergütungen). Für neue Anlagen sind Einmalvergütungen von höchstens 30 Prozent der Investitionskosten einer Referenzanlage (EnG Art. 25) vorgesehen. Tabelle 4 zeigt die Vergütungsansätze für verschiedene Kategorien von Photovoltaik-Anlagen. Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW erhalten nach Inbetriebnahme die «Einmalvergütung für kleine Anlagen» (KLEIV). Grosse Anlagen ab einer Leistung von 100 kW_p werden mit der «Einmalvergütung für grosse Anlagen» (GREIV) gefördert. Im Gegensatz zur KLEIV kann die Zusage für Fördergelder der GREIV schon vor der Realisierung der Anlage erfolgen. Die GREIV löst zudem das System der Einspeisevergütung ab, mit dem grossen Photovoltaik-Anlagen (>100 kW) gefördert wurden. Im November 2020 wurde das letzte Kontingent an Gelder für das Einspeisevergütungssystem (EVS) gesprochen. Für neu geplante Photovoltaik-Anlagen hat das EVS demnach keine Bedeutung mehr.

Kategorie	Leistung	Grundbeitrag [in Fr.]	Leistungsbeitrag [in Fr./kW _p]
angebaut/freistehend	< 30 kW	700	380
	> 30 kW	700	290
Integriert	< 30 Kw	770	420
	30 -100 kW	770	320

Tabelle 4: Einmalvergütung für Photovoltaik-Anlagen ab April 2021 (Quelle: EnFV, Anhang 2.1 Art. 2.1).

Rentabilität Schweiz

Die Rentabilität einer Anlage ist von zahlreichen Faktoren abhängig, die sich je nach Gebäude und Gemeinde unterscheiden. Die Rentabilität ist höher

- je günstiger die Anlage und die Betriebskosten sind,
- je höher der Anteil Eigenverbrauch ist,
- je höher der Einspeisetarif ist (also der Tarif, den der Energieversorger für eingespeisten Photovoltaik Strom zahlt),
- je höher der Stromtarif ist (also der Tarif, den die Gebäudebewohner für den gelieferten Strom bezahlen bzw. durch den Eigenverbrauch einsparen),
- je länger die Photovoltaik-Anlage betrieben wird,
- je höhere Einstrahlung die Anlage hat,
- je höher der Wirkungsgrad der Anlage ist,
- je höher das steuerbare Einkommen des Haushalts ist, und
- je höher der Grenzsteuersatz im jeweiligen Kanton ist.

Dies illustrieren folgende Rendite-Rechnungen, zu einer 5 kW_p Anlage auf einem Einfamilienhaus. Sie stellen die Rendite auf das durchschnittlich gebundene Gesamtkapital dar und sind in Abbildung 12 und Abbildung 13 dargestellt.

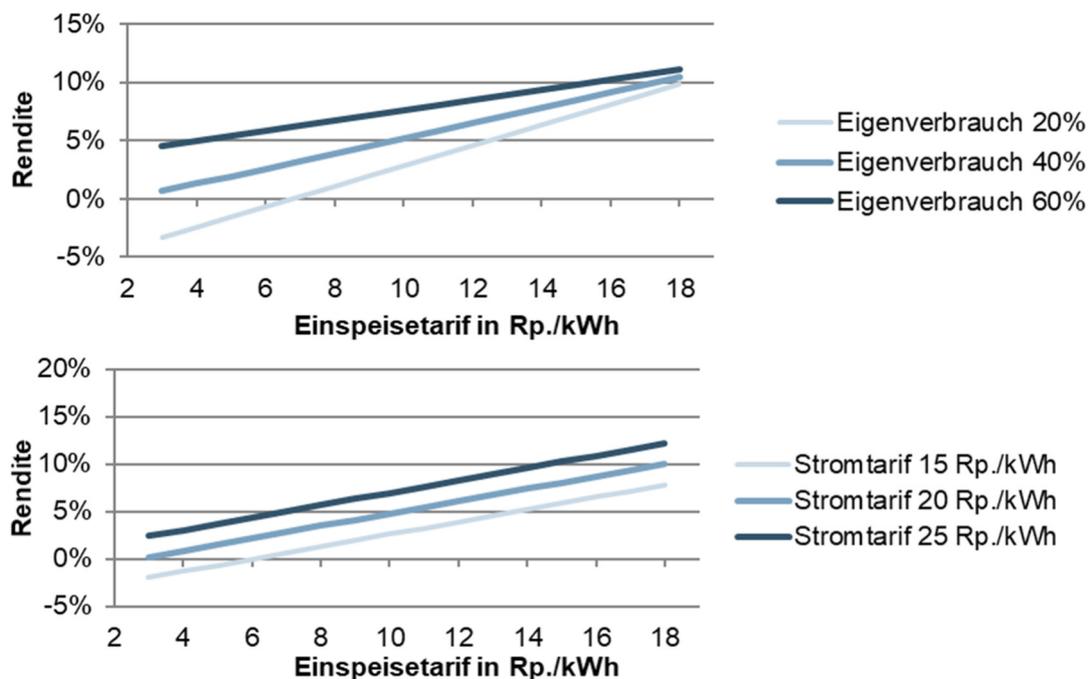


Abbildung 12: Rendite einer 5 kW_p Anlage auf das durchschnittlich gebundene Gesamtkapital mit Einmalvergütung. Investitionen: 15'000 Fr., Stromtarif oben: 21 Rp./kWh, Eigenverbrauch unten: 40%. (Quelle: Berechnungen EBP).

Die Annahmen wurden vom BFE Solarrechner übernommen oder wurden möglichst nahe am Schweizer Durchschnitt gewählt:

- 5 kW_p Anlage, die 30 Jahre lang lebt
- Investition von 15'000 Fr., Einmalvergütung von 2'600 Franken und Betriebskosten von 5'300 Franken
- selbst bewohntes Einfamilienhaus mit 3 Personen und einem steuerbaren Einkommen von 100'000 Franken bei einem Grenzsteuersatz von 25%.
- Stromtarif in der oberen Abbildung variabel, unten 21 Rp./kWh
- Eigenverbrauch in der oberen Abbildung 40%, unten variabel

Die ausgewiesene Rendite bezieht sich auf das durchschnittliche Gesamtkapital. Dieses ist im Beispiel nur knapp 4'650 Franken (Investition von 15'000 Franken minus Einmalvergütung minus Steuereinsparung ergibt 9'300 Franken. Da durch den Einspeisetarif jährlich Erträge realisiert werden, sind im Durchschnitt über die 30 Jahre aber weniger Mittel gebunden.)

Die Rechnungen zeigen, dass die Rendite am stärksten vom Einspeisetarif abhängt. Im Durchschnittsszenario für eine 5kW_p Anlage mit 40% Eigenverbrauch, Stromtarif 21 Rp./kWh und Einspeisetarif 9.1 Rp./kWh liegt die Rendite bei 4.6%. Erschwerend ist, dass die Einspeisetarife teilweise jährlich geändert werden und somit vom heutigen Einspeisetarif kaum auf den durchschnittlichen Tarif der nächsten 30 Jahre geschlossen werden kann. So ist der durchschnittliche Tarif von 2019 auf 2020 von 8.8 Rp./kWh auf 9.1 Rp./kWh gestiegen (VESE 2020). Den tiefsten Tarif der 30 grössten Stromversorger zahlten Anfang 2020 die St.Gallisch-Appenzellische Kraftwerke mit gut 6 Rp./kWh (VESE 2020). Damit würde die Rendite bei rund 2% % liegen. Bei solch tiefen Einspeisetarifen spielt der Anteil Eigenverbrauch eine wichtige Rolle. Ohne die Einmalvergütung verschlechtert sich die Rendite relevant, sie bleibt beim Durchschnittsszenario noch bei 2.7%. Müssen die Einkommen aus dem Einspeisetarif besteuert werden, kommt dies einer Reduktion der Einnahmen gleich was die Rentabilität vermindert (BFE 2020c).

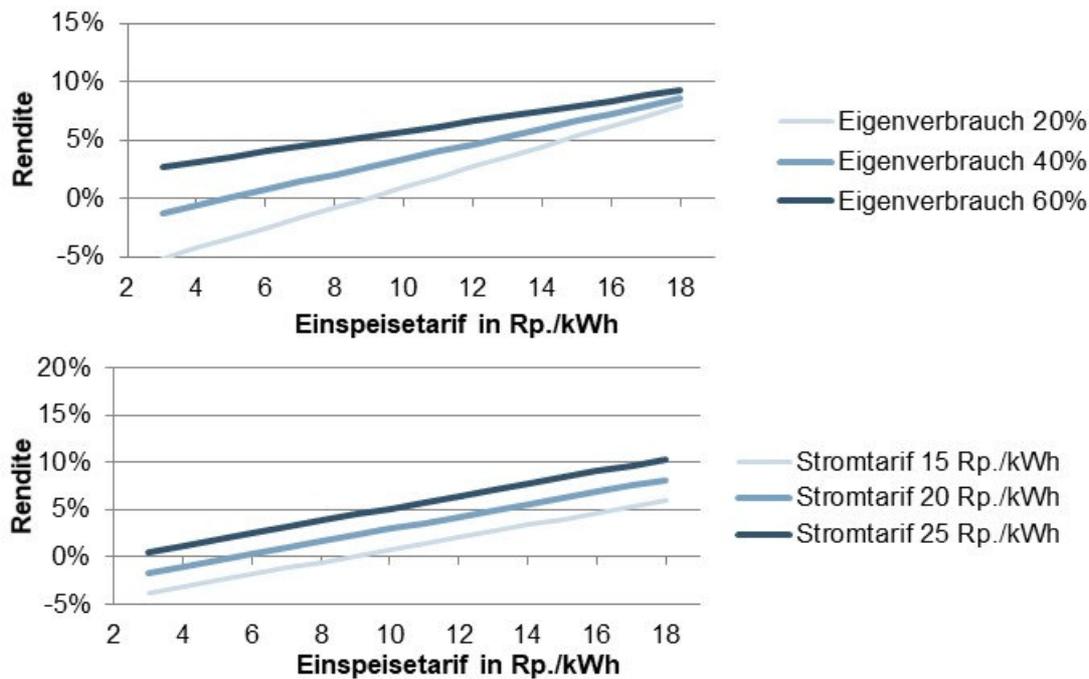


Abbildung 13: Rendite einer 5 kW_p Anlage auf das durchschnittlich gebundene Gesamtkapital **ohne** Einmalvergütung. Investitionen: 15'000 Fr., Stromtarif oben: 21 Rp./kWh, Eigenverbrauch unten: 40%. (Quelle: Berechnungen EBP).

Eine 9 kW_p Anlage erzielt ähnlich hohe Renditen, trotz eines deutlich kleineren erzielbaren Eigenverbrauchsanteils. Dies liegt an den tieferen Kosten der Photovoltaik-Anlage pro kW_p Leistung. Mit den sonst selben Annahmen wie bei der kleineren Anlage, aber einem tieferen Eigenverbrauchsanteil von 20% statt 40% kann ebenfalls eine Rendite von 4.8% erzielt werden.

Stromgestehungskosten und Vergleich mit anderen Technologien im Ausland

Stromgestehungskosten werden berechnet, um unterschiedliche Energieerzeugungsanlagen miteinander vergleichen zu können. Dabei gibt es unterschiedliche Methoden mit unterschiedlichen Systemgrenzen. Bei einem Vergleich ist es wichtig, dass für alle Anlagen die gleiche Berechnungsmethode eingesetzt wurde.

Eine sehr simple Berechnung ist die Division aller Aufwände durch die produzierten Kilowattstunden und die Lebensdauer. Das oben gerechnete Beispiel einer 5kW_p Anlage ergibt mit dieser Methode (30 Jahre Lebensdauer) Produktionskosten von 13.4 Rp./kWh. Zinskosten für das Kapital müssten hier noch hinzugezählt werden.

Bei Vergleichen wird typischerweise die Kapitalwertmethode verwendet, bei der die Aufwendung für Investition und die Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben während der Laufzeit der Anlage durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt berechnet werden. Dazu werden die Barwerte aller Ausgaben durch die Barwerte der Stromerzeugung geteilt (Fraunhofer ISE, 2018).

In Deutschland wurden die Stromgestehungskosten für verschiedene Technologien für das Jahr 2018 berechnet. Wie Abbildung 14 zeigt, sind grosse Photovoltaikanlagen und Wind onshore in Deutschland konkurrenzfähig mit Braunkohle und billiger als Steinkohle und GuD (effizientes Gaskraftwerk mit Gas und Dampfturbine). Kleine Dach-Anlagen liegen zwischen den günstigen Energietechnologien (grosse Photovoltaik, Wind onshore & konventionelle Kraftwerke,) und den teureren wie Wind offshore und Biogas.

Stand: März 2018

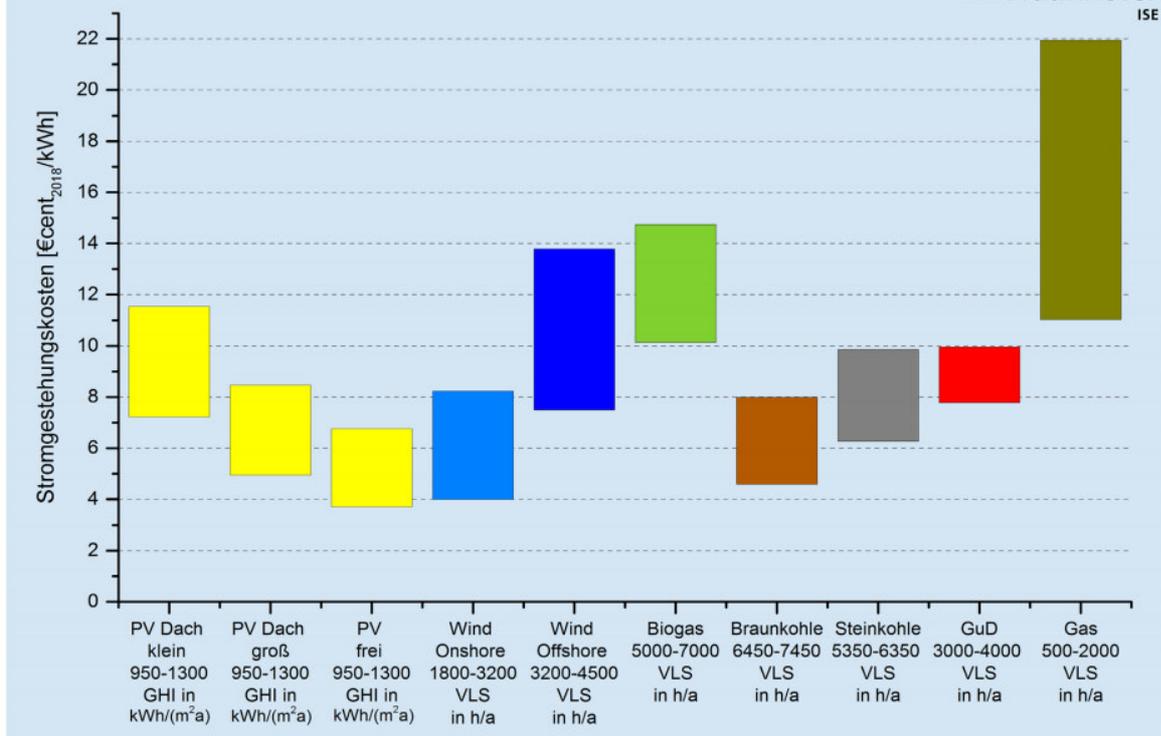


Abbildung 14: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke an Standorten in Deutschland im Jahr 2018. Der Wert unter der Technologie bezieht sich bei Photovoltaik auf die solare Einstrahlung in kWh/(m²a), bei den anderen Technologien gibt sie die Volllaststundenanzahl der Anlage pro Jahr an. Spezifische Investitionen sind mit einem minimalen und einem maximalen Wert je Technologie berücksichtigt (Quelle: Fraunhofer ISE, 2018).

In Deutschland wird der Ausbau von Photovoltaik Freiflächenanlagen ausgeschrieben. Die Zuschlagswerte sind ein starker Indikator für die tiefsten Stromgestehungskosten für Freiflächen Photovoltaik in Deutschland. Beim Gebotstermin von im Februar 2020 lag der durchschnittliche Zuschlagswert bei 5,01 ct/kWh. Im April 2015 lag er noch bei 9,17 ct/kWh (Bundesnetzagentur 2020).

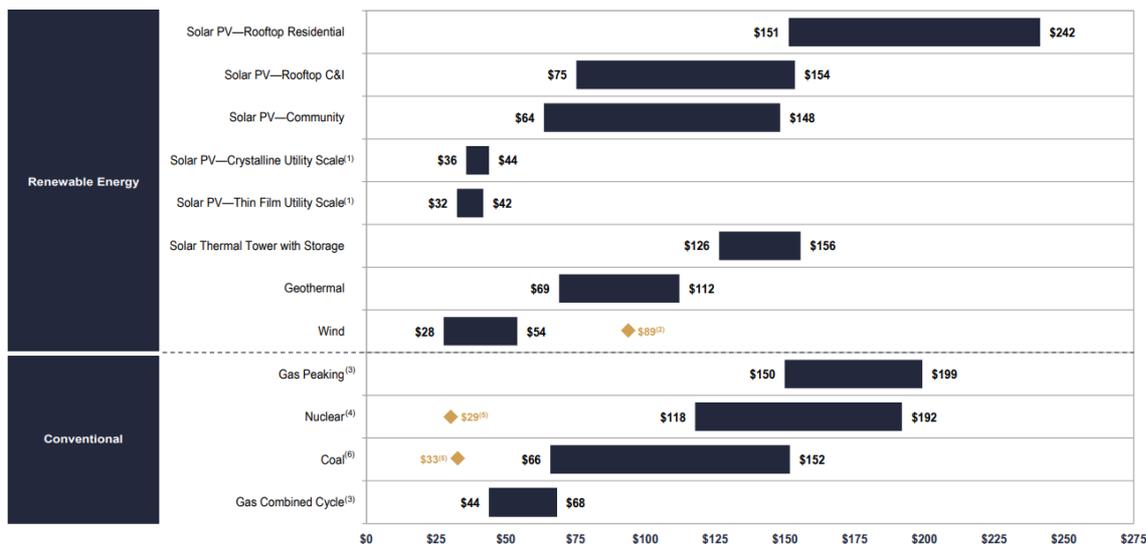


Abbildung 15: Durchschnittliche Stromgestehungskosten verschiedener Technologien auf der Basis der Kapitalwertmethode (Quelle: Lazard 2019).

Analysen für die USA zeigen, dass grosse (Freiflächen) Anlagen von über 1 MW (C&I / community) tiefere Stromgestehungskosten haben als alle dargestellten konventionellen Methoden (Abbildung 15). Kleine Dachanlagen auf Wohnhäusern schneiden in den USA jedoch im Vergleich zu den meisten anderen Technologien sehr teuer ab.

2.4 Quellen

- *Bundesamt für Energie BFE (2021)*: Observation du marché photovoltaïque 2020. Ausgearbeitet durch Planair SA. 47 Seiten.
- *Bundesamt für Energie BFE (2020a)*: Markterhebung Sonnenenergie 2019. Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien. Ausgearbeitet durch Swissolar. 25 Seiten.
- *Bundesamt für Energie BFE (2020b)*: Observation du marché photovoltaïque 2019. Ausgearbeitet durch Planair SA. 50 Seiten.
- *Bundesamt für Energie BFE (2020c)*: Besteuerung von Solarstrom-Anlagen. Ausgearbeitet durch VESE und RUSSI & PARTNER AG. 36 Seiten.
- *Bundesamt für Energie BFE (2019)*: Observation du marché photovoltaïque 2018. Ausgearbeitet durch Planair SA. 20 Seiten.
- *Bundesnetzagentur (2020)*: Ausschreibungen 2020. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html (aufgerufen 26.10.2020).
- *Fraunhofer ISE (2018)*: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Studie März 2018. 44 Seiten.
- *IRENA (2017)*, Renewable Energy Auctions: Analysing 2016. IRENA, Abu Dhabi.
- *Kanton Graubünden (2020)*: Teilrevision des kantonalen Energiegesetzes ab 1. Januar 2021 in Kraft. Pressemitteilung vom 27. Oktober 2020
- *Lazard (2019)*: Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 13.0.
- *PhotovoltaikZentrum (2014)*. Preise von schlüsselfertigen Solarstromanlagen in der Schweiz. 4. Auflage. 23 Seiten.
- *TNC (2017)*: Wie gut funktionieren die Schweizer PV-Anlagen: Messdatengestützte Untersuchung von 800 Schweizer PV-Anlagen. Präsentation an der 15. Photovoltaik Tagung in Lausanne.
- *Verband unabhängiger Energieerzeuger VESE (2020)*: Pressemitteilung vom 23. Januar 2020 zu den Einspeisevergütungen für PV-Anlagen. 4 Seiten.

3. Kann ich die Energie aus meiner Solaranlage überhaupt selbst nutzen?

Vorurteil	Wer tagsüber nicht zu Hause ist, kann den Strom seiner Solaranlage nicht selbst nutzen
Frage	Kann ich den Strom aus meiner Solaranlage überhaupt selbst nutzen? Schliesslich scheint die Sonne tagsüber, wenn ich gar nicht zu Hause bin.
Gegenbotschaft	Einen Drittel des eigenen Solarstroms kann im Normalfall jeder selbst nutzen, auch wenn er kaum zu Hause ist.
Antwort in wenigen Zeilen	Photovoltaik-Anlagen produzieren tagsüber Strom, insbesondere zur Mittagszeit. Auch wenn tagsüber niemand zuhause ist, gibt es einige Stromwendungen wie Kühlschränke, Gefrierfächer oder Steuerungen, die kontinuierlich Strom verbrauchen und den Strom aus der Photovoltaik-Anlage nutzen können. Andere Geräte wie Kochherde, Kaffeemaschinen oder Fernseher werden eher morgens und abends gebraucht. Je nach Jahreszeit können auch diese Verbräuche von der Photovoltaik gedeckt werden. Wer schliesslich grössere Verbraucher im Haushalt hat (Wärmepumpe, Warmwasserboiler, Elektrofahrzeug) und diese entsprechend steuert, kann einen noch grösseren Anteil des produzierten Stroms selbst nutzen.

3.1 Infografik

[keine Infografik]

3.2 Antwort auf einer halben Seite

Photovoltaik-Anlagen produzieren hauptsächlich tagsüber Strom, insbesondere zur Mittagszeit. Auch wenn tagsüber niemand zuhause ist, gibt es einige Geräte wie Kühlschränke, Gefrierfächer oder Steuerungen, die kontinuierlich Strom verbrauchen.

Weitere laufende Verbraucher können Geräte im Stand-by-Modus sein wie Fernseher, Stereoanlagen, Router, Kaffeemaschinen oder Kopiergeräte. Dieser Strombedarf kann durch die Photovoltaik-Anlage gedeckt werden.

Grosse Stromverbraucher wie Kochherd, Backöfen und Küchengeräte oder IT-Anwendungen werden hauptsächlich am Morgen und Abend genutzt. Je nach Jahreszeit und Wetter können diese Anwendungen auch von der eigenen Anlage gedeckt werden oder nicht.

Welchen Anteil des produzierten Stroms selbst verbraucht werden kann (<https://www.energieschweiz.ch/page/de-ch/eigenverbrauch>), hängt vor allem von der Grösse der Anlage und dem persönlichen Stromverbrauch ab. Bei einer sehr kleinen Anlage von rund 12 Quadratmetern (2 kW_p) können 35 bis 50% des produzierten Stroms selbst verbraucht werden. Der restliche Teil wird gegen eine Vergütung des Stromversorgers ins Netz gespiesen. Ist die Anlage etwas grösser (30 m², 5 kW_p), können nur noch 20 bis 40% des produzierten Stroms selbst verbraucht werden.

Das Stromverbrauch eines Haushalts ist davon abhängig, ob es grössere Verbraucher hat, die sich zumindest teilweise steuern lassen. Dazu gehören bspw. Wärmepumpen, Warmwasserboiler oder Elektroauto. Verbrauchen diese Geräte vor allem dann Strom, wenn die Sonne scheint, kann der Eigenverbrauch erhöht werden, auch dann, wenn tagsüber niemand zu Hause ist. Hinweise dazu erhalten Sie hier: <https://www.energieschweiz.ch/page/de-ch/eigenverbrauch>. Eine weitere Steigerung ist über Batteriespeicher möglich, welche den produzierten Strom aufnehmen und quasi lagern kann. Wird eine Anlage von

rund 30 Quadratmetern (5 kW_p) mit einem 5 kWh Batteriespeicher kombiniert, kann sich der Eigenverbrauchsanteil von 30% auf 60% erhöhen, da der Strom nicht direkt verbraucht werden muss, sondern in der Batterie gespeichert wird.

3.3 Grundlagen

Die Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin untersuchte im Forschungsvorhaben „PVeige“ zwischen 2012 und 2013 Systeme mit Eigenverbrauch aus Photovoltaik. Daraus entstand 2015 die Solarspeicherstudie (Weniger et al. 2015) sowie das Online-Tool „Unabhängigkeitsrechner“ (htw 2016). Einige der Informationen stammen aus diesen Grundlagen. Zudem wurde der Rechner auf www.eigenverbrauchsrechner.ch benutzt.

Stromverbrauch im Haushalt

Auch wenn tagsüber niemand zuhause ist, gibt es einige Stromanwendungen wie Kühlschränke, Gefrierfächer oder verschiedene Steuerungen sowie Geräte im Stand-by wie Fernseher, Stereoanlagen, Router, Kaffeemaschinen oder Kopiergeräte, die kontinuierlich Strom beziehen. Grosse Stromverbraucher wie Kochherd, Backöfen und Küchengeräte oder IT-Anwendungen werden typischerweise am Morgen und Abend genutzt (siehe Abbildung 16).

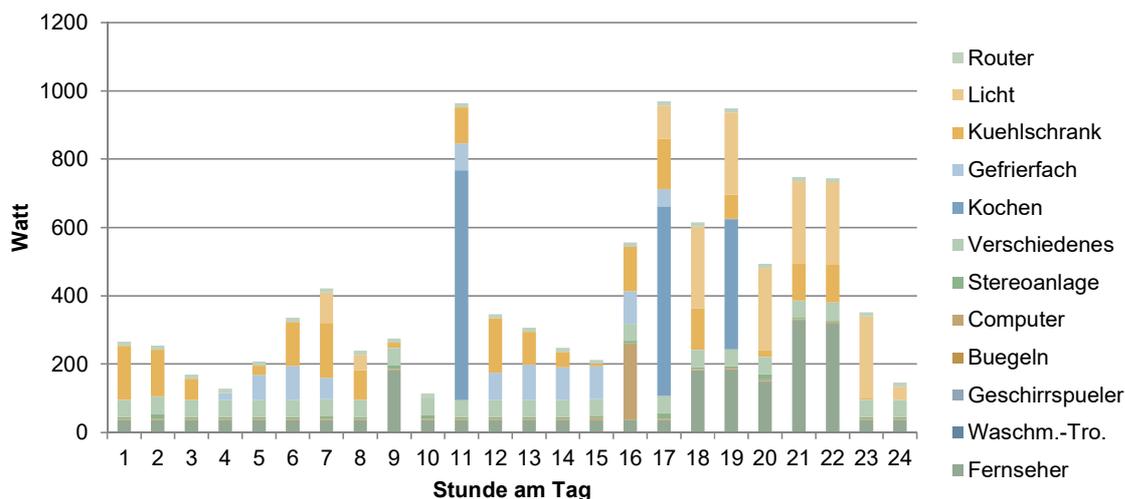


Abbildung 16: Beispielhaftes elektrisches Lastprofil, aufgeteilt nach Anwendungen, eines Einfamilienhauses (Quelle: Fraunhofer ISE 2016. <https://www.elink.tools/elink-tools/syn-pro/>).

Indikatoren zur Nutzung des Solarstroms: Eigenverbrauchsanteil und Selbstversorgungsgrad

Eigenverbrauchsanteil: Dieser Indikator definiert, wie viel vom selbst produzierten Strom auch selber verbraucht werden kann. Die Referenz (100%) ist also die Menge des selbst produzierten Stroms. Der Eigenverbrauchsanteil einer Anlage hängt vor allem von der Dimensionierung der Anlage und dem täglichen Stromverbrauchsprofil des Haushaltes ab. Je kleiner die Anlage ist, desto grösser ist der Eigenverbrauchsanteil, da der wenige Strom zu einem grossen Anteil auch gleich verbraucht werden kann. Bei einer Photovoltaik-Anlage mit einer installierten Leistung von 2 kW_p kann ein Haushalt 35% bis 50% des produzierten Stroms zeitgleich verbrauchen. Bei einer Leistung von 5 kW_p sinkt der selber nutzbare Anteil des produzierten Stroms auf 20% bis 40%, die übrigen 60% bis 80% werden ins Netz eingespeist (www.eigenverbrauchsrechner.ch, Annahme 3 bis 4 Personen, mit oder ohne Elektroboiler und Wärmepumpe).

Selbstversorgungsgrad oder Autarkiegrad: Dieser Indikator definiert, wie viel vom Stromverbrauch durch die eigene Solaranlage gedeckt wird. Die Referenz (100%) ist also der Stromverbrauch des Haushaltes. Beim Selbstversorgungsgrad verhält es sich umgekehrt zum Eigenversorgungsgrad: Je kleiner die Anlage, desto kleiner auch der Selbstversorgungsgrad. Bei einer kleinen Anlage von 2 kW_p ist also der Grad an Eigenversorgung gross. Damit wird aber nur ein Selbstversorgungsgrad von 10% bis 25% erreicht. Der

grösste Teil des Stroms muss also weiterhin vom Netz bezogen werden. Bei einer Anlage von 5 kW_p steigt der Selbstversorgungsgrad auf 15% bis 35% (www.eigenverbrauchsrechner.ch, Annahme 3 bis 4 Personen, mit oder ohne Elektroboiler und Wärmepumpe).

Höherer Eigenverbrauch bei grossen steuerbaren Lasten

Der Eigenverbrauchsanteil hängt stark vom zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs im Haushalt ab. Dieser ist wiederum von diversen Faktoren wie Nutzerverhalten, technischer Ausstattung, Raumklimatisierung, Gebäudeheizung, Warmwasseraufbereitung und Elektrofahrzeugen abhängig.

Haushalte, die über grössere elektrische Lasten verfügen, können diese so steuern, dass sie mit der Photovoltaik Erzeugung verknüpft werden. Damit kann der Eigenverbrauchsanteil deutlich gesteigert werden. Zu diesen Lasten gehören die elektrische Warmwasseraufbereitung (Boiler), das Laden eines Elektrofahrzeuges oder eine Wärmepumpe (Weniger et al. 2015). Hinweise für Gebäudebesitzer liefert dazu das «Handbuch Solarstrom-Eigenverbrauch optimieren» (VESE 2020). Abbildung 17 zeigt den saisonalen Stromverbrauch sowie die jahresmittleren Tageslastprofile verschiedener Haushalte.

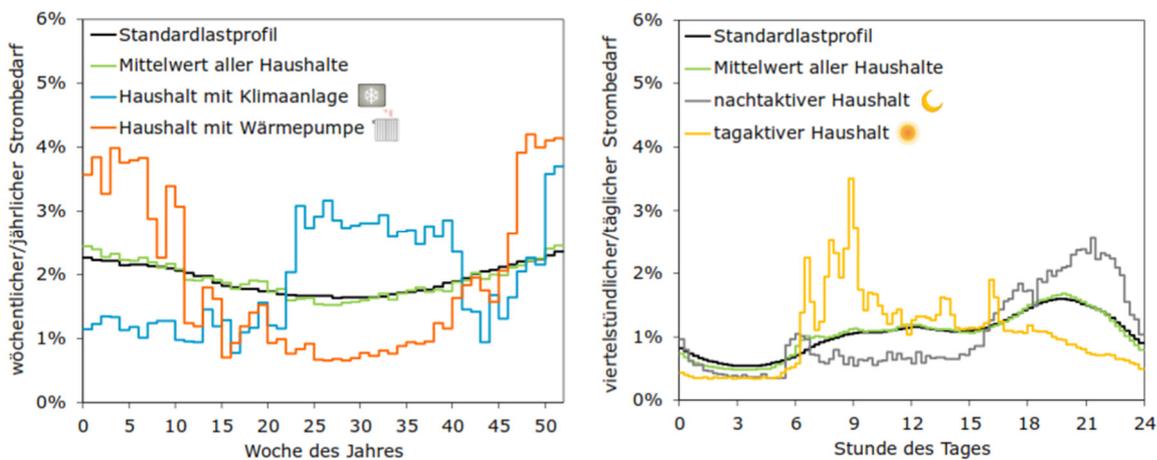


Abbildung 17: Saisonaler Verlauf des Stromverbrauchs (links) und jahresmittlere Tageslastprofile (rechts) verschiedener Haushalte sowie zweier exemplarischer Haushalte (Weniger et al. 2015).

Höherer Eigenverbrauch und höhere Selbstversorgung durch Batteriespeicher

Eine Erhöhung des Eigenverbrauchs kann durch einen Batteriespeicher im Haus realisiert werden. Der erzeugte Strom der eigenen Photovoltaik-Anlage wird vorrangig durch einen zeitgleichen Stromverbrauch im Haushalt direkt genutzt. Überschüssiger Strom, der nicht direkt zeitgleich verbraucht werden kann, wird genutzt, um die Batterie zu laden. Ist diese vollständig geladen, werden weitere Überschüsse ins Stromnetz eingespeist.

Bereits kleine Batteriespeicher können den Eigenverbrauch deutlich steigern: Wird eine Anlage von 5 kW_p mit einem 5 kWh Batteriespeicher kombiniert, erhöht sich der Eigenverbrauchsanteil in einem Haushalt (5000 kWh Stromverbrauch) gemäss Rechner von 30% auf 59%. Nur noch 41% des von der Photovoltaik-Anlage produzierten Stroms muss ins Netz eingespeist werden (siehe Abbildung 18). Auch der Selbstversorgungsgrad steigt im genannten Beispiel durch den Einsatz einer Batterie: von vorher 31 auf knapp 56%. Die restlichen 44% des Stroms werden weiterhin vom Netz bezogen (htw 2016).

Die beiden Indikatoren Eigenverbrauchs- und Selbstversorgungsgrad (= Autarkiegrad) und die Wirkung einer Batterie auf einen typischen Haushalt werden in der folgenden Abbildung dargestellt.

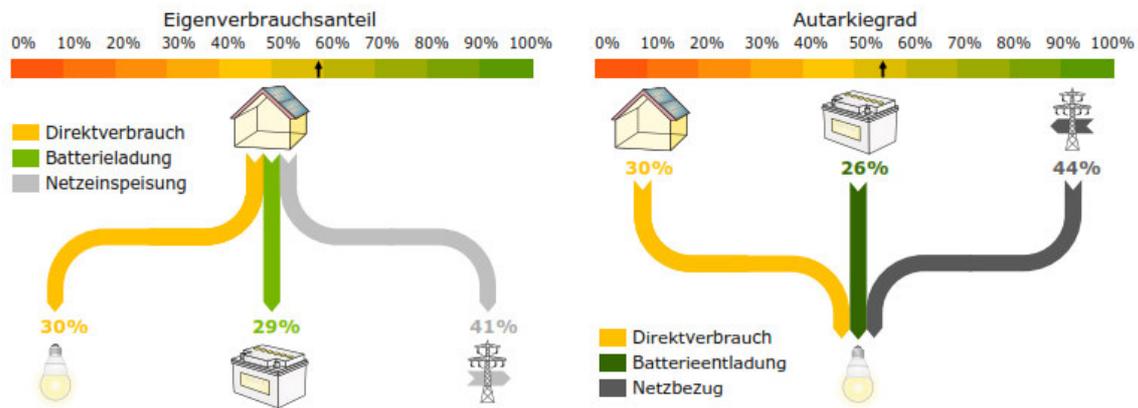


Abbildung 18: Nutzung der Jahresstromproduktion aus Photovoltaik (links) und Deckung des jährlichen Strombedarfs (rechts). Jahresstrombedarf: 4'000 kWh, Leistung Photovoltaik-Anlage: 4 kW_p, nutzbare Speicherkapazität: 4 kWh (Quelle: Weniger et al. 2015).

Den Einfluss von Verhalten, Klimaanlage und Wärmepumpen haben Simulationsrechnungen in Haushalten mit einem Photovoltaik-Speichersystem mit einer Leistung von 1 kW_p pro MWh Jahresstromverbrauch sowie einer Speicherkapazität von 1 kWh pro MWh Jahresstromverbrauch gezeigt. Im Mittel aller Haushalte ergibt sich ein Selbstversorgungsgrad von 54%, im tagaktiven Haushalt 61%, im nachtaktiven Haushalt 43%. Im Haushalt mit Klimaanlage ergibt sich ein Selbstversorgungsgrad von 58%. Beim Haushalt mit Wärmepumpe wirkt sich der hohe Stromverbrauch in den Wintermonaten nachteilig aus, weshalb nur ein Selbstversorgungsgrad von 45% erzielt wird. Grundsätzlich fällt der Selbstversorgungsgrad umso höher aus, je geringer der Nachtanteil und je höher der Sommeranteil des Stromverbrauchs ist (Weniger et al. 2015).

3.4 Quellen

- Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin htw, (2016). Unabhängigkeitsrechner. <http://pvspeicher.htw-berlin.de/unabhaengigkeitsrechner/> (aufgerufen, 28.10.2020).
- Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T. und Quaschnig, V. (2015): Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. Berliner Wissenschafts-Verlag. 81 Seiten.
- Verband unabhängiger Energieerzeuger VESE (2020): Handbuch Solarstrom-Eigenverbrauch optimieren. 40Seiten.

4. Photovoltaik-Anlagen sehen nicht schön aus.

Vorurteil	Photovoltaik bedeutet keine Flexibilität in der Gestaltung.
Frage	Gibt es Module für meine persönlichen visuellen Präferenzen?
Gegenbotschaft	Photovoltaik Module gibt es in unterschiedlichen Farben und Formen.
Antwort in wenigen Zeilen	Die Standardmodule wurden in den letzten Jahren stark weiterentwickelt und es besteht heute eine grosse Bandbreite an Produkten. Dazu gehören Module in anderen Grössen, Formen und Farben. Sie können sich auch geschwungenen Formen anpassen und bieten damit eine grosse Flexibilität.

4.1 Infografik

[keine Infografik]

4.2 Antwort auf einer halben Seite

Die heute üblichste Technologie in der Photovoltaik sind kristalline Module, die in Standardgrössen produziert werden und meist blau bis schwarz aussehen. In den letzten Jahren wurden diese jedoch stark weiterentwickelt und es besteht heute eine grosse Bandbreite an Produkten. Dazu gehören Module in anderen Grössen, Formen und Farben.

Bei kristallinen Silizium-Modulen können die einzelnen Zellen anders aneinandergereiht werden und damit mehr Formen bilden als nur die Standard-Rechtecke. Dünnschicht-Module erlauben nochmals viel flexiblere Formen und ermöglichen auch eine Anpassung an eine geschwungene Form.

Die Farbe der Module können mit diversen Technologien verändert werden. Dies ermöglicht eine sehr grosse Bandbreite an Farben, von grün, gelb über rot bis hin zu weiss. Je nach Farbe und Technologie reduziert sich der Wirkungsgrad dabei um weniger als 5 bis 40% (weisse Module).

4.3 Grundlagen

Typische Dimension, Gestalt und Farbe von Solarenergie

Die heute üblichste Technologie in der Photovoltaik sind kristalline Module, die auf Siliziumbasis hergestellt werden. Diese bestehen aus mehreren Solarzellen, die zu einem Modul miteinander verschaltet werden (siehe Abbildung 19). Meistens werden 60 Zellen à 156 x 156 mm miteinander verschaltet, wodurch ein Modulmass von ca. 100 x 164 cm entsteht. Ebenfalls häufig anzutreffen sind Modulmasse à 160 cm x 80 cm mit 72 Zellen à 125 x 125 mm. (Eiffert und Kiss 2000; Swissolar 2018)

Dünnschichtmodule hingegen bestehen nicht aus einem Verbund aus mehreren Solarzellen, sondern werden in einem Stück produziert, die durch Trennungen mittels Laser und CNC aufgeteilt und dann in Reihe geschaltet werden. Dünnschichtmodule sind entsprechend in ihren Formen viel flexibler.



Abbildung 19: Links: Beispiel eines kristallinen, siliziumbasierten Moduls. Rechts: Beispiel eines Dünnschichtmoduls (Quellen: <http://www.weis-gruppe.eu/>; <http://www.braun-baiersbronn.de>).

Typischerweise sind Module blau bis schwarz. Der Grund dafür liegt in einer Antireflexschicht, die dafür sorgt, dass der grösste Teil des Lichts absorbiert wird und möglichst wenig Licht reflektiert wird.

Farben und Muster

Die Farbe und Gestalt eines Moduls sind sehr viel vielfältiger als nur blau oder schwarz. Diverse Hochschulen und Firmen haben in den letzten Jahren verschiedene Technologien entwickelt und auf den Markt gebracht. Die Entwicklung läuft parallel zur Marktbearbeitung sehr dynamisch weiter. So sind auch in Zukunft Innovationen zu erwarten. Die Technologien setzen vereinfacht gesagt an unterschiedlichen Orten an (Wittkopf 2016):

- Streufilter auf Folie zwischen Photovoltaik und Glas, welche gewisse Bandbreiten an Wellenlängen des sichtbaren Lichts reflektieren
- Beschichtung des Glases
- keramischer Digitaldruck auf dem Glas
- Photovoltaikzelle selbst (Grätzel Zelle)

Zusätzlich lässt sich das Glas ätzen oder sandstrahlen. So sind die Zellen nicht mehr sichtbar und die Farbe verändert sich. Je nach Technologie und gewählter Farbe wird der Wirkungsgrad unterschiedlich stark reduziert. Die Reduktion geht von weniger als 5% bis zu 40% für ganz weisse Module (www.bipv.ch, Hochschule Luzern 2017). Im Folgenden werden auf Abbildung 20 bis Abbildung 28 einige Beispiele gezeigt. Weitere finden sich unter www.solararchitecture.ch



Abbildung 20: Geätzte kristallinen Solarzellen an der Hofwiesenstrasse in Zürich (Quelle: www.gasserfassadentechnik.ch).



Abbildung 21: Sandgestrahlte Dünnschicht-Zellen an der Fassade eines energieautarken Mehrfamilienhauses in Brütten (AG) (Quelle: www.umweltarena.ch).



Abbildung 22: Mit einem farbigen Filter laminierte Dünnschicht-Zellen auf dem Dach eines Einfamilienhauses in Corcelles (NE) (Quelle: Egger 2015).

PICK THE COLOUR OF YOUR CHOICE !

WITHOUT KROMATIX

#2 Terracotta	
#2 TERRACOTTA	
Solar transmittance	88 %
Relative energy loss as compared to uncoated glass *	
for thermal collectors	≈ 4 %
for crystalline PV modules	≈ 7 %
for thin films PV modules	≈ 8 %

* loss as a percent of total panel performance

Abbildung 23: Auswahl an verschiedenen Farben -Module ` (Quelle: www.swissinso.com).



Abbildung 24: Terrakottafarbenes Produkt an einer Scheune in Ecuwillens (FR) (Quelle: www.issol.eu).



Abbildung 25: Photovoltaikmodule im Verbundsystem mit strukturiertem auberginefarbenen Gussglas am Wohnhaus Solaris in Zürich (Quelle: openhouse-zuerich.org).



Abbildung 26: Graue monokristalline Photovoltaik-Module an der Fassade eines PlusEnergie-Mehrfamilienhauses (Quelle: www.solaragentur.ch).



Abbildung 27: Verschiedenfarbige Photovoltaikmodule an der Fassade und auf dem Dach eines Gebäudes in Basel (Quelle: www.solarchitecture.ch).



Abbildung 28: Dekorative keramisch bedruckte Module mit Karamustern an einem Plusenergiegebäude in Zürich (Quelle: www.solarchitecture.ch).

Zusätzlich zu verschiedenen Farben gibt es auch andere Lösungen, bei denen zum Beispiel die Oberfläche gestaltet werden kann (siehe Abbildung 29 & Abbildung 30).



Abbildung 29: Energiehaus Luzern mit gemusterter, zinnroter Photovoltaikfassade (Quelle <https://www.ee-news.ch/de/article/41769/be-netz-die-vernetzer-netzen-fortan-im-energiehaus-in-luzern>).

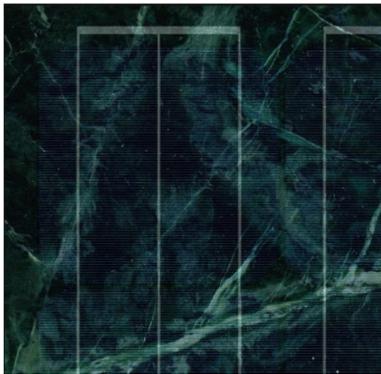


Abbildung 30: Beispiel für Marmormuster eines Photovoltaik-Moduls (Quelle: Nussbaumer 2015).

Formen

Kristalline Zellen können zu Spezialabmessungen oder -formen zusammengeschaltet werden. Abbildung 31 zeigt, wie durch eine andere Anordnung der einzelnen Zellen dreieckige Module erstellt wurden (Eiffert und Kiss 2000).

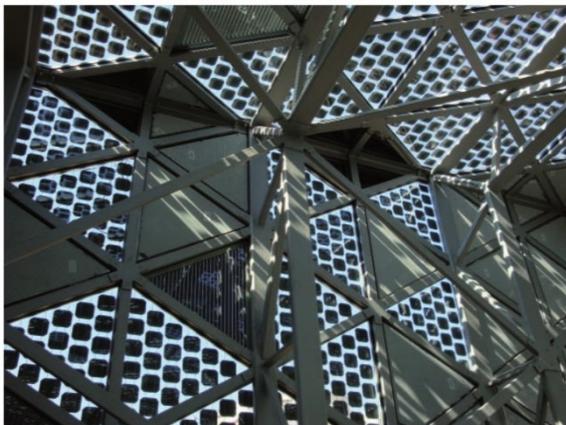


Abbildung 31: Beispiel von Modulen aus kristallinen Zellen, die auf einer dreieckigen Fläche angebracht wurden (Quelle: Heinstein et al. 2013).

Dünnschichtmodule erlauben viel flexiblere Formen. Die Module bestehen aus in Reihe geschalteten Zellen, die in beliebigen Grössen und Formen gefertigt werden können (siehe Abbildung 32 & Abbildung 33). Die Halbleiterschichten der Dünnschichtsolarzellen können dabei auch auf geschwungene Flächen aufgedampft werden (BINE 2011).



Abbildung 32: Beispiel einer dachintegrierten Anlage. Die einzelnen Dünnschichtmodule sind quadratisch und sind an den Ecken abgerundet (Quelle: www.tectonica-online.com)



Abbildung 33: Beispiel für ein geschwungenes Modul (Quelle: www.sunovation.de).

Transparenz

Die Transparenz von Photovoltaikmodulen kann auf verschiedene Arten erfolgen. Semitransparente Module können hergestellt werden, indem Solarzellen mit Zwischenabständen auf transparente Materialien aufgebracht werden. Dies funktioniert sowohl für Dünnschicht- als auch für kristalline Solarzellen (Abbildung 34).

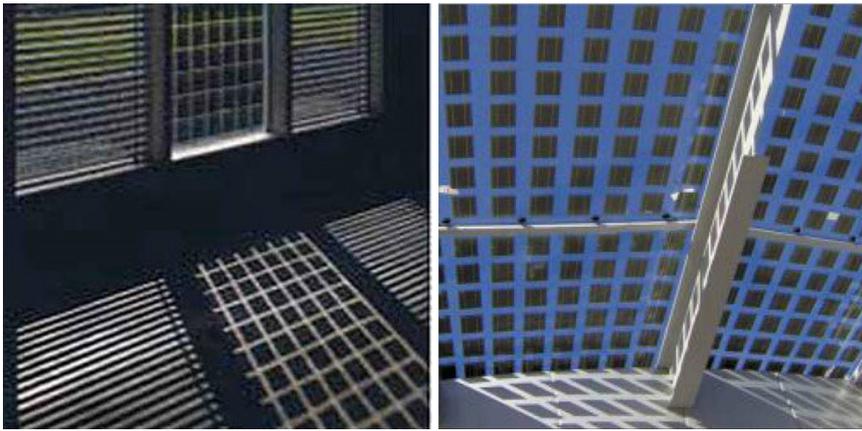


Abbildung 34: Semitransparente Photovoltaikmodule basierend auf kristallinen Solarzellen (Quelle: www.bipv.ch).

Die andere Option ist es, die Zelle selber transparent zu machen. Dazu wird zurzeit viel Forschung betrieben. Ein Beispiel ist die Graetzelzelle, die am Swisstech Convention Center in Lausanne verbaut wurde (siehe Abbildung 35). Diese neue, noch nicht markterprobte Technologie verwendet zur Absorption von Licht kein Halbleitermaterial, sondern organische Farbstoffe. Der Wirkungsgrad dieser Zelle ist im Moment mit 3% sehr tief.

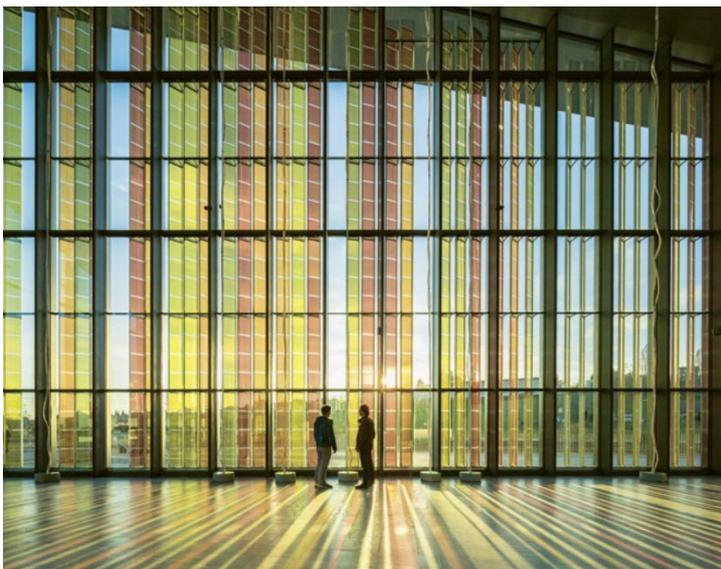


Abbildung 35: Beispiel für transparente Photovoltaik-Module an der EPFL (Quelle: EnergieSchweiz 2015).

Einsatz als Gebäudehülle oder Sonnenschutz

Photovoltaik-Module können typische Funktionen der Gebäudehülle übernehmen. Als äusserste Haut der Fassade können auf dem Dach (Abbildung 32), der Fassade (Abbildung 20, Abbildung 31, Abbildung 33) oder an den Fenstern (Abbildung 34, Abbildung 35) verschiedene Funktionen wie den Sonnenschutz (Abbildung 34), Lärmschutz, Sichtschutz oder Witterungsschutz übernehmen, aber auch visuelle Akzente setzen.

Weitere Informationen

Auf der Suche nach besonderen Produkten, empfiehlt sich vor allem das Schweizer Kompetenzzentrum BiPV, www.bipv.ch, sowie die Website www.solarchitecture.ch. Die Plattform BiPV hat zum Ziel, Kompetenzen zwischen den Architekten und Photovoltaik-Spezialisten miteinander zu verknüpfen und Synergien zu schaffen. Auf deren Website findet man eine breite Palette an speziellen Photovoltaikprodukten mit Links zu den Herstellern. Die Website [solarchitecture](http://www.solarchitecture.ch) zielt dagegen darauf ab, vorbildliche Photovoltaikbauten in Sachen Qualität, Nachhaltigkeit und Ästhetik aufzuzeigen und Fachpersonen zu inspirieren.

Leitlinien für Gestaltung

In mehreren Gemeinden oder Kantonen gibt es Leitlinien, Merkblätter oder Empfehlungen zur Gestaltung von Solaranlagen. Folgend ein paar Beispiele (unvollständige Liste):

- Kanton Graubünden, 2014: Leitfaden für Solaranlagen, Verfahren und Gestaltungsempfehlungen
- Kanton Luzern, 2015: Richtlinien Solaranlagen
- Kanton St. Gallen, 2015: Solaranlagen – vom Guten zum Besten
- Gemeinde Wettingen, 2014: Richtlinie zur Gestaltung und Einordnung von Solaranlagen
- Kanton Zug, 2015: Merkblatt Solaranlagen
- Kanton Zürich, 2016: Leitfaden Solaranlagen

Neben Leitlinien von Gemeinden und Kantonen gibt es auch von anderen Akteuren Leitlinien. Folgend ein paar Beispiele (unvollständige Liste):

- Heimatschutz Bern, 2012: Baukultur und Solarenergie – Leitfaden des Berner Heimatschutzes
- Swissolar, 2016: Leitfaden Solaranlagen gemäss Art. 18a des Raumplanungsgesetzes

4.4 Quellen

- *BINE (2011)*: Photovoltaik-Innovationen. 20 Seiten.
- *BFE (2019)*: Solare Architektur: Jetzt und für die Zukunft. 44 Seiten.
- *Egger (2015)*: Überwältigende Vielfalt, Gebäudeintegrierte Photovoltaik in der Praxis. Tec21 24/2015: Seite 27-31.
- *Eiffert, P. & Kiss, G. (2000)*: Building-Integrated Photovoltaic Designs for Commercial and Institutional Structures – A source for architects. 92 Seiten.
- *EnergieSchweiz (2015)*: Integrale Solar-Architektur. Ästhetisch herausragende Bauten als Energieerzeuger. 11 Seiten.
- *Heinstein, P., Ballif, C., Perret-Aebi, L. (2013)*: Building Integrated Photovoltaics (BIPV): Review, Potentials, Barriers and Myths. 32 Seiten.
- *Hochschule Luzern (2017)*: Farbige PV-Module Technologien, Typen und Anwendungen. Präsentation am Forum Bauwerksintegrierte Photovoltaik (07.03.2017).
- *Nussbaumer (2015)*: Technologische Entwicklungen im Bereich der gebäudeintegrierten Photovoltaik. 24 Seiten.
- *Swissolar (2018)*: Merkblätter Photovoltaik Nr.1. 3 Seiten.
- *Wittkopf (2016)*: Farbige Photovoltaik Fassaden. Präsentation Innovationsgruppe Plus Energie Gebäude am 27. September 2016. 22 Folien.

5. Kleine Photovoltaik-Anlagen auf Einfamilienhäusern lohnen sich nicht.

Vorurteil	Kleine Photovoltaik-Anlagen auf Einfamilienhäusern lohnen sich nicht.
Frage	Lohnt sich eine Photovoltaik-Anlage auf meinem kleinen Einfamilienhaus überhaupt?
Gegenbotschaft	30 Quadratmetern Photovoltaik reichen bereits, um den Strombedarf eines Einfamilienhauses bilanziell abzudecken.
Antwort in wenigen Zeilen	Auch kleine Photovoltaik-Anlagen können relevante Beiträge an den Strom- und Wärmeverbrauch eines Haushalts leisten. Eine Photovoltaik-Anlage von rund 30 Quadratmetern deckt bilanziell den jährlichen Strombedarf eines Einfamilienhauses ab. Auch bei der Solarwärme leisten kleine Anlagen wichtige Beiträge. Rund vier Quadratmeter Sonnenkollektoren reichen aus, um mehr als die Hälfte des jährlichen Warmwasserbedarfs einer 4-köpfigen Familie zu decken.

5.1 Infografik

[Keine Infografik]

5.2 Antwort auf einer halben Seite

Auch kleine Anlagen können einen relevanten Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs leisten. Eine Solaranlage von rund 30 Quadratmeter Dachfläche deckt nämlich den jährlichen Strombedarf eines durchschnittlichen Einfamilienhauses mit einer vierköpfigen Familie ab. Rund ein Viertel des von der eigenen Anlage produzierten Stroms zeitgleich selbst vom Einfamilienhaus verbraucht werden. Der Rest wird gegen Vergütung ins Netz eingespeist.

Auch bei der Solarwärme leisten kleine Anlagen wichtige Beiträge. Rund vier Quadratmeter Sonnenkollektoren reichen in Kombination mit einem Wasserspeicher aus, um mehr als die Hälfte des jährlichen Warmwasserbedarfs einer vierköpfigen Familie zu decken. Von Mai bis August bereitet die Anlage 70% des Warmwasserbedarfs auf und selbst im Winter zwischen November und Januar kann die Anlage 20%-30% zum Bedarf beisteuern.

5.3 Grundlagen

Kennwerte und Vergleiche

Alle Daten vom Solarrechner von Energieschweiz 2020:

- Einfamilienhaus mit vier Personen,
 - Jahresstromverbrauch (ohne Wärmepumpe, ohne Elektroboiler): 3'600 kWh (2.5 kWh pro Person und Tag).
 - 50 Liter Warmwasser (55°C) pro Person und Tag (1'440 kWh pro Jahr).
- Photovoltaik
 - Photovoltaik-Anlage von 5 kW_p oder ca. 30 Quadratmeter Dachfläche (Ausrichtung Süd, 35° Dachneigung).
 - Jährliche Gesamtproduktion Photovoltaik-Anlage: 5'418 kWh

- Bilanziell kann somit der jährliche Strombedarf (5040 kWh) des Einfamilienhauses gedeckt werden.
 - 1'304 kWh (~24%) der Gesamtproduktion der Photovoltaik-Anlage kann selbst verbraucht werden (Eigenverbrauchsanteil). Der Rest wird gegen Vergütung ins Netz abgegeben.
- Solarwärme
- Kleine Anlage für Warmwasser von 4 Quadratmeter Flachkollektoren mit 400 Liter Wasserspeicher.
 - Solarer Deckungsgrad: Die Solaranlage deckt im Durchschnitt 50% – 60% des jährlichen Warmwasserbedarfs.
 - Von Mai bis August deckt die Solaranlage mehr als 70% des Warmwasserbedarfs. Von November bis Januar liegt der solare Deckungsgrad zwischen 20% und 30%.

5.4 Quellen

- *Energieschweiz* (2020): Solarrech<https://www.energieschweiz.ch/solarrechner> (aufgerufen: 16.10.2020)

6. Photovoltaik ist ineffizient, weil sie einen tiefen Wirkungsgrad hat.

Vorurteil

- Photovoltaik ist ineffizient, weil sie einen tiefen Wirkungsgrad hat.
- Photovoltaik ist ineffizient, weil sie weniger als 20% der Einstrahlung in Strom umwandelt.

Photovoltaik sollte man nicht einsetzen, weil sie einen schlechteren Wirkungsgrad hat als konventionelle Kraftwerke

Frage

Ist die Photovoltaik überhaupt eine effiziente Technologie?

Gegenbotschaft

Photovoltaik wandelt Sonnenenergie sehr effizient in Strom um.

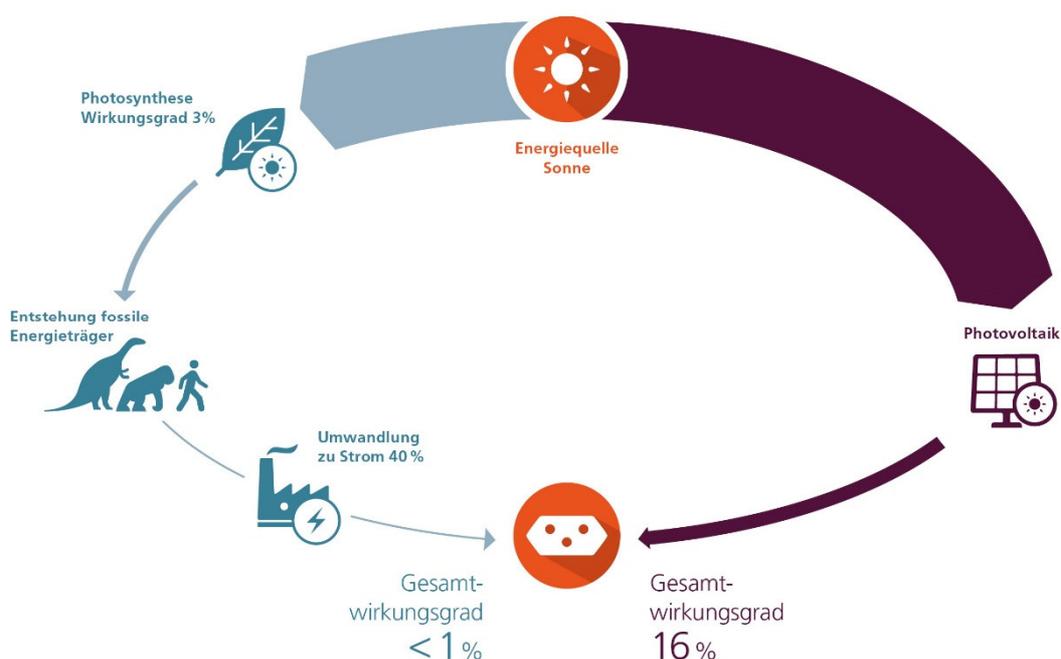
(Photovoltaik verursacht eine viel geringere Umweltbelastung als nukleare oder fossile Kraftwerke.)

Antwort in wenigen Zeilen

Photovoltaik wandelt Sonnenenergie sehr effizient in Strom um. Der produzierte Strom beträgt heute typischerweise 16% der eingestrahlten Energie. Fossile Energien wie Kohle oder Benzin basieren auch auf in Pflanzen gespeicherter Sonnenenergie. Betrachtet man bei diesen den gesamten Herstellungszyklus von Photosynthese, Transformation zu fossilen Energien über Jahrtausende und die Stromgeneration ist der gesamte Wirkungsgrad in Bezug auf die ursprüngliche Sonnenenergie viel kleiner als 1%, da bereits die Photosynthese nur einen Wirkungsgrad von rund 3% aufweist.

6.1 Infografik

PHOTOVOLTAIK IST EFFIZIENTER ALS ERDÖL



6.2 Antwort auf einer halben Seite

Photovoltaik wandelt Sonnenenergie sehr effizient in Strom um. Der Wirkungsgrad einer Photovoltaikanlage, also das Verhältnis des produzierten Stroms zur auf der Fläche eingestrahlten Sonnenenergie, beträgt je nach Technologie zwischen 11% und 20%. Innerhalb der nächsten Jahrzehnte wird sich der durchschnittliche Wirkungsgrad nochmals steigern.

Der Wirkungsgrad anderer Technologien ist sehr unterschiedlich. Fossile Energien wie Kohle oder Benzin basieren ursprünglich auch auf Sonnenenergie. Betrachtet man den gesamten Herstellungszyklus von Photosynthese, Transformation zu fossilen Energien (Kohle, Rohöl, Erdgas) und Verbrennung zur Herstellung von Strom ist der Wirkungsgrad von eingestrahlter Sonnenenergie zu Strom allerdings viel kleiner als 1%, da bereits die Photosynthese nur einen Wirkungsgrad von rund 3% aufweist. Beziehen sich also Photovoltaik und fossile Energien beide auf die Sonneneinstrahlung als Energiequelle, ist der Wirkungsgrad der Photovoltaik in jedem Fall sehr viel höher. Zur Beurteilung der Umwelteffizienz einer Energiequelle ist der Wirkungsgrad jedoch kein geeigneter Indikator. Bessere Indikatoren dafür sind beispielsweise der Verbrauch (nicht erneuerbarer) Primärenergie, oder die Umweltbelastungspunkte über den Lebenszyklus. Eine Bewertung anhand dieser Indikatoren zeigt, dass Photovoltaik die Umwelt viel weniger stark belastet als fossile und nukleare Kraftwerke.

6.3 Grundlagen

Wirkungsgrade von Modulen versus Anlagen

Der *Modul-Wirkungsgrad* ist das Verhältnis der elektrischen Leistung (Gleichstromertrag) zur eingestrahlten Leistung auf der Modulfläche. Der Wirkungsgrad wird zur Vergleichbarkeit unter normierten Bedingungen bestimmt (z.B. Modultemperatur von 25° C, senkrechte Einstrahlung mit 1000 W/m², etc.). (Fraunhofer ISE 2020, Seite 83).

Der *System-Wirkungsgrad* [kWh/kW_p] einer Photovoltaik-Anlage ist das Verhältnis von Nutzertrag (Wechselstromertrag) und Einstrahlungssumme auf die Generatorfläche. Entsprechend beeinflussen neben dem Wirkungsgrad der Module weitere Parameter den System-Wirkungsgrad: tatsächliche Betriebstemperatur, die variablen Einstrahlungsbedingungen, Verschmutzung und Leitungswiderstände, sowie Wandlungsverluste des Wechselrichters. Diese Einwirkungen reduzieren bei guter Installation und Ausrichtung den Modulwirkungsgrad um 10 bis 20%. (Fraunhofer ISE 2020)

Wirkungsgrade Photovoltaik in der Praxis

Module: Der nominelle Wirkungsgrad von kommerziellen siliziumbasierten Photovoltaik-Modulen liegt derzeit im Durchschnitt bei gut 19% die Spitzenwerte liegen bei 24% (siehe Abbildung 37 & Abbildung 38, ITRPV and VDMA 2020). Dünnschicht-Module liegen um 12-14%, mit Spitzenwerten von 16%. (Fraunhofer ISE 2017).

Year	1980	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
avg. Module power p- type (ITRPV-data)	147.6	241.5	248	253	262	267.5	278.5	287.5	290	302.5	326
Module efficiency 60 cell [%], avg. Mod. area: 1.64m ² [5], 2019: 1.7m ²	9	14.7	15.1	15.4	16	16.3	17	17.5	17.7	18.4	19.2

Abbildung 36: Entwicklung der mittleren Wirkungsgrade auf Basis von mono- und multi-kristallinen Zellen (letzte Zeile) (Quelle: ITRPV and VDMA 2020 Table 6).

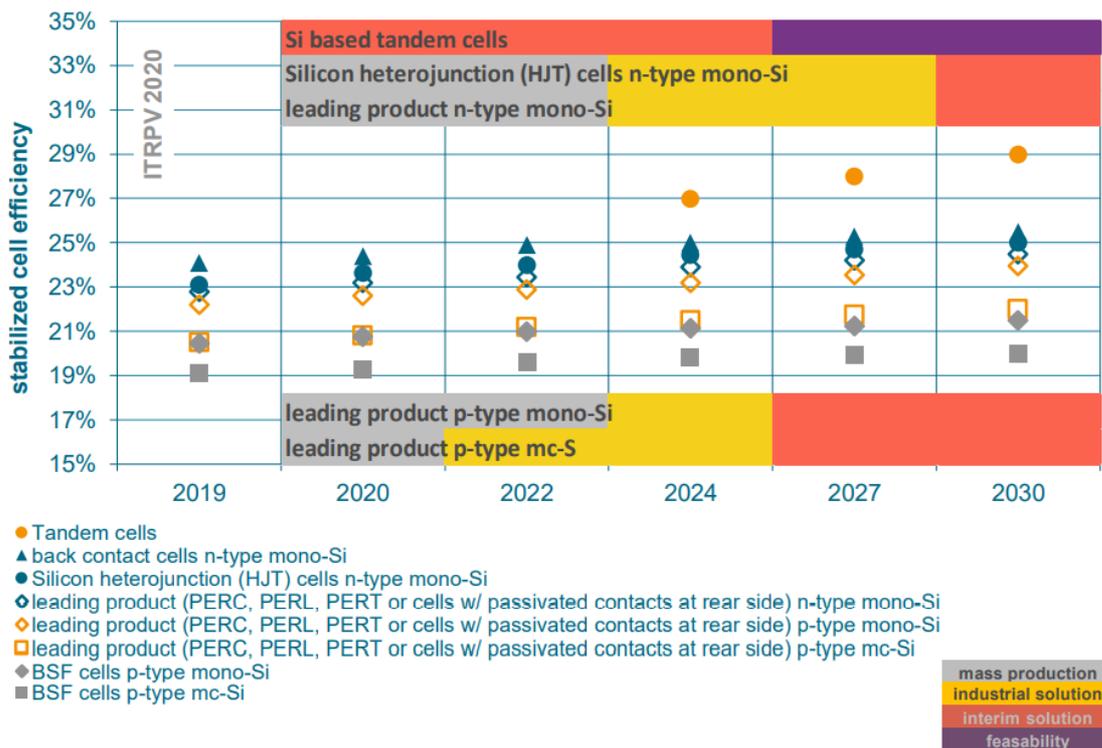


Abbildung 37: Entwicklung der durchschnittlichen Moduleffizienz neuer waferbasierter Module in der Massenproduktion (Quelle: ITRPV and VDMA 2020, Figure 41).

Wechselrichter: Der Wirkungsgrad neuer Photovoltaik-Wechselrichter liegt aktuell um 98%. (Fraunhofer ISE 2020).

Anlagen: Zieht man von den Werten der Module (19.2% im Mittel, 24% als Spitzenwert) die Verluste von rund 15% ab, ergeben sich für die Anlagen Wirkungsgrade von gut 16% und Spitzenwerte von 20.4% (ITRPV and VDMA 2020, Fraunhofer 2020).

Wirkungsgrade Photovoltaik in der Forschung

In den Medien wird immer wieder über neue Rekorde von Photovoltaik-Wirkungsgraden berichtet. Meist handelt es sich dabei um im Labor erzielte Werte von neuen, noch nicht massentauglichen Technologien. In Abbildung 38 ist die Entwicklung der im Labor erzielten Effizienzen von verschiedenen Solarzellen dargestellt.

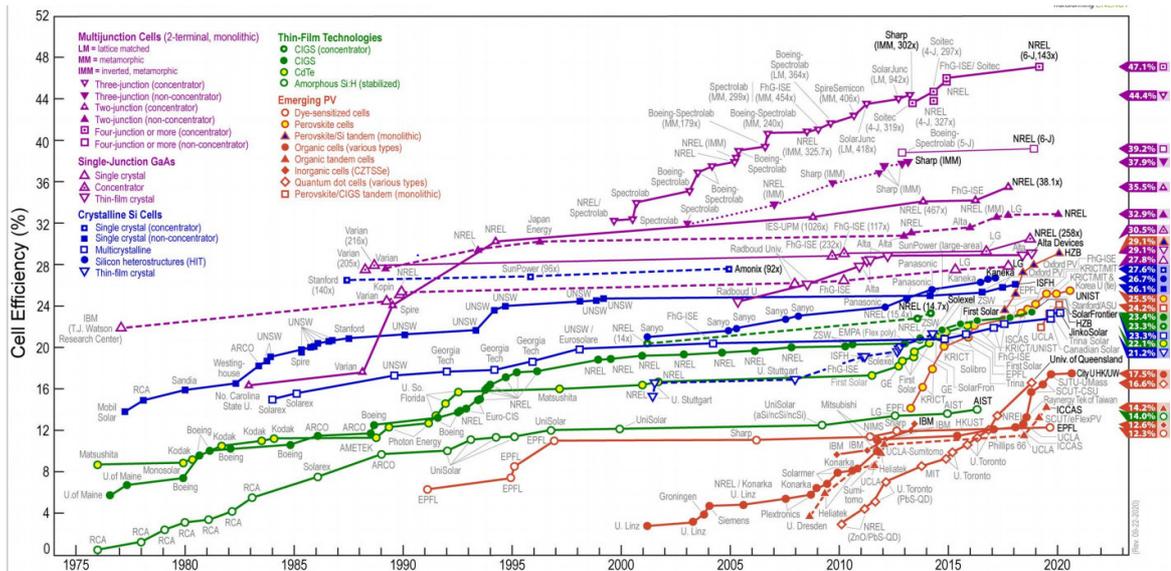


Abbildung 38: Entwicklung der im Labor erzielten Effizienzen von Solarzellen (Quelle: <https://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency-chart.png>).

Wirkungsgrade anderer Energiequellen als Vergleich

Die Wirkungsgrade anderer Energiequellen zur Stromproduktion variieren sehr stark. Sie sind teilweise vergleichbar und teilweise deutlich höher als die Wirkungsgrade von Photovoltaik-Anlagen (siehe Tabelle 5).

Technologie	Wirkungsgrad [%]	Quelle
Dampfmotor	5-10	BINE Informationsdienst 2011
Dampfturbinen-Kraftwerk	10-50	BINE Informationsdienst 2011
Gasmotoren	15-40	BINE Informationsdienst 2011
Gasturbine	20-40	BINE Informationsdienst 2011
Biogas WKK	35-42	Akademien der Wissenschaften Schweiz CASS 2012
Kombiniertes Gas und Dampf Kraftwerk	30-60	BINE Informationsdienst 2011
Kernkraft	30-40	Akademien der Wissenschaften Schweiz CASS 2012
Brennstoffzellen	30-50	BINE Informationsdienst 2011
Stirling-Motoren	10-15	BINE Informationsdienst 2011
Geothermie	6-15	Akademien der Wissenschaften Schweiz CASS 2012
Wasserkraft (Laufkraft, Speicher)	88	Akademien der Wissenschaften Schweiz CASS 2012
Kehrichtverbrennung	7-23	Akademien der Wissenschaften Schweiz CASS 2012

Tabelle 5:Wirkungsgrade anderer Energiequellen

Wirkungsgrade aus Sicht Solarstrahlung / Vergleich Photosynthese

Fossile Energien und Energie aus Biomasse basieren alle letztlich auch auf Sonnenenergie. In einem ersten Schritt wandeln Pflanzen die Sonneneinstrahlung über die Photosynthese in Biomasse um. Dieser Schritt ergibt einen Wirkungsgrad von jährlich ca. 3%. Das heisst, 3% der Einstrahlung wird pro Jahr in Biomasse umwandelt (Blankenship et al. 2011).

Bezieht man also den Wirkungsgrad für die Stromproduktion nicht auf die Biomasse oder den fossilen Brennstoff, sondern auf die ursprüngliche Sonneneinstrahlung, liegen die Wirkungsgrade dieser Energieträger sehr viel tiefer. Zieht man von den 3% alle nachfolgenden Verluste ab, ergeben sich Wirkungsgrade von unter 1%. Aus einer solchen Perspektive ist die Photovoltaik sehr viel effizienter in der Nutzung der Sonnenenergie als die Biomasse-Energie und die fossilen Energien (Fraunhofer ISE 20120).

Wirkungsgrad als Indikator für Effizienz

Der Wirkungsgrad ist nicht massgebend zur Beurteilung der Umwelteffizienz einer Energiequelle. Es bestehen für diese Beurteilung bessere Indikatoren. Typisch sind beispielsweise der Verbrauch nicht erneuerbarer Primärenergie oder die Umweltbelastungspunkte (siehe Tabelle 6).

Technologie zur Stromproduktion	nicht erneuerbare Primärenergiefaktoren MJ-eq pro MJ Strom	Umweltbelastungspunkte in UBP (2013) pro MJ Strom
Kernkraftwerk	4.20	126
Steinkohlekraftwerk	3.91	213
Erdgaskombikraftwerk	2.22	86
Blockheizkraftwerk Biogas	0.82	104
Photovoltaik	0.33	48
Windkraft	0.09	21
Wasserkraft	0.02	12

Tabelle 6: Indikatoren zur Bewertung von verschiedenen Technologien zur Elektrizitätsproduktion: nicht erneuerbare Primärenergiefaktoren sowie Umweltbelastungspunkte (Quelle: treeze 2017).

In diesem Vergleich schneidet die Photovoltaik gegenüber den fossilen Kraftwerken und Kernkraftwerken deutlich besser ab. Sie erzeugt jedoch heute noch eine höhere Belastung als beispielsweise Wind- oder Wasserkraft.

6.4 Quellen

- *Akademien der Wissenschaften Schweiz CASS (2012):* Zukunft Stromversorgung Schweiz. 180 Seiten.
- *BINE Informationsdienst (2011):* Strom aus Gas und Kohle. 6 Seiten
- *Blankenship, Robert E. et al. (2011):* Comparing Photosynthetic and Photovoltaic Efficiencies and Recognizing the Potential for Improvement. 6 Seiten.
- *Fraunhofer ISE (2020):* Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. 98 Seiten.
- *Fraunhofer ISE (2017):* Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. 86 Seiten.
- *ITRPV and VDMA (2020):* International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) 2019 Results. 89 Seiten.
- *Treeze (2017):* Umweltkennwerte und Primärenergiefaktoren von Energiesystemen. Im Auftrag der Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren KBOB. 87 Seiten.

7. Photovoltaik verteuert den Strom, vor allem für Industrie und Gewerbe.

Vorurteil	Photovoltaik Subventionen verteuern den Strom, insb. für Industrie und Gewerbe.
Frage	Leiden Industrie und Gewerbe wegen der Förderung der Photovoltaik?
Gegenbotschaft	Unternehmen mit hohem Stromverbrauch können sich von den Zusatzkosten befreien lassen.
Antwort in wenigen Zeilen	Unternehmen können selbst günstig Photovoltaik Strom produzieren.

7.1 Infografik

[keine Infografik]

7.2 Antwort auf einer halben Seite

Strom aus neuen erneuerbaren Energien wird über die die Einmalvergütung finanziell gefördert. Die Förderung wird von allen Stromkonsumenten über einen Zuschlag auf jede verbrauchte Kilowattstunde Strom finanziert. Der Zuschlag beträgt 2020 2.3 Rp./kWh. Rund 40% der Einnahmen wird für die Photovoltaik eingesetzt. Durchschnittlich verteuert damit die Förderung der Photovoltaik den Strom für Gewerbe und Industrie um weniger als 6%.

Wie relevant sich eine solche Erhöhung auf einen Betrieb auswirkt, zeigt die Energiekostenintensität. Sie berechnet sich aus dem Verhältnis zwischen den Energiekosten und der Bruttowertschöpfung. Bei 99% der Schweizer Unternehmen machen die Energiekosten weniger als 0.5% der Bruttowertschöpfung aus. Bei den meisten Unternehmen fallen die Stromkosten also nicht stark ins Gewicht.

Unternehmen mit sehr hohen Stromkosten sind von der Verteuerung des Stroms viel stärker betroffen. Sie können jedoch den bezahlten Zuschlag für erneuerbaren Strom zurückerstatten lassen. Eine vollständige Rückerstattung ist für Unternehmen möglich, deren Stromkosten mindestens 10 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen. Liegt der Anteil bei mindestens fünf Prozent, werden die Kosten teilweise zurückerstattet.

Interessierte Unternehmen finden weitere Informationen bezüglich Zurückerstattung hier: www.energieschweiz.ch/foerderung/zielvereinbarungen

7.3 Grundlagen

Höhe der Kosten zur Förderung erneuerbarer Energien

Seit 2009 werden die erneuerbaren Energien finanziell gefördert. Zu Beginn durch Einspeisevergütungen und seit 2014 zunehmend durch Einmalvergütungen. Die Stromkonsumenten bezahlen dafür einen (Netz-)Zuschlag auf jede verbrauchte Kilowattstunde Strom. Dieser Zuschlag ist im Energiegesetz auf 2.3 Rp./kWh begrenzt. Der Bundesrat legt die konkrete Höhe jährlich nach Bedarf fest. Der Zuschlag ist von 0.45 Rp./kWh im Jahr 2009 auf 2.3 Rp./kWh im Jahr 2018 angestiegen (BFE 2016a, BFE 2017, BFE 2019a).

Die Einnahmen aus dem Netzzuschlag beliefen sich 2019 schätzungsweise auf rund 1281 Mio. Franken (EFV 2020). Davon werden rund 15% für die KEV-Vergütung von Strom aus Photovoltaik und weitere rund 23% für die Einmalvergütung von Photovoltaik aufgewendet (BFE 2020, BFE 2019b). Das bedeutet, dass rund 40% des Zuschlags für die Photovoltaik eingesetzt wird.

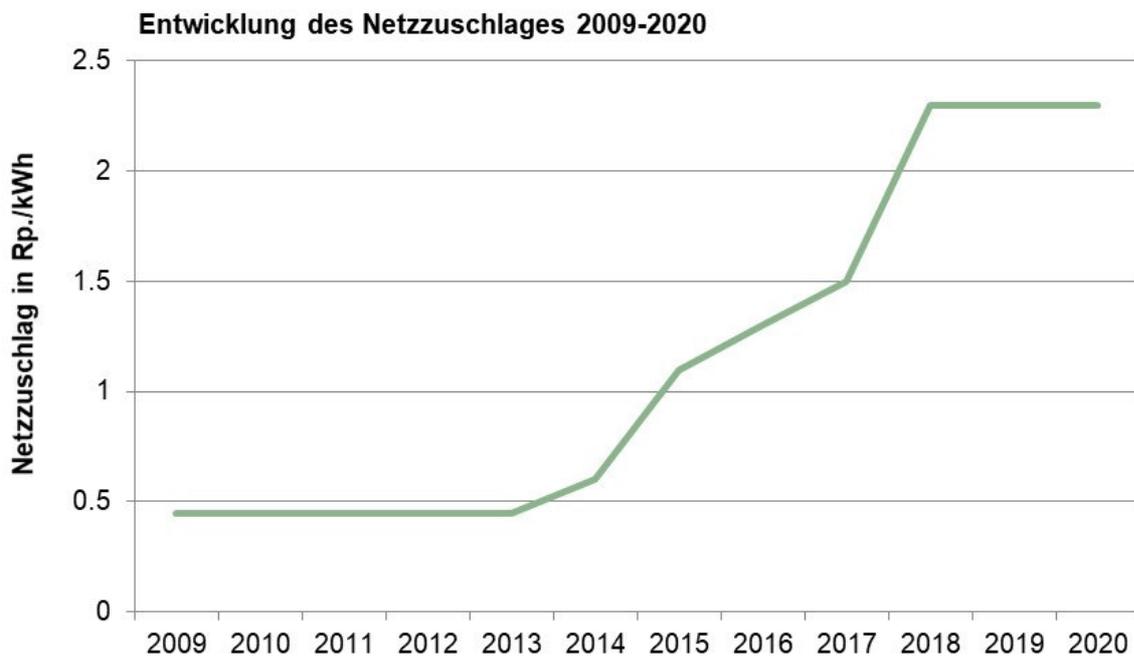


Abbildung 39: Entwicklung des erhobenen Netzzuschlages von 2009 bis 2020 (Quelle: BFE 2016a, 2017, 2019a).

Strompreise für Industrie und Gewerbe in der Grundversorgung und Anteil Förderung

Die durchschnittlichen Strompreise (Totalpreise) für Industrie und Gewerbe in der Grundversorgung zeigen für verschiedene Verbrauchskategorien zwischen 2009 und 2017 mehrheitlich eine Seitwärtsbewegung (siehe Abbildung 40). Der in Abbildung 39 gezeigte Anstieg des Netzzuschlages seit 2013 wird von vielen weiteren Faktoren überlagert. In den meisten Kantonen und für die meisten Verbrauchskategorien sind die Preise höher als 15 Rp./kWh. Damit macht der Netzzuschlag von 2.3 Rp. weniger als 15% des Totalpreises für Strom aus. Da rund 40% des Zuschlags für die Photovoltaik eingesetzt wird, macht die Förderung der Photovoltaik ungefähr 6% aus.

Je nach Anbieter und Gemeinde können die Strompreise (Totalpreis) jedoch stark schwanken. Im Jahr 2021 liegt der Strompreis für gewerbliche und industrielle Kleinbetriebe (Verbrauchskategorie C2) je nach Anbieter zwischen 8.1 bis 29.9 Rp./kWh. Die Strompreise für grosse Betriebe befinden sich 2021 in einem Band zwischen 9.9 bis 25 Rp./kWh für die Verbrauchskategorie C4, respektive zwischen 7.3 bis 21.6 Rp./kWh für die Kategorie C6 (EICom 2020a).

Entwicklung der Strompreise von Gewerbe- und Industriebetrieben zwischen 2009-2020

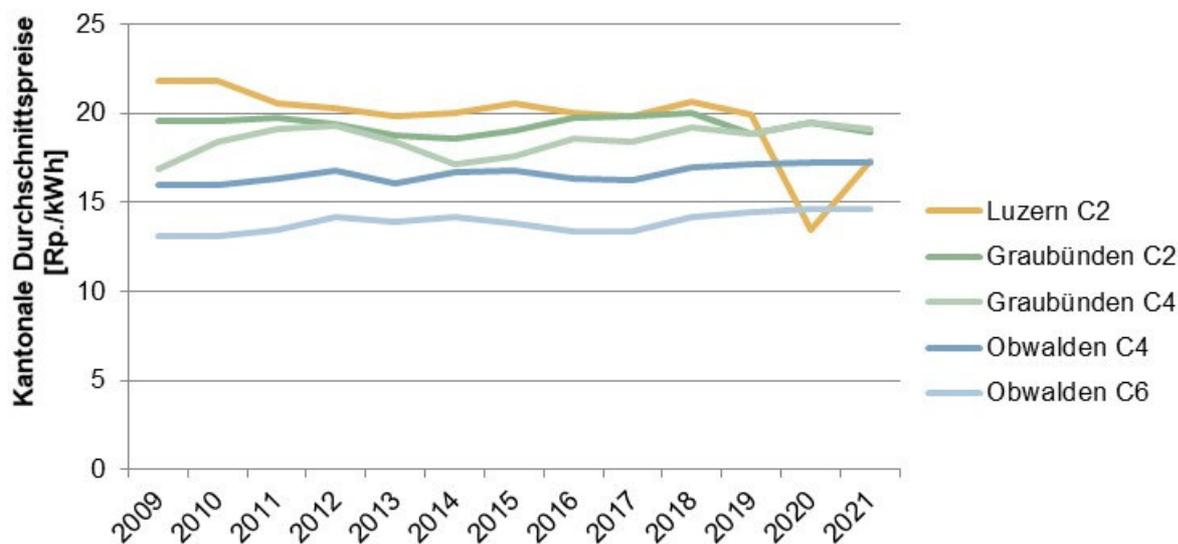


Abbildung 40: Entwicklung der Strompreise von Gewerbe- und Industriebetrieben in ausgewählten Kantonen zwischen 2009 und 2020 (Durchschnitt des günstigsten Stromproduktes, Quelle: EICom, 2020b <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/Map/ShowSwissMap.aspx>).

Entwicklung der Preise für Grossverbraucher

Grossverbraucher ausserhalb der Grundversorgung beschaffen ihren Strom selbst und orientieren sich dafür an den europäischen Strombörsen. Die Preise für Baseload-Strom stiegen zwischen 2000 und 2008 stark und sanken bis 2016 (siehe Abbildung 41 & Abbildung 42). Danach sind die Preise für die Jahre 2018 und 2019 erneut etwas angestiegen. Baseload-Strom (Day-Ahead) wurde an der Europäischen Strombörse (EPEX SPOT SE) im Jahr 2019 zwischen 1 und 9 Rp./kWh gehandelt. Diese Werte können nicht mit dem oben genannten Totalpreis für Gewerbe- und Industrie verglichen werden. Der beinhaltet neben dem Energiepreis (z.B. Baseload-Strom) zusätzlich den Preis für die Netznutzung, Abgaben an das Gemeinwesen und Bundesabgaben.

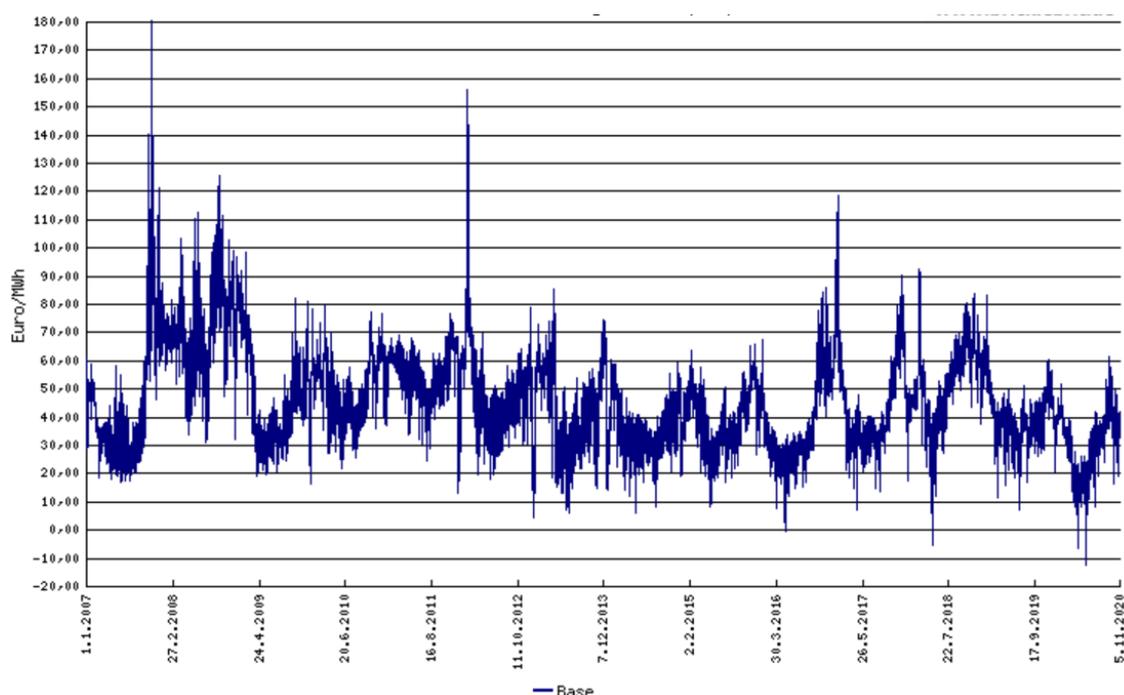


Abbildung 41: Entwicklung des Börsenstrompreises Day-Ahead Fixing, Swissix Day Base für die Schweiz der Strombörse (EPEX SPOT SE), Preise in EUR/MWh (Quelle: http://www.bricklebit.com/strompreis_boerse_schweiz.shtml).

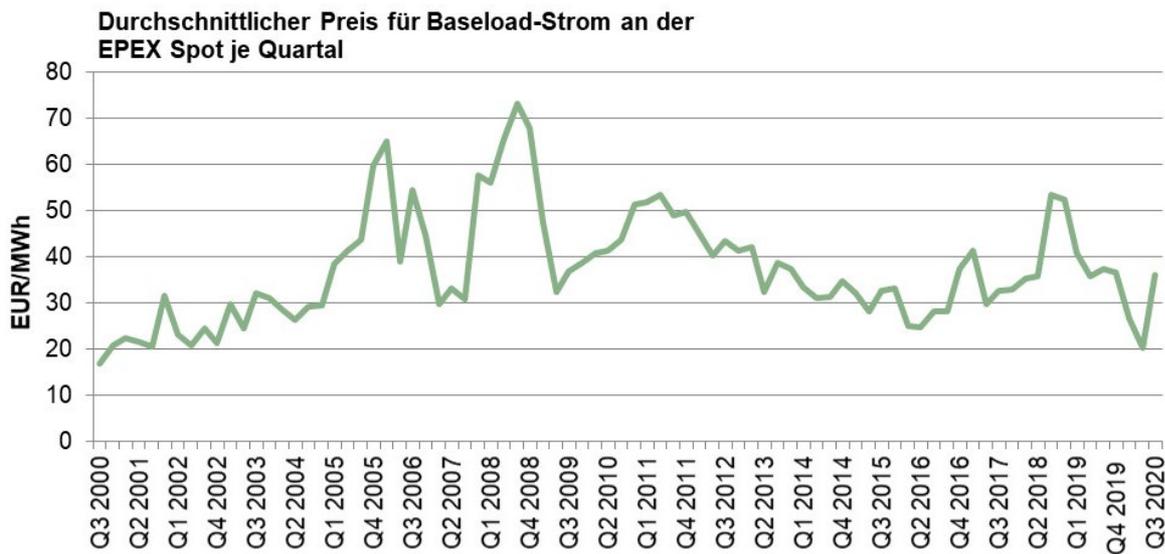


Abbildung 42: Durchschnittlicher Preis für Baseload-Strom an der EPEX Spot je Quartal (Quelle: EEX <https://www.eex.com>)

Bedeutung der Stromkosten für die Schweizer Wirtschaft

Im Jahr 2015 wurde im Rahmen einer nationalen Studie geschätzt, wie energieintensiv die Schweizer Unternehmen unter anderem im Jahr 2021 sein werden. Dabei wurde nicht nur der Strom, sondern auch Brennstoffe betrachtet. Bei 99% der Schweizer Unternehmen machen diese Energiekosten weniger als 0.5% der Bruttowertschöpfung aus. Betrachtet man nicht die Anzahl Unternehmen, sondern die Bruttowertschöpfung der Schweiz sind es noch rund 80% der schweizerischen Bruttowertschöpfung, die mit einer Energiekostenintensität von unter 0.5% erzielt wird (infras 2015). Dies zeigt, dass die Energiekosten für einige wenige Betriebe mit hoher Wertschöpfung sehr relevant sind.

Befreiung von den Zusatzkosten

Gemäss Energiegesetz Art 39 können stromkostenintensive Endverbraucher auf Gesuch hin eine Rückerstattung des Netzzuschlages beantragen (BFE 2016b). Endverbraucher, deren Elektrizitätskosten mindestens 10 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen, erhalten die bezahlten Zuschläge vollumfänglich zurückerstattet. Endverbraucher, deren Elektrizitätskosten mindestens 5, aber weniger als 10 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen, erhalten die bezahlten Zuschläge teilweise zurückerstattet; der Betrag richtet sich nach dem Verhältnis zwischen Elektrizitätskosten und Bruttowertschöpfung (EnG Art. 39 Abs. 2).

Die Zuschläge werden nur zurückerstattet, wenn (EnG Art. 40):

- sich die Endverbraucherin oder der Endverbraucher in einer Zielvereinbarung mit dem Bund dazu verpflichtet hat, die Energieeffizienz zu steigern;
- die Endverbraucherin oder der Endverbraucher dem Bund regelmässig darüber Bericht erstattet;
- die Endverbraucherin oder der Endverbraucher für das betreffende Geschäftsjahr ein Gesuch stellt;
- der Rückerstattungsbetrag im betreffenden Geschäftsjahr mindestens 20 000 Franken beträgt.

Je höher der Netzzuschlag ist, desto tiefer ist die theoretische Untergrenze für eine komplette oder teilweise Rückerstattung (wenn gleichzeitig das Kriterium des Stromkostenanteils erfüllt wird). Bei 2.3 Rp./kWh liegt die Untergrenze bei 0.9 GWh.

Europäischer Vergleich der Stromkosten für Industrie

Im europäischen und internationalen Vergleich sind die Strompreise für industrielle Verbraucher in der Schweiz relativ hoch. Verglichen mit den Nachbarländern Deutschland und Italien hingegen nicht. Dort liegen die Strompreise über jenen der Schweiz.

Die durchschnittlichen Stromkosten für industrielle Verbraucher in Euro/kWh variieren relativ stark von Land zu Land. Gemäss Eurostat (2020) lagen sie im Mittel der EU-28-Länder im Jahr 2020 leicht unterhalb von 12 Cent/kWh (exkl. MWST). Höher liegen die Strompreise für die Industrie in den meisten Kantonen der Schweiz (rund 13.5 Cent/kWh exkl. MWST, oranger Balken, gemäss EICOM (2020a)). Dabei ist zu berücksichtigen, dass der MWST-Satz in der Schweiz deutlich tiefer angesetzt ist. Die Preisdifferenzen relativieren sich dadurch etwas. Höher als in der Schweiz liegen die Strompreise für industrielle Verbraucher in Deutschland, Italien oder UK. Deutlich tiefer sind sie bspw. in Finnland, Schweden oder Dänemark (siehe Abbildung 43).

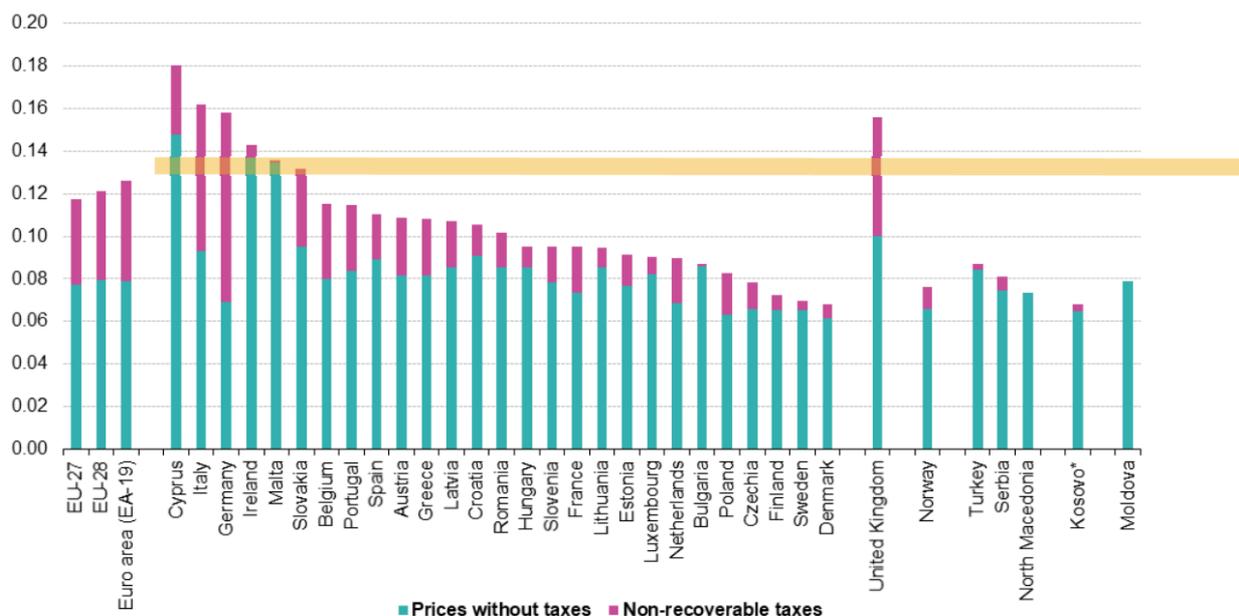


Abbildung 43: Vergleich der Strompreise (exkl. MWST) für Verbraucher mit einem jährlichen Stromverbrauch zwischen 500-2'000 MWh in den EU-Staaten und in der Schweiz (oranger Balken, Durchschnitt der günstigsten Stromprodukte für C6) im Jahr 2019 (Quelle: Eurostat 2020, EICOM 2020a).

In Abbildung 44 ist die Entwicklung der Strompreise der Schweiz und ihren Nachbarstaaten dargestellt.

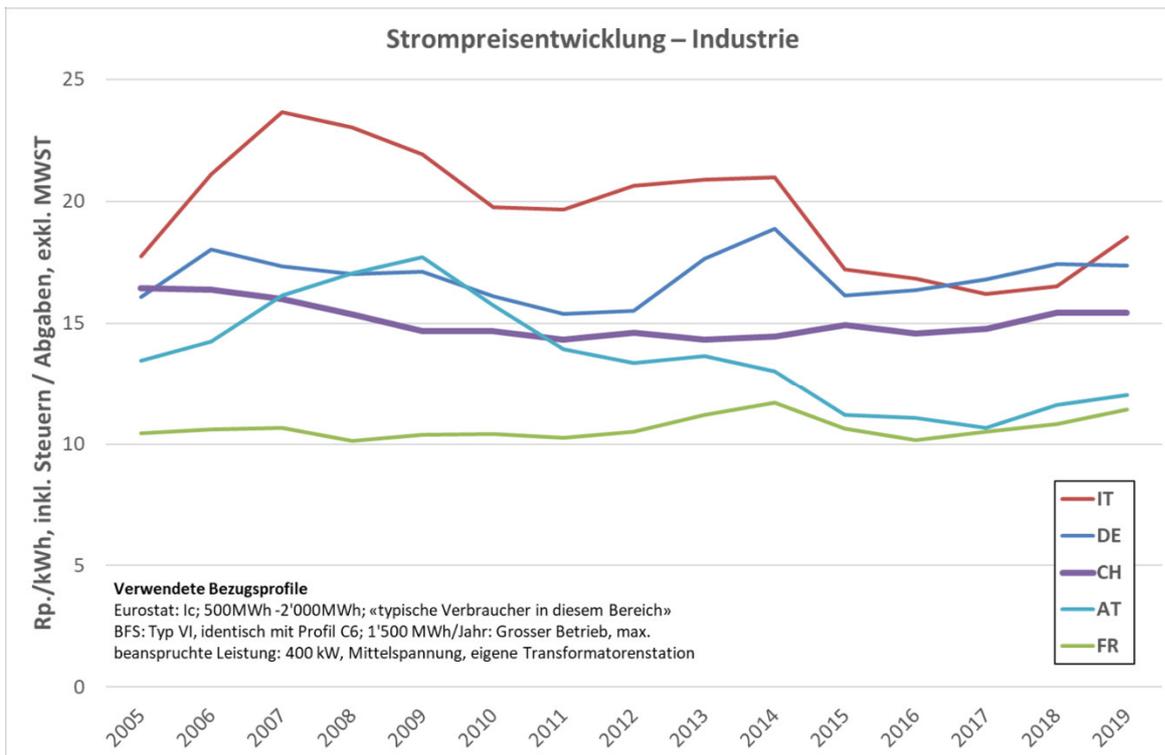


Abbildung 44: Entwicklung der Strompreise für Industriekunden von 2005-2019 in der Schweiz, Italien, Deutschland, Frankreich und Österreich (Quelle: Gruppe Grosser Stromkunden: <https://stromkunden.ch/?p=410>).

7.4 Quellen

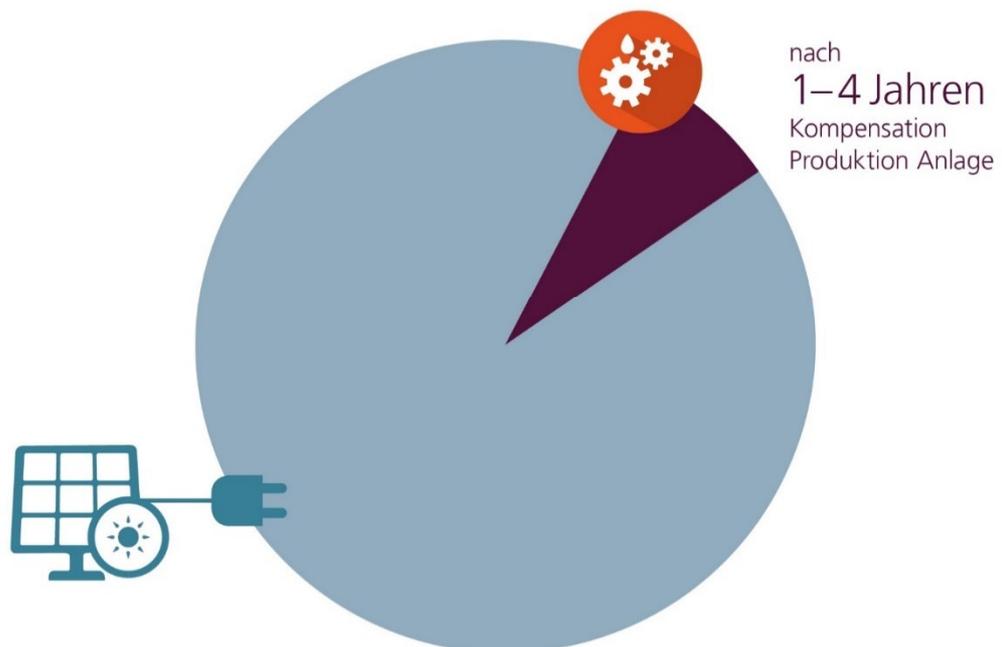
- Bundesamt für Energie BFE (2016a): <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-62433.html> (abgerufen am 21.12.2016).
- Bundesamt für Energie BFE (2016b): <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/energieeffizienz/rueckerstattung-netzzuschlag.html> (abgerufen am 26.10.2020).
- Bundesamt für Energie BFE (2017): Wichtigste Neuerungen im Energierecht ab 2018. 6 Seiten.
- Bundesamt für Energie BFE (2019a): Medienmitteilung vom 6. September 2019. Leicht ansteigende Strompreise 2020.
- Bundesamt für Energie (2019b): Medienmitteilung vom 22. Oktober 2019. Förderung der erneuerbaren Stromproduktion: Wartezeiten für Photovoltaik-Anlagen deutlich verkürzt.
- Eidgenössische Finanzverwaltung EFV (2020): Staatsrechnung 2019. Seite 283.
- Bundesamt für Energie BFE (2020): Liste aller KEV-Bezüger im Jahr 2019, Excel.
- ElCom (2020a): Rohdaten Tarife 2021 (Stand 20.10.2020).
- ElCom (2020b): <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/Map/ShowSwissMap.aspx> (abgerufen am 26.10.2020).
- Eurostat (2020): Electricity prices for non-household consumers, second half 2019 (EUR/kWh) [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Electricity_prices_for_non-household_consumers,_second_half_2019_\(EUR_per_kWh\).png](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Electricity_prices_for_non-household_consumers,_second_half_2019_(EUR_per_kWh).png) (File abgerufen am 26.10.2020).
- infras 2015: Abfederungsmassnahmen für energieintensive Unternehmen im Rahmen des Klima- und Energielenkungsystems. 91 Seiten.

8. Die Herstellung einer Photovoltaik-Anlage verbraucht mehr Energie, als sie produziert.

Vorurteil	Die Herstellung von Photovoltaik verbraucht mehr Energie, als sie produziert
Frage	Rechnet sich die Herstellung von Photovoltaik aus energetischer Sicht überhaupt?
Gegenbotschaft	Nach rund 1 bis 4 Jahren ist die Anlage energetisch amortisiert und liefert während über 25 Jahren noch weiter Strom.
Antwort in wenigen Zeilen	Eine Photovoltaik-Anlage verbraucht über ihren Lebenszyklus Energie, so beispielsweise für die Aufbereitung der Materialien, die Herstellung der Module und des Wechselrichters, den Transport und das Recycling am Ende der Lebensdauer. Nach ein bis vier Jahren hat die Anlage durch ihre erneuerbare Stromproduktion diese Energie bereits kompensiert. Sie ist dann also energetisch amortisiert und liefert während über 25 Jahren zusätzlich weiter erneuerbaren Strom.

8.1 Infografik

PHOTOVOLTAIK ANLAGEN SIND SCHNELL ENERGETISCH AMORTISIERT



8.2 Antwort auf einer halben Seite

Eine Photovoltaik-Anlage verbraucht während ihres gesamten Lebenszyklus Energie, so beispielsweise für die Aufbereitung der Materialien, die Herstellung der Module und des Wechselrichters, den Transport

und das Recycling am Ende der Lebensdauer. Nach ein bis vier Jahren hat die Anlage durch ihre erneuerbare Stromproduktion diese Energie bereits kompensiert (Vergleich auf Ebene Primärenergie). Sie ist dann also energetisch amortisiert und liefert während über 25 Jahren zusätzlich erneuerbaren Strom.

Die Experten schätzen, dass diese Amortisationsdauer langfristig nochmals um rund einen Drittel gesenkt werden kann. Dies vor allem aufgrund von diverse Faktoren wie steigende Wirkungsgrade und Lebensdauer, eine effizientere Nutzung der Materialien oder Strommische mit höherem erneuerbarem Anteil in den Herstellungsländern.

8.3 Grundlagen

Definitionen und Formeln

Die Literatur unterscheidet zwei verschiedene Berechnungsweisen für die energetische Amortisation:

1. Energie-Rückzahldauer oder energetische Amortisationszeit (Total Energy Payback Time EPBT)
2. Rückzahldauer der nicht-erneuerbaren Energie (Non-Renewable Energy Payback Time NREPBT)

Die Energie-Rückzahldauer (Indikator 1) wird definiert als die Zeit, bis eine Photovoltaik-Anlage durch ihre Stromproduktion den Verbrauch von Primärenergie um so viel reduziert hat, wie über den ganzen Lebenszyklus benötigt wurde. Dabei werden alle nicht-erneuerbaren und erneuerbaren Energiequellen mit einberechnet mit der Ausnahme der Solarstrahlung für die Stromproduktion. Gemäss den Methodenrichtlinien der Internationalen Energieagentur (Fthenakis et al. 2011) lautet die Formel:

$$\text{energetische Amortisationszeit} = \frac{E_{mat} + E_{prod} + E_{trans} + E_{inst} + E_{e/r}}{\frac{E_{jsp}}{\eta_G} - E_{b\&w}}$$

E_{mat}	gesamter Primärenergieverbrauch zur Produktion der Materialien
E_{prod}	gesamter Primärenergieverbrauch zur Produktion der Anlage
E_{trans}	gesamter Primärenergieverbrauch aller Transporte während des Lebenszyklus
E_{inst}	gesamter Primärenergieverbrauch für Installation der Anlage
$E_{e/r}$	gesamter Primärenergieverbrauch für Entsorgung resp. Recycling
E_{jsp}	jährliche Stromproduktion
η_G	Grideffizienz: Effizienz der Konversion von Primärenergie zu Strom (durchschnittliche oder Grenzbetrachtung, je nach Zweck)
$E_{b\&w}$	jährlicher Primärenergieverbrauch für Betrieb und Wartung (ausser Solarstrahlung)

Es werden also in einem ersten Schritt alle Primärenergieverbräuche des gesamten Lebenszyklus zusammengezählt. Geteilt werden sie nicht direkt durch die jährliche Stromproduktion. Diese muss zuerst für einen fairen Vergleich auch in Primärenergie umgerechnet werden. Es wird also berechnet, wieviel Einheiten Primärenergie im jeweiligen Land durch eine produzierte Einheit Strom vermieden werden können (genannt «Grideffizienz»). Davon wird der jährliche Primärenergieverbrauch für Betrieb und Wartung abgezogen. Durch die Verwendung einer „Grideffizienz“ variiert die Amortisationszeit je nach Land und verändert sich auch mit der Entwicklung der durchschnittlichen Stromproduktion des Landes.

Die Rückzahldauer der nicht-erneuerbaren Energie (Indikator 2) wird berechnet, indem bei der Formel überall Primärenergie (auch bei der Grideffizienz) durch nicht-erneuerbare Primärenergie ersetzt wird.

Kommentar EBP: Beide Perspektiven sind breit genutzt. So wird in gewissen Anwenderkreisen unter grauer Energie die gesamte Primärenergie, in anderen Kreisen nur die nicht-erneuerbare Primärenergie verstanden. Somit gibt es auch keinen richtigen oder falschen Indikator. Man könnte argumentieren, dass bei einer Betrachtung des gesamten Primärenergieverbrauchs auch die Sonnenstrahlung für den Betrieb

einberechnet werden müsste. Damit würde sich die Anlage nie amortisieren. Eventuell ist es daher angebracht, die Definition mit der nicht-erneuerbaren Primärenergie zu wählen. Wichtig ist in jedem Fall und vor allem bei Vergleichen, dass die Systemgrenze explizit angegeben wird.

Ein weiterer Indikator sagt umgekehrt, wieviel mehr Primärenergieverbrauch eingespart als verbraucht wird (Energy Return on Investment EROI oder Erntefaktor).

Bei diesen Indikatoren wird die Stromproduktion nicht immer in Primärenergie umgerechnet. Daraus ergeben sich kürzere Rückzahldauern oder tiefere Erntefaktoren.

Energetische Amortisationszeiten heute

Ökobilanzexperten haben die heutigen Amortisationszeiten berechnet und Schätzungen für eine langfristige Zukunft vorgenommen (Frischknecht et al. 2014). Sie haben dabei ungerahmte monokristalline und ungerahmte Cadmium-Tellurid-Module analysiert, eine Lebensdauer von 30 Jahren und einen Modul-Wirkungsgrad von 16.5% (Si) bzw. 13.4% (CdTe) angenommen. In einer neuen Studie desselben Hauptautors wurde die Kennzahl zur energetischen Amortisationszeit für nicht erneuerbare Primärenergie aktualisiert (Frischknecht et al. 2020). Im Vergleich mit den Ergebnissen aus 2014 für Deutschland sind die neuen, nicht erneuerbaren Amortisationszeiten etwas tiefer für Europa und für die Schweiz für Module aus monokristallinem Silizium auch etwas tiefer. Allerdings liegen für die totale energetische Amortisationszeit keine aktualisierten Ergebnisse vor. Da es schwierig ist verschiedene Kennzahlen aus verschiedenen Studien zu vergleichen, wurde darauf verzichtet, die neuen Werte in diesem Bericht aufzunehmen.

Die Resultate sind für Deutschland in der folgenden Tabelle 7 zusammengefasst:

	Totale energ. Amortisation	energ. Amortisation nicht erneuerbare Primärenergie
monokristallines Silizium	3.2 Jahre	2.7 Jahre
Cadmium-Tellurid	1.3 Jahre	1.2 Jahr

Tabelle 7: Durchschnittliche heutige energetische Amortisationszeiten für ungerahmte Module von 3 kW_p in Deutschland, Frischknecht et al. 2014.

Die Zahlen können in etwa für die Schweiz übernommen werden. Genau genommen wären die Zeiten ein wenig kürzer, weil der durchschnittliche Ertrag unter Berücksichtigung der Degradation in Deutschland mit 838 kWh/kW_p nur wenig geringer ist als in der Schweiz mit 861 kWh/kW_p (Quelle für Schweizer Wert: mündl. Mitteilung R. Frischknecht). Die genaue Dauer ist von diversen Faktoren abhängig:

- Rahmung der Module (zusätzliches Material durch Rahmen)
- Art des Moduls (polykristalline haben einen tieferen Wirkungsgrad als monokristalline Module)
- Wirkungsgrad des Moduls und der Anlage
- Einstrahlung (Ort, Dach oder Fassade, Winkel, Neigung)
- Lebensdauer

Bezieht man polykristalline Module inklusive Rahmen in die Analyse mit ein, ist die Amortisationszeit noch etwas länger als die 3.2 Jahre für monokristallines Silizium ohne Rahmen. Allerdings wurden polykristalline Module in den letzten Jahren immer weniger eingesetzt. Je nach Technologie und Indikator liegt die energetische Amortisation einer Photovoltaik-Anlage in der Schweiz also gerundet zwischen ein und vier Jahren.

Die Zahl zeigt, dass das weit verbreitete Vorurteil nicht stimmt. Auch wenn sich die Dauer bei unterdurchschnittlichem Ertrag (Ort, Winkel, Neigung) noch erhöht, ist Photovoltaik immer noch weit davon entfernt, mehr Primärenergie zu verursachen als es einspart. Auf die gleiche Schlussfolgerung kommen Wissenschaftler aus ganz Europa in einer gemeinsamen Replik auf eine unseriöse Analyse von zwei Schweizer Energieberatern (Raugei et al., 2017).

Energetische Amortisationszeiten in Zukunft

In der Studie der Ökobilanzexperten wurden langfristige Zukunftsszenarien entwickelt, für die jeweils die Amortisationszeiten geschätzt wurden. Gemäss diesen wird die Amortisationsdauer wegen diverser Faktoren langfristig abnehmen (höherer Wirkungsgrad, höhere Lebensdauer, effizientere Nutzung der Materialien, Strommixe mit höherem erneuerbarem Anteil, etc.). Die Resultate sind in Tabelle 8 dargestellt.

	energ. Amortisation Primärenergie	energ. Amortisation nicht erneuerbare Primärenergie
monokristallines Silizium	1.7 bis 2.2 Jahre	1.4 bis 2.0 Jahre
Cadmium Tellurid	0.9 bis 1 Jahr	0.8 bis 0.9 Jahre

Tabelle 8: Geschätzte künftige energetische Amortisationszeiten für ungerahmte Module von 3 kWp in Deutschland zwischen 2030 und 2050 (Frischknecht et al. 2014).

Energetische Amortisationszeiten anderer Technologien

Befürworter der Solarenergie (Rufer 2014) argumentieren, dass Gas-, Kohle- und Atomkraftwerke im Betrieb mehr nicht erneuerbare Primärenergie brauchen, als dass sie Strom produzieren und dass sie ihre graue Energie gar nie kompensieren.

Werden für einen fairen Vergleich die gleichen Berechnungsformeln eingesetzt, stimmt dies nicht in jedem Fall. Wird die oben zitierte Formel verwendet, ist die Rückzahldauer der nicht-erneuerbaren Energie von fossilen und atomaren Kraftwerken sicherlich sehr viel länger als die von Photovoltaik-Anlagen. Dies, weil im Nenner die Primärenergie für Betrieb und Wartung abgezählt wird und diese bei solchen Kraftwerken durch den Brennstoffverbrauch viel höher liegt als bei Photovoltaik-Anlagen. Es kann jedoch trotzdem sein, dass sie mit ihrem Strom die graue Energie kompensieren. Dies, weil die Formel nicht nur auf dem produzierten Strom beruht, sondern auf die durch den produzierten Strom eingesparte Primärenergie. Damit ist relevant, ob die gewählte Technologie im Vergleich zum nationalen Durchschnitt effizienter oder weniger effizient darin ist, aus Primärenergie Strom herzustellen. Ein Gaskraftwerk in einem Land, das durchschnittlich viel ineffizienter Primärenergie zu Strom verwandelt als Gas dies tut, wird mit seinem Strom die graue Energie kompensieren, da es eben ineffizientere Technologien verdrängt (Überlegungen EBP).

8.4 Quellen

- Fraunhofer ISE (2020): Photovoltaics report. 50 Seiten
- Frischknecht et al. (2014): Frischknecht, R., Itten, R. Wyss, F., Blanc, I., Heath, G. Raugei, M., Sinha, P., Wade, A. Life cycle assessment of future photovoltaic electricity production from residential-scale systems operated in Europe, Subtask 2.0 "LCA", IEA-PVPS Task 12. 103 Seiten.
- Frischknecht et al. (2020): Frischknecht, R., Krebs, L. Ökobilanz Strom aus Photovoltaikanlagen - Update 2020. Factsheet v1.0. 17 Seiten.
- Fthenakis et al. (2011): Fthenakis, F., Frischknecht, R., Raugei, M., Kim, H. C., Alsema, E., Held M. and de Wild-Scholten M. Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity, 2nd edition, IEA PVPS Task 12, International Energy Agency, Photovoltaic Power systems Programme. 20 Seiten.
- Raugei et al. (2017): Raugei, M., Sgouridis, S., Murphy, D., Fthenakis, V., Frischknecht, R., Breyer, C., Bardi, U., Barnhart, C., Buckley, A., Carbajales-Dale, M., Csala, D., de Wild-Scholten, M., Heath, G., Jæger-Waldau, A., Jones, C., Keller, A., Leccisi, E., Mancarella, P., Pearsall, N., Siegel, A., Sinke, W. and Stolz, P: Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation: A comprehensive response, Energy Policy, Volume 102, Seiten 377-384.
- Rufer 2014: Vorurteile und Tatsachen zu Solarstrom. 5 Seiten.

9. Solarstrom fällt zur falschen Zeit an und belastet damit das Stromnetz.

Vorurteil	Solarstrom fällt zur falschen Zeit an und belastet damit das Stromnetz.
Frage	Welche Auswirkungen hat die Photovoltaik auf das Stromnetz und den Speicherbedarf?
Gegenbotschaft	Solarstrom passt gut ins Schweizer Stromnetz.
Antwort in wenigen Zeilen	Photovoltaik produzierte 2019 knapp 4% des Schweizer Stromverbrauchs. Da der Solarstrom so wenig ausmacht, kann er immer gleich verbraucht werden und entlastet das Netz, weil er typischerweise dort produziert wird, wo auch Strom verbraucht wird. Zudem produziert Photovoltaik im Tagesverlauf genau dann viel Strom, wenn auch viel verbraucht wird, nämlich über Mittag. Bei einem starken zusätzlichen Ausbau der Photovoltaik braucht es flankierende Massnahmen bei den Anlagen, im Netz oder zur Speicherung.

9.1 Infografik

[keine Infografik]

9.2 Antwort auf einer halben Seite

Photovoltaik-Anlagen produzieren über Mittag am meisten Strom. Unabhängig von der Jahreszeit verbraucht die Schweiz in den Mittagsstunden sehr viel Strom. Damit produzieren Photovoltaik-Anlagen im Tagesverlauf grundsätzlich zu einer sehr passenden Zeit Strom. Weniger zum Schweizer Stromverbrauch passt, dass die Photovoltaik beim hohen Stromverbrauch in den Abendstunden und im Winter nur wenig Strom produziert.

Zurzeit spielt dies aber noch gar keine Rolle. Denn in der Schweiz betrug die Produktion der Photovoltaik 2019 gut 4% des Stromverbrauchs. Da der Strom aus Photovoltaik so wenig ausmacht, bedeutet das, dass er immer verbraucht werden kann. Durch die Photovoltaik entsteht typischerweise neue Stromerzeugung direkt am Ort des Stromverbrauchs. Damit werden die oberen Netzebenen nicht gebraucht, um weil weniger Strom von grossen Anlagen wie Speicherseen zum Ort des Verbrauchs transportiert werden müssen. Somit kann Photovoltaik heute in der Schweiz dazu beitragen, die Nutzung der oberen Netzebenen zu senken und damit auch Leitungsverluste beim Transport zu reduzieren.

Bei einem starken Ausbau kann die Photovoltaik jedoch zu einer stärkeren Netzbelastung führen. Modellierungen zeigen bei einem Anteil von gut 10% der Photovoltaik am Stromverbrauch den Bedarf nach Massnahmen. Zu diesen gehören die Leistungsbegrenzung der Photovoltaik-Anlagen, der smarte Einsatz von Wechselrichtern, die Verstärkung der Netze oder der Einsatz von Stromspeichern.

9.3 Grundlagen

Produktion versus Stromverbrauch auf Ebene Haushalt

Die Photovoltaik Produktion ist von der Sonnenstrahlung abhängig und schwankt somit stark von Tag zu Tag und nach Saison. Auf Ertrag optimierte Anlagen sind meist nach Süden ausgerichtet und produzieren über Mittag am meisten Strom. Wenn Module stattdessen auf einem Flachdach nach Ost-West ausgerichtet werden, produzieren sie immer noch am Mittag am meisten Strom, aber das Profil flacht leicht ab, wie man in der nachfolgenden Abbildung sieht. Können die Module dem Sonnenstand nachgefahren werden,

ist das Stromertragsprofil noch breiter (Fraunhofer ISE 2017). Andere Ertragsprofile ergeben auch Module an Fassaden (Wellstein 2014). Der in Abbildung 45 abgebildete Verlauf ist derjenige eines klaren Sommertags. Bewölkte Tage ergeben andere Profile.

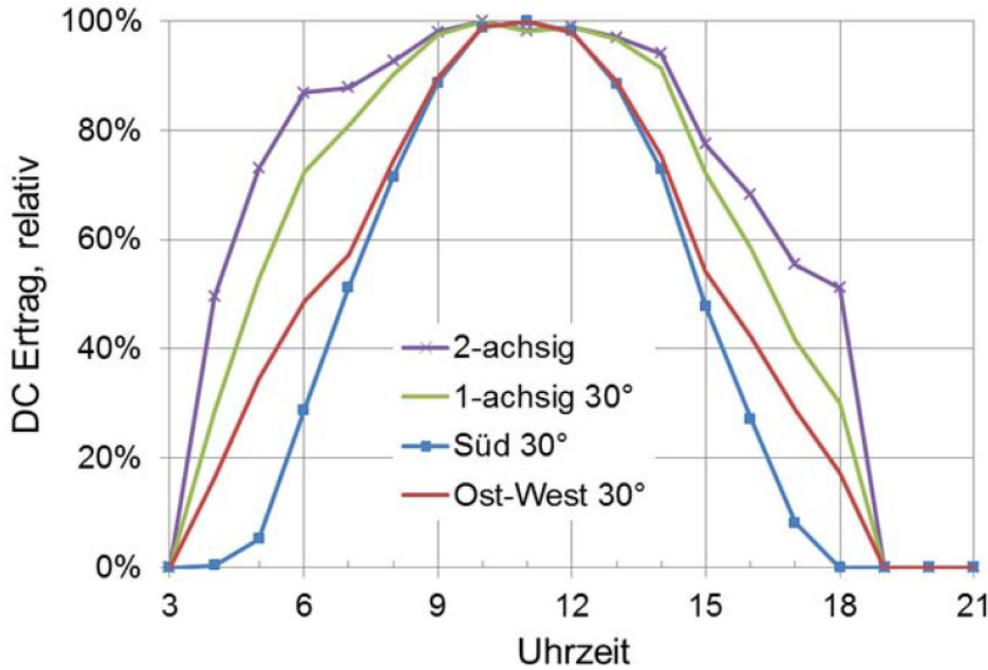


Abbildung 45: Stromertragsprofile von Photovoltaik-Anlagen bei verschiedenen Montagevarianten (inklusive zweier Varianten, bei den die Anlage entlang einer oder zwei Achsen dem Sonnenstand nachgefahren wird), berechnet für einen überwiegend klaren Julitag am Standort Freiburg (Quelle: Fraunhofer ISE 2020).

Der Verbrauch eines Haushalts ist sehr individuell. Er hängt von den Geräten, der Anzahl Personen und ihrem Verhalten über den Tag ab. Typische Spitzen sind morgens beim Aufstehen, vor dem Mittag beim Kochen und abends beim Kochen, Licht und Geräte anschalten, etc. (siehe auch Vorurteil Nr. 7): In Abbildung 46 sind Standardlastprofile für einen Haushalt dargestellt.

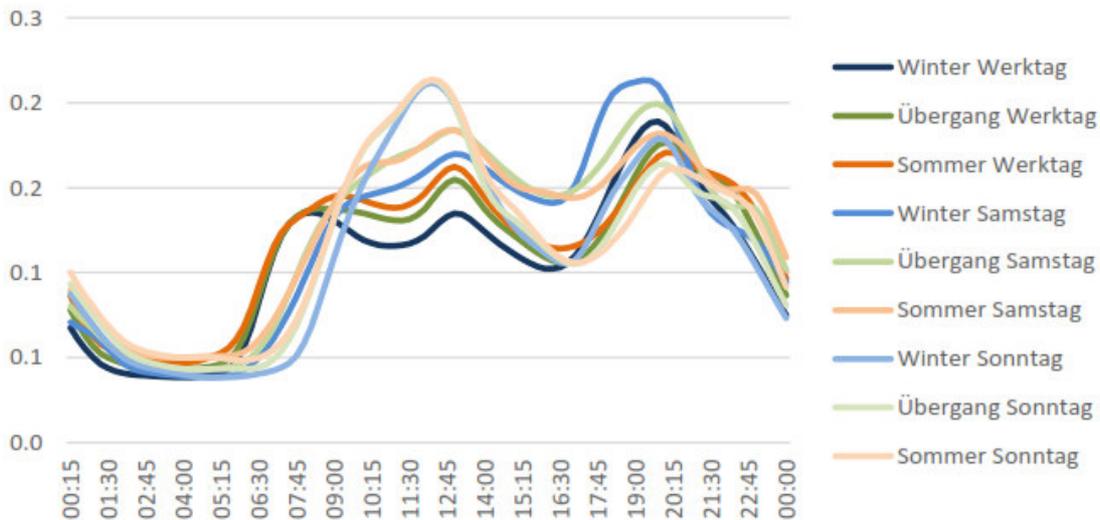


Abbildung 46: Standardlastprofile für einen Haushalt je Saison und Wochentag (Quelle: BENetz 2016).

Die nachfolgende Abbildung 47 vergleicht auf Ebene eines Haushalts die Produktion an einem sonnigen Sommertag mit dem Verbrauch. Vor allem der Verbrauch in den Abendstunden wird durch die Anlage nicht abgedeckt.

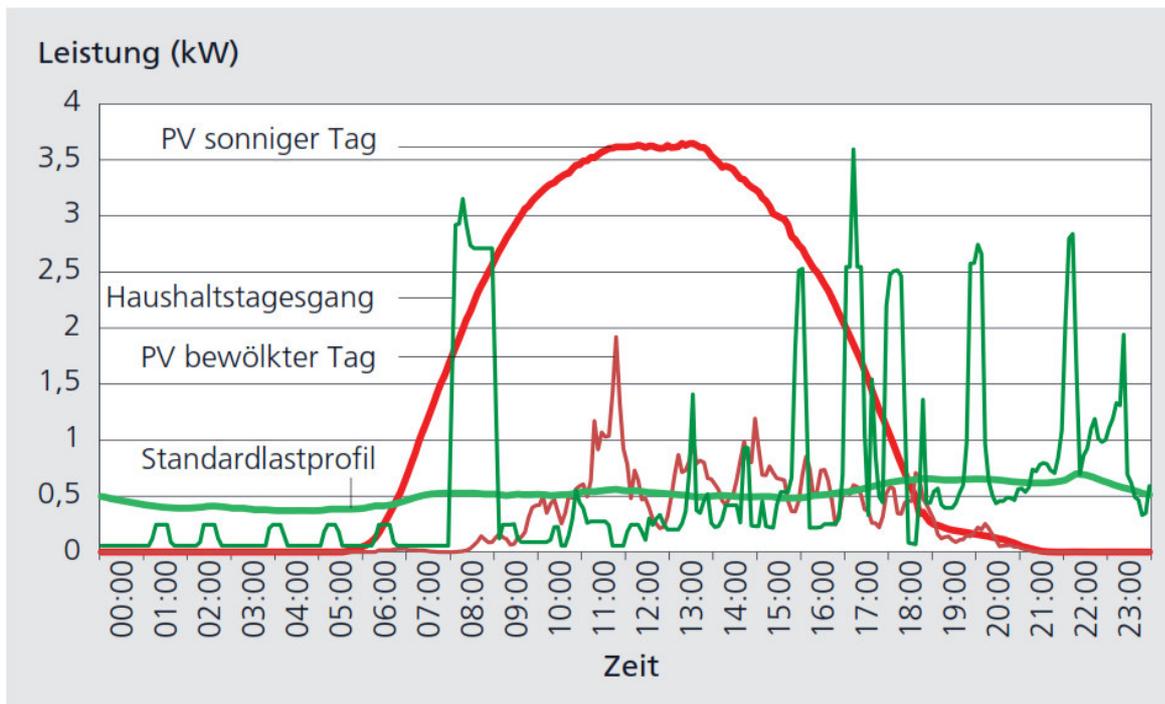


Abbildung 47: Tagesgang einer 5 kW_p Anlage (40° Südabweichung gegen Osten, 20% geneigt) im Juni sowie zwei Lastprofile (Standard sowie ein reales Beispiel, Quelle: Eicher et al. 2014).

Produktion versus Stromverbrauch auf Ebene eines Landes

Individuelle Schwankungen werden über eine Gemeinde, eine Region oder ein Land geglättet. Zudem kommen neben Haushalten andere Verbraucher wie Industrie, Gewerbe, Strassenbeleuchtung, etc. hinzu. Diese senken tendenziell die Abendspitzen der Haushalte. Die nachfolgende Abbildung 48 zeigt einen Vergleich von Produktion und Verbrauch für ganz Deutschland. Zu beachten ist dabei, dass die rechte Achse der Photovoltaik Einspeisung bei 0 beginnt, die linke aber nicht. Bei tiefen Anteilen von Solarstrom am Strommix fällt Solarstrom durchschnittlich oft zu Zeiten an, in denen auch viel Strom verbraucht wird. Die Situation verändert sich, wenn Photovoltaik sehr stark ausgebaut wird.

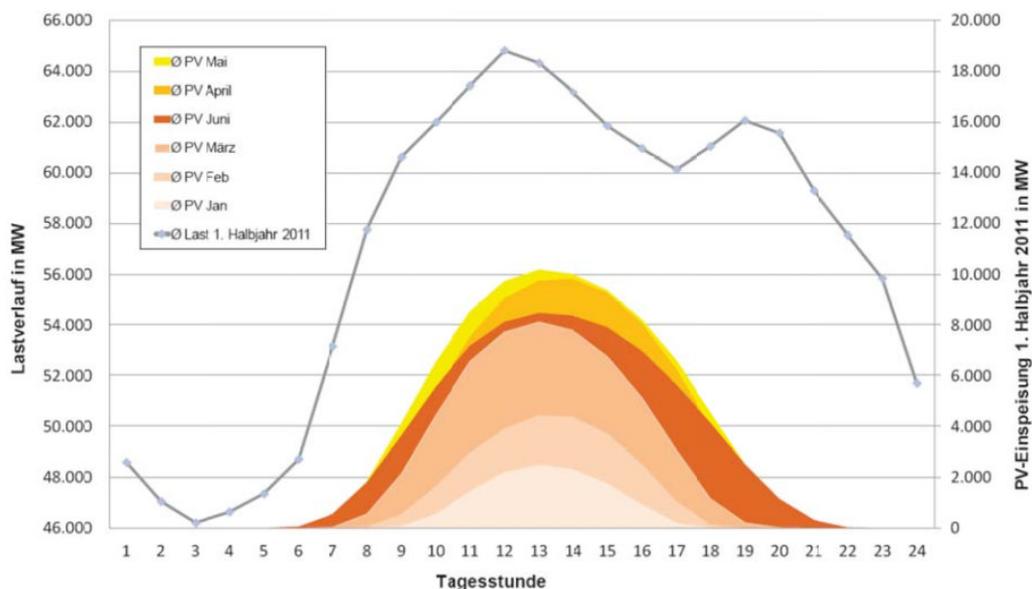


Abbildung 48: Durchschnittliches Lastprofil und durchschnittliche monatliche Photovoltaik-Einspeiseprofile für ganz Deutschland im ersten Halbjahr 2011 (Quelle: Fraunhofer ISE 2017).

An sonnigen Sommertagen produzieren alle Photovoltaik-Anlagen gemeinsam Strom. Aufgrund des Sonnenhöchststandes ist die grösste Stromproduktion am Mittag zu erwarten. Bei einem starken Ausbau der Photovoltaik über die nächsten Jahrzehnte wird es vorkommen, dass in Zukunft die Stromerzeugung aus

Photovoltaik an einem sonnigen Mittag in der Schweiz die Stromnachfrage übersteigt. Eine Modellierung für die Schweiz zeigt beispielsweise bei einem relevanten Ausbau der Photovoltaik (Szenario C&E¹: 11 TWh Photovoltaik Jahresproduktion im Jahr 2050) im Sommer teilweise relevante Überschüsse (6% der gesamten Photovoltaikproduktion (Abbildung 49)). Erfolgt jedoch ein stärkerer Ausbau, um einem Netto-Null-Pfad bis 2050 zu folgen, würden gemäss den neuen Energieperspektiven des BFE diese PV-Jahresproduktion und damit diese Überschüsse schon ab einem Jahr zwischen den 2030 und 2035 auftreten (BFE 2020b).

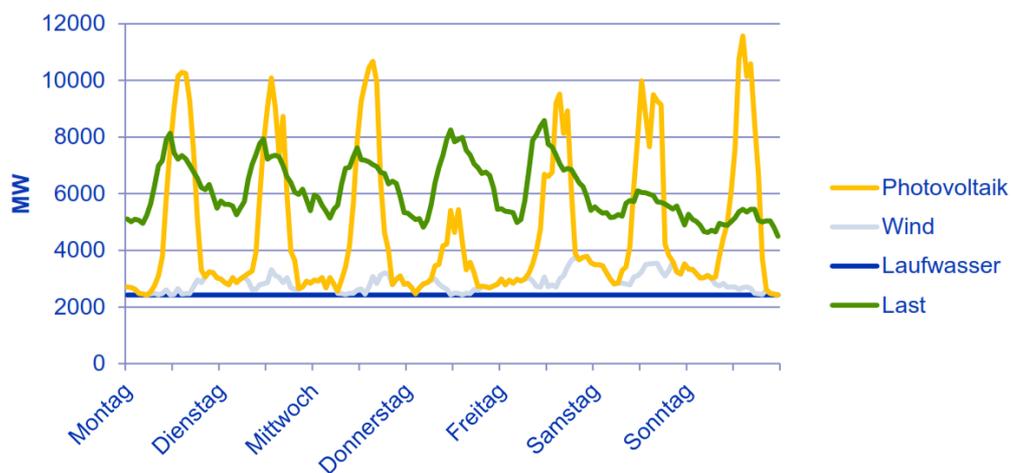


Abbildung 49: Exemplarische Darstellung der Erzeugung durch angebotsabhängige Energieträger und des Verbrauchs in einer Sommerwoche im Jahr 2050 (gemäss Szenario POM C&E, 11 TWh Jahresproduktion Photovoltaik, Quelle: BFE 2013)

Zeitliche Übereinstimmung von Produktion und Verbrauch

In der Schweiz betrug die Produktion der Photovoltaik 2019 gut 4% des Stromverbrauchs (BFE 2020a). Da der Solarstrom so wenig ausmacht, bedeutet dies, dass er immer verbraucht werden kann. Die zeitliche Übereinstimmung ist somit gegeben.

Betrachtet man sehr hohe Anteile von Solarstrom im System gibt es eine mittelmässige Übereinstimmung:

- gute Übereinstimmung
 - mittags hoher Verbrauch und hohe Produktion
 - vormittags Anstieg Verbrauch und Produktion
- schlechte Übereinstimmung
 - nachts relevanter Verbrauch und keine Produktion
 - abends hoher Verbrauch und wenig bis keine Produktion
 - im Winter hoher Verbrauch und wenig Produktion

Nutzung und Belastung der Netze heute

Photovoltaik wird typischerweise dort gebaut, wo es auch Stromverbraucher gibt (Siedlungen). So kann ein Teil des Verbrauchs direkt gedeckt werden. Damit werden die oberen Netzebenen weniger gebraucht, da weniger Strom von Kern- oder Wasserkraftwerken zum Ort des Verbrauchs transportiert werden muss. Somit trägt Photovoltaik heute in der Schweiz dazu bei, die Nutzung der oberen Netzebenen zu senken und damit auch Leitungsverluste beim Transport zu reduzieren.

In einzelnen Fällen nimmt die Belastung des Netzes jedoch auch in der Schweiz durch die Photovoltaik zu. In Situationen mit wenig Verbrauch und hoher Leistung kann lokal ein Ausbau erforderlich sein. Typische Beispiele sind Landwirtschaftsbetriebe am Ende eines Tals mit wenig eigenem Verbrauch, aber grossen Dachflächen mit grossen Anlagen.

¹ Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (BFE 2012).

Belastung der Netze bei mehr Produktion.

Eine Studie im Auftrag des BFE untersuchte im Jahr 2013, welche Auswirkungen ein starker Zubau erneuerbarer Energien auf das Stromnetz und den Speicherbedarf hätten (BFE 2013). Grundlage waren die Szenarien der Energieperspektiven mit einem Ausbau der Photovoltaik bis 2050 auf 7'800 MW_p (Stromanbot C&E²). Die Auswirkungen eines viel höheren Stromangebots aus erneuerbaren Energien, darunter auch Photovoltaik, auf die Ebene der Verteilnetze und der Transformatoren zur Mittelspannung (Netzebenen 6 und 7) zeigten keine Probleme in städtischen und vorstädtischen Verteilnetzen und eine Überlastung in den ländlichen Gebieten 2050. (Die Installation von Schnellladestationen führte rasch zu einer Überlastung auch in städtischen Gebieten, dies ist aber nicht Thema der Photovoltaik.)

Die Studie kommt zum Schluss, dass ein starker Zubau ab einem Anteil Photovoltaik von gut 10% am Stromendverbrauch zu einer Überlastung vor allem ländlicher Netze führt.

Energiespeicher sind dabei nicht die einzige Lösung, erscheinen doch in manchen Fällen die kostengünstigste Variante zu sein (BFE 2013).

Seither haben diverse Verteilnetzbetreiber Auswirkungen eines Zubaus untersucht. So kommt beispielsweise die CKW in ihren Simulationen von 2'340 Niederspannungsteilnetzen zum Schluss, dass bei einer solaren Nutzung von allen gemäss Solarkataster als sehr gut oder gut klassifizierten Dachflächen 7% der Teilnetze gefährdet sind (Kübler et al., 2019). Dabei gilt zu beachten, dass bei den Simulationen der Eigenverbrauch nicht berücksichtigt wurde. Es kann davon ausgegangen werden, dass dadurch die Stromflüsse in den Teilnetzen reduziert werden und in der Realität noch weniger Teilnetze gefährdet sind.

Eine Untersuchung des Verteilnetzes der Groupe E zeigt, dass die Problematik bei ländlichen Netzen etwas ausgeprägter ist. Um das Ausmass von Netzverstärkungsmassnahmen zu limitieren können die Photovoltaik-Anlagen entweder in ihrer Leistung begrenzt werden oder die Wechselrichter können so parametrisiert werden, dass sie ihre Wirk- und Scheinleistung in Abhängigkeit der Netzspannung anpassen. Bei einem Ausbau von Photovoltaik von heute rund 8% auf künftig 26% des Stromverbrauchs kann ein Grossteil der Engpässe mit minimalen Produktionsverlusten (2.5 bis 3%) beseitigt werden.

Es ist zudem zu beachten, dass im Zuge der Dekarbonisierung die Verteilnetze stark auch durch neue Verbraucher wie die Elektromobilität und den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen beeinflusst werden. Inwiefern Photovoltaik-Anlagen bei einem massiven Zuwachs von Elektromobilität und Wärmepumpen bei einer intelligenten Steuerung entlastend wirken können, ist noch nicht bekannt.

9.4 Quellen

- *BENetz (2016)*: Summermatter, Samuel: Simulation und Optimierung des Eigenverbrauchs. Swissolar Solar Update 2016, 13 Folien.
- *Bundesamt für Energie BFE (2012)*: Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Prognos AG im Auftrag des Bundesamts für Energie. 904 Seiten.
- *Bundesamt für Energie BFE (2013)*: Energiespeicher in der Schweiz: Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050. KEMA Consulting AG im Auftrag des Bundesamts für Energie. 220 Seiten.
- *Bundesamt für Energie BFE (2017)*: Markterhebung Sonnenenergie 2016. Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien. Ausgearbeitet durch Swissolar. 22 Seiten.
- *Bundesamt für Energie (BFE 2020a)*: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2020. 85 Seiten.
- *Bundesamt für Energie (BFE 2020b)*: Energieperspektiven 2050+ : Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse. 36 Seiten.
- *Cuony, P. (2020)*: Réglages smart des onduleurs PV pour le maintien de la tension : Q(U) et P(U). Webinaire PV-update am 26. November 2011.

² Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (BFE 2012).

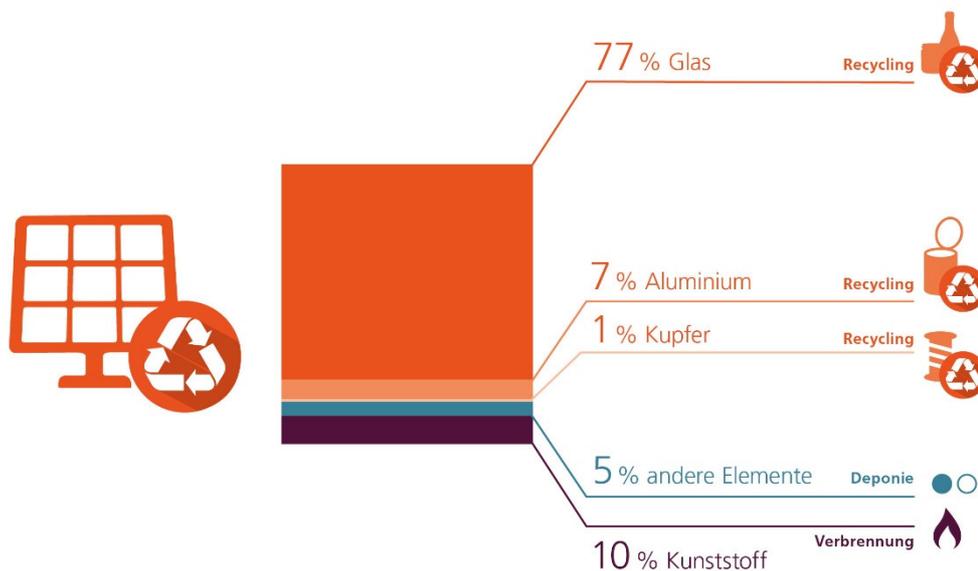
- *Eicher H., Bacher, R., Bucher, C., Burkhard, R. Frei H. Hennemann, P., Huber, H., Keller, M., Meier, P., Rigassi, R. Rommel, M., Trüssel, D. und Wiget, M. (2014): Erneuerbare Energien – Umweltfreundliche Versorgung. Fachhochschule Nordwestschweiz, Institut Energie am Bau. 183 Seiten.*
- *Fraunhofer ISE (2020): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fassung vom 10.6.2020. 98 Seiten.*
- *Kübler, A.; Nicolas R.; und Beer, M. (2019): Anschlusskappung von Photovoltaikanlagen. Artikel im Bulletin des VSE 5/2019.*
- *Wellstein (2014): Wellstein, Jürg: Photovoltaik erobert die Fassade. Haustech 5/2014. 3 Seiten (70-72).*
- *ZHAW (ohne Jahresangabe): Hoher Stromertrag von Schweizer PV-Anlagen auch mit Leistungsbegrenzung. 4 Seiten.*

10. Photovoltaik Module lassen sich kaum recyklieren.

Vorurteil	Photovoltaik Module lassen sich kaum recyklieren.
Frage	Lassen sich Photovoltaik Module gut recyklieren?
Gegenbotschaft	In der Schweiz ist das Recycling von Photovoltaik Modulen gut organisiert. Typische Module können zu 80-90% recykliert werden.
Antwort in wenigen Zeilen	Die Module gängiger Photovoltaik-Technologien bestehen zwischen 70% und teils über 90% aus Glas. Weitere wichtige Bestandteile sind Aluminium für den Rahmen, Silizium und Kunststoffe. Glas und Aluminium werden beim Recycling getrennt und gelangen in die gut etablierten Altglas- und Altmetall-Kreisläufe. Die übrigen Stoffe werden weiter zur Wiederverwertung aufgetrennt bzw. deponiert oder verbrannt. Insgesamt können also typischerweise 80-90% der Module recykliert werden. Durch den hohen Anteil Glas und Aluminium ist das Modulrecycling mit dem Fensterrecycling vergleichbar.

10.1 Infografik

PHOTOVOLTAIK-MODULE KÖNNEN ZU 80 BIS 90 % REZYKLIERT WERDEN



Die Infografik basiert auf der Zusammensetzung der Module gemäss Abbildung 50, gewichtet nach der Verbreitung der Technologien gemäss Abbildung 51.

10.2 Antwort auf einer halben Seite

Mit 70 bis teils über 90% ist Glas der Hauptbestandteil aller Module. Durch den sehr hohen Glasanteil sowie einfach trennbaren Metallen können rund 80 bis 90% eines Moduls bezogen auf seine Masse, wiederverwertet werden. Grundsätzlich werden alte Solarmodule als erstes vom Aluminiumrahmen, Glas, den

Kabeln und der Elektronik getrennt. Diese gelangen in Entsorgungskreisläufe wie Altglas, Altmittel und Elektronikschrott. Die Aufbereitung erfolgt in einem ersten Schritt mechanisch. Weitere Trennungs- und Abspaltungsverfahren sind thermochemisch, chemisch oder metallurgisch. So werden potenziell schädliche Substanzen wie z.B. Blei, Cadmium oder Selen entfernt und separat entsorgt. Silber, Tellur oder Indium werden so gut wie möglich und wirtschaftlich zurückgewonnen und können wiederverwendet werden. Mehr als 90% aller Module sind Si-kristallin, eine Modultechnologie, die praktisch keine schädlichen Substanzen enthält (lediglich etwas Blei und Silber). Dennoch muss eine Restfraktion von rund 10 bis 20% Gewichtsanteil heute noch verbrannt werden. Dies sind z.B. die Kunststoffolie und schwermetallhaltiges Lot. Durch den hohen Anteil an Glas und Aluminium ist das Recycling von Solarmodulen mit dem Fensterrecycling vergleichbar.

In der Schweiz können Solarmodule über die vorgezogene Recyclinggebühr kostenlos am Verkaufsort oder an einer Sammelstelle zurückgegeben werden. Dadurch wird ein fach- und umweltgerechtes Recycling garantiert. Dies wird in der Schweiz von der Stiftung SENS eRecycling organisiert. Das bisher auf freiwilliger Basis aufgebaute System wird nach Anpassung der entsprechenden Verordnung künftig obligatorisch werden.

10.3 Grundlagen

Zusammensetzung von Photovoltaik-Modulen

Die Zusammensetzung unterscheidet sich je nach Technologie (siehe Abbildung 50):

- Bei *Modulen mit kristallinen Silizium-Zellen* wird Silizium als Halbleiter eingesetzt, das in kristalliner Form vorliegt (c-Si). Weiter wird hier zwischen monokristallinen (ein durchgehender Kristall) und polykristallinen Zellen (viele kleine Kristalle verschiedener Orientierung) unterschieden. Die Silizium-Zellen – so genannte „Wafer“ - werden auf einer Hintergrundfolie aufgebracht. Verbunden werden sie über Silber- und Aluminium-Klebstoff. Geschützt werden sie auf der sonnenzugewandten Seite durch eine Glasschicht.
- Bei den *Dünnschichtmodulen* liegt das Silizium entweder in amorpher Form vor (a-Si) oder es kommen andere Halbleiter zum Einsatz, wie z.B. Cadmium-Tellurid (CdTe) oder Kupfer-Indium-Diselenid (CIS). Dünnschichtmodule besitzen keine Zellen als kleinste stromproduzierende Einheit. Stattdessen ist eine dünne Schicht des Halbleitermaterials flächig auf dem Trägermaterial (Glas, ein Polymer oder Metall) aufgetragen. Die Schichtdicke bewegt sich im Mikro- bis Nanometerbereich. Geschützt werden sie auf der sonnenzugewandten Seite durch eine Glasschicht.

(IEA, IRENA 2016, Deutsches Umweltbundesamt UBA 2004)

Mit rund 70% bis teils über 90% ist Glas der Hauptbestandteil aller Photovoltaik Module (siehe Abbildung 50). Es wird davon ausgegangen, dass dieser Anteil in Zukunft sogar noch ansteigen wird, bei manchen Technologien auf bis zu 95%. Das zweithäufigste Material ist bei den meisten Modulen Aluminium (Rahmen) sowie ein Polymer (Kunststoff) als Rückseitenfolie, gefolgt von Silizium. Silizium ist ein chemisches Element der Erdhülle, das nach Sauerstoff das zweithäufigste Element ist. Als Siliziumdioxid ist es auch der Hauptbestandteil von Glas. Weitere Materialien in Photovoltaik-Modulen sind Kupfer, verschiedene Halbleitermaterialien, Dichtungsmittel, Silber und andere Metalle (Zink, Nickel, Zinn, Blei, Cadmium, Gallium, Indium, Selen, Tellur) (IEA, IRENA 2016).

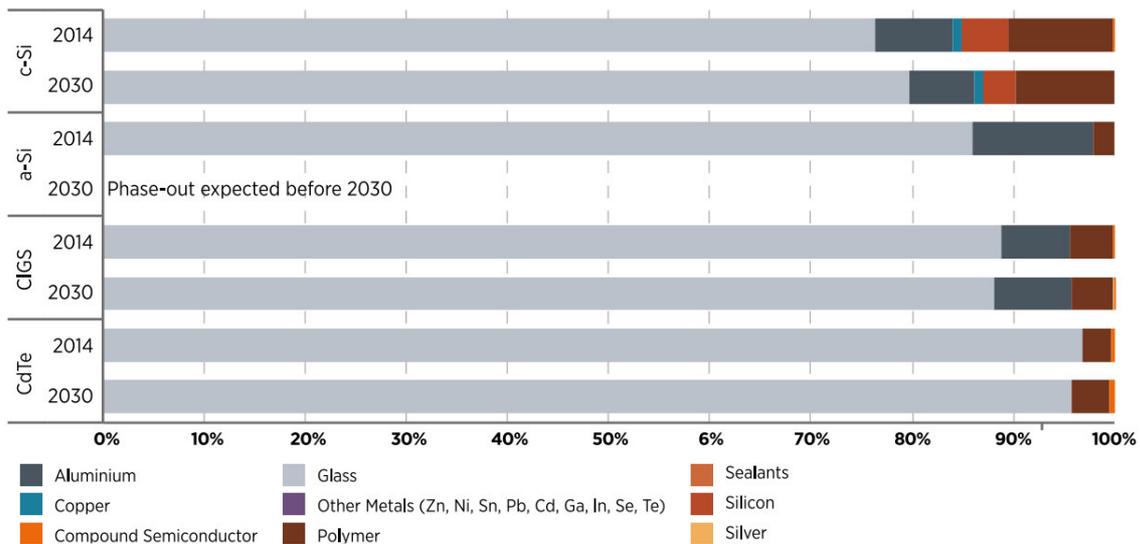


Abbildung 50: Anteile der Bestandteile von Photovoltaik Modulen bezogen auf die Gesamtmasse in den Jahren 2014 und 2030 für verschiedene Technologien (Quelle: IEA, IRENA 2016).

Marktanteile der Technologien

Der Markt wird heute von Photovoltaik-Modulen dominiert, die auf Siliziumbasis hergestellt werden (siehe Abbildung 51). Bei den Zellen auf Siliziumbasis ist in den vergangenen Jahren der Anteil an sogenannten «Passivated Emitter and Rear Cell (PERC)» Modulen stark gewachsen. Der Erfolg dieser Technologie geht mit einer Verdrängung von multikristallinen durch monokristalline Solarzellen einher. Der Anteil an Dünnschichtmodulen bleibt mit einem Anteil deutlich unter 10% klein. In der Schweiz war der Anteil der Dünnschichttechnologie von Cd-Te Anlagen Ende 2020 gemäss Aussagen von Swissolar vernachlässigbar. Es gab nur eine Handvoll Anlagen.

PV Technology Shares by Production

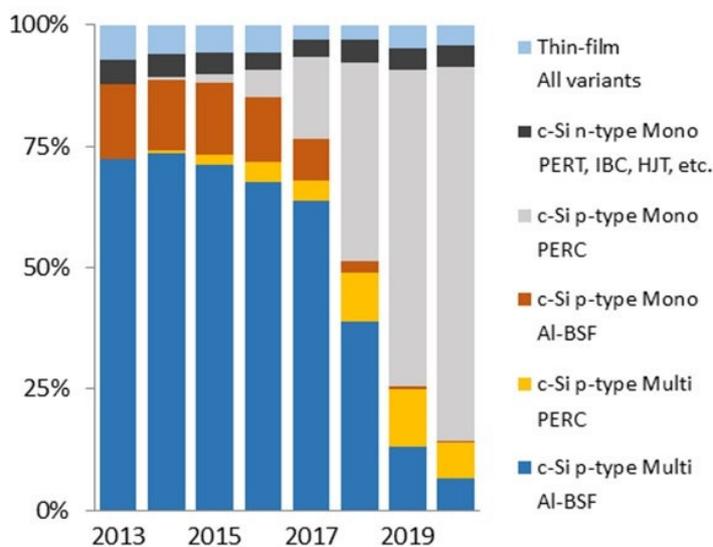


Abbildung 51: Entwicklung der Solarzellenproduktion nach Anteil der Technologien an der Gesamtproduktion (Quelle: <https://www.pv-tech.org/editors-blog/pv-celltech-2020-to-explain-why-n-pert-emerging-as-differentiated-play-for>).

Recycling eines Photovoltaik-Moduls

Photovoltaik Module werden zurzeit europaweit als Elektronikschrott eingestuft. Noch bestehen keine Recycling-Anlagen speziell für Photovoltaik Module. Sie werden, gleich wie Elektronikschrott, in bestehenden

Recycling-Anlagen verarbeitet. Dies bedeutet, dass die Module mittels verschiedener Verfahren aufbereitet und die unterschiedlichen Materialien, wenn möglich und auch wirtschaftlich, voneinander getrennt werden. Wo das Auftrennen der unterschiedlichen Materialien aufgrund geringer Konzentrationen, teuren oder noch wenig erprobten Verfahren nicht möglich bzw. wirtschaftlich ist, werden sie verbrannt oder deponiert.

Alte Module werden als erstes vom Aluminiumrahmen, den Kabeln und der Elektronik getrennt. Aluminiumrahmen und Kupferdrähte gelangen in den heute etablierten Altmetall-Kreislauf. Das Deckglas gelangt in den ebenfalls etablierten Altglas-Kreislauf. Damit sind bereits rund 80-90% recycelt.

Silizium-basierte Module werden hauptsächlich mechanisch aufbereitet. Zusätzlich wird das Halbleitermaterial von den anderen Materialien getrennt, z.B. durch ein thermochemisches Abspaltungsverfahren. Bei nicht-Silizium-basierten Modulen werden unterschiedliche Recyclingtechnologien angewendet, z.B. chemische oder metallurgische Behandlungen in dafür ausgelegten Recycling-Anlagen.

Potenziell schädliche Substanzen wie z.B. Blei, Cadmium, Selen werden entfernt und separat entsorgt. Da Silber ein relativ wertvolles Metall ist, wird es teilweise noch herausgelöst und recycelt. Das Auftrennen, Separieren und Herauslösen von Materialien ist aber immer mit Aufwand bzw. mit Kosten verbunden und wird meist nur durchgeführt, wenn es sich wirtschaftlich lohnt. Elemente in sehr tiefen Konzentrationen werden daher häufig noch nicht zurückgewonnen. Teils auch, weil noch keine etablierten Verfahren existieren.

Trotz der Recycling-Anstrengungen bleibt also ein Rest von rund 10-20% (je nach Modul-Art) bezogen auf die Masse des Moduls übrig. Diese besteht meist aus einer abgetrennten Restfraktion aus Silizium, Silberkontakten, Zinn und schwermetallhaltigem Lot. Dieser Rest wird zusammen mit der Kunststoffolie verbrannt (Fraunhofer ISE 2015-2018, IEA, IRENA 2016).

Recycling von tief konzentrierten Elementen

Die Menge von Gallium im Elektronikschrott ist sehr gering und damit die Rückgewinnung kaum ökonomisch. Es geht verloren. Indium kann zu einem Anteil von rund 70% aus Neuschrotten (aus der Produktion) recycelt werden. Das Recycling aus Altschrotten ist jedoch, analog zum Gallium, aufgrund der geringen Konzentrationen erschwert. Selen wird bereits aus Altschrotten recycelt. Auch hier ist das Recycling aufgrund der geringen Stoffmengen kaum praktikabel bzw. wirtschaftlich.

Speziell für Cadmium-Tellurid-Zellen gibt es bereits erste Recyclingsysteme. Es ist davon auszugehen, dass in Zukunft immerhin ein Teil des Cadmium-Tellurids recycelt werden wird. Erschwerend ist der Preisfaktor: Cadmium ist eher preisgünstig, da es als Nebenprodukt gewonnen wird. Deshalb ist unklar, ob es wirklich eine Nachfrage für recyceltes Cadmium und damit auch für den Recyclingprozess geben wird (Wuppertal Institut 2014).

Wachsende Mengen der Photovoltaik-Abfälle

Weltweit sind im Jahr 2019 knapp 54 Millionen Tonnen Elektroschrott ohne Berücksichtigung der Photovoltaik angefallen (Forti et. al. 2020). Die Photovoltaik-Abfälle für 2020 werden dagegen auf zwischen 0.1 und 0.85 Millionen Tonnen geschätzt und sind damit um ein Vielfaches tiefer. (IEA, IRENA 2016). Es wird jedoch davon ausgegangen, dass die Menge der zu entsorgenden Photovoltaik Module bis 2050 enorm zunehmen wird aufgrund der hohen Zubauraten und der Lebensdauer einer Anlage von rund 30 Jahren (Abbildung 52, IEA, IRENA 2016). Für das Jahr 2050 geht eine Studie weltweit von 60 bis 78 Millionen Tonnen Photovoltaik-Abfall aus. Dies könnte dazu führen, dass speziell auf Photovoltaik-Recycling ausgelegte Anlagen gebaut werden, die die Rückgewinnungsquote der unterschiedlichen Materialien erhöhen (IEA, IRENA 2016).

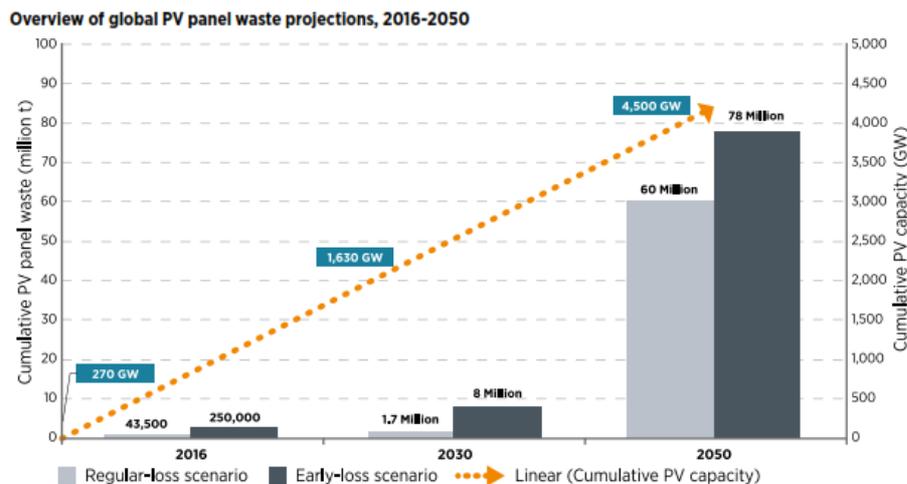


Abbildung 52: Prognostizierte Menge der zu entsorgenden Photovoltaik Module bis 2050 (Quelle: IEA, IRENA 2016).

Energieverbrauch und Umweltbelastung des Recyclingprozesses

Eine Studie der Uni Stuttgart geht davon aus, dass der Energieverbrauch des Recyclingprozesses für ein 160 Wp Modul mit 72 multikristallinen Zellen mit einer Fläche von je 12.5x12.5 cm² lediglich 92 kWh ist im Vergleich zum Produktionsaufwand von rund 300 kWh. Die meiste Energie wird für die thermische Behandlung und den Ätzzvorgang benötigt (Uni Stuttgart 2012). Eine weitere Studie kommt zum Schluss, dass die Umweltbelastung der Entsorgung im Vergleich zur Produktion vernachlässigbar ist und nur 1.1% ausmacht (Treeze 2017).

Recycling in der Schweiz: Rechtliche Grundlagen

Für die Entsorgung von Photovoltaik Modulen gelten in der Schweiz grundsätzlich die Bestimmungen des Umweltschutzgesetzes und damit das Verursacherprinzip. Die Verordnung über die Rückgabe, die Rücknahme und die Entsorgung elektrischer und elektronischer Geräte (VREG) soll sicherstellen, dass elektrische und elektronische Geräte nicht in Siedlungsabfälle gelangen und umweltverträglich entsorgt werden. Das BAFU präzisiert in einer Liste, welche Geräte dazugehören und welche nicht. In dieser Liste sind Photovoltaik-Module weder in der Positiv- noch in der Negativliste genannt. Es besteht jedoch eine analoge freiwillige Branchenlösung, die über Stiftung SENS eRecycling organisiert wird (vgl. www.erecycling.ch). Seit mehreren Jahren ist eine Revision der Verordnung geplant, bei der die Photovoltaik auf die Positivliste gesetzt werden soll.

Recycling in der Schweiz: Umsetzung

Die internationale Solarbranche hat sich im Rahmen der Organisation PV Cycle (über 300 Mitglieder, www.pvcycle.org) zusammengeschlossen, um europaweit ein Netzwerk von Sammelstellen aufzubauen. Ursprünglich hat PV Cycle direkt in der Schweiz die Rücknahme und das Recycling organisiert.

Seit Mitte 2014 hat Swissolar mit der Stiftung SENS eRecycling (www.erecycling.ch) eine freiwillige Branchenlösung für das Modulrecycling erarbeitet. Die Stiftung SENS übernimmt in der Schweiz schon seit längerem das Rücknahmesystem für diverse Gerätekategorien im Auftrag zahlreicher Hersteller, Importeure und Händler. Durch die Branchenlösung kommen Photovoltaik-Module dazu. Damit setzt SENS als nationaler Servicepartner von PV Cycle das Recycling in der Schweiz um.

SENS erhebt eine vorgezogene Recyclinggebühr beim Kauf eines Moduls. Damit können Photovoltaik-Module am Ende ihrer Lebenszeit kostenlos am Verkaufsort oder an eine der rund 600 Sammelstellen zurückgegeben werden. Grosse Mengen an Modulen können nicht abgegeben werden. Das für die Demontage zuständige Unternehmen informiert SENS, die die Abholung der Module kostenlos organisiert.

Dies gilt nur für Module von Lieferanten, die mit SENS zusammenarbeiten. Bei anderen Lieferanten ist die Finanzierung der Rücknahme und des Recyclings nicht über die vorgezogene Recyclinggebühr sicherge-

stellt. Die Rücknahme und Entsorgung müssen demnach direkt mit dem Hersteller oder Importeur vereinbart werden. Auf der Webseite von SENS ist eine Liste dieser Firmen zu finden. Unter den gut 80 Unternehmen aller Kategorien befinden sich auch zahlreiche Solarfirmen. www.erecycling.ch

Internationale Informationen

Die EU hält Anforderungen für das Entsorgen und Rezyklieren von Elektroschrott in der Waste Electrical and Electronic Equipment (WEEE) Direktive festgehalten (in Kraft seit 13. August 2012). Die WEEE basiert zudem auf dem „high-value recycling approach“ und hat folgende Ziele:

- Potenziell schädliche Substanzen werden entfernt und eingedämmt.
- Seltene Erden werden zurückgewonnen und stehen für andere Anwendungen zur Verfügung.
- Substanzen mit hohem Energiewert werden recycelt.
- Recyclingprozesse erhalten die Qualität der Substanzen (kein „Downcycling“)

Als erste Staatengemeinschaft hat die EU auch Photovoltaik Module als Elektroschrott klassifiziert. Unter anderem wird gefordert, dass die Produzenten die Entsorgung und Rezyklierung von mindestens 85% der Photovoltaik Module finanzieren müssen. In 2015 trat in Deutschland das Elektro- und Elektronikgerätegesetz in Kraft, welches Photovoltaik-Module als Haushaltsgerät klassifiziert und Rücknahmepflichten sowie Finanzierung regelt (Fraunhofer ISE 2020).

10.4 Quellen

- *Deutsches Umweltbundesamt UBA (2004):* Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte und deren Entsorgung. Umwelt-Forschungs-Plan, FKZ 202 33 304, Endbericht. 113 Seiten.
- *Fraunhofer ISE (2015-2018):* Entwicklung eines industrietauglichen Recycling-Prozesses für PV-Module. Link: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/pv-recycling.html>; 27.02.2017.
- *Fraunhofer ISE (2020):* Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. 98 Seiten
- *Forti V., Baldé C.P., Kuehr R., Bel G. The Global E-waste Monitor (2020):* Quantities, flows and the circular economy potential. 120 Seiten.
- *IEA, IRENA (2016):* End-of-Life Management. Solar Photovoltaic Panels. 100 Seiten.
- *Treeze (2017):* Life Cycle Assessment of Current Photovoltaic Module Recycling. 37 Seiten.
- *Universität Stuttgart (2012):* Photovoltaikmodule – Umweltfreundlichkeit und Recyclingmöglichkeiten. 54 Seiten.
- *Wuppertal Institut (2014):* KRESSE – Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems. Abschlussbericht 0325324. Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). 277 Seiten.

11. Solarmodule beinhalten giftige Stoffe, die für Mensch und Umwelt gefährlich sind.

Vorurteil	Solarmodule beinhalten giftige Stoffe, die für Mensch und Umwelt gefährlich sind.
Frage	Sind die Stoffe in Photovoltaik-Anlagen nicht giftig?
Gegenbotschaft	Solarmodule stellen für Mensch und Umwelt kein Risiko dar.
Antwort in wenigen Zeilen	Solarmodule stellen im normalen Betrieb für Mensch und Umwelt kein Risiko dar. Alle auf dem Markt gängigen Produkte bestehen zu 75 bis 95% aus Glas. Potenziell giftige Stoffe wie Blei und Silber sind zwar enthalten. Sie sind aber in einem intakten Modul gebunden und dadurch in einem für Mensch und Umwelt ungefährlichen Zustand. Die meisten Stoffe finden sich beispielsweise auch in Smartphones oder Computern.

11.1 Infografik

[keine Infografik]

11.2 Antwort auf einer halben Seite

Solarmodule stellen im normalen Betrieb für Mensch und Umwelt kein Risiko dar. Alle auf dem Markt gängigen Produkte bestehen zu 75 bis 95% aus Glas. Weitere Hauptbestandteile sind Aluminium (Rahmen), Silizium und Kunststoffe. Die genaue chemische Zusammensetzung der Solarmodule hängt von der jeweiligen Technologie ab. Beispielsweise sind potenziell giftige Stoffe wie Selen, Cadmium, Gallium oder Indium nur in Dünnschichtmodulen in tiefen Konzentrationen enthalten. Der Marktanteil solcher Module ist in der Schweiz derzeit vernachlässigbar. Potenziell giftiges Blei ist auch in kristallinen Modulen enthalten. Die meisten dieser Stoffe finden sich beispielsweise auch in Smartphones oder Computern. Da Photovoltaik-Module gegenüber Wind und Wetter geschützt sind, können im normalen Betrieb keine Schadstoffe aus ihnen herausgelöst werden. Sie sind für Mensch und Umwelt damit ungefährlich.

Bei den Dünnschichtmodulen entstehen Risiken dann, wenn ein Modul beschädigt wird, z.B. bei einem Brand, bei Transportschäden, Montagefehlern, bei der Entsorgung oder bei beschädigtem Randabschluss. Reagieren beschädigte Module mit Flüssigkeiten, können geringe Mengen an umweltgefährdenden Stoffen austreten und in die Umwelt gelangen. Wichtig ist daher ein professioneller Umgang mit Solarmodulen.

11.3 Grundlagen

Zusammensetzung von Solarmodulen

siehe Kapitel 10.3

Schadstoffmengen in Solarmodulen

Folgende Abbildung zeigt die Inhaltsstoffe in Milligramm der unterschiedlichen Module. Die Angaben beziehen sich auf Photovoltaikmodule mit Grössen von je 25 Quadratzentimeter. Abbildung 53 zeigt, dass Dünnschichtmodule (a-Si, CdTe I, CdTe II & CIGS) grundsätzlich mehr Schadstoffe und Schwermetalle wie Cadmium, Tellurium, Selen, Zink, Gallium oder Indium enthalten als kristalline Solarzellen.

Element	c-Si I [mg]	c-Si II [mg]	a-Si [mg]	CdTe I [mg]	CdTe II [mg]	CIGS [mg]
Zn			0,9 ± 0,4			16,1 ± 3,1
Cd				13,9 ± 0,9	19,7 ± 2,8	0,2 ± 0,002
Te				15,6 ± 1,1	21,0 ± 3,0	
In						14,1 ± 4,3
Ga						0,7 ± 0,1
Se						6,7 ± 1,3
Al	167,2 ± 40,1	228,4 ± 22,3	195,7 ± 26,9	287,9 ± 62,6	265,1 ± 44,6	279,9 ± 189,5
Mo				12,7 ± 1,7	0,4 ± 0,05	5,0 ± 0,2
Cu	254,2 ± 15,0	281,2 ± 30,0	130,4 ± 13,7	79,5 ± 10,7	219,0 ± 50,4	146,2 ± 5,7
Ni			1,0 ± 0,1			
Pb	16,7 ± 0,8	15,8 ± 1,3		2,4 ± 0,3		

Abbildung 53: Menge an Inhaltsstoffen verschiedener Photovoltaik Module mit einer Grösse von 25 Quadratzentimeter. Die Angaben nach dem ± zeigen die Standardabweichung der Messungen (Quelle: Universität Stuttgart 2017).

Viele elektronische Geräte beinhalten kleine Mengen verschiedener Schadstoffe. So enthalten beispielsweise Handys typischerweise auch viele der genannten Schadstoffe (Blei, Cadmium, Gallium, Indium) (Pusch und Swico Recycling 2017).

Freisetzung der Schadstoffe in die Umwelt: Kristalline Siliziummodule

Grundsätzlich enthalten kristalline Siliziummodule weniger Schadstoffe als Dünnschichtmodule. Konkret sind Blei und Silber potenzielle Schadstoffe.

Freisetzung in der Betriebsphase: „Bei ordnungsgemäsem Betrieb gehen von Photovoltaik-Modulen keine Gefahren aus. Die Module sind gegenüber Witterungseinflüssen geschützt, Regenwasser, Staub und gasförmige Atmosphärenbestandteile können keine Schadstoffe aus den Modulen herauslösen.“ (Universität Stuttgart 2012, S. 51-52)

Die Lebensdauer von Modulen wird meist durch Versagen der Elektronik oder der Verwitterung der Materialien limitiert, z.B. dem Vergilben von Glasscheiben oder dem Verwittern von Gummidichtungen. Gerade Verwitterungsvorgänge sind stark standortabhängig und können die Leistungsfähigkeit reduzieren, beschädigen aber nicht das Modul an sich (Deutsches Umweltbundesamt 2004). Würde die Randversiegelung von Photovoltaikmodulen durch Witterungsverhältnisse instabil, porös oder löchrig und ein Eindringen von wässrigen Lösungen möglich, ist ein Auslaugen von Schadstoffen zu erwarten (Universität Stuttgart 2017).

Freisetzung von Schadstoffen durch Beschädigung oder Entsorgung: Wenn ein Modul oder dessen Randabschluss beschädigt wird (z.B. bei einem Brand, durch Transportschäden oder Montagefehler) besteht die Gefahr, dass umweltgefährdende Stoffe austreten. Dazu wurden im Rahmen der weiter oben zitierten Studien (Universität Stuttgart 2012 & 2017) in Deutschland Auslaugexperimente durchgeführt, um die Freisetzung von Schadstoffen aus Photovoltaik-Modulen im teilweise zerstörten Zustand im Kontakt mit Wasser, Lauge und Säure über die Zeit zu ermitteln. Es wurden unter anderem die maximal mögliche Freisetzung („worst case“ bei gemahlene Modul-Stücken) wie auch die Freisetzung von Schadstoffen über Bruchstellen bei Modulstücken definierter Grösse untersucht. Bei einer Beschädigung von Modulen ist davon auszugehen, dass die mechanische Belastung weniger hoch wäre wie in den Experimenten. Bei pH-Werten unter 7 zeigte sich bei kristallinen Siliziumzellen eine verstärkte Herauslösung des Schwermetalls Blei. Die Toxizität von Bleiverbindungen ist allerdings deutlich geringer als jene von Cadmiumverbindungen (Universität Stuttgart 2012). Das Silber wurde in den Versuchen nur wenig mobilisiert. Zudem ist davon auszugehen, dass in natürlicher Umgebung stets vorhandenes Chlorid zu einer dauerhaften Immobilisierung führen würde.

Freisetzung der Schadstoffe in die Umwelt: Dünnschichtmodule

Im Gegensatz zu kristallinen Siliziummodulen enthalten die Dünnschichtmodule aus Cadmiumtellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) deutlich mehr potenzielle Schadstoffe. Allerdings gibt es in der Schweiz nur eine Handvoll Photovoltaik-Anlagen mit Dünnschichtmodulen.

Freisetzung in der Betriebsphase: Die Ausführungen oben zu den kristallinen Siliziummodulen treffen auch auf Dünnschichtmodule zu. Bei ordnungsgemäsem Betrieb sind die Schadstoffe gebunden und können sich nicht aus dem Modul lösen.

Freisetzung von Schadstoffen durch Beschädigung oder Entsorgung: Im Rahmen der zitierten Studien (Universität Stuttgart 2012 & 2017) wurde auch die Freisetzung von Schadstoffen aus Dünnschichtmodulen ermittelt. Die Ergebnisse zeigen, dass bei beschädigten Modulen oder Modulen mit beschädigtem Randabschluss Anteile von Schadstoffen herausgelöst und dadurch in die Umwelt freigesetzt werden. Bei pH-Werten unter 7 zeigte sich eine verstärkte Herauslösung der Schwermetalle Tellur und Cadmium (zum Vergleich: unbelastetes Regenwasser hat einen pH-Wert von ca. 5.6). Doch selbst pH-Werte von 7 führen zum Auslösen von z.B. Cadmium aus Cadmium-Tellurid-Modulen (Universität Stuttgart 2017, S. 127). Werden bei beschädigten Modulen oder bei nicht sachgerechtem Recycling und Entsorgung Module in Deponien, in Gewässern oder in der übrigen Umwelt abgelagert, kann die Umwelt geschädigt werden.

Die detaillierten Resultate pro Modul-Technologie sind:

- *Dünnschicht: amorphes Silizium:* Diese Module enthalten Blei und Silber in geringen Mengen. In den meisten Versuchen lagen die Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze. Es kann angenommen werden, dass bei diesem Modultyp keine nennenswerte Mobilisierung von Schadstoffen stattfindet (Universität Stuttgart 2012).
- *Dünnschicht: Cadmium-Tellurid:* In den Modulen ist Cadmium und Tellurid enthalten. Ist es über einen längeren Zeitraum mit einer wässrigen und sauren Lösung in Kontakt, werden beide Stoffe zu grossen Teilen herausgelöst. Ist der pH-Wert dagegen im alkalischen Bereich, wird nur wenig Cadmium und Tellurid ausgewaschen (Universität Stuttgart 2017).
- *Dünnschicht: Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS):* Diese Module enthalten Kupfer, Indium, Gallium und Selen sowie eine dünne Cadmiumsulfidschicht und Zinkoxid. Obwohl dieser Modultyp eine grössere Anzahl potenzieller Schadstoffe enthält, werden hauptsächlich Cadmium und Zink zu grösseren Teilen freigesetzt. Die anderen Schadstoffe spielen eine untergeordnetere Rolle (Universität Stuttgart 2017).

11.4 Quellen

- *Deutsches Umweltbundesamt UBA (2004):* Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte und deren Entsorgung. Umwelt-Forschungs-Plan, FKZ 202 33 304, Endbericht. 113 Seiten.
- *Pusch und Swico Recycling (2017):* Handys – smart benutzt. Lernmodule Handy-Recycling. Kommentar für Lehrpersonen.
- *Universität Stuttgart (2012):* Photovoltaikmodule – Umweltfreundlichkeit und Recyclingmöglichkeiten. 54 Seiten.
- *Universität Stuttgart (2017):* Schadstofffreisetzung aus Photovoltaik-Modulen. 138 Seiten.

12. Photovoltaik braucht Rohstoffe, die bald ausgehen werden.

Vorurteil	Photovoltaik braucht Rohstoffe, die bald ausgehen werden.
Frage	Werden die Rohstoffe, die es für die Photovoltaik braucht, bald knapp?
Gegenbotschaft	Die Rohstoffe für die Photovoltaik stehen langfristig zur Verfügung.
Antwort in wenigen Zeilen	Die heute üblichste Technologie in der Photovoltaik sind Module, die auf Siliziumbasis hergestellt werden. Diese bestehen primär aus Glas, Aluminium, Silizium und Kunststoffen, deren Verfügbarkeit auch bei einem extremen Ausbau keine Limitierung darstellt. Bei Dünnschichttechnologie würden diverse chemische Elemente einen extremen Ausbau begrenzen. Zusammengenommen erlaubt die Verfügbarkeit der Rohstoffe künftig, einen wichtigen Anteil des globalen Stromverbrauchs mit Sonnenenergie zu decken.

12.1 Infografik

[keine Infografik]

12.2 Antwort auf einer halben Seite

Die heute üblichste Technologie in der Photovoltaik sind kristalline Module, die auf Siliziumbasis hergestellt werden. Diese bestehen hauptsächlich aus Glas, Aluminium, Silizium und Kunststoffen, deren Verfügbarkeit unbestritten hoch ist. Sie benötigen zusätzlich Silber, das nur begrenzt verfügbar ist. Daher wurde in den letzten Jahren die Menge an benötigtem Silber pro Zelle bereits stark reduziert. Zudem werden Lösungen entwickelt, die Silber mit Kupfer ersetzen. Setzen sich diese wie erwartet durch, besteht bei kristallinen Modulen künftig keine Rohstoff-Knappheit für einen massiven Ausbau, da Kupfer nicht knapp ist.

Zusätzlich relevante Technologien sind Dünnschichtmodule mit Halbleiter aus Cadmium-Tellurid (CdTe) oder Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS). Ein massiver globaler Ausbau der Photovoltaik nur auf der Basis dieser beider Technologien wäre aus heutiger Sicht wegen der Knappheit diverser chemischer Elemente allerdings nicht möglich.

Zusammengefasst sind aber auch bei einem massiven globalen Ausbau keine Produktionsengpässe von Photovoltaikmodulen infolge einer Rohstoffknappheit absehbar. Dies vor allem auch aus den Gründen, dass sich die Effizienz der Module stetig steigert, vermehrte Anstrengungen zum Recycling gemacht werden und nach neuen Technologien geforscht wird.

12.3 Grundlagen

Zusammensetzung von Modulen sowie Marktanteile nach Technologie

Siehe dazu Kapitel 10.3 und 11.3.

Verfügbarkeit der Materialien

Die Verfügbarkeit von Materialien ist schwer zu quantifizieren und mit grossen Unsicherheiten behaftet. Aus den Schätzungen des U.S. Geological Survey (2016) geht jedoch klar hervor, dass Silizium und Aluminium, zwei der Hauptbestandteile von Photovoltaik-Modulen, quasi unendlich verfügbar sind und deshalb das Produktionswachstum von Photovoltaik-Modulen nicht limitieren (Fraunhofer 2020, Feltrin & Freundlich 2007).

Als möglicherweise knappes Material bei kristallinen Silizium Modulen wird Silber betrachtet (García Olivares 2015; Fraunhofer ISE 2020). Gemäss dem U.S. Geological Survey 2016 stehen dem jährlichen Verbrauch von 27 Mio. Tonnen Silber etwa 570 Mio. Tonnen Reserven gegenüber. Bleiben Verbrauch und bekannte Reserven konstant, geht das Silber in 21 Jahren aus. Aufgrund der hohen Kosten wurde in den letzten Jahren die Menge Silber pro Zelle bereits stark reduziert. Abbildung 54 zeigt einen Rückblick des internationalen Branchenverbands auf die eigenen – recht stabil gebliebenen – Prognosen der letzten 11 Jahre. Aus den aktuellen Daten (oranges Dreieck bei 2019) zeigt sich, dass die Menge Silber pro Zelle seit 2009 bereits stark zurückgegangen ist. Eine weitere relevante Reduktion wird vorausgesagt.

Review ITRPV predictions

Silver amount per cell

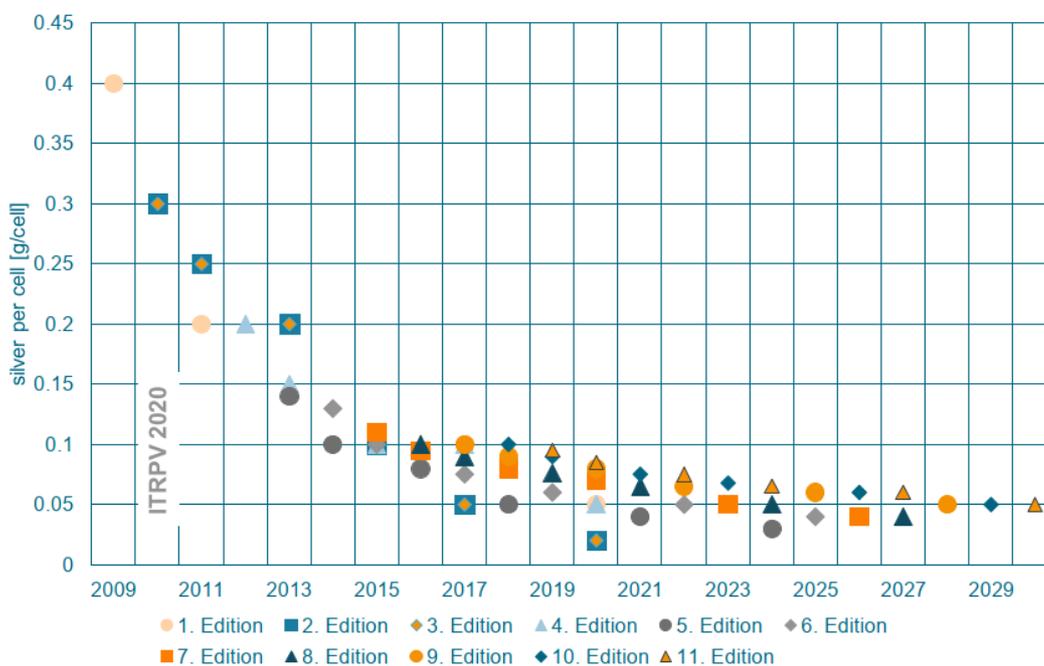


Abbildung 54: Rückblick des Branchenverbands auf die eigenen Prognosen zur Menge Silber pro Zelle (Quelle: ITRPV und VDMA 2020 = 11. Ausgabe).

Für die Zukunft wird zudem davon ausgegangen, dass Silber mit Kupfer substituiert werden wird. Entsprechende Produkte gibt es bereits, unter anderem, weil Kupfer auch bedeutend günstiger ist als Silber (García-Olivares 2015, Fraunhofer 2020). Allerdings wird es heute in der Massenproduktion von Photovoltaikmodulen noch nicht verwendet. Trotzdem geht der Branchenverband davon aus, dass Kupfer innert 10 Jahren einen Marktanteil von 15% erzielen wird (ITRPV und VDMA 2020). Kupfer ist in sehr grossen Mengen vorhanden: die heutige Produktion beläuft sich auf 20 Mio. Tonnen pro Jahr gegenüber einer geschätzten Reserve von über 2 Milliarden Tonnen (USGS, 2020). Dabei nimmt die Photovoltaik-Industrie nur einen Bruchteil der heutigen Produktion in Anspruch.

Amorphe Silizium Module brauchen in aller Regel keine knappen Rohstoffe. In manchen Fällen werden Indium-Oxide für Elektroden benutzt, die aber durch hochverfügbare Rohstoffe wie Zink ersetzt werden können (Feltrin & Freundlich 2007). Bei den Cadmium-Tellurid-Modulen sind Cadmium und Tellur potenziell limitierend, bei CIGS Modulen Indium, Gallium und Selen.

Zwei schwedische Wissenschaftler haben den Materialverbrauch bei einem sehr starken globalen Ausbau abgeschätzt (Davidsson und Höök 2017). Sie nahmen einen Ausbau der Photovoltaik auf 9.3 TW bis 2050 an. In einem Szenario wird die Leistung vollständig durch kristalline Module gedeckt. Der langfristige jährliche Bedarf an Silber liegt je nach angenommener Materialintensität (konstant oder abnehmend) zwischen 16 und 66% der globalen Silberproduktion im Jahre 2014 (siehe Tabelle 9). Dabei ist zu bedenken, dass auch das Recycling zur Silberproduktion beitragen kann.

In einem zweiten Szenario wird die Leistung von 9.3 TW je zur Hälfte mit CIGS und CdTe Modulen abgedeckt. Auch hier wurde der jährliche Bedarf mit der jeweiligen globalen Produktion im Jahre 2014 verglichen (Tabelle 9). Die Analysen zeigen, dass in einem solchen Extremszenario die Verfügbarkeit der verschiedenen Elemente auch bei abnehmender Materialintensität ein teilweise stark limitierender Faktor wären.

Szenario	Technologie	Element	Anteil an globaler Produktion 2014
9.3 TW kristalline Silizium Module	Kristallines Silizium	Silber	16% - 66%
9.3 TW, je zur Hälfte mit CIGS und CdTe Modulen	Dünnschicht: Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS)	Indium	130% - 530%
		Gallium	70% - 320%
		Selen	90% - 830%
	Dünnschicht: Cadmium-Tellurid (CdTe)	Cadmium	12% - 97%
		Tellur	420% - 6000%

Tabelle 9: Verbrauch kritischer Materialien bei einem Ausbau der Photovoltaik Leistung auf 9.3 TW bis 2050 (Quelle: Davidsson und Höök 2017).

Andere Faktoren zur Verfügbarkeit

Die Verfügbarkeit wird durch weitere Aspekte positiv beeinflusst. Zum Beispiel werden, wie in Kapitel 9 beschrieben, vermehrt Anstrengungen unternommen, um verbaute, u.a. seltene Ressourcen für neue Photovoltaik-Module zu rezyklieren und wieder verfügbar zu machen. Dazu kommt, dass die Effizienz der Module stetig zunimmt. Dadurch wird immer weniger Materialmenge für die gleiche Leistung nötig. Ein weiterer Aspekt ist die Verbesserung der Produktion der Module, wodurch Abfallmengen wichtiger Ressourcen reduziert werden können. Zuletzt ist zu erwähnen, dass ständig an neuen Technologien geforscht wird, welche die heutigen Technologien zum Teil ersetzen werden und somit die Knappheit von Elementen wie Tellur oder Indium entlasten könnten (Chandelise et al 2011).

12.4 Quellen

- Feltrin, A. und Freundlich A. (2007): Material considerations for terawatt level deployment of photovoltaics. 6 Seiten.
- García-Olivares, A. (2015): Substituting silver in solar photovoltaics is feasible and allows for decentralization in smart regional grids. 7 Seiten.
- Chandelise, C., Speirs, J., und Gross, R. (2011): Materials availability for thin film (TF) PV technologies development: A real concern? 10 Seiten.
- Davidsson, S. und Höök, M. (2017): Material requirements and availability for multi-terawatt deployment of photovoltaics. Energy Policy 108: 574-582. 9 Seiten.
- Fraunhofer ISE (2020): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. 98 Seiten.
- ITRPV and VDMA (2020): International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) 2019 Results. 98 Seiten.
- USGS – U.S. Geological Survey (2016): Mineral commodity summaries 2016. 205 Seiten.

13. Photovoltaik-Anlagen erhöhen das Risiko von Bränden.

Vorurteil	Photovoltaik-Anlagen erhöhen das Risiko von Bränden
Frage	Erhöht eine Photovoltaik-Anlage das Brandrisiko in meinem Haus?
Gegenbotschaft	Photovoltaik-Anlagen stellen kein grösseres Brandrisiko dar als andere Elektroinstallationen.
Antwort in wenigen Zeilen	Photovoltaik-Anlagen stellen kein grösseres Brandrisiko dar als andere Elektroinstallationen. Dies hat ein mehrjähriges Forschungsprojekt des TÜV Rheinland und des Fraunhofer Instituts gezeigt. Ein Brand trat bei weniger als einer von 10'000 Anlagen auf. Die Brände entstanden hauptsächlich, weil die Anlagen falsch geplant oder installiert wurden.

13.1 Infografik

[keine Infografik]

13.2 Antwort auf einer halben Seite

Photovoltaikanlagen stellen kein grösseres Brandrisiko dar als andere Elektroinstallationen. Ein mehrjähriges Forschungsprojekt in Deutschland hat gezeigt, dass ein Brand in weniger als 0,01% der Anlagen aufgetreten ist. Bei diesen wenigen Fällen beschränkte sich der Brand grösstenteils auf die Anlage und griff nicht auf das Gebäude über. Die Brände entstanden hauptsächlich, weil die Anlagen falsch geplant oder installiert wurden. Überwiegende Fehlerquelle ist demnach der „Faktor Mensch“ und nicht die Anlage selbst. Zur Minimierung des Risikos sollten Photovoltaikanlagen deshalb professionell geplant, installiert und gewartet werden. Wer sich für eine Anlage interessiert, soll sich daher an einen zertifizierten Solarprofi wenden (www.solarprofis.ch).

Risiken von Photovoltaik-Anlagen bei der Brandbekämpfung:

Eine Besonderheit gibt es bei der Brandbekämpfung von Photovoltaikanlagen. Unabhängig von der Ursache eines Brandes führt die Photovoltaik für die Feuerwehr zu spezifischen Risiken. Dazu gehören herabfallende Teile oder ein elektrischer Schlag. Dieser kann selbst dann auftreten, wenn das Haus vom Stromnetz getrennt ist, da ein Teil der Anlage weiter unter Spannung steht, solange Licht auf die Module fällt. Die Einsatzkräfte müssen deshalb dieselbe Sicherheitsmassnahme treffen wie bei anderen elektrischen Anlagen, die unter Spannung stehen: beim Löschen entsprechende Sicherheitsabstände einhalten.

Empfehlungen für GebäudeeigentümerInnen:

- Lassen Sie Ihre Photovoltaikanlage von einem Solarprofi planen, installieren und warten.
- Kennzeichnen Sie Ihre Anlage beim Netzanschluss/Trennschalter und halten Sie einen Orientierungsplan bereit. Die entsprechenden Aufkleber können Sie im [Swissolar Shop](http://SwissolarShop.ch) kaufen.

13.3 Grundlagen

Ein gross angelegtes Forschungsprojekt von TÜV Rheinland und dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesystem ISE (Projektpartner u.a. die Berner Fachhochschule) hat sich über mehrere Jahre dem Thema

gewidmet (TÜV Rheinland und Fraunhofer ISE, 2015). Die meisten der folgenden Informationen stammen daraus.

Grundlagenwissen (TÜV Rheinland und Fraunhofer ISE, 2015)

- Photovoltaik-Anlagen kann man nicht einfach abschalten, denn solange Licht auf die Module fällt, produzieren sie Strom.
- Module sind unabhängig ihrer Technologie und Bauart brennbar.

Photovoltaik als Ursache von Bränden

- *Wie Photovoltaik zu Bränden führen kann:* Der Strom führt durch den elektrischen Widerstand des Leiters zur Wärmeproduktion. Wenn bspw. Kontaktstellen fehlerhaft sind, wird sehr viel Wärme produziert, dadurch wird die Kontaktstelle mehr beschädigt, was wiederum zu mehr Wärme führt. Diese „Spirale“ kann dazu führen, dass Material verschmort, abschmilzt und im schlimmsten Fall die Verbindung völlig abreißt. Dabei entsteht ein kleiner Luftspalt, über dem sich dann ein elektrischer Lichtbogen ausbilden (Lichtbogen: sich selbst erhaltende Gasentladung zwischen zwei Elektroden, siehe Abbildung 55). Dabei entsteht eine Hitze von mehreren 100 Grad, durch die die Materialien zerstört und ein Brand sich entwickeln kann. Neben solchen „Serienlichtbögen“ gibt es seltener leicht andere „Parallellichtbögen“ (> siehe für mehr Details TÜV Rheinland und Fraunhofer ISE, 2015).



Abbildung 55: Foto eines Lichtbogens (Quelle: www.energiekreis-agenda21-leonberg.de).

- *Häufigkeit:* Es wurden im Rahmen des Projektes 430 Fälle von Brand- bzw. Hitzeschaden in Photovoltaik-Anlagen analysiert, wobei bei ungefähr der Hälfte der Fälle die Photovoltaik-Anlage (wahrscheinlich) ursächlich war. (TÜV Rheinland und Fraunhofer ISE, 2015) Dies entspricht weniger als 0,01% der Anlagen (Fraunhofer ISE 2013). Durch die fortschreitende Alterung der Anlagen ist allerdings mit einem Anstieg in den nächsten Jahren zu rechnen. Denn mit zunehmender Alterung der Materialien werden Isolationsfehler, Kontaktprobleme und Übergangswiderstände zunehmen. (Fraunhofer ISE 2015). Insgesamt gilt: Photovoltaik-Anlagen sind anders als herkömmliche Elektroinstallationen, aber nicht gefährlicher. Photovoltaik-Anlagen stellen im Vergleich mit anderen technischen Anlagen also kein besonders erhöhtes Brandrisiko dar (Fraunhofer ISE 2013).
- *Schaden:* In mehr als 60% der Fälle ist „nur“ die Komponente oder die Anlage beschädigt, in 6% ist das Gebäude abgebrannt (TÜV Rheinland und Fraunhofer ISE, 2015).
- *Ursache der verursachten Brände:* In ca. einem Drittel der Fälle entstanden die Schäden durch die Photovoltaik-Komponenten, in einem Drittel durch Planungsfehler und in einem Drittel durch Installationsfehler. Überproportional ereigneten sich die Brandfälle bei hoher Einstrahlung. Hauptsächliche Fehlerquelle ist der „Faktor Mensch“, sodass die Forscher hauptsächlich eine Verbesserung der Qualitätssicherung bei den Komponenten, der Planung und Ausführung der Anlagen empfehlen (TÜV Rheinland und Fraunhofer ISE, 2015).

Risiken von Photovoltaik-Anlagen bei der Brandbekämpfung

Es wurden alle Elemente des bei der Feuerwehr verwendeten Gefahrenschemas überprüft. In die höchste Risikokategorie fallen folgende zwei Arten von Gefahren:

- Elektrische Gefährdung: Gefahr eines elektrischen Schlages durch Kontakt mit spannungsführenden Leitungen, Teilen oder Wasser.
- Mechanische Gefährdung: herabfallende Teile, oder der Absturz einer Einsatzkraft von glatten Modulen.

Das erste Risiko ergibt sich vor allem durch die von der Anlage erzeugte Gleichspannung, die auch nach Trennung der Anlage vom Netzanschluss auf der DC-Seite (also zwischen Modul und Wechselrichter) anliegt, solange Licht auf die Module fällt. Wichtigste Massnahme zum Schutz der Einsatzkräfte ist wie bei anderen unter Spannung stehenden elektrischen Anlagen auch, dass sie die vorgeschriebenen Sicherheitsabstände einhalten. Dazu müssen sie wissen, dass eine Photovoltaik-Anlage vorhanden ist (TÜV Rheinland und Fraunhofer ISE, 2015).

Es besteht zudem die Gefahr der Vergiftung und Verätzung durch Atemgifte. Diese können bei einem Brand in Konzentrationen über dem Grenzwert auftreten. Das Risiko der Photovoltaik ist aber gering, weil auch ohne Photovoltaik toxische Brandgase auftreten und die Anlage hier nur einen zusätzlichen Beitrag leisten kann. Zudem tragen die Einsatzkräfte deswegen ohnehin eine persönliche Schutzausrüstung (TÜV Rheinland und Fraunhofer ISE, 2015).

Empfehlungen für Eigentümer zur Erhöhung der Sicherheit der Feuerwehr

Es gibt zahlreiche Merkblätter und Empfehlungen sowohl für die korrekte Planung und Installation einer Anlage als auch für Einsatzkräfte im Fall eines Brandes (siehe z.B. BSW und andere, 2011). Auf Ebene Eigentümer gibt es vor allem folgende zwei Empfehlungen:

Kennzeichnung: Die Feuerwehr muss zu ihrer Sicherheit wissen, dass eine Photovoltaik-Anlage auf einem Gebäude ist. Eigentümer sollen daher kontrollieren, ob die Anlage wie nötig gekennzeichnet ist (Beispiel siehe Abbildung 56).



Abbildung 56: Hinweisschilder für Photovoltaik-Anlagen (Quelle und mehr Info zur Kennzeichnung: Swissolar 2017).

Orientierungsplan: Ein Orientierungsplan (siehe Abbildung 57) über die Photovoltaik-Anlage mit Angaben der Standorte der Module, DC-Leitungen, Wechselrichter sowie Schalt- und Schutzeinrichtungen soll der Feuerwehr abgegeben werden und vor Ort an einer gut zugänglichen Stelle hinterlegt werden (Swissolar 2017).

8.4.1 Muster Übersichtsplan Dokumentation PVA

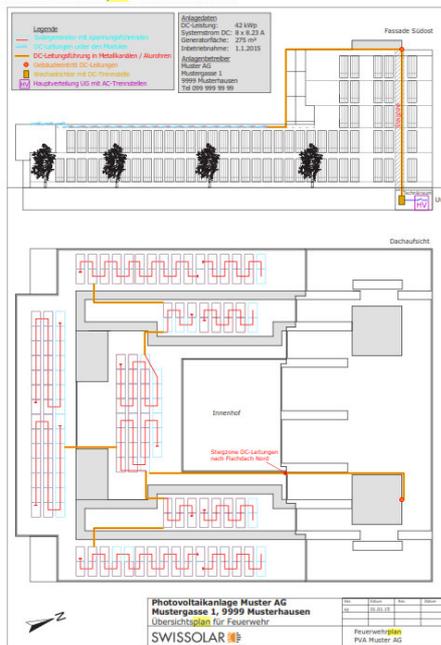


Abbildung 57: Beispiel eines Orientierungsplans (Quelle: Swissolar 2017).

Trennschalter: Eine Weile wurde diskutiert, ob alle Anlagen einen separaten DC-Trennschalter haben sollten („Feuerwehrscharter“), der den unter Spannung stehenden Teil der Module sicher von der restlichen Installation trennt. Davon ist man abgekommen, da er unter anderem zu einer falschen Sicherheit führen kann. Die neueren Netzwechselrichter sind so ausgelegt, dass sie sich bei der Trennung vom Stromnetz selbst ausschalten und die DC-Seite galvanisch trennen. Schaltet die Feuerwehr den Strom aus, wird damit die DC-Seite automatisch abgetrennt (Swissfire 2011). Um den DC-seitig auch nach der Trennung weiterhin unter Spannung stehende Teil der Installation zu limitieren, wird empfohlen, wo immer möglich die Wechselrichter nahe am Modulfeld zu installieren.

13.4 Quellen

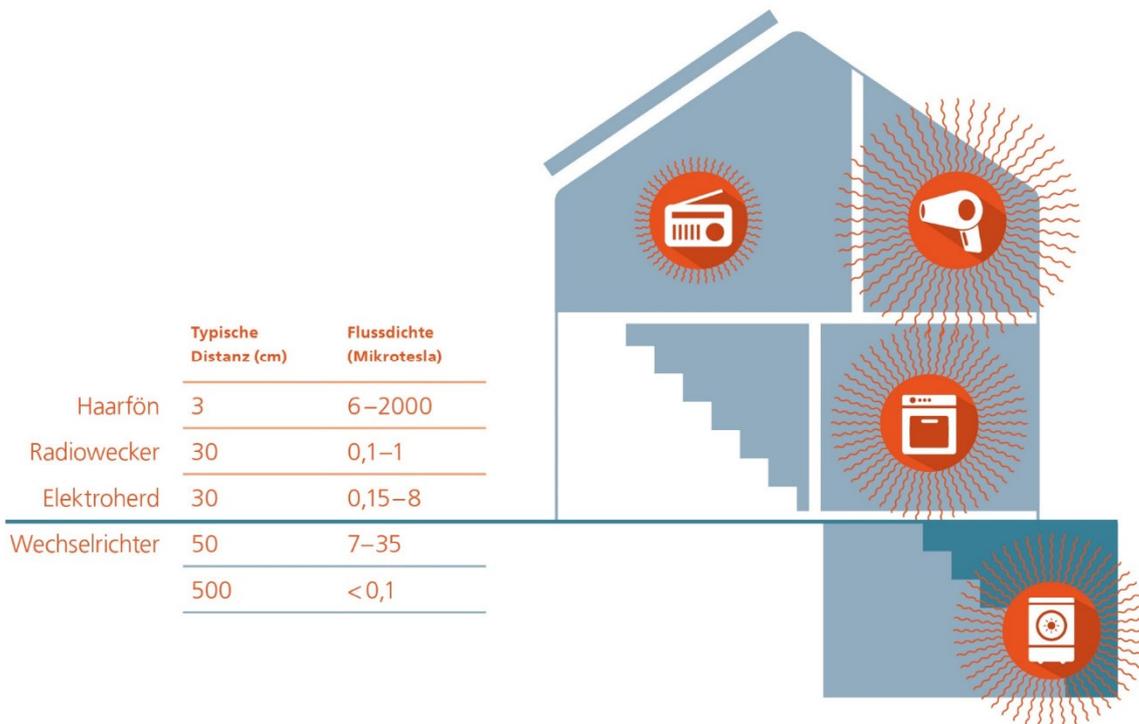
- BSW, BFSB, Berufsfeuerwehr München, DGS, ZVEH (2011): Brandschutzgerechte Planung, Errichtung und Instandhaltung von Photovoltaik-Anlagen. 40 Seiten.
- Fraunhofer ISE (2013): Presseinformation Photovoltaik-Brandschutz – Fakten statt Phantome: Ergebnisse aus Expertenworkshop. 3 Seiten.
- Fraunhofer ISE (2015): Presseinformation Projekt zu Brandrisiken bei Photovoltaik-Anlagen erfolgreich abgeschlossen. TÜV Rheinland und Fraunhofer ISE veröffentlichen Leitfaden. 3 Seiten.
- Swissfire (2011): Angst ist der falsche Ratgeber. Schweizerische Feuerwehr-Zeitung, 8/2011, S. 26-30.
- Swissolar (2017): Stand-der-Technik-Papier zu VKF Brandschutzmerkblatt Solaranlagen. V 3.0. 40 Seiten.
- TÜV Rheinland und Fraunhofer ISE (2015): Leitfaden: Bewertung des Brandrisikos in Photovoltaik-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten zur Risikominimierung. 308 Seiten. Website zum Forschungsprojekt: www.pv-brandsicherheit.de

14. Photovoltaik-Anlagen erzeugen starken Elektromog.

Vorurteil	Photovoltaik-Anlagen erzeugen starken Elektromog
Frage	Entsteht durch Photovoltaik-Anlagen Elektromog, der mir schaden kann?
Gegenbotschaft	Photovoltaik-Anlagen verursachen nur schwache elektromagnetische Strahlung – ähnlich der von Haushaltsgeräten.
Antwort in wenigen Zeilen	Eine Photovoltaik-Anlage produziert mit ihren Modulen Gleichstrom, der dann in einem sogenannten Wechselrichter zu Wechselstrom transformiert wird, damit er im Haushalt genutzt oder ins Netz eingespeist werden kann. Die elektromagnetische Strahlung einer Photovoltaik-Anlage ist sehr gering und unkritisch für Mensch und Tier. Die stärkste Strahlung verursacht der Wechselrichter, sowie sog. Moduloptimierer, die immer häufiger unter den Modulen installiert werden. Ihre Wirkung auf den Menschen ist vergleichbar mit anderen alltäglichen Haushaltsgeräten.

14.1 Infografik

ELEKTROSMOG VON PHOTOVOLTAIK? VERGLEICHBAR MIT ANDEREN HAUSHALTSGERÄTEN



14.2 Antwort auf einer halben Seite

Eine Photovoltaik-Anlage produziert mit ihren Modulen Gleichstrom, der dann in einem sogenannten Wechselrichter zu Wechselstrom umgewandelt wird, damit er im Haushalt genutzt oder ins Netz eingespeist werden kann. Die elektromagnetische Strahlung einer Photovoltaik-Anlage ist sehr gering und daher ungefährlich für Mensch und Tier.

Die stärkste Strahlung verursacht der zentrale Wechselrichter, sowie die immer häufiger anzutreffenden, direkt unter den Modulen installierten elektronischen Moduloptimierer. Analysen im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (<https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/elektrosmog/fachinformationen/elektrosmog-quellen/photovoltaikanlagen-als-elektrosmog-quelle.html>) haben gezeigt, dass die Emissionen einer professionell ausgeführten Photovoltaik-Anlage gering sind und die gesetzlichen Grenzwerte deutlich unterschreiten. Nachts wird zudem keine elektromagnetische Strahlung verursacht, weil die Sonne dann nicht scheint und somit kein Strom fließt.

Typische Haushaltsgeräte erreichen oft ähnliche Immissionen wie Photovoltaik-Anlagen. Zum Beispiel ist die Strahlung in 30 cm Abstand vom Elektroherd oder in 3 cm Abstand eines Haarföns ähnlich stark wie in 50 cm Abstand eines Wechselrichters. Dazu kommt, dass die Distanz der Bewohner zum Wechselrichter und den Moduloptimierern typischerweise viel grösser ist als zu anderen Geräten, weil sie sich nicht im Wohnbereich befinden.

14.3 Grundlagen

Nichtionisierende Strahlung (NIS)

Nichtionisierende Strahlung (NIS) kann sowohl auf Lebewesen wie auch auf elektrische Geräte einwirken. In der Regel wird von nichtionisierender Strahlung gesprochen, wenn davon Lebewesen betroffen sind. Wenn vor allem elektrische Geräte von der Strahlung betroffen sind, wird von der «elektromagnetischen Verträglichkeit» (EMV) gesprochen (BAFU 2013).

Elektromagnetischer Strahlung und ihr Verhalten

Elektromagnetische Strahlung besteht aus gekoppelten elektrischen und magnetischen Feldern. Elektrische Feldstärken werden in [V/m] gemessen, magnetische Flussdichten in [μ T]. Beide Felder nehmen mit zunehmender Distanz in etwa quadratisch ab. Aus diesem Grund sind Werte zur Stärke der Strahlung immer zusammen mit einer Distanz angegeben (BAFU 2013).

Statische oder pseudostatische elektrische Felder werden bereits durch Materialien mit geringster elektrischer Leitfähigkeit fast vollständig abgeschirmt. Dies bedeutet, dass Dach, Wand und Fassaden als effiziente Abschirmung gegen elektrische Felder dienen (BAFU 2013). Aus diesem Grund wird im Folgenden der Fokus auf die magnetischen Felder und ihre Strahlung gelegt.

Immissionsgrenzwerte

Die für Menschen relevante Strahlung wird in der Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV) geregelt. Die NISV legt für verschiedene Frequenzbereiche maximale elektrische Feldstärken [V/m] und magnetische Flussdichten [μ T] fest. Die Verordnung gilt für alle Arten von Geräten und damit auch für Photovoltaik-Anlagen. Da diese in verschiedenen Frequenzbereichen strahlen, müssen sie auch Grenzwerte in verschiedenen Frequenzbereichen einhalten. Immissionsgrenzwerte sind deshalb immer zusammen mit einer Frequenz in Hertz angegeben.

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)

Bei der EMV geht es darum, dass sich elektrische Systeme in sich selbst und untereinander nicht stören. Die Einhaltung solcher Vorschriften für elektrische Geräte ist heute weltweit verpflichtend geregelt. In der Schweiz besteht dazu die Verordnung über die elektromagnetische Verträglichkeit (VEMV). Da EMV Anforderungen auch maximal zulässige Emissionen festlegen, tragen sie indirekt auch dazu bei, dass die Immissionen durch NIS in Grenzen gehalten werden (BAFU 2013). Trotz Einhaltung der EMV-Vorschriften kann es jedoch in sehr wenigen Einzelfällen zu technischen Störungen von Radio- bzw. Funkanwendungen in der Nachbarschaft einer Anlage kommen. In diesen Fällen muss die Anlage nachträglich mit individuellen Massnahmen entstört werden (BAKOM 2016).

Komponenten und ihre Emissionen

Eine Photovoltaik-Anlage besteht aus zwei verschiedenen Teilen, die sich bezüglich Strahlung relevant unterscheiden.

Die Photovoltaik-Module produzieren Gleichstrom (35 V), welcher über das Gleichstromnetzwerk, bestehend aus Positiv- und Negativleitungen, transportiert wird (siehe Abbildung 58). Die Leitungen schliessen an den Wechselrichter an, der den Gleichstrom in 50 Hz Wechselstrom (230 V) für das Wechselspannungsnetzwerk umwandelt (BAFU 2013).

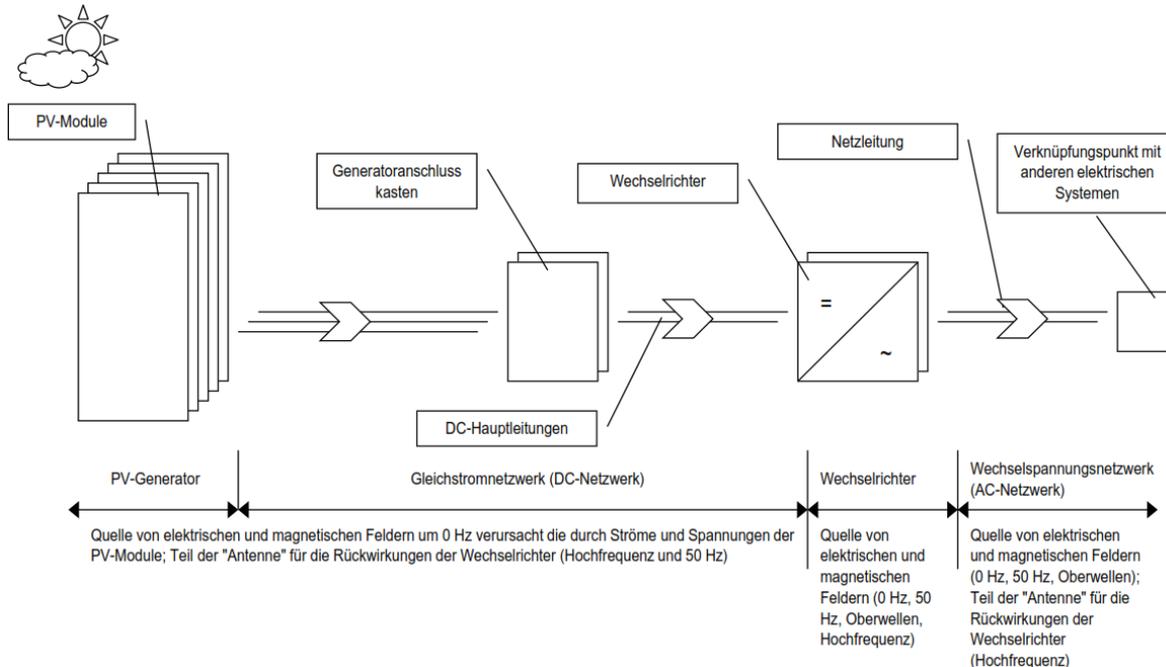


Abbildung 58: Prinzipieller Aufbau einer Photovoltaik-Anlage (Quelle: BAFU 2013).

Die Emissionen des Gleichstromnetzes sind unkritisch für den Menschen. In weniger als einem halben Meter Abstand zur Leitung ist das Magnetfeld mit demjenigen der Erde vergleichbar (BAFU 2013).

Die Leitungen mit Wechselstrom ab dem Wechselrichter bzw. der Wechselrichter selbst geben mehr Strahlung ab. Der Wechselrichter strahlt sowohl im Nieder- wie auch Hochfrequenzbereich. Der Wechselrichter wird ausserhalb des Wohnraums installiert (z.B. im Keller). Die Distanz zum Menschen ist damit grösser als diejenige anderer Haushaltsgeräte (BAFU 2013).

In den letzten Jahren werden immer häufiger elektronische Moduloptimierer eingesetzt. Diese befinden sich direkt bei den Modulen und verbessern den Ertrag einer Photovoltaik-Anlage bei ungünstigen Lichtverhältnissen, insbesondere wenn tagsüber Schatten, beispielsweise von Bäumen oder Kaminen, über das Modulfeld wandern. Sie erzeugen aufgrund ihrer Wirkungsweise elektromagnetische Felder im Hochfrequenzbereich, die sich auf die angeschlossenen Gleichstromkabel übertragen. Die erzeugte Feldstärke im Hochfrequenzbereich liegt wie bei den Wechselrichtern weit unterhalb der Grenzwerte der NISV und ist damit ungefährlich für Mensch und Tier. Je nach individueller Konstellation der Anlage bezüglich DC-Leitungslängen, Anzahl Moduloptimierern und Verlegeart der Kabel kann es allerdings zu unzulässigen technischen Störungen des Funk- und Radiospektrums in der Nachbarschaft einer Anlage kommen. In diesen bisher äusserst seltenen Fällen werden individuelle Massnahmen zur Entstörung der betroffenen Anlage getroffen. Die Entstörung liegt dabei im Verantwortungsbereich des Anlagebetreibers (BAKOM 2016).

Bislang sind in der Schweiz rund 10 Anlagen betroffen, und eine gleiche Anzahl befand sich anfangs 2020 in Abklärung (BAKOM 2020). Diese Zahl ist im Vergleich mit den deutlich über 20'000 installierten Anlagen mit Moduloptimierern (Herstellerschätzung) äusserst gering.

Den Herstellern ist dieses Phänomen bekannt. Sie weisen darauf hin, dass ihre Komponenten die gültigen EMV-Normen einhalten und dass die Anzahl bekannter Fälle verschwindend klein ist. Allerdings steigt die Anzahl verbauter Moduloptimierer stark an und damit auch die Wahrscheinlichkeit neuer Problemfälle. Entsprechend dürften auch neue Erkenntnisse bezüglich EMV in künftige Produktentwicklungszyklen einfließen (vage Herstelleraussage auf unsere konkrete Anfrage).

In der Schweiz noch wenig verbreitet sind sogenannte Mikrowechselrichter, die beispielsweise in Solar-
möbel eingebaut sein können. Sie haben dieselbe Funktionsweise wie ein konventioneller Wechselrichter,

sie sind jedoch für geringe elektrische Leistungen konzipiert. Mikrowechselrichter werden mittels konventionellen AC-Netzsteckern mit dem Wechselstromnetz verbunden und sind damit mit einem Haushaltgerät vergleichbar. Sie müssen dieselben NIS- und EMV-Vorschriften einhalten wie alle Haushaltgeräte und sind daher als unkritisch zu betrachten (BAKOM 2020).

Strahlung in der Nacht

In der Nacht produziert eine Photovoltaik-Anlage praktisch keine Energie und somit wird auch kaum nicht-ionisierende Strahlung abgegeben. Die Energieausbeute ist selbst bei Vollmond oder aufgrund von Streulicht aus Siedlungen etwa hunderttausend Mal kleiner als an einem sonnigen Tag. Dass bereits eine vorbeiziehende Wolke die magnetische Flussdichte reduziert, zeigt Abbildung 59 (BAFU 2013).

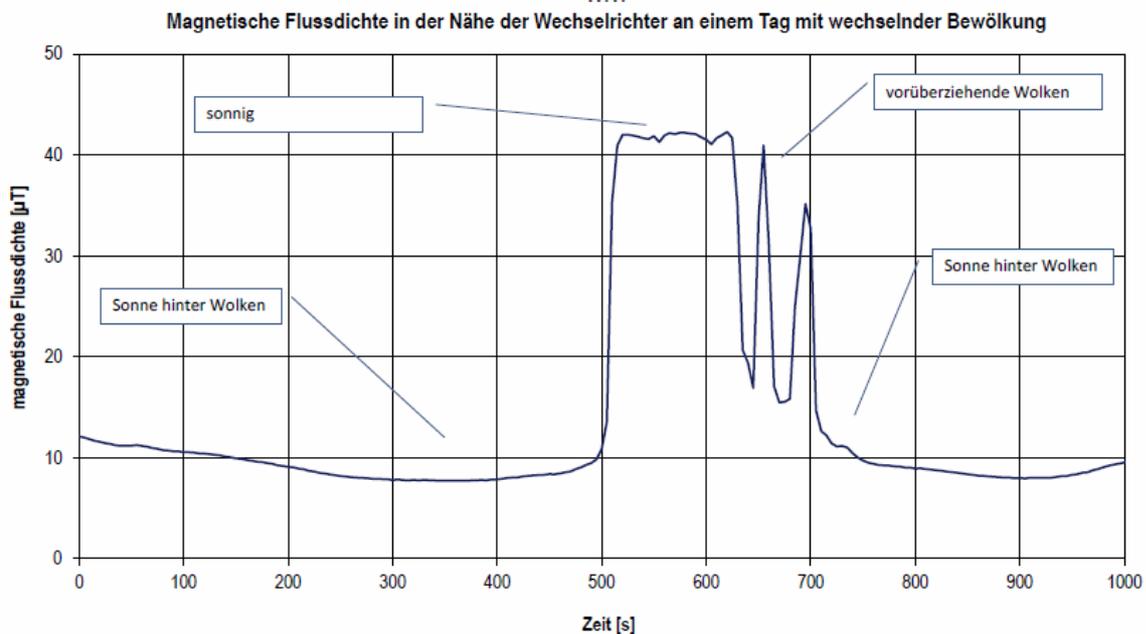


Abbildung 59: Magnetische Flussdichte (50 Hz) in ca. 20 cm Abstand vom Wechselrichter bei wechselnder Bewölkung (Quelle: BAFU 2013).

Niederfrequente Magnetfeldmessungen von Wechselrichtern

Typische Haushaltsgeräte erzeugen Magnetfelder im Frequenzbereich von 50 Hz. Die magnetische Flussdichte in der Nähe des Wechselrichters schwankt bei dieser Frequenz in zwei Messungen des BAFU zwischen rund 7 bis 35 Mikrotesla. Die magnetische Flussdichte ist dabei abhängig von der direkten Sonneneinstrahlung sowie der Nennleistung des Wechselrichters. Wechselrichter mit grösserer Nennleistung zeigen höhere Magnetfeldwerte auf (BAFU 2013).

Hochfrequente Magnetfeldmessungen von Wechselrichtern

Im Hochfrequenzbereich ist die magnetische Flussdichte um ein Vielfaches kleiner als im Niederfrequenzbereich. Sie bewegt sich in 50 cm Abstand zum Wechselrichter unterhalb von 0.1 Mikrotesla und hält die Immissionsgrenzwerte deutlich ein.

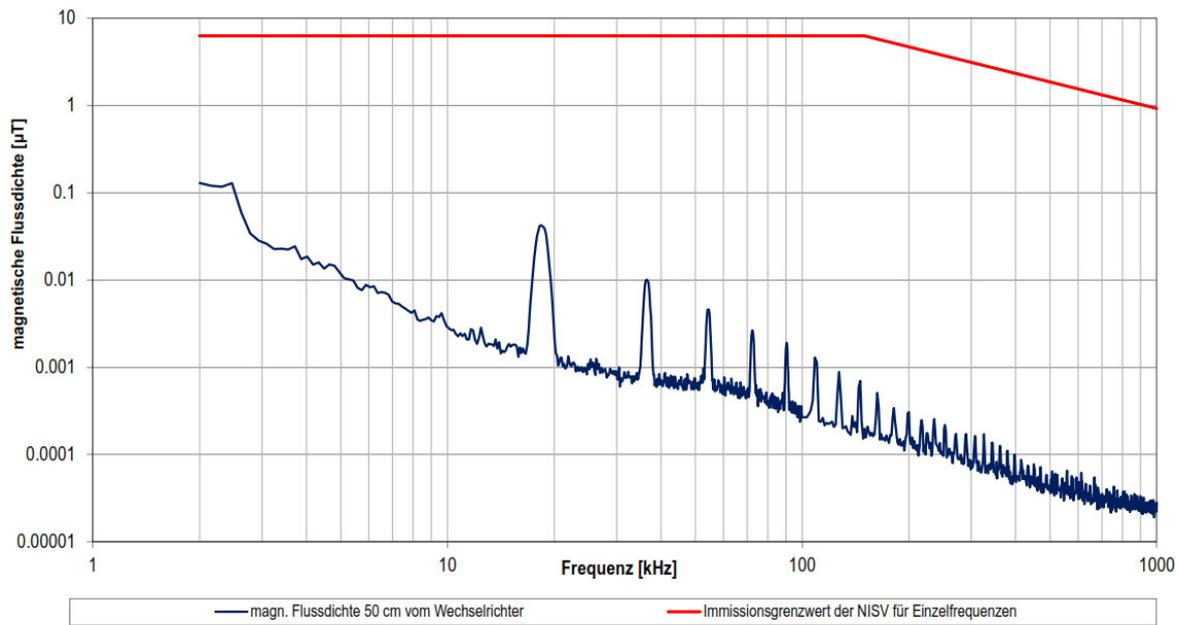


Abbildung 60: Beispiel einer Messung der magnetischen Flussdichte im Abstand von 50cm zu einem Wechselrichter im Vergleich zum Immissionsgrenzwert für den Frequenzbereich 2 bis 1'000 kHz (beide Achsen logarithmisch, Quelle: BAFU 2013).

Immissionen von Photovoltaik-Anlagen und Vergleich mit Grenzwerten

Eine Literaturrecherche und begleitende Messungen im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU) haben gezeigt, dass die Immissionen einer professionell ausgeführten Photovoltaik-Anlage im Verhältnis zu den gesetzlichen Grenzwerten der NISV gering sind. Auch in unmittelbarer Nähe des Wechselrichters und von Moduloptimierern werden die Immissionsgrenzwerte bei weitem eingehalten (BAFU 2013).

Bei sehr grossen Anlagen von mehreren 100 Quadratmetern sind die Immissionen der Wechselrichter deutlich höher. Dabei muss wie bei anderen Anlagen auch die Einhaltung der Grenzwerte geprüft werden. Wohnen oder arbeiten Menschen in der Nähe dieser Wechselrichter, können zusätzliche Massnahmen wie bspw. Abschirmplatten aus Nickel-Eisen-Legierungen nötig sein (Persönliche Mitteilung Mitarbeiter Electrosuisse).

Solche Massnahmen werden auch bei Mittelspannungstransformatoren im industriellen Umfeld angewendet, wenn sich Arbeitsplätze in unmittelbarer Nähe zu einer Trafostation befinden.

Vergleich mit Magnetfeldmessungen elektrischer Haushaltgeräte

Haushaltsgeräte erreichen teils ähnliche magnetische Flussdichten wie Photovoltaik-Anlagen. Auch bei diesen Geräten nimmt die Flussdichte mit zunehmendem Abstand stark ab. Beim Vergleich der verschiedenen Geräte ist daher zu berücksichtigen, dass die alltägliche Distanz eines Menschen zu den Geräten sehr unterschiedlich ist. Beispielsweise beträgt die Flussdichte eines Elektrorasierers in einem Meter Abstand 0.01-0.3 Mikrottesla, jedoch wird der Elektrorasierer typischerweise direkt am Gesicht/Kopf verwendet und ist sonst ausgeschaltet. Im Abstand von 3cm beträgt die Flussdichte eines Elektrorasierers zwischen 15-1'500 Mikrottesla (LUBW 2010).

Gerät	in 3 cm Abstand	in 30 cm Abstand	in 1 m Abstand
Elektroherd	1-50	0,15-8	0,01-0,04
Kühlschrank	0,5-2	0,01-0,3	0,01-0,04
Kaffeemaschine	1-10	0,1-0,2	0,01-0,02
Handmixer	60-700	0,6-10	0,02-0,25
Toaster	7-20	0,06-1	0,01-0,02
Haarfön	6-2000	0,1-7	0,01-0,3
Elektrosasierer	15-1500	0,08-9	0,01-0,3
Bohmaschine	400-800	2-3,5	0,08-0,2
Elektrosäge	250-1000	1-25	0,01-1
Staubsauger	200-800	2-20	0,1-2
Waschmaschine	0,08-50	0,15-3	0,01-0,15
Wäschetrockner	0,3-8	0,1-2	0,02-0,1
Bügeleisen	8-30	0,1-0,3	0,01-0,03
Radiowecker	3-60	0,1-1	0,01-0,02
el. Heizdecke	bis 30		
Fernseher	2,5-50	0,04-2	0,01-0,15
el. Fußbodenheizung		0,1-8	
el. Heizofen	10-180	0,15-5	0,01-0,25

Abbildung 61: Magnetische Flussdichten in Mikrottesla in der Nähe von elektrischen Haushaltsgeräten (50 Hz-Anwendungen, Quelle: LUBW 2010).

Die magnetische Flussdichte eines Wechselrichters im Abstand von 50 cm ist mit 7 bis 35 Mikrottesla (Frequenzbereich 50 Hz) höher als bei anderen Haushaltsgeräten (siehe Abbildung 61). Bedenkt man jedoch, dass Wechselrichter typischerweise im Keller in mehreren Metern Distanz zu den alltäglichen Aufenthaltsorten des Menschen aufgestellt werden, ist die Wirkung der Strahlung auf den Menschen im vergleichbaren Bereich wie viele Haushaltsgeräte.

Elektromagnetische Strahlung und Gesundheit

Die Forschung hat erwiesen, dass starke Strahlung die Gesundheit gefährden kann. Ein Grossteil der Forschung widmet sich darum den Fragen, ob schwache Strahlung unterhalb der Grenzwerte auch gesundheitsschädigend sein kann und was mögliche Langzeiteffekte sind. Bis anhin konnte noch kaum belegt werden, dass solche schwache elektromagnetische Felder die Gesundheit gefährden. Die internationale Krebsforschungsagentur IARC hat niederfrequente Magnetfelder und hochfrequente elektromagnetische Strahlung als «möglicherweise krebserregend» bewertet. Aus humanepidemiologischen Studien wird eine begrenzte Evidenz für einen kausalen Zusammenhang zwischen Leukämie bei Kindern und der Stärke von Magnetfeldern abgeleitet, falls diese in der Nähe von Hochspannungsleitungen wohnen. Diesen Studien zufolge verdoppelt sich das Kinderleukämierisiko bei einer Langzeitexposition mit mehr als 0.3 bis 0.4 Mikrottesla (BAG 2006).

Bei niederfrequenten Magnetfeldern besteht der Verdacht, sie könnten die Alzheimererkrankung fördern. Hochfrequente Strahlung könnte negative Auswirkungen auf die Fruchtbarkeit und mögliche genotoxische Wirkung haben. Grund für die vagen Aussagen ist wohl die gegenwärtig noch mangelhafte Datenlage (Electrosuisse und FSM, 2015).

Massnahmen zur Reduktion der Strahlung

Durch folgende Massnahmen kann Strahlung im Aufenthaltsbereich des Menschen auf kaum feststellbare Werte reduziert werden (BAFU 2013, BAFU 2019):

- Im Bereich des Gleichstroms zwischen Modul und Wechselrichter sollen Plus- und Minusleiter nahe zusammen oder verdreht geführt werden. Auf diese Weise neutralisieren sich die Felder der einzelnen Leitungen gegenseitig.
- Der Wechselrichter soll in ausreichender Distanz zum Wohnbereich aufgestellt werden. So werden die Menschen der Strahlung des Wechselrichters nicht ausgesetzt. Nach wenigen Metern ist der Einfluss des Wechselrichters kaum noch feststellbar.
- Ab dem Wechselrichter in der Netzleitung mit Wechselspannung sollten wenn möglich Mehrleiterkabel verwendet werden.
- Die DC-Leitungsführung über Dach in geschirmten Metallkanälen oder Metallrohren reduziert die Wirkung elektromagnetischer Felder, die von Moduloptimierern an die DC-Leitungen abgegeben werden.
- Eine Entstörung (falls im Einzelfall gefordert) erfolgt mit individuellen Massnahmen. Dies ist eine Kombination aus Optimierung der DC-Leitungsführung, Einstellungen der Moduloptimierer und Einsatz von Entstörfiltern direkt bei den Anschlüssen der Moduloptimierer.

Einfluss von Photovoltaik auf das Tierwohl (Landwirtschaft)

Vereinzelt wird darüber berichtet, dass sich eine Photovoltaik-Anlage, beispielsweise auf dem Dach eines Stalls oder Scheune, negativ auf die Gesundheit der Nutztiere auswirkt. Namentlich wird von einem Rückgang der Milchmenge von Kühen, überhöhten Zellzahlen in der Milch bis hin zu Entzündungserscheinungen an den Eutern berichtet. Es sind bislang aber keine belastbaren Studien verfügbar, die einen Zusammenhang mit der eigentlichen Photovoltaik-Technologie nahelegen.

Allerdings kann in Einzelfällen die (nachträgliche) Installation einer Photovoltaik-Anlage tatsächlich die beschriebenen Effekte auslösen. Ursache hierfür sind nicht die Photovoltaik-Anlagen an sich, sondern die dafür notwendigen Anpassungen der bestehenden Elektroinstallationen. Falls diese Anpassungen nicht fachgerecht umgesetzt werden, können sie in Einzelfällen ungewollt die Erdungsanlage bzw. den Schutzpotenzialausgleich des Stalls oder der Scheune derart beeinträchtigen, dass sich kleine Erdpotenzial-Differenzen zwischen metallischen Teilen von Futterkrippen, Tränken oder Melkmaschinen und dem feuchten, elektrisch leitfähigen Stallboden ergeben. Berührt ein Tier in dieser Situation ein metallisches Teil, so fliesst ein kleiner Ausgleichsstrom durch den Körper des Tiers zwischen Metallteil und dem durch Feuchtigkeit leitfähigen Belag des Stallbodens.

Bei einer korrekt ausgeführten Erdungsanlage liegt die Erdpotenzial-Differenz, bzw. die sich daraus ergebende messbare Differenzspannung zwischen berührbaren Metallteilen und dem Stallboden im Bereich von wenigen Millivolt. Die dadurch entstehenden Körperströme sind so gering, dass sie für die Tiere nicht

spürbar sind und sich auch nicht auf das Tierwohl auswirken. Ab einer Differenzspannung von ca. 1 Volt (AC) oder ca. 1.4 Volt (DC) hingegen können Körperströme im Bereich von 1 bis 2 Milliampère auftreten, die die Tiere auch wahrnehmen können und sich negativ auf das Tierwohl auswirken können (ESTI 2018). Besteht in einem betroffenen Stall der Verdacht auf Installationsmängel oder können Differenzspannungen von über 1 Volt gemessen werden, so ist eine Installationskontrolle mit Erdmessungen und Überprüfung der Wirksamkeit des Potenzialausgleichs in dem Bereich, wo sie die Tiere aufhalten, zu veranlassen. Je nach Feststellungen muss die Erdungsanlage und der Potenzialausgleich so angepasst werden, dass die messbaren Differenzspannungen im unkritischen Bereich liegen (ESTI 2018).

14.4 Quellen

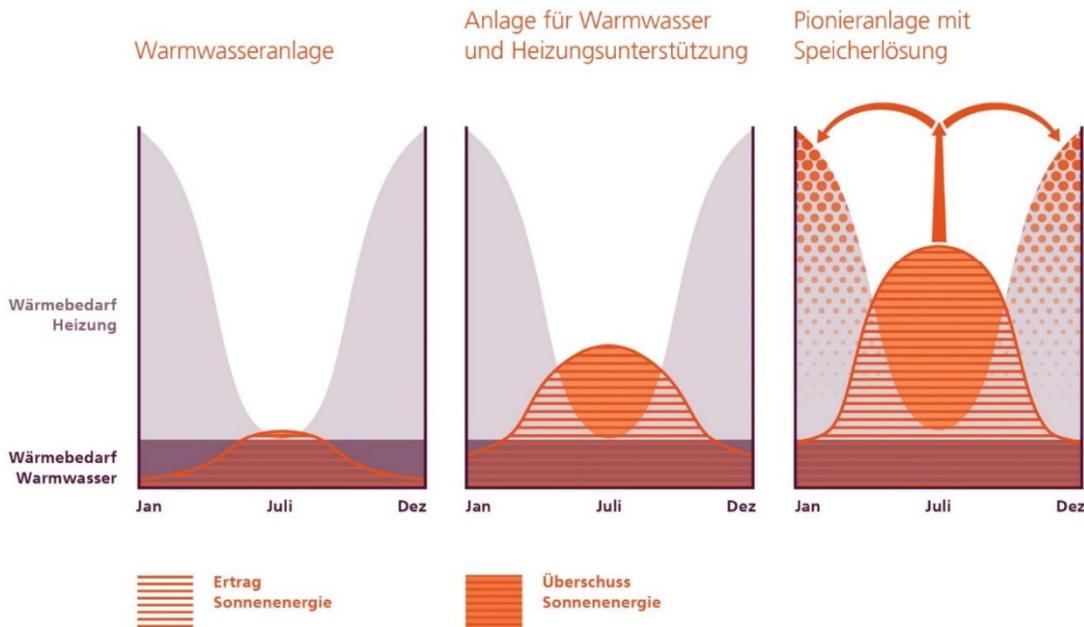
- BAG, BFE, BAKOM, BAFU, ESTI, Eidg. Büro für Konsumentenfragen, Swissmedic, Suva, seco (2006): Nichtionisierende Strahlung und Gesundheitsschutz in der Schweiz. Überblick, Handlungsbedarf und Empfehlungen. 23 Seiten.
- Electrosuisse und FSM (Forschungstiftung Strom und Mobilkommunikation (2015): «Spannungsfelder» Elektromagnetische Felder. 30 Seiten.
- LUBW (Bayerisches Landesamt für Umwelt) (2010): Elektromagnetische Felder im Alltag. 144 Seiten.
- BAFU (2013): Literaturrecherche zu den Emissionen von nichtionisierender Strahlung von Photovoltaik-Anlagen. Erarbeitet durch Maxwave. 63 Seiten.
- BAFU (2019): Internetartikel «Photovoltaikanlagen als Elektrosmog-Quelle»;
- <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/elektrosmog/fachinformationen/elektrosmog-quellen/photovoltaikanlagen-als-elektrosmog-quelle.html>
- BAKOM (2016): Infomailing 43: Vermeidung von möglichen Störungen bei Funkfrequenzen, 1.12.2016.
- BAKOM (2020): Interview im Fachmagazin «Photovoltaik» mit Hr. Emmanuel de Remy, Ausg. 02/2020.
- ESTI (2018): Bulletin 12/2018 «Streuströme in Tierhaltungsbetrieben».

15. Im Sommer heize ich nicht, daher ist Solarwärme nicht sinnvoll.

Vorurteil	Im Sommer heize ich nicht, daher ist Solarwärme nicht sinnvoll.
Frage	Im Sommer heize ich nicht. Ist Solarwärme da überhaupt sinnvoll?
Gegenbotschaft	Auch im Sommer duschen Sie oder waschen Sie ab. Dazu eignet sich die Solarwärme sehr gut.
Antwort in wenigen Zeilen	Der Bedarf nach Warmwasser – zum Duschen und in der Küche – ist über das Jahr in etwa konstant. Eine kleine Solaranlage auf einem Einfamilienhaus stellt typischerweise 60% der notwendigen Wärme durch Sonnenenergie bereit. Im Winter deckt die Anlage nur einen kleinen Anteil, im Sommer fast den gesamten Bedarf.

15.1 Infografik

SOLARWÄRME EIGNET SICH IDEAL, UM WARMES WASSER ZU PRODUZIEREN



15.2 Antwort auf einer halben Seite

Der Bedarf nach Warmwasser – zum Duschen und in der Küche – ist über das Jahr in etwa konstant. Mit einer kleineren Solaranlage kann die Wärme für einen relevanten Teil des Warmwassers durch Sonnenenergie bereitgestellt werden. Im Sommer deckt die Anlage fast den gesamten Bedarf, im Winter nur einen kleinen Anteil. In Mehrfamilienhäusern sind die Nutzungsschwankungen kleiner und die Anlagen typischerweise knapper dimensioniert (weniger Quadratmeter pro Person). Damit erreichen sie Spitzenwerte im nutzbaren Ertrag pro Quadratmeter.

Mit etwas grösseren Anlagen ist es auch möglich, mit der Solarwärme zu heizen. Im Winter leistet sie nur einen kleinen Beitrag an Warmwasser und Heizung, im Herbst und Frühling einen etwas grösseren Teil

und im Sommer deckt sie den gesamten Bedarf an Warmwasser ab. Wer beispielsweise mit einer Gas- oder Ölheizung heizt, kann so seinen Brennstoffverbrauch bei älteren Bauten gewöhnlich um 20-30% senken, bei Neubauten sind Einsparungen bis 50% möglich.

15.3 Grundlagen

Erträge über das Jahr

Die Sonne scheint über das ganze Jahr. Dadurch erwirtschaften Solarkollektoren auch in einem Wintermonat einen Wärmeertrag, der in etwa 20% des Ertrags eines Sommermonats entspricht. In Frühlings- und Herbstmonaten beträgt der Ertrag ca. 50% des maximalen Ertrags im Sommer (siehe

Abbildung 62).

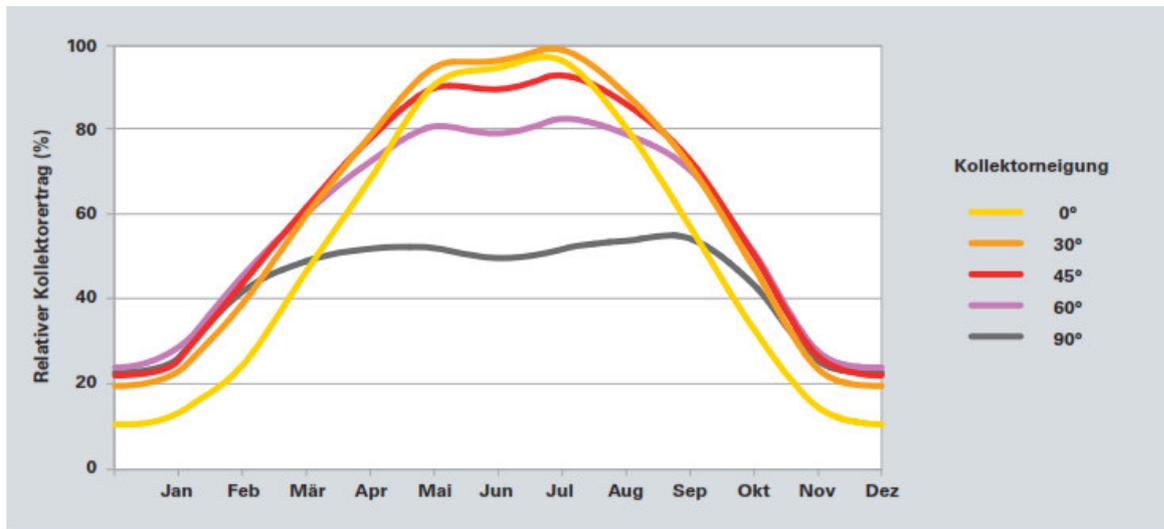


Abbildung 62: Relativer Kollektorertrag über das Jahr in Abhängigkeit der Neigung (Quelle: Viessmann 2008, Abb. A.2.4-1).

Verbrauch über das Jahr

Der jährliche Heizbedarf für Einfamilienhäuser beträgt standardmässig in etwa 29 kWh/m², der für Mehrfamilienhäuser 20 kWh/m². Der Warmwasserverbrauch erfordert in Einfamilienhäusern pro Jahr ca. 14 kWh/m², der in Mehrfamilienhäusern 20 kWh/m² (SIA 2024:2015).

Der monatliche Energieverbrauch für die Erwärmung von Warmwasser ist über das ganze Jahr in etwa gleich (siehe Abbildung 63). Der Heizwärmebedarf ist in den Wintermonaten markant höher als in den Sommermonaten, wobei im Sommer der Bedarf auf null sinkt.

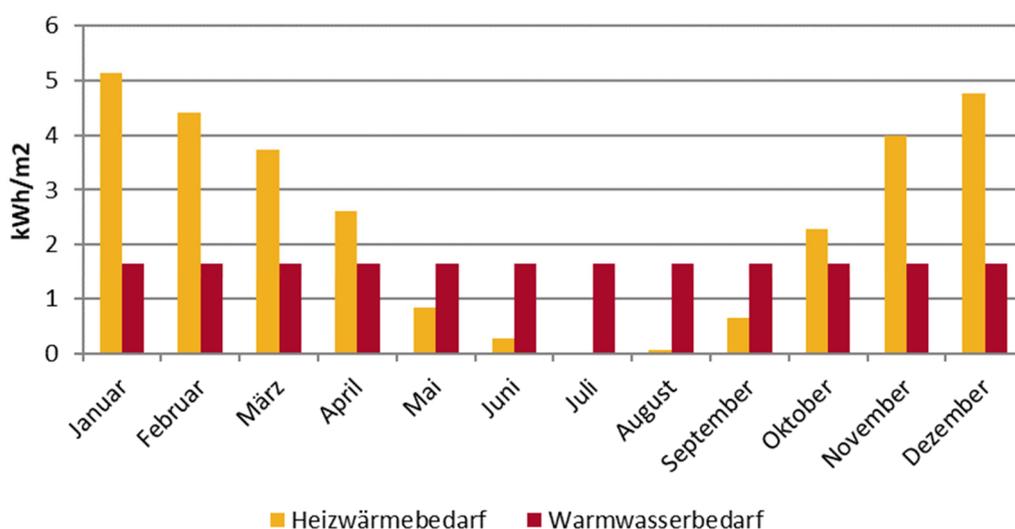
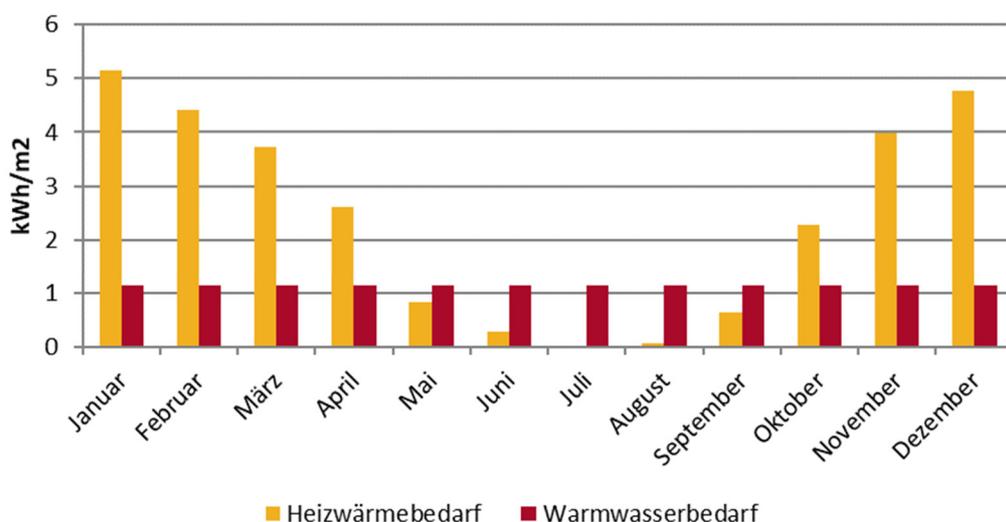


Abbildung 63: Standardprofile für den Heizwärme- und Warmwasserbedarf pro Quadratmeter Energiebezugsfläche in Zürich: oben Neubauten Einfamilienhäuser, unten Neubauten Mehrfamilienhäuser (Eigene Berechnung auf Basis von Heizgradtagen in Zürich (SIA 2028) und den Standardverbräuchen gemäss SIA 2024:2015).

Nutzung Solarwärme für Warmwasser

Haushalte brauchen auch im Sommer Warmwasser. Bei der Dimensionierung der Solaranlage können verschiedene Ansätze verfolgt werden.

Ansatz ertragsoptimiert mit maximalem Deckungsgrad: Bei diesem Ansatz ist das Ziel, einen möglichst grossen Anteil des Bedarfs mit solarer Energie zu decken. Mit einer grossen Fläche pro Person wird der Warmwasserbedarf auch ausserhalb der Sommermonate zu einem Grossteil durch Solarenergie gedeckt und es werden Deckungsgrade von etwa 60% erreicht (siehe Abbildung 64). Im Sommer wird durch diesen Ansatz überschüssige Wärmeenergie produziert. Ein Überhitzungsschutz ist bei solchen Anlagen wichtig (BFE 2006).

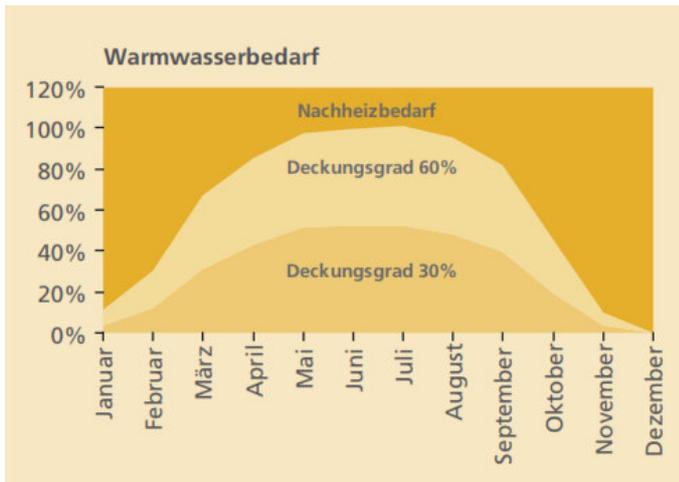


Abbildung 64: Produktionskurven von Solarkollektoren im Jahresverlauf und die resultierenden Deckungsgrade (Quelle: BFE 2006).

Ansatz kostenoptimiert mit maximaler Nutzung der produzierten Wärme: Bei diesem Ansatz wird die Solaranlage so dimensioniert, dass die im Sommer überschüssige und damit ungenutzte Wärme minimiert wird. Mit kleineren Flächen pro Person wird gewährleistet, dass die durch die Anlage erzeugte Wärme (fast) vollständig genutzt wird. Der nutzbare Wärmeertrag pro Quadratmeter Solarkollektor ist damit maximal und die Anlage hat durch die hohe Ausnutzung und tieferen Investitionskosten eine hohe Wirtschaftlichkeit. Der solare Deckungsgrad ist deutlich tiefer, es wird über das ganze Jahr relevant zusätzliche Energie benötigt.

In der Schweiz werden vor allem bei Einfamilienhäusern fast nur ertragsoptimierte Anlagen mit rund 60% Deckungsgrad installiert. Bei Mehrfamilienhäusern werden häufiger kostenoptimierte Varianten eingesetzt. Der Zusammenhang zwischen nutzbarem Ertrag und Deckungsrate ist in der Abbildung 65 dargestellt: Je höher die Deckungsrate wird, desto mehr überschüssige Energie fällt an und desto tiefer wird die genutzte Wärmemenge pro Quadratmeter Sonnenkollektor.

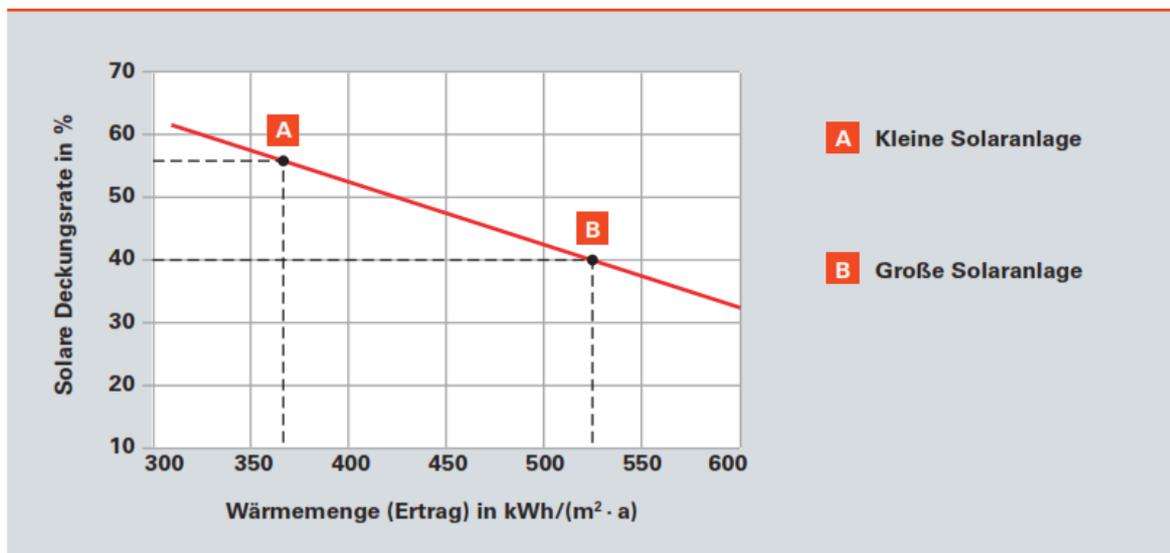


Abbildung 65: Verhältnis zwischen solarem Deckungsgrad und nutzbarem Wärmeertrag pro Kollektor über das Jahr (Quelle: Viessmann 2008, Abb. A.2.5-1).

Die beiden Ansätze werden für Mehrfamilienhäuser wie in Abbildung 66 gezeigt quantifiziert:

	Kostenoptimiert	Ertragsoptimiert
Anteil am Warmwasserverbrauch	30 – 50 Prozent	50 – 70 Prozent
Kollektorfläche	0.5 – 1.0 m ² / Person	1.0 – 1.5 m ² / Person
Speichervolumen (Solar- und Bereitschaftsspeicher)	50 – 80 Liter / Person	80 – 150 Liter / Person
Gestehungskosten	15 – 25 Rp./ kWh	25 – 35 Rp./ kWh

Abbildung 66: Beispiele für die verschiedenen Ansätze für Mehrfamilienhäuser (Quelle: Swissolar 2014).

Nutzung Solarwärme zur Heizungsunterstützung

Solkollektoren können auch als Heizungsunterstützung dienen. Dabei ist darauf zu achten, dass sich Angebot (Sonne im Sommer) und Nachfrage (Heizen im Winter) gegenläufig verhalten. Dabei ersetzt die Solaranlage typischerweise die konventionelle Heizung nicht, sondern mindert den Verbrauch. Je besser das Gebäude gedämmt ist, desto grösser ist dieser Anteil. Die Abbildung 67 zeigt die Ertragsprofile einer Anlage für Warmwasser und einer Anlage für die Heizungsunterstützung (Kurve D mit 5 Quadratmetern, Kurve E mit 15 Quadratmetern). Bei der heizungsunterstützenden Anlage E ist ersichtlich, dass sie im Sommer überschüssige Energie produziert und vor allem im Frühling und im Herbst einen kleinen Anteil des Heizwärmebedarfs deckt (Viessmann 2008). Der solare Deckungsgrad und damit die Einsparung an Brennstoff hängt vom energetischen Zustand des Gebäudes und der Dimensionierung ab. Er reicht bei älteren Bauten von 15 bis 35%, bei Neubauten bis zu 50% (BFE Solarrechner).

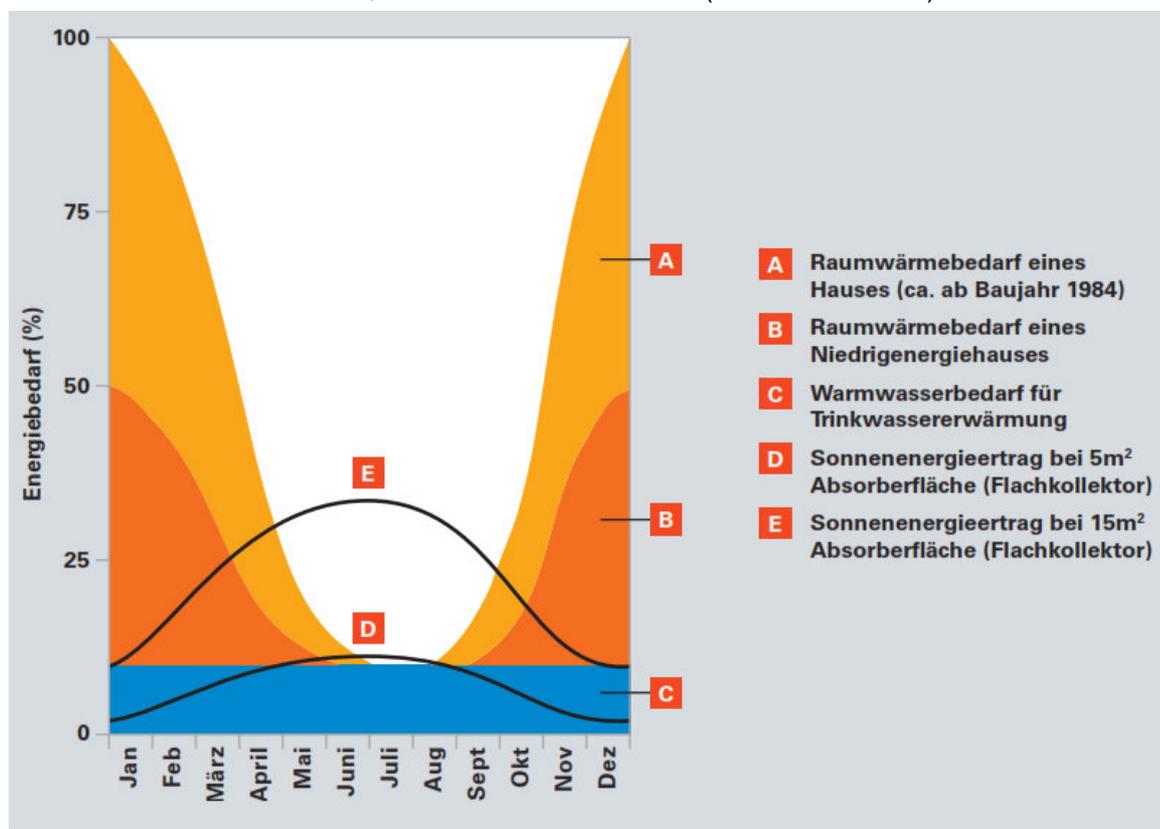


Abbildung 67: Energiebedarf für Warmwasser und Heizung gegenüber der Energieproduktion von Solarkollektoren über das Jahr (Quelle: Viessmann 2008, Ab. C.2.2-1).

Nutzung Solarwärme zur Hauptheizung durch saisonale Speicherung

Durch die saisonale Speicherung der Wärme in einem sehr grossen Speicher kann die Solarwärme auch als Hauptheizung genutzt werden. Dazu bedarf es eines Gebäudes mit sehr geringem Verbrauch, ein nach Süden ausgerichtetes Dach und Platz für einen sehr grossen Speicher (Viessmann 2008).

In der Schweiz wurde diese Technologie der „Sonnenhäuser“ von der Jenni Energietechnik geprägt, einem Unternehmen bei Burgdorf, das unter anderem Solarspeicher herstellt. Sie erstellten 1989 das erste solar beheizte Einfamilienhaus und 2007 das erste komplett solar beheizte Mehrfamilienhaus (siehe Abbildung 68).



Abbildung 68: Das erste solar beheizte Einfamilienhaus der Schweiz in Oberburg im Januar 1990. Der skeptischen Fachwelt wurde durch die Speisung eines Aussenpools an einem Wintertag gezeigt, dass das Haus über genügend Wärme verfügte (Quelle: <http://jenni.ch/bauprojekte-jenni.html>).

Ein Beispiel für ein Mehrfamilienhaus findet sich auch im bayerischen Laufen, wo 320 Quadratmeter Solarkollektorenfläche mit einem Solartank à 82'000 Liter Kapazität (15m Höhe und 2.7m Durchmesser) kombiniert wurden. Die überschüssige Wärme wird im Sommer gespeichert und im Winter genutzt. In Laufen wird darüber hinaus ein Teil der überschüssigen Energie im Sommer über ein Nahwärmenetz an andere Gebäude abgegeben. Das Gebäude wird damit zum Plusenergiehaus.



Abbildung 69: Beispiel eines Solarhauses im bayerischen Laufen (Quelle: <http://www.solar-partner-sued.de/aktuelles/informationen/einzelsicht/article/speichereinbringung-bei-mf-sonnenhaeusern-laufen.html>).

Solarwärme zur Regeneration

Die überschüssige Energie von Solarkollektoren im Sommer kann auch für die Regeneration von Erdwärmesonden genutzt werden. Erdwärmesonden beziehen den grössten Teil der Erdwärme im Winter. Bei nah aneinander liegenden Erdsonden oder einer starken Nutzung kühlt der Boden über die Jahre langsam ab, da nicht genug Wärme nachfließt. Dies kann durch eine Regeneration verhindert werden. Die Wärme der Solarkollektoren im Sommer wird dem Boden zugeführt. Damit wird der Boden zu einem saisonalen Speicher (Swissolar, 2016).

15.4 Quellen

- *Bundesamt für Energie BFE (2006): Solare Wassererwärmung in Mehrfamilienhäusern. 15 Seiten.*
- *SIA (Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein): Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik, SIA 2024:2015. 156 Seiten.*
- *Swissolar (2014): Solarwärme für Mehrfamilienhäuser. 5 Seiten.*
- *Swissolar (2016): Merkblatt zur Regeneration von Erdwärmesonden. 2 Seiten.*
- *Viessmann Werke, Allendorf (Eder), (2008): Planungshandbuch Solarthermie. 197 Seiten.*