



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Verkehr BAV
Programm Umsetzung der Energiestrategie 2050
im öffentlichen Verkehr (ESöV 2050)

Photovoltaik und Eigenverbrauch im öffentlichen Verkehr

Schlussbericht

Dr. Christof Bucher, Basler & Hofmann AG / Berner Fachhochschule

Jlcoweg 1, 3400 Burgdorf, christof.bucher@bfh.ch, www.bfh.ch, www.baslerhofmann.ch

Peter Toggweiler, Basler & Hofmann AG

Forchstrasse 395, 8032 Zürich, Peter.Toggweiler@baslerhofmann.ch, www.baslerhofmann.ch

David Stickelberger, Swissolar, Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie

Neugasse 6, 8005 Zürich, stickelberger@swissolar.ch, www.swissolar.ch

Nathalie Spiller, Swissolar, Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie

Neugasse 6, 8005 Zürich, spiller@swissolar.ch, www.swissolar.ch

Begleitgruppe

Elmar Bumann, BLS
Tristan Chevroulet, BAV
Kilian Constantin, VöV
Marc Hächler, BLS
Wieland Hintz, BFE
Stefan Hofmann, SOB
Urs Hunziker, VBZ
Pierre-André Pianzola, BAV
Marcel Reinhard, SBB
Véronique Robatel, TPF
Daniel Schaller, Planair (im Auftrag BAV)
Hermann Willi, BAV

Impressum

Herausgeberin:
Bundesamt für Verkehr BAV
Programm Umsetzung der Energiestrategie 2050 im öffentlichen Verkehr (ESöV 2050)
CH-3003 Bern

Programmleiter
Tristan Chevroulet, BAV

Projektnummer: 176
Bezugsquelle
Kostenlos zu beziehen über das Internet
www.bav.admin.ch/energie2050
Une version française est aussi disponible

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor –in oder sind ausschliesslich die Autoren –
innen dieses Berichts verantwortlich.

Bern, den 2.12.2020

Inhalt

Inhalt.....	3
Executive Summary auf Deutsch	4
Executive Summary in English.....	4
Zusammenfassung.....	5
1 Ausgangslage und Ziel.....	6
2 Ziel der Arbeit	6
3 Photovoltaik leistet viel	7
3.1 Energieertrag durch Photovoltaik in der Schweiz	8
3.1 Bestandteile einer PV-Anlage	9
4 Potenziale für Photovoltaik und Eigenverbrauch	13
4.1 Potenzial für Photovoltaik in der Schweiz	14
4.2 Strombedarf Schweiz	15
4.3 Eigenverbrauch bei Transportunternehmen des öffentlichen Verkehrs	18
5 PV-Anlagen für Bahntechnik	20
6 Finanzierung, Förderung und Wirtschaftlichkeit.....	23
6.1 Finanzierung von PV-Anlagen.....	23
6.2 Förderbeiträge	24
6.3 Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	26
6.4 Geschäftsmodelle für PV-Anlagen	33
7 Bewilligungen	40
7.1 Eisenbahnrechtliches Verfahren	40
7.2 Kommunalrechtliches bzw. kantonsrechtliches Verfahren.....	42
8 Typische Hürden – und wie sie überwunden werden können	43
8.1 Denkmalschutz	43
8.2 Nutzungshorizont der Gebäude	45
8.3 Geringer Strombedarf vor Ort.....	45
8.4 Ungenügende oder ungeeignete Flächen auf Dächern	45
8.5 Wirtschaftlichkeit.....	45
8.6 Regulatorisches Umfeld	46
9 Motivation und Anreize zum Bau von PV-Anlagen	46
10 Der Weg zur eigenen PV-Anlage	46
11 Betrieb einer PV-Anlage.....	50
12 Nachhaltigkeit.....	51
12.1 Rohstoffe, Produktion und Transport	51
12.2 Entsorgung und Recycling	52
12.3 Umweltbilanz	53
13 Weitere Projektbeispiele.....	54
Literaturverzeichnis	64
Symbol- und Abkürzungsverzeichnis	67
Anhang: Firmen und Organisationen	69

Executive Summary auf Deutsch

Das Bundesamt für Verkehr (BAV) beauftragte Swissolar mit der Erstellung eines Leitfadens und eines Flyers zum Thema Photovoltaik (PV) und Eigenverbrauch im öffentlichen Verkehr. Diese sollen die Transportunternehmen des öffentlichen Verkehrs (TU) ermutigen und befähigen, die Solarenergie-Potenziale auf ihren Gebäuden und Infrastrukturen zu nutzen. Der vorliegende Bericht erläutert die Hintergründe zu diesen Dokumenten und zeigt anhand vieler Beispiele, wie TU bereits heute Solarstrom produzieren.

Hochrechnungen anhand einiger Betriebe haben ergeben, dass die TU 20 bis 30 Prozent ihres Strombedarfs mit PV-Anlagen selbst erzeugen könnten. Dies dürfte genügen, um den zusätzlichen Strombedarf für den Ersatz von fossilen Treibstoffen zu ersetzen.

PV-Anlagen mit einer Lebensdauer von über 30 Jahren sind eine langfristige Investition, die sich rentiert. Sie weisen in der Regel einen Payback-Dauer von 15-20 Jahren auf. Entscheidend für deren Wirtschaftlichkeit ist ein möglichst hoher Eigenverbrauch, wofür den TU mit ihrem hohen Stromverbrauch viele Möglichkeiten offenstehen. Anwendungen im 50 Hz-Bereich sind standardisiert, während die Nutzung des Solarstroms für die Traktion erst mit Pilotprojekten umgesetzt wurde. Bei der Optimierung des Eigenverbrauchs empfiehlt sich der Blick über die Grundstücksgrenze, z.B. im Rahmen eines «Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch» (ZEV). PV-Anlagen der TU haben Anrecht auf eine Einmalvergütung, die rund 25 Prozent der Investitionskosten abdeckt. Eine Finanzierung über den Bahninfrastrukturfonds (BIF) ist unter gewissen Bedingungen möglich.

PV-Anlagen auf Infrastruktur und Bahntechnik unterstehen dem Plangenehmigungsverfahren des BAV PGV, können aber oft im vereinfachten Verfahren oder sogar bewilligungsfrei realisiert werden. Für Anlagen ausserhalb der Bahninfrastruktur kommt das kommunale Bewilligungsverfahren zur Anwendung, oft im vereinfachten Meldeverfahren.

Executive Summary in English

The Federal Office of Transport (FOT) commissioned Swissolar to produce a guide and a flyer on the subject of photovoltaics (PV) and self-consumption in public transport. These are intended to encourage and enable public transport companies (TC) to use the solar energy potential on their own buildings and infrastructures. This report explains the background of these documents, using many examples to show how TCs already produce solar power today.

Projections from various TCs have shown that they could generate 20 to 30 per cent of their electricity requirements with PV systems on their own buildings. This should suffice to compensate for the additional electricity required to replace fossil fuels.

PV systems with a service life exceeding 30 years are a long-term investment that pays off. They generally have a payback period of 15-20 years. Decisive for their economic efficiency is the highest possible level of self-consumption, for which TCs, with their high power consumption, have many possibilities. Applications in the 50 Hz range are standardized, while the use of solar power for traction has thus far only been implemented with pilot projects. When optimizing self-consumption, it is advisable to look beyond the property line, e.g. in the context of a “collective self-consumption project” (CSC). TCs are entitled to a one-off payment that covers around 25 per cent of the investment costs. Financing through the Rail Infrastructure Fund (RIF) is possible under certain conditions.

PV systems on infrastructure and railway technology are subject to the plan approval procedure (PGV) of the FOT, but can often be realized in a simplified procedure or even without approval. Installations outside the rail infrastructure must undergo the municipal approval process, often in a simplified reporting procedure.

Zusammenfassung

Die Experten sind sich weitgehend einig, dass der Stromverbrauch der Schweiz bedingt durch den Ausstieg aus den fossilen Energien (Dekarbonisierung) steigen wird – trotz Steigerung der effizienten Energienutzung. Mit der schrittweisen Stilllegung bestehender Kernkraftwerke fallen parallel dazu fast 40 Prozent der heutigen Kraftwerkskapazitäten weg. Auch die Transportunternehmen des öffentlichen Verkehrs (TU) sind Teil dieser Entwicklung: Der Energieverbrauch wächst durch Angebotsverdichtung, und gleichzeitig wird Diesel durch Strom ersetzt.

Die TU müssen und können einen angemessenen Beitrag zum Umbau der Energieversorgung der Schweiz leisten. Die Energiestrategie 2050 des Bundesrates sieht vor, dass der Verkehrsbereich bis 2050 seinen Energieverbrauch um 50% senkt. Mit dem Programm «*Energiestrategie 2050 im öffentlichen Verkehr (ESöV 2050)*» will das Bundesamt für Verkehr (BAV) die Aktivitäten im Bereich der TU unterstützen. Eines der vier Teilziele des Programms ist die Produktion erneuerbarer Energien. In diesem Rahmen wurde Swissolar mit der Erarbeitung eines Leitfadens zum Thema «Photovoltaik und Eigenverbrauch im öffentlichen Verkehr» beauftragt. Dieser soll die TU ermutigen und befähigen, die Potenziale zur Solarstromproduktion und zum Eigenverbrauch auf ihren Infrastrukturen zu nutzen. Neben dem Leitfaden wurde ein Flyer sowie der vorliegende Hintergrundbericht erarbeitet.

In einem ersten Schritt wurde das Solarenergiepotenzial der TU ermittelt. Da kein umfassendes Verzeichnis aller Gebäude und Infrastrukturen der TU existiert und zudem deren Energieverbrauch nicht bekannt ist, musste anhand von einzelnen TU eine Schätzung vorgenommen werden. Daraus ergibt sich, dass 20-30 Prozent des Jahresbedarfs der TU bei Nutzung aller Flächenpotenziale mit PV erzeugt werden könnte. Für eine genauere Ermittlung des Potenzials wären jedoch weitere Untersuchungen nötig.

Für den wirtschaftlichen Betrieb einer PV-Anlage ist der Eigenverbrauch des produzierten Solarstroms wesentlich. Dieser lässt sich auf verschiedene Weisen nutzen, zum Beispiel für den Betrieb von Gebäuden oder Rechenzentren, aber auch als Bahnstrom. Für Letzteres gibt es bisher keine standardisierten Wechsel-, resp. Gleichspannungswandler; es gibt deshalb erst Pilotprojekte, wie etwa jenes der SBB in Zürich-Seebach. Das Potenzial ist jedoch enorm: In das 16.7 Hz-Netz könnte eine PV-Leistung von rund 100 MW eingespiessen werden. Im Bericht wird aufgezeigt, auf welche Weise der produzierte Solarstrom selbst genutzt oder anderweitig verwertet werden kann.

PV-Anlagen mit einer Lebensdauer von über 30 Jahren sind eine langfristige Investition, die sich rentiert. Sie weisen in der Regel einen Payback-Dauer von 15-20 Jahren auf. In Kapitel 6 wird aufgezeigt, wie eine korrekte Wirtschaftlichkeitsberechnung durchzuführen ist und welche Faktoren dabei zu beachten sind. Dazu gehört unter anderem die Förderung durch die Einmalvergütung auf Bundesebene, die rund ein Viertel der Investitionskosten deckt. Eine Finanzierung über den Bahninfrastrukturfonds (BIF) ist nur möglich, wenn die Anlage der Produktion des Eigenbedarfs an Industrie- und/oder Haushaltsstrom dient. Dabei muss die Anlage auf/an einer Immobilie oder einem Grundstück der Infrastruktur nach Art. 62 Abs. 1 Eisenbahngesetz installiert sein.

In Kapitel 7 wird auf die Bewilligungspraxis eingegangen. Wenn die Baute überwiegend dem Bahnbetrieb dient, so untersteht sie dem Eisenbahnrecht und muss unter gewissen Umständen das Plangenehmigungsverfahren des BAV durchlaufen. Andernfalls kommt das normale kommunale, resp. kantonale Baubewilligungsverfahren zur Anwendung, oft im vereinfachten Meldeverfahren. Der Bericht vermittelt zudem weiterführende Informationen zur Technik, zum Betrieb und zur Nachhaltigkeit von PV-Anlagen.

Bei der Umsetzung von Photovoltaikprojekten können Hürden auftauchen, etwa durch denkmalschützerische Auflagen, geringem Stromverbrauch oder Schwierigkeiten bei der Finanzierung. Der technische und gesetzgeberische Rahmen bietet viele Möglichkeiten, diese zu überwinden. Eine umfassende Sammlung von Projektbeispielen aus dem In- und Ausland illustriert, wie TU bereits bisher auf vielfältige Weise Photovoltaik und Eigenverbrauch nutzen. Die Autoren hoffen, dass diese Beispiele zusammen mit den weiterführenden Informationen möglichst viele andere TU zur Nachahmung animieren, sodass der öffentliche Verkehr in der Schweiz zukünftig vollständig mit lokal produzierter, sauberer Energie versorgt werden kann!

1 Ausgangslage und Ziel

Der öffentliche Verkehr (öV) ist sehr energieeffizient: Bei gleicher Transportleistung braucht der öffentliche Personenverkehr dreimal weniger Energie als der motorisierte Individualverkehr. Im Güterverkehr erreicht der Unterschied zwischen Schiene und Strasse sogar den Faktor zehn. Indem der öV einen höheren Anteil am Mobilitätsaufkommen übernimmt, kann er die Energieeffizienz des gesamten Verkehrssektors steigern. Um seinen Umweltvorteil zu halten, muss der öffentliche Verkehr aber zugleich seine Energieeffizienz verbessern und den Anteil erneuerbarer Energie weiter erhöhen. Die Energiestrategie 2050 des Bundesrates sieht vor, dass der jährliche Energieverbrauch pro Kopf bis 2050 um 54% reduziert wird im Vergleich zum Jahr 2000 (Referenzjahr). Deshalb hat das Bundesamt für Verkehr (BAV) das Programm «Energiestrategie 2050 im öffentlichen Verkehr (ESöV 2050)» lanciert. Im Rahmen dieses Programms wurde Swissolar mit der Erarbeitung eines Leitfadens zu Photovoltaik und Eigenverbrauch beauftragt. Erste Untersuchungen zum Potenzial der erneuerbaren Energien im öffentlichen Verkehr im Rahmen von ESöV 2050 wurden bereits 2017 durchgeführt (Amstein+Walthert [1]).

Die Wasserkraftwerke der SBB decken heute fast vollständig den Strombedarf der Bahnbetriebe. Doch der Verkehr nimmt zu, und zugleich müssen Busbetriebe auf erneuerbare Antriebe umsteigen. Die Photovoltaik (PV) bietet nun allen Transportunternehmen des öffentlichen Verkehrs (TU) die Möglichkeit, ihre Energieversorgung zu einem grossen Teil in die eigene Hand zu nehmen. Hochrechnungen zeigen, dass die Unternehmen dadurch rund einen Viertel ihres Strombedarfs auf den eigenen Gebäuden erzeugen könnten. Für die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen ist es zwingend, dass ein grosser Teil des produzierten Stroms zeitgleich verbraucht wird, also ein hoher Eigenverbrauch erreicht wird.

2 Ziel der Arbeit

Der Leitfaden «Photovoltaik und Eigenverbrauch im öffentlichen Verkehr» (im Folgenden «Leitfaden» genannt) der Energiestrategie im öffentlichen Verkehr (ESöV) soll die Transportunternehmen des öffentlichen Verkehrs (TU) motivieren, mehr Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) zu bauen und somit einen Anteil an die ESöV zu leisten. Der Leitfaden richtet sich an Entscheidungsträger der Transportunternehmen. Begleitend wurde ein Flyer erarbeitet, der die wichtigsten Erkenntnisse zusammenfasst und sich primär an das politische Umfeld der TU und an die Medien richtet.

In diesem Hintergrundbericht werden die Inhalte des Leitfadens vertieft und mit zusätzlichen Informationen ergänzt. Zusätzliche Hilfsmittel wie Dimensionierungsgrafiken und Verweise auf weitere Werkzeuge und Literatur werden vorgestellt. Dieser Hintergrundbericht wendet sich an Fachpersonal in den TU, die etwas tiefer in die Thematik eintauchen möchten.

3 Photovoltaik leistet viel

In diesem Kapitel werden wichtige und typische Schlüsselzahlen zu PV vorgestellt. Zusätzlich wird hier auf die Berechnung der entsprechenden Kenndaten eingegangen. Ein Überblick über die typischen Kennzahlen einer PV-Anlage sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Typische Kennzahlen einer PV-Anlage

Modulfläche für 1 kW Maximalleistung	5 m ²
Flachdachfläche für 1 kW Maximalleistung	7-10 m ²
Lebensdauer PV-Anlage	25-35 Jahre
Wirkungsgrad PV-Modul	17-22 %
Wirkungsgrad Wechselrichter	98 %
Energieertrag von 1 kW Maximalleistung	~1000 kWh/Jahr (Standort Bern)
Typische Gestehungskosten Solarenergie	0.08-0.15 CHF/kWh
Typische Projektdauer von der Idee bis zur ersten produzierten Kilowattstunde	9 Monate

Aktuelle Informationen zu Photovoltaik finden sich unter folgenden Links:

- [Website EnergieSchweiz](#)
- [Website Swissolar](#)
- [Berechnungstools der FHNW](#)
- [Hersteller von PV-Modulen: Megasol](#)
- [Hersteller von PV-Modulen: 3S Solar Plus](#)
- [Photovoltaics Report von Fraunhofer ISE](#)

3.1 Energieertrag durch Photovoltaik in der Schweiz

Der Energieertrag einer PV-Anlage im Netzverbund ist weitgehend proportional zur Jahreseinstrahlung in die Modulebene. Die Jahreseinstrahlung (G_k in $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{Jahr})$) in die Modulebene ist abhängig vom Standort sowie von der Ausrichtung und Neigung der PV-Module. Typische Jahreseinstrahlungen auf eine leicht nach Süden geneigte Fläche in der Schweiz sind:

- Schweizer Mittelland: 1'200 – 1'300 $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$
- Bergregionen: 1'300 – 1'500 $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$

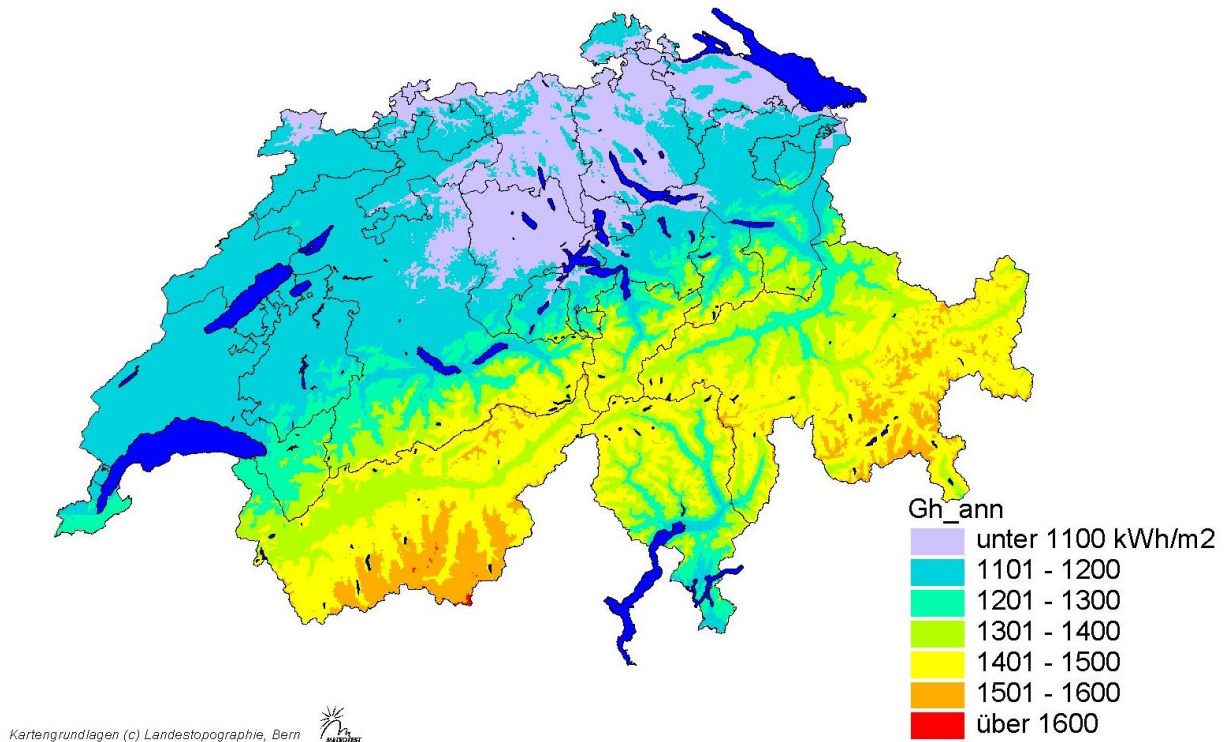


Abbildung 1: Durchschnittliche Jahreseinstrahlung in der Schweiz, Grafik: Meteotest im Auftrag von Swissolar

Für PV-Module, die nicht nach Süden ausgerichtet sind, oder deren Neigung vom Optimum (Sonne trifft senkrecht auf das Modul) abweichen, fällt die Einstrahlung geringer aus. Abbildung 2 zeigt typische Reduktionsfaktoren für die Jahreseinstrahlung G_k auf nicht optimal nach Süden geneigten Flächen (optimaler Neigungswinkel in der Schweiz zwischen 25° und 45° , in Abbildung 2 ist der Neigungswinkel 30°). Im Verhältnis zu architektonischen Kriterien wird die Ausrichtung und Neigung der PV-Module in der Praxis jedoch meist als untergeordneter Faktor betrachtet, da die Ertragseinbußen bei üblichen Abweichungen vom Optimum nur geringfügig sind.

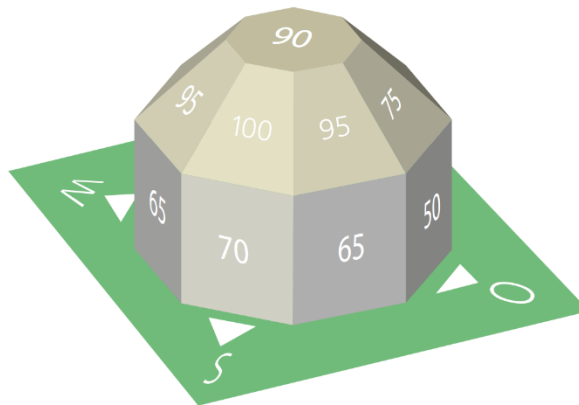


Abbildung 2: Jahreseinstrahlungen G_k auf nicht optimal nach Süden geneigte Flächen in Prozent des Optimums (30° Neigung), Grafik: Swissolar

Der Wirkungsgrad η eines PV-Moduls beträgt heute rund 20%. Die maximale Momentaneinstrahlung um die Mittagszeit beträgt rund $1000 \text{ W}/\text{m}^2$. Dieser Wert wird auch als Standardwert im Labor (sogenannte Standardtestbedingungen STC: Zelltemperatur 25°C , Einstrahlung $G_{\text{STC}} 1000 \text{ W}/\text{m}^2$, Luftmasse

AM 1.5) verwendet. Ein PV-Modul mit einem Quadratmeter Fläche und einem Wirkungsgrad von 20% hat somit eine STC-Leistung P_{STC} von

$$P_{STC} = \eta * G_{STC} = 20 \% * 1000 \text{ W/m}^2 = 200 \text{ W/m}^2$$

Der Jahresenergieertrag E einer PV-Anlage berechnet sich als Produkt von normierter STC-Leistung, der Jahreseinstrahlung sowie dem Systemwirkungsgrad "Performance Ratio PR" (Quotient aus tatsächlichem Nutzerertrag einer Anlage und ihrem Sollertrag unter Standardtestbedingungen). In die PR fließen unter anderem der Wechselrichterwirkungsgrad, die Leitungsverluste, sowie die Leistungsschwankungen infolge der Temperatur ein. Die PR beträgt für eine typische Anlage rund 80 %. Der Jahresenergieertrag berechnet sich somit wie folgt:

$$E = \frac{P_{STC}}{1000 \text{ W/m}^2} * PR * Gk$$

Beispiel: Eine PV-Anlage mit einer Modulfläche A von 30 m^2 und einem Wirkungsgrad η von 20 % hat eine STC-Leistung von $P_{STC} = \eta * G_{STC} * A = 20 \% * 1000 \text{ W/m}^2 * 30 \text{ m}^2 = 6000 \text{ W}$. Der Jahresertrag E an einem Standort mit $Gk = 1250 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ beträgt demnach

$$E = \frac{P_{STC}}{1000 \text{ W/m}^2} * PR * Gk = \frac{6000 \text{ W}}{1000 \text{ W/m}^2} * 80 \% * 1250 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a}) = 6000 \text{ kWh/a}$$

Der Flächenbedarf für PV ist, wie das obige Beispiel zeigt, gering. Ein typisches Einfamilienhaus hat einen jährlichen Energiebedarf von 5'000 kWh bis 10'000 kWh. Um diesen in der Jahresbilanz mit eigenem Solarstrom zu decken, werden somit 5 kW bis 10 kW PV-Leistung benötigt. Diese bedecken eine Fläche von 25 m^2 bis 50 m^2 . Selbst kleine Einfamilienhäuser haben meist eine deutlich grössere Dachfläche.

Ebenso lässt sich auf einer Einstellhalle für Fahrzeuge meistens sehr viel mehr Energie ernten, als in dieser verbraucht wird. Gerade Tram- oder Busdepots eignen sich deshalb hervorragend als Kraftwerke zur Selbstversorgung sowie zur Energiegewinnung für Traktionsstrom (Batterieladestationen oder direkt über Fahrleitungen).

3.1 Bestandteile einer PV-Anlage

Eine PV-Anlage besteht aus PV-Modulen, die per Gleichstrom (DC)-Leitung verbunden (DC-Stecker) und je nach Leistung und Spannung zu einem oder mehreren Wechselrichtern geführt werden. Der Wechselrichter wandelt den Gleichstrom in der Regel zu ein- oder dreiphasigem Wechselstrom (AC) mit einer Frequenz von 50 Hz um. Je nach Anwendung kann auch direkt der DC-Strom genutzt werden, wie dies z. B. im ESöV Projekt P-090 der Chemins de fer du Jura (siehe Anhang Firmenverzeichnis) beschrieben wird (Zuber 2019 [2]), oder der Solarstrom wird mit der entsprechenden Leistungselektronik in Bahnstrom mit 16.7 Hz umgewandelt, wie das die SBB im ESöV Pilotprojekt P-127 in Zürich-Seebach umgesetzt hat (Bosch 2018 [3]).

3.1.1 PV-Module

PV-Anlagen bestehen aus mehreren PV-Modulen. Heute verfügbare PV-Module haben typischerweise die Dimensionen $1 \text{ m} \times 1.65 \text{ m}$ und eine nominale Leistung P_{STC} von 330 W. Die Dimensionen der Module sind nicht standardisiert, d. h. je nach Hersteller können sie voneinander abweichen, die meisten Module bestehen heutzutage aber aus 60 oder 72 Solarzellen. Heute haben die meisten Zellen eine Seitenlänge von 156.75 mm, immer mehr Hersteller von Solarzellen setzen jedoch auf grössere Zellen (Seitenlänge 182 mm bzw. gar 210 mm). Mit dem vermehrten Einsatz grösserer Zellen werden künftig wahrscheinlich auch die Module grösser werden. Die Wirkungsgrade der Module bewegen sich zwischen 17 und 22 %. Mit einer Lebensdauer der Module von über 25 Jahren kann gerechnet werden, wobei berücksichtigt werden muss, dass die Leistung der Module über die Jahre ein wenig abnimmt. Aus diesem Grund geben Modulhersteller eine Leistungsgarantie, die über einen bestimmten Zeitraum eine Mindestleistung der Module garantiert (z. B. 80 % nach 25 Jahren).

In der Schweiz werden fast ausschliesslich PV-Module basierend auf kristallinem Silizium eingesetzt. Seltener gibt es Module, die auf Dünnschichttechnologien basieren, am häufigsten mit CIS- oder CIGS-Solarzellen (Halbleiter aus Kupfer, Indium, Gallium, Selen etc.). Im Bereich der Photovoltaik entwickelt sich die Technologie sehr rasch. Vielversprechend scheinen heute Halbleiter basierend auf Perowskit-Kristallen als Basis für Solarzellen, bisher konnten aber noch keine solchen Zellen kommerzialisiert werden.

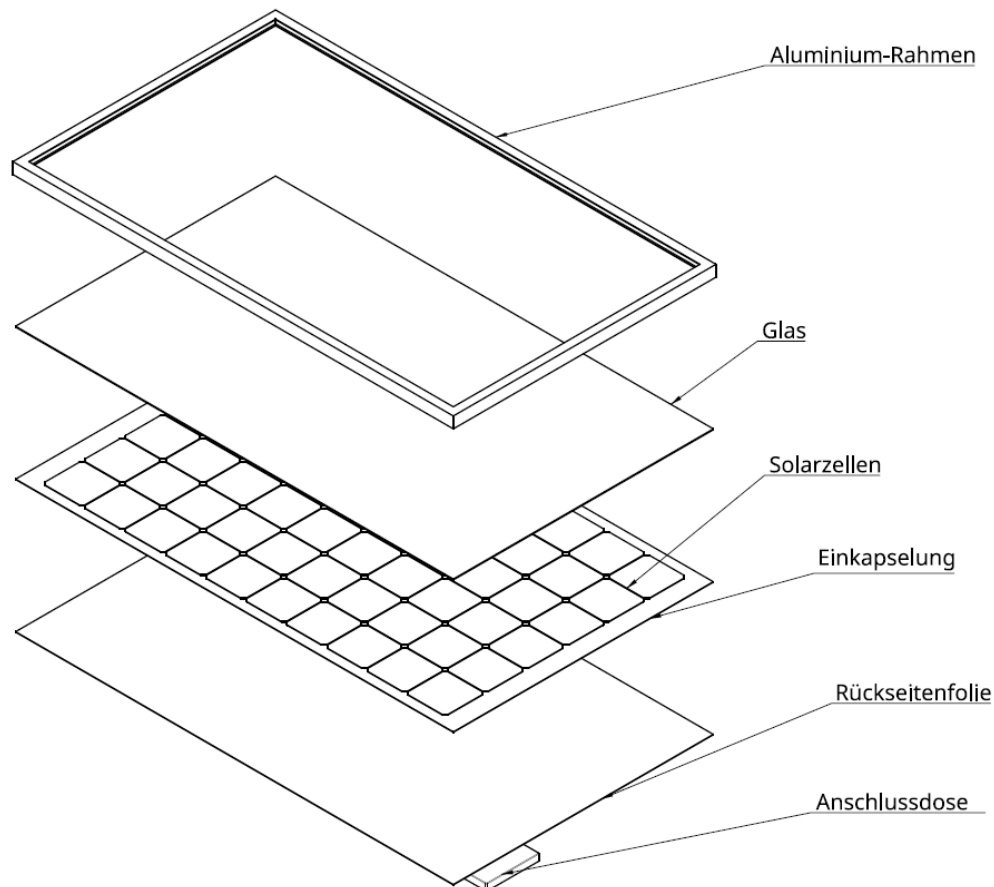


Abbildung 3: Aufbau PV-Modul, Grafik: Swissolar

Für spezielle Anwendungen (z. B. repräsentative Bauten, Denkmalschutz etc.) werden PV-Module in allen Farben und Formen hergestellt. Solche Module sind teurer und haben verringerte Wirkungsgrade, erlauben jedoch eine grosse gestalterische Freiheit und können auch als Werbeflächen verwendet werden:

- Die PV-Modulfarbe kann mittels digitalem Glaskeramikdruck frei gewählt werden. Muster oder Bilder können auf PV-Module gedruckt werden.
- Die Oberflächeneigenschaften der PV-Module können verändert werden. Neben typischem Solar-glas sind strukturierte oder satinierte Gläser erhältlich, die insbesondere die Reflexionseigenschaften von PV-Modulen verändern.
- Die Formen von PV-Modulen können in gewissen Grenzen ebenfalls frei gewählt werden. Insbesondere Module mit schräg abgeschnittenen Modulkanten sind am Markt verfügbar.

All diese genannten Modifikationen von PV-Modulen sind heute noch relativ kostspielige Kleinserien- oder Einzelanfertigungen. Die gesamten PV-Anlagenkosten werden dabei rasch mehr als verdoppelt. Allerdings gilt es hier umso mehr, die Einsparungen zu betrachten (siehe Kapitel 6.3.1): So ist z. B. die historische Nachbildung eines Schieferdachs oft genauso teuer wie eine PV-Anlage. Die effektiven Mehrkosten der PV-Anlage amortisieren sich damit rasch wieder.



Abbildung 4: Farbige bedruckte PV-Module bei der Umweltarena Spreitenbach. Bei einzelnen Farben sind im Hintergrund die Solarzellen sichtbar, Foto: Christof Bucher, Basler & Hofmann

3.1.2 Wechselrichter

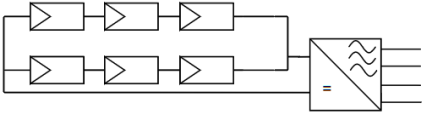

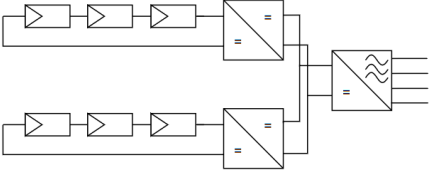

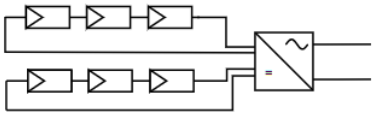

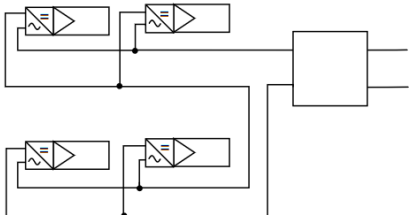

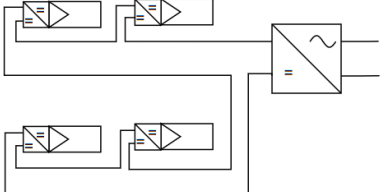

Hauptaufgabe des Wechselrichters ist es den DC-Strom in AC-Strom mit der korrekten Spannung und Frequenz umzuwandeln. Je nach Anwendung und Grösse der PV-Anlage kommen verschiedene Wechselrichter zum Einsatz.

Die wichtigsten Anforderungen an einen Wechselrichter sind:

- Hohe Effizienz (hoher Wirkungsgrad)
- Sicherheitsfunktionen (z. B. Erkennung Inselbetrieb)
- Begrenzte Oberschwingungen
- Elektromagnetische Verträglichkeit
- Wetterfestigkeit (z. B. IP 54 bei Aussenaufstellung)
- Temperaturfestigkeit
- Geräuscharmer Betrieb
- (Fern-)Überwachungsfunktion ist oft durch den Betreiber gewünscht

In Tabelle 2 sind die häufigsten Topologien von Wechselrichtern dargestellt aufgeführt. Bei kleineren Anlagen (z. B. auf Hausdächern) werden oft auch einphasige Strang-Wechselrichter eingesetzt.

Tabelle 2: Übersicht häufigste Wechselrichter Topologien, angelehnt (aktualisiert) an Eicher et al 2014, [4]

<p>Zentralwechselrichter</p> 	 <p>SMA Sunny Central SC 1000CP-10, www.sma.de</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Leistung ab ca. 200 kW bis über 5 MW • Gewicht 500 kg bis 10'000 kg • Ein MPP Tracker • Meist mit Transformern • Dreiphasig • Benötigt in der Regel Generatoranschlusskasten
<p>Multistrangwechselrichter</p> 	 <p>Solarmax SMT-Serie 6-15 kW, www.solarmax.com</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Leistung ca. 3 kW bis über 200 kW • Gewicht 30 kg bis 100 kg • Ein oder mehrere MPP Tracker • Mit oder ohne Transformatern • Dreiphasig • In der Regel Wandmontage • In der Regel ohne Generatoranschlusskasten • Anschluss von 4 bis 24 Strängen
<p>Strangwechselrichter</p> 	 <p>UNO-DM-1.2/2.0/3.0-TL-PLUS-Q, www.fimer.com</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Leistung 0.5 kW bis 3 kW • Gewicht 10 kg bis 30 kg • Ein MPP Tracker • Mit oder ohne Transformatern • Meist einphasig • Wandmontage • Anschluss von 1 bis 3 Strängen
<p>Modulwechselrichter</p> 	 <p>Enphase IQ 7 www.enphase.com</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Leistung 150 W bis ca. 600 W • Gewicht ca. 1 kg • Ein MPP Tracker • Einphasig • Montage direkt an Modul oder PV-Montagesystem • Meist zusätzliche Netzüberwachung nötig
<p>Leistungsoptimierer</p> 	 <p>Solaredge P300 Power Optimizer www.solaredge.com</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Leistung 150 W bis ca. 660 W • Gewicht unter 1 kg • Ein MPP Tracker • Montage an Modul oder PV-Montagesystem • Zweistufiges Konzept DC/DC-Wandler in jedem Modul und DC/AC-Wandler als separates Gerät zentral

Die PV-Module werden am Punkt ihrer maximalen Leistung betrieben. Dieser ist jedoch von der Einstrahlung und der Temperatur abhängig, variiert also ständig. Da die Stromstärke durch die Einstrahlung gegeben ist, kann einzig die Spannung angepasst werden. Dieses Verfahren nennt man «Maximum Power Point Tracking» MPPT. Physisch umgesetzt wird das mit DC/DC Wandlern. Beim Wechselrichterkonzept "Leistungsoptimierer" werden diese direkt zwischen die Module eingebunden. Mit Leistungsoptimierern lässt sich auch der Einfluss von Teilverschattung auf die Stromproduktion reduzieren.

3.1.3 Unterkonstruktion

Die PV-Module werden auf eine Unterkonstruktion montiert. Je nach Dachbeschaffenheit und Geometrie kommen verschiedene Systeme zum Einsatz. PV-Module können auf die bestehende Dachhaut aufgesetzt werden (Aufdach-PV-Anlage) oder die äusserste Dachhaut ersetzen (Indach-PV-Anlage).



Abbildung 5: Installation PV-Module auf Flachdach, Bild: [Lucas Braun](#) / CC BY-SA 3.0 (www.creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0)

4 Potenziale für Photovoltaik und Eigenverbrauch

In diesem Kapitel wird aufgezeigt, wie gross das Potenzial für Photovoltaik und Eigenverbrauch auf den Gebäudedächern und an den Fassaden in der Schweiz und im öffentlichen Verkehr für einzelne Transportunternehmen ist. Dazu ist auch die Betrachtung des zeitabhängigen Strombedarfs und der künftigen Entwicklung des Strombedarfs wichtig.

Aktuelle Informationen zum Potenzial für Photovoltaik finden sich unter folgenden Links:

- www.sonnendach.ch
- www.sonnenfassade.ch
- [Studie EPFL PV Potenzial auf Dachflächen](#)

4.1 Potenzial für Photovoltaik in der Schweiz

Das Bundesamt für Energie (BFE) schätzt das gesamte nutzbare PV-Potenzial der Dächer der Schweiz auf 50 TWh/a, das nutzbare Potenzial der Fassaden auf 17 TWh/a (BFE 2019 [5]). Dabei ist berücksichtigt, dass die Dachflächen nicht vollständig belegt werden können, und dass der grösste Teil aller Fassaden entweder zu wenig gut besonnt oder mit Fenstern belegt ist. Diese Einschätzungen basieren auf den Untersuchungen für die Websites sonnendach.ch und sonnenfassade.ch [6], dabei wurden Einschätzungen von Fachpersonen für Beispielregionen auf alle Gebäude hochgerechnet. Zusammen könnten somit die geeigneten Dach- und Fassadenflächen in der Jahresbilanz 10 % mehr Strom liefern, als in der Schweiz im gleichen Zeitraum verbraucht wird.

Eine wissenschaftliche Untersuchung der EPFL kam mit Hilfe von maschinellem Lernen zum Schluss, dass das Potenzial für Photovoltaik auf Schweizer Dächern bei rund 24 ± 9 TWh/a liegt (Walch et al. 2020 [7]) und dass sich damit rund 43 % des schweizerischen Strombedarfs decken liessen.

In einer Untersuchung von Meteotest (siehe Anhang Firmenverzeichnis) im Auftrag von Swissolar wurde das Potenzial von PV-Anlagen auf Flächen, die nicht auf Gebäuden liegen (z. B. Lärmschutzwänden, Parkplatzüberdachungen, Autobahnböschungen und vorbelasteten alpinen Flächen etc.) auf jährlich mindestens weitere 12 TWh geschätzt [8].

Zusammenfassend lässt sich also sagen, dass auf Schweizer Dächern zwischen 15 und 50 TWh/a elektrische Energie mit Sonne hergestellt werden kann. Werden die Fassaden auch miteinbezogen kommen weitere 17 TWh/a hinzu und schliesslich können auch weitere Flächen (Infrastruktur wie Lärmschutzwände oder Stauseen, bestimmte Freiflächen) genutzt werden (+12 TWh/a). Insgesamt könnten also jedes Jahr in der Schweiz 44 bis 79 TWh allein durch Photovoltaik bereitgestellt werden.

Die Unsicherheiten bei den Potenzialabschätzungen sind naturgemäss gross. Gerade im Sektor des öffentlichen Verkehrs gibt es eine grosse Anzahl denkmalgeschützter Gebäude, auf denen die Ausschöpfung des PV-Potenzials schwieriger ist. Gleichwohl verfügen viele TU über grosse Hallen, in welchen das PV-Potenzial einfach genutzt werden kann.

Im Gespräch mit TU zeigt sich Folgendes:

- Viele TU haben Teile ihres PV-Potenzial bereits abgeschätzt und auch schon erste PV-Anlagen gebaut. Kein TU hat bisher sein PV-Potenzial ausgeschöpft und viele planen den Bau weiterer PV-Anlagen.
- Bei der Realisierung von PV-Anlagen stossen die TU oft auf ähnliche Herausforderungen. PV-Anlagen, denen vom TU eine hohe strategische Bedeutung zugemessen wird, lassen sich meistens realisieren, siehe auch Kapitel 8.
- Einige TU bauen PV-Anlagen nur, wenn diese selbsttragend wirtschaftlich sind. Die stark gefallen Preise für PV-Anlagen haben dazu geführt, dass gerade grössere PV-Anlagen zum Eigenverbrauch in den letzten Jahren vermehrt gebaut und rentabel betrieben werden.

Projektbeispiel Standseilbahn Muottas Muragl

Dass auch Flächen abseits von Gebäudedächern mit Photovoltaik genutzt werden können, zeigt die Standseilbahn Muottas Muragl. Entlang der Bahntrasse wurde 2010 auf einer Länge von 228 m eine PV-Anlage erstellt.



Abbildung 6: PV-Anlage an Bahntrasse Standseilbahn, Bild: Engadin St. Moritz Mountains / kmu-fotografie.ch

Durch die alpine Lage (höhere Sonneneinstrahlung und tiefe Umgebungstemperaturen) gehört diese Anlage zu den ertragsreichsten der Schweiz.

- Leistung: 64 kW
- Energieertrag: 100 MWh/a
- Art der PV-Anlage: Neigungswinkel 49°, entlang Bahntrasse
- Investitionskosten: CHF 500'000.-
- Finanzierung: Drittinvestor
- Verwendung Strom: Netzeinspeisung
- Realisierung: 2010

4.2 Strombedarf Schweiz

Im Jahr 2019 betrug der Stromverbrauch in der Schweiz 57.2 TWh, das war gemäss der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik 2019 [9] etwas weniger als im Vorjahr (-0.8 %).

Der Strombedarf für den gesamten Verkehr betrug 2019 4.6 TWh, das entspricht 8% des gesamten Verbrauchs. Davon wurden ebenfalls gemäss der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik [9] 3 TWh für die Bahnen inkl. Bergbahnen, Skilifte, Trams, Trolleybus und Fahrleitungsverluste genutzt.

Die meisten Analysen gehen von einem steigenden Strombedarf in Zukunft aus: Wenn der gesamte Verkehr elektrifiziert wird, kämen ca. 17 TWh/a Strombedarf hinzu (Nordmann 2019 [10]). Würde man alle fossilen Heizungen durch Wärmepumpen ersetzen (bei gleichzeitiger Sanierung der Gebäudehüllen), könnte der Strombedarf um mindestens weitere 5 TWh/a (Jakob et al. 2020 [11]) steigen. Betrachtet man auch noch den Wärmebedarf der Industrie, muss man nochmals ungefähr 7 TWh/a dazu addieren (Jakob et al. 2020 [11]).

Insgesamt gehen die meisten Untersuchungen davon aus (z. B. Rüdüsüli et al. 2019 [12], Gunzinger 2015 [13]), dass der künftige Strombedarf in der Schweiz von heute ca. 60 TWh/a auf ca. 70-90 TWh/a anwachsen wird.

Auf der Produktionsseite wurden 2019 44.7 TWh erneuerbar produziert (davon 40.5 TWh mit Wasserkraft). Die Differenz zwischen der Wasserkraftproduktion und dem künftigen Strombedarf könnte gemäss den Potenzialschätzungen (siehe Kapitel 4.1) durch Photovoltaik gedeckt werden.

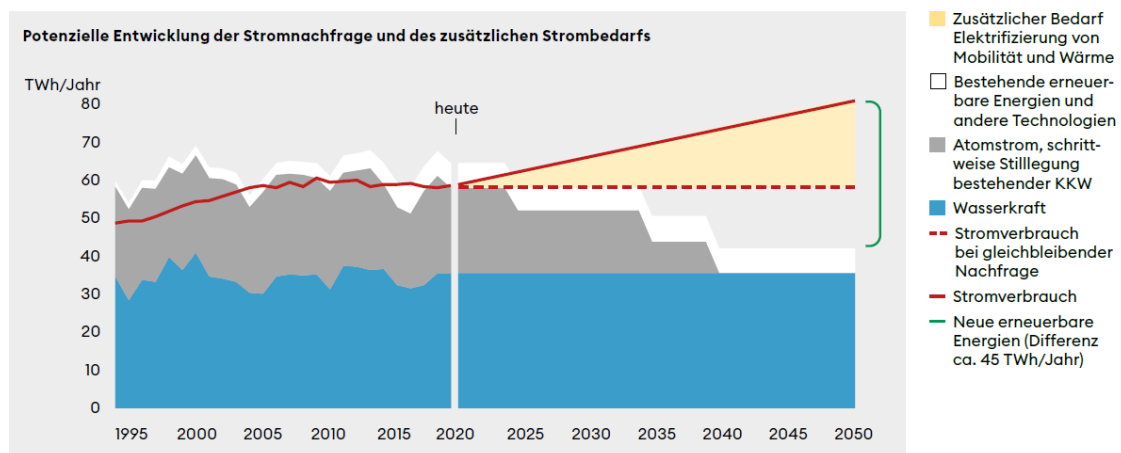
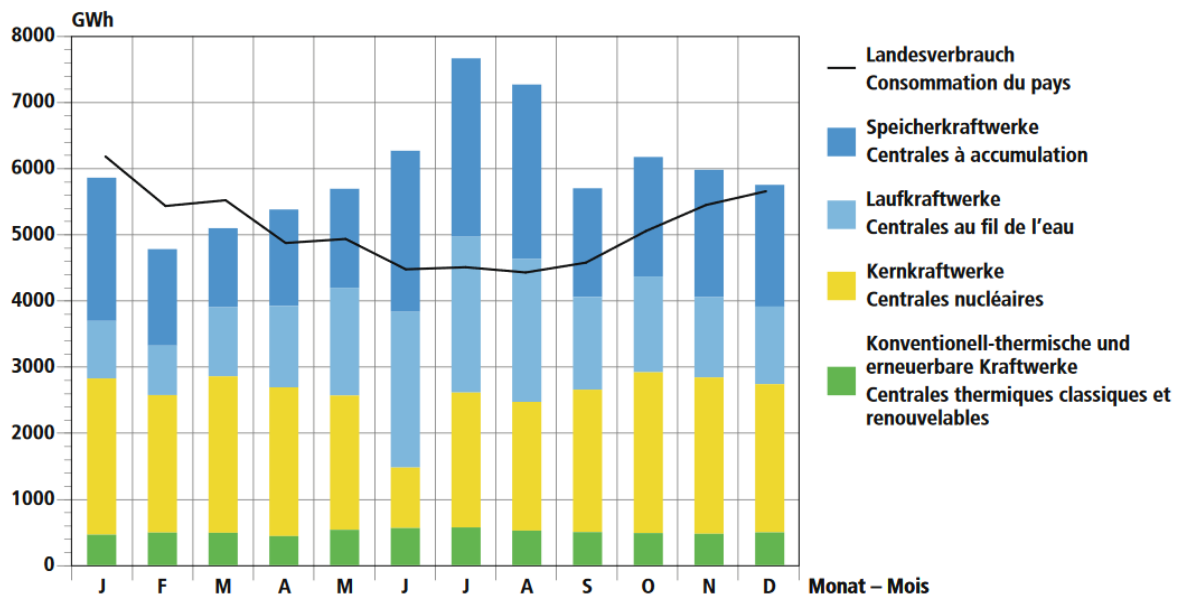


Abbildung 7: Stromproduktion und Verbrauch der Schweiz, Vergangenheit und Schätzung künftige Entwicklung

Der Strombedarf ist jedoch nicht über das ganze Jahr konstant verteilt, heutzutage ist die Stromnachfrage im Winter grösser als im Sommer.



BFE, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2019 (Fig. 10)
OFEN, Statistique suisse de l'électricité 2019 (fig. 10)

Abbildung 8: Monatliche Erzeugungsanteile und Landesverbrauch 2019, Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2019, [9]

Wie in Abbildung 8 ersichtlich ist, steigt im Winter der Strombedarf, und die erneuerbare Stromproduktion ist im Sommer grösser als im Winter (sowohl Wasserkraft als auch Photovoltaik).

Um dem höheren Strombedarf im Winter besser zu decken, können Solaranlagen entsprechend geplant werden (steilere Neigungswinkel, alpine Anlagen etc.). Eine Studie von Basler & Hofmann im Auftrag von EnergieSchweiz hat 2019 das Potenzial von Solarstrom im Winter untersucht, (Bucher, Schwarz 2019 [14]): So könnte der Anteil Winterstrom des schweizerischen PV-Anlagenparks von heute 26 % auf 36 % erhöht werden, wenn die Anlagen entsprechend optimiert gebaut werden.

Wird der heutige Energieimport an fossilen Energieträgern (insb. Öl und Gas) für die Winter-Energieversorgung der Schweiz betrachtet, so fällt die prognostizierte Winterstromlücke sehr gering aus. Die Umwandlung von sommerlichen Photovoltaik-Produktionsüberschüssen in Wasserstoff (Power-to-Gas) wie auch die vermehrte Nutzung der Windenergie können zukünftig zur Versorgungssicherheit im Winter beitragen.

Projektbeispiel Seilbahn Bergstation Klein Matterhorn, Zermatt VS (Zermatt Bergbahnen)

In einer ersten Etappe wurde 2018 die Talstation mit einer transluziden Solarfassade (136 kW) ausgerüstet. Im letzten Jahr (2019) folgte die PV-Anlage an der Bergstation auf 3821 m ü. M., eine der höchstgelegenen Photovoltaikanlagen in Europa.

Speziell im Winter liefert die Solaranlage an der Fassade zuverlässig Strom und hilft damit den höheren Winterstrombedarf zu decken. Die Verschattung durch Schmutz und Schnee kann ausgeschlossen werden. Zudem ist die vertikale Fläche bei tiefem Sonnenstand optimal ausgerichtet und durch die tiefen Temperaturen produzieren die Solarzellen besonders effizient Strom.



Abbildung 9: Bergstation mit PV-Fassade, Bild: Zermatt Bergbahnen AG

– Leistung:	77 kW
– Energieertrag:	120 MWh/a
– Art der PV-Anlage	Fassade mit semitransparenten Modulen
– Investitionskosten:	rund CHF 350 000.–
– Finanzierung und Betrieb:	Elektrizitätswerk Zermatt AG
– Verwendung Strom:	Deckt rund 17 % des benötigten Bahnstroms
– Realisierung:	2018
– Besonderes:	semitransparente, verstärkte Module (3,2 mm + 6 mm Glas)

Der Leistungsbedarf schwankt auch über den Tagesverlauf, wie in Abbildung 10 am Beispiel des Bahnstroms der SBB zu sehen ist. Durch den Taktfahrplan und damit das gleichzeitige Anfahren grosser Verbraucher (Lokomotiven) sind die Leistungsschwankungen extremer als im Betrieb eines normalen Stromnetzes (gemäss Vortrag Staffelbach 2017 [15] +50 % der Maximallast innerhalb von 15 Minuten).

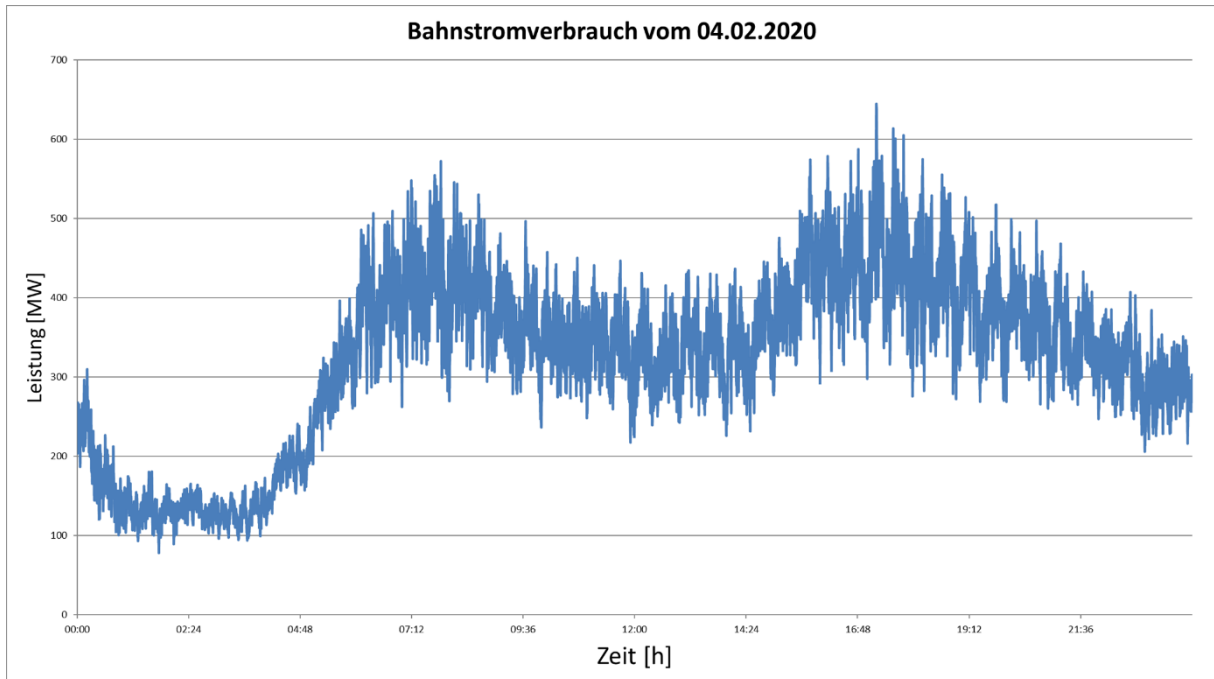


Abbildung 10: Leistungsschwankungen SBB über 24 Stunden, Quelle: SBB

Für Verkehrsunternehmen können zur zeitlichen Verteilung der Leistungsnachfrage folgende Schlüsse gezogen werden:

- Der höchste Leistungsbedarf besteht während der Stosszeit morgens und abends.
- Der Strombedarf ist in der Nacht viel kleiner als tagsüber.
- Je nach Funktion des TU kann der Leistungsbedarf saisonal unterschiedlich schwanken (z. B. schlankerer Sommerfahrplan von städtischem Busunternehmen während der Sommerferien, bei Seilbahn Zunahme des Betriebs während den Skiferien).

4.3 Eigenverbrauch bei Transportunternehmen des öffentlichen Verkehrs

Damit unter den heutigen Rahmenbedingungen eine PV-Anlage rentabel betrieben werden kann, ist die direkte Vor-Ort-Nutzung der produzierten Elektrizität (Eigenverbrauch) ausschlaggebend, siehe auch Kapitel 6.3.

Solare Stromproduktion ist jedoch saison-, tageszeit- und wetterabhängig. Daher spielen Speicher und die zeitliche Abstimmung der Stromnachfrage auf die solare Stromproduktion eine immer wichtigere Rolle beim Eigenverbrauch. Unklar ist jedoch, ob dazu künftig vermehrt stationäre Batteriespeicher verwendet werden, oder ob eher mit Lastmanagement (z. B. Ladestrategien von Elektrofahrzeugen) sowie neuen Betriebsweisen der Schweizer Speicherkraftwerke gearbeitet wird. Eine Kombination von beidem scheint wahrscheinlich.

Transportunternehmen des öffentlichen Verkehrs können den Solarstrom auf verschiedene Weisen nutzen, zum Beispiel zum Betrieb von Gebäuden (z. B. Verwaltungsgebäude, Restauration etc.) oder von Rechenzentren, aber auch als Bahnstrom (heute bereits realisierte Projekte vor allem bei Gleichstromnetzen).

Zahlen zum Solarstrompotenzial aller TU der Schweiz liegen nicht vor. Für die SBB liegt eine genauere Potenzialschätzung (Bucher, Gisler 2017 [16]) vor. Demnach könnte das Bahnstromsystem (16.7 Hz, Systemführerschaft bei SBB), ohne eine wesentliche Zunahme der Rückspeisung ins 50 Hz-Netz zu verursachen, rund 100 MW Photovoltaikstrom aufnehmen. Es kann davon ausgegangen werden, dass das Potenzial proportional für Bahnbetriebe ausserhalb des 16.7 Hz-Netzes im ähnlichen Rahmen liegt (siehe z. B. Brändle et al. 2017 [1]).

Die Nutzung des Solarstroms als Traktionsstrom kann den Eigenverbrauch für ein TU massiv steigern, sofern dies technisch einfach realisierbar ist. Dies ist jedoch nur möglich, wenn das Bahnstromnetz vom TU selbst betrieben wird. Beim 16.7 Hz Netz ist dies nicht der Fall, für dieses Netz hat die SBB die Systemführerschaft, Einspeisung in dieses Netz kann daher nicht als Eigenverbrauch gewertet werden.

Dépôt de la Jonction, Genève GE (Transports publics genevois TPG)

Die Genfer Verkehrsbetriebe (TPG) betreiben bereits seit 1998 ein PV-Kraftwerk auf ihrem Dépôt de la Jonction, das 2019 erweitert wurde. Eine weitere Anlage steht auf dem Dépôt Bachet-de-Pesay, und in Zusammenarbeit mit dem lokalen Stromversorger SIG soll eine Anlage in En Chardon erstellt werden. Die PV-Anlage ist ohne Wechselrichter direkt mit dem Tram- und Trolleybus-Netz verbunden. Dabei werden sie zwar nicht immer im optimalen Leistungspunkt betrieben, dafür fliesst der Solarstrom ohne Umwandlungsverluste direkt in die Fahrleitungen.



Abbildung 11: Dachfläche Dépôt de la Jonction, Bild: Pierre Albouy

– Leistung:	335 kW
– Energieertrag:	220 MWh/a
– Art der PV-Anlage:	Foliendach
– Finanzierung:	Contracting mit Windwatt SA (siehe Anhang Firmenverzeichnis)
– Verwendung Strom:	Traktionsnetz TPG (Direkteinspeisung ins Unterwerk Plainpalais)
– Realisierung:	1998, Erweiterung 2019
– Besonderes:	DC-Einspeisung für Tram und Trolleybus

Wie sich die Zusammensetzung der künftigen Busflotten (Diesel, Hybrid, Elektrisch, Brennstoffzelle etc.) entwickeln wird, ist nicht Teil dieses Berichtes. Anhand einiger einfacher Rechnungen kann jedoch der Betrieb von Elektrobussen mit Solarstrom modelliert werden. Als erste einfache Schätzung wird in der Solarbranche angenommen, dass die Fläche eines Parkplatzes ausreicht, um ein Elektroauto mit Solarstrom zu betreiben. Gemäss Zahlen von Postauto (siehe Zahlen und Fakten Postauto 2019, [17]) fährt ein Bus rund 50'000 km jährlich etwa 4-5 x die Strecke eines durchschnittlichen PKWs, was Zahlen des Bundesamtes für Statistik (BFS) bestätigen. Es wird geschätzt, dass Busse in städtischen Verkehrsbetrieben auf ähnliche jährliche Fahrstrecken kommen. Entsprechend grösser ist der Flächenbedarf für Photovoltaik, um einen Bus vollständig mit Solarstrom zu betreiben.

Dennoch kann auf den Dachflächen von Bus- und Tramdepots ein beträchtlicher Teil des Traktionsstroms hergestellt werden. In Tabelle 3 wird anhand von drei Modellrechnungen aufgezeigt, wie das funktionieren könnte.

Tabelle 3: Energiebedarf Verkehrsmittel und Selbstversorgung mit Parkplatzfläche

	Bus klein	Bus gross	Tram
Fahrstrecke pro Jahr	50'000 km	50'000 km	40'000 km
Äquivalenter Stromverbrauch pro Jahr	50'000 kWh ¹	100'000 kWh ¹	200'000 kWh
Flächenbedarf PV	300 m ²	600 m ²	1200 m ²
Durchschnittsgrösse des bestehenden Parkplatzes	60 m ²	120 m ²	180 m ²

Mit einem Quadratmeter PV-Module (167 W) lassen sich jährlich rund 167 kWh Strom erzeugen. Gemäss der SBB [18] entspricht dies dem Strombedarf von über 2000 Personenkilometern mit dem Zug. Unter der Annahme eines Stromverbrauches von 100 kWh pro 100 km könnte damit auch ein Linienbus 167 km fortbewegt werden.

Schätzungen gehen davon aus, dass für den vollständig CO₂-neutralen Betrieb des öffentlichen Verkehrs rund 3.5 TWh/a Strom nötig wäre (gemäss Bundesamt für Statistik). Schon heute produzieren die Wasserkraftwerke der SBB rund 2 TWh/a. D. h. es braucht eine zusätzliche erneuerbare Stromproduktion von 1.5 TWh/a, um dieses Ziel zu erreichen. Dies ist eine Mischrechnung über alle TU und entspricht etwa einem Quadratmeter PV-Fläche pro Einwohner der Schweiz.

Als grösste öffentliche Transportunternehmung der Schweiz verbrauchen die SBB jährlich 4,2 TWh Strom, davon rund 2,3 TWh für den Bahnbetrieb der eigenen sowie der angeschlossenen Bahnstrecken (siehe SBB [19]). Würden alle Dach- und Fassadenflächen der SBB-Gebäude (inkl. Perrondächer) mit PV-Anlagen bestückt, so könnten gemäss Sonnendach.ch und Sonnenfassade.ch rund 20–30 Prozent des Strombedarfs mit eigenem Solarstrom gedeckt werden. Überschlagsrechnungen von Basler & Hofmann anhand von anderen TU zeigen, dass auch bei diesen das Potenzial in dieser Grössenordnung liegt.

Daraus ergibt sich in einer ersten Annäherung, dass bei der Nutzung des gesamten PV-Potenzials auf Gebäuden und Infrastrukturen in der Jahresbilanz genügend Strom erzeugt werden könnte, um den Treibstoffverbrauch aller öffentlichen Verkehrsbetriebe zu ersetzen.

Für eine genauere Schätzung des PV-Eigenverbrauchspotenzials bräuchte es aber eine zumindest stichprobenartige Zusatzerhebung, einerseits zu den Verbrauchsdaten einzelner TU, andererseits zu den effektiv nutzbaren Potenzialen auf Dächern, Fassaden, Perrondächern und weiteren Infrastrukturen, unter Berücksichtigung denkmalpflegerischer und weiterer Einschränkungen.

5 PV-Anlagen für Bahntechnik

Zur Bahntechnik gehören Gebäude und Anlagen, die überwiegend dem Bahnbetrieb dienen. PV-Anlagen auf solchen Gebäuden lassen sich grob in zwei Kategorien unterteilen:

- a) PV-Anlagen, die den Strom in die 50 Hz-Elektroinstallation einspeisen. Dies sind die meisten PV-Anlagen. Sie unterscheiden sich in Bau und Betrieb nur wenig von normalen PV-Anlagen. Lediglich Potenzialausgleich und Erdung unterscheiden sich teilweise von handelsüblichen PV-Anlagen.
- b) PV-Anlagen, die Bahnstrom einspeisen (16.7 Hz oder Gleichstrom). Deren Wechselrichter resp. DC/DC-Wandler sind grundsätzlich anders aufgebaut. Jede solche Anlage kann heute als Pilotprojekt betrachtet werden.

Zur direkten Einspeisung in Gleichstromnetze (Traktionsstrom) gibt es bereits verschiedene realisierte Projekte. Die Einbindung mittels der entsprechenden Leistungselektronik (DC/DC-Wandler) gestaltet sich technisch einfach, es sind jedoch noch keine Standardprodukte dafür verfügbar. Zur Steuerung der eingespeisten Leistung kann eine Pufferbatterie zwischen PV-Anlage und Bahnstromnetz geschaltet werden. Die Leistungselektronik muss meist für jedes Projekt einzeln ausgelegt werden.

¹ Mittelwert aus Pilotprojekten, hochgerechnet für verschiedene Busgrössen

Projektbeispiel Bahntechnikgebäude, Le Noirmont JU (Chemins de Fer du Jura)

Die PV-Anlage auf dem Bahntechnikgebäude der Chemins de Fer du Jura in Le Noirmont speist primär den Eigenbedarf der Bahntechnik. Da im selben Gebäude eine Gleichrichterstation zur Einspeisung des Bahnstroms (1500 V DC) steht, wird der Überschussstrom ohne zusätzliche Steuerung als Bahnstrom genutzt. Weitere PV-Anlagen sind in Planung, unter anderem eine PV-Anlage in Saignelégier zur Produktion von Bahnstrom.



Abbildung 12: Bahntechnikgebäude in Le Noirmont, Bild: Société des Forces Electriques de La Goule SA

- | | |
|----------------------|---|
| – Leistung: | 16.8 kW |
| – Energieertrag: | ca. 16 MWh/a |
| – Art der PV-Anlage: | Ost-West-System auf Flachdach |
| – Finanzierung: | Contracting mit Société des Forces Electriques La Goule |
| – Verwendung Strom | Vorwiegend Eigenverbrauch (Bahnstrom DC IT-Infrastruktur) |
| – Realisierung: | 2018 |

Bei der Einspeisung von Bahnstrom in 16.7 Hz AC-Netze muss die Frequenz der Einspeisung mit dem Bahnstromnetz synchronisiert werden. Bisher gibt es noch keine standardmässig hergestellten Wechselrichter, die in das 16.7 Hz-Bahnstromnetz einspeisen können, da in der Regel ins öffentliche 50 Hz Stromnetz eingespeist wird. Pionierarbeit haben die österreichischen Bundesbahnen geleistet, die 2015 innerhalb eines Jahres eine Freiflächenanlage in Wilfleinsdorf (Niederösterreich) mit einer Leistung von 1 MW zur Produktion von Bahnstrom in Betrieb genommen haben (ÖBB 2020 [20]). Die Wechselrichter zur 16.7 Hz-Einspeisung wurden von der österreichischen Firma Fronius (siehe Anhang Firmenverzeichnis) eigens für die ÖBB entwickelt und in einer Kleinserie produziert. Davon profitieren unter anderem auch die SBB mit ihrem Pilotprojekt in Zürich-Seebach.

Einen anderen Weg wählt die deutsche Bahn. In Zusammenarbeit mit dem Entwickler und Betreiber Enerparc (siehe Anhang Firmenverzeichnis) plant die deutsche Bahn in Wasbek in Schleswig-Holstein ein 42 MW-Solkraftwerk, das Bahnstrom produzieren soll. Der Strom wird zunächst mit handelsüblichen Wechselrichtern in dreiphasigen 50 Hz Wechselstrom gewandelt und anschliessend über das Umrichterwerk Neumünster ins 16.7 Hz Bahnnetz gespeist, (Enkhart 2020 [21]).

Projektbeispiel 16.7 Hz- Einspeisung, Zürich-Seebach (SBB)

Die SBB ist der grösste Stromverbraucher der Schweiz und gleichzeitig ein grosser Stromproduzent. Die eigene Stromproduktion vermag den jährlich steigenden Bedarf jedoch nicht mehr zu decken. Als neue Kraftwerke im Inland kommen eigentlich nur PV- oder Windkraftanlagen in Frage. Umso wichtiger, dass die SBB ihre einfach verfügbaren Dachflächen konsequent für die Solarstromproduktion nutzt. Naheliegender für die Verwendung des Stroms auf dem Frequenzumformer-Werk in Zürich-Seebach war die direkte Verwendung des Stroms für die Traktionsenergie. Zurzeit gibt es jedoch keine Standard-Wechselrichter für die Umwandlung in die Bahn-Netzfrequenz von 16.7 Hz. Die für die ÖBB entwickelten Wechselrichter der Firma Fronius sind nun auch in Seebach im Einsatz.



Abbildung 13: Frequenzumformer mit PV-Anlage in Zürich-Seebach, Foto: Christof Bucher

- Leistung: 132 kW / 80 kVA
- Energieertrag: 125 MWh/a
- Art der PV-Anlage: Kiesdach, leicht nach Süden aufgeständert
- Investitionskosten: ca. CHF 210 000.–
- Finanzierung: Förderprogramm ESöV 2050 des BAV
- Verwendung Strom: Bahnstrom SBB (16.7 Hz)
- Realisierung: 2019/2020
- Besonderes: 16.7 Hz-Einspeisung

6 Finanzierung, Förderung und Wirtschaftlichkeit

Für TU besonders wichtig ist, welche Mittel für den Bau einer PV-Anlage verwendet werden können. Im ersten Unterkapitel wird daher zunächst auf die Finanzierung eingegangen.

Meist ausschlaggebend für den Bau einer PV-Anlage ist die Frage, wie diese wirtschaftlich betrieben werden kann. Daher werden die Förderbeiträge beschrieben und die Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit vertieft untersucht.

Schliesslich kann der produzierte Strom mit unterschiedlichen Geschäftsmodellen verwertet werden.

Aktuelle Informationen zu Finanzierung, Förderung und Wirtschaftlichkeit finden sich unter folgenden Links:

- [Informationen zu Dachvermietung und Contracting und Mustervertrag](#)
- [Einmalvergütung Antrag und Bedingungen: Website Pronovo](#)
- [Karte Rückspeisetarife](#)
- [Strompreise EICOM](#)
- [ESöV Projektliste](#)
- [ESöV Programm](#)
- [EnergieSchweiz «Leitfaden Eigenverbrauch»](#)
- [EnergieSchweiz Informationen zum Eigenverbrauch](#)
- [Energiezukunft Schweiz Zusammenstellung Anbieter von ZEV-Lösungen](#)
- [Eigenverbrauchsrechner](#)
- [Förderung der Elektrifizierung von Busflotten](#)
- [Wirtschaftlichkeitsrechner](#)

6.1 Finanzierung von PV-Anlagen

Mit der aktuellen Rechtslage ist in der Sparte Infrastruktur die Finanzierung von PV-Anlagen über den Bahninfrastrukturfonds (BIF) nur möglich, wenn die Anlage der Produktion des Eigenbedarfs von Industrie- und/oder Haushaltsstrom dient. Dabei muss die Anlage auf/an einer Immobilie oder einem Grundstück der Infrastruktur nach Art. 62 Abs. 1 Eisenbahngesetz (EBG; SR 742.101) installiert sein.

Anlagen nach Art. 62 Abs. 2 EBG sind gemäss der Verordnung über die Konzessionierung, Planung und Finanzierung der Infrastruktur (KPFV; SR 742.120) nicht Gegenstand der Finanzierung. Kraftwerke und somit auch PV-Anlagen zur Herstellung von Bahnstrom zählen zur Infrastruktur nach Art. 62 Abs. 2 EBG. Das gleiche gilt für Kraftwerke aller Stromarten zum Zwecke der Vermarktung (Unternehmenszweck).

Sofern sich die Anlage auf einer Immobilie des öffentlichen Verkehrs (Depots, Werkstätten, Bahnhöfe, Verwaltungsgebäude) befindet und der Produktion des Eigenbedarfs an Industrie- und/oder Haushaltsstrom dient, so können deren anfallende Kosten (insbesondere Abschreibungen der Anlagen) in Absprache mit den jeweiligen Bestellern in die Offerten der TU an das BAV resp. die Kantone aufgenommen werden, auch wenn der Preis für den Strom über dem Preis von extern bezogenem Strom liegt.

TU, die nicht selbst in PV-Anlagen investieren wollen, können die Zusammenarbeit mit Contracting-Firmen suchen, um dennoch von der Solarenergie zu profitieren, siehe Kapitel 6.4.6.

6.2 Förderbeiträge

PV-Anlagen werden von verschiedenen Stellen gefördert, am bekanntesten ist die Einmalvergütung. Aber auch einige Kantone und Gemeinden unterstützen den Bau von PV-Anlagen finanziell. In Einzelfällen kann ein Projekt auch vom Bundesamt für Verkehr gefördert werden.

– Einmalvergütung EIV

Seit 2018 gibt es keine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) mehr für neue PV-Anlagen, stattdessen werden diese auf Bundesebene mit der Einmalvergütung gefördert. In Abhängigkeit von der Anlagengrösse wird unterschieden zwischen der kleinen Einmalvergütung (KLEIV bis 100 kW Maximalleistung) und der grossen Einmalvergütung (GREIV ab 100 kW Maximalleistung). Beide Tarife bestehen aus einem Grundbeitrag und einem Leistungsbeitrag. Bei der Höhe der Beiträge wird bei der KLEIV zwischen dachintegrierten Anlagen einerseits und freistehenden und angebauten Anlagen andererseits unterschieden. Die aktuell geltenden Fördertarife können auf der Website von Pronovo ([22]) abgerufen

oder in der Energieförderungsverordnung, Anhang 2.1 ([23]) nachgeschlagen werden. Die Einmalvergütung deckt typischerweise 20 bis 30 % der Investitionskosten für eine PV-Anlage und wird für Anlagen ab einer Grösse von 2 kW gesprochen.

Bei der Einmalvergütung handelt es sich nicht um eine Subvention im rechtlichen Sinn, da die Gelder aus einem Zuschlag auf den Strompreis (aktuell 2.3 Rp./kWh) stammen und nicht aus dem Bundeshaushalt. Deshalb können auch bundesnahe Betriebe von der Einmalvergütung profitieren.

Vollzugstelle für die Entrichtung der Einmalvergütung ist Pronovo, eine Tochterfirma von Swiss-grid. Auf deren Website finden sich detaillierte Informationen über die Förderbedingungen und das Vorgehen zum Erhalt der Einmalvergütung, [24]. Die Wartefristen bis zur Auszahlung der Beiträge liegen heute deutlich unter einem Jahr.

– Förderbeiträge Kantone und Gemeinden:

In wenigen Fällen zahlen Kantone, Gemeinden oder Institutionen Direktbeiträge an PV-Anlagen (und z. T. auch für Batteriespeicher). Meist sind diese Gelder im Umfang begrenzt und nur für kleinere PV-Anlagen verfügbar. Dennoch lohnt es sich bei den zuständigen Behörden nachzufragen.

– CO₂-Kompensation

Die Stiftung myclimate betreibt ein von der Stiftung KLIK finanziertes Programm zur Förderung von Elektro- und Hybridbussen. Die Verkehrsbetriebe Luzern haben mit Unterstützung durch dieses Programms Hybridbusse beschafft, siehe Website zum Förderprogramm [25].

– BAV-Beiträge (ESöV):

Aus dem ESöV-Programm werden Beiträge bis zu 40 % an Forschungs-, Innovations- und Pilotprojekte gezahlt. Per Definition sollen diese Beiträge nicht helfen, eine hohe Rendite zu erzielen – sie sollen jedoch die finanziellen Hürden für gute Pilotprojekte reduzieren, siehe ESöV [26]. Viele innovative TU haben von diesem Angebot schon Gebrauch gemacht. Die vollständige Projektliste kann auf der Website des BAV eingesehen werden ([27]).

Projektbeispiel Salzbatteie für Eigenverbrauch, Schaltstation Holligen BE (BLS)

Ein Projekt, das dank der BAV-Beiträge aus dem ESöV-Programm realisiert werden konnte, ist die Salzbatteie der Schaltstation Holligen der BLS. Auf dem Flachdach des Technikgebäudes ist eine PV-Anlage installiert. Diese liefert den nötigen Strom für die technischen Geräte im Inneren des Gebäudes. Die Salzbatteie sichert eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) während einer halben Stunde nach einem Stromausfall. Der Vorteil der gewählten Lösung: Für die beiden Funktionen «Versorgung Schaltstation» und «USV-Anlage» ist nur ein einziges Speicherbatteriesystem nötig. Die BLS ist das erste Bahnunternehmen, das sich für die Stromspeicherung mit einer Salzbatteie entschied.



Abbildung 14: Schaltstation Holligen, mit PV-Anlage auf dem Dach, Bild: BLS AG, Pascal Mürger

- | | |
|----------------------|---|
| – Leistung: | 22.5 kW |
| – Art der PV-Anlage: | Flachdachanlage |
| – Investitionskosten | ca. CHF 44'000.- |
| – Finanzierung: | Projektförderung durch das Programm ESöV 2050 |
| – Verwendung Strom: | Technische Geräte im Gebäude |
| – Realisierung: | 2019 |
| – Besonderes: | Salzbatteie Innoenergy (siehe Anhang Firmenverzeichnis) |

6.3 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Noch vor einigen Jahren war die Wirtschaftlichkeitsrechnung zu einer PV-Anlage einfach: Wurde sie auf Basis des Energiegesetzes gefördert, so war sie wirtschaftlich (kostendeckende Einspeisevergütung), ansonsten war der Solarstrom so teuer, dass über eine Wirtschaftlichkeit nicht nachgedacht werden musste. Heute ist Solarstrom vom eigenen Dach in den meisten Fällen deutlich günstiger als der Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz, wenn er vor Ort verbraucht wird. Die Preise für PV-Module, aber auch für weitere Komponenten (z. B. Wechselrichter) von PV-Anlagen sind in den letzten Jahren stark gesunken. Heute gebaute Anlagen können Strom zu Preisen zwischen 0.08 CHF/kWh und 0.20 CHF/kWh produzieren.

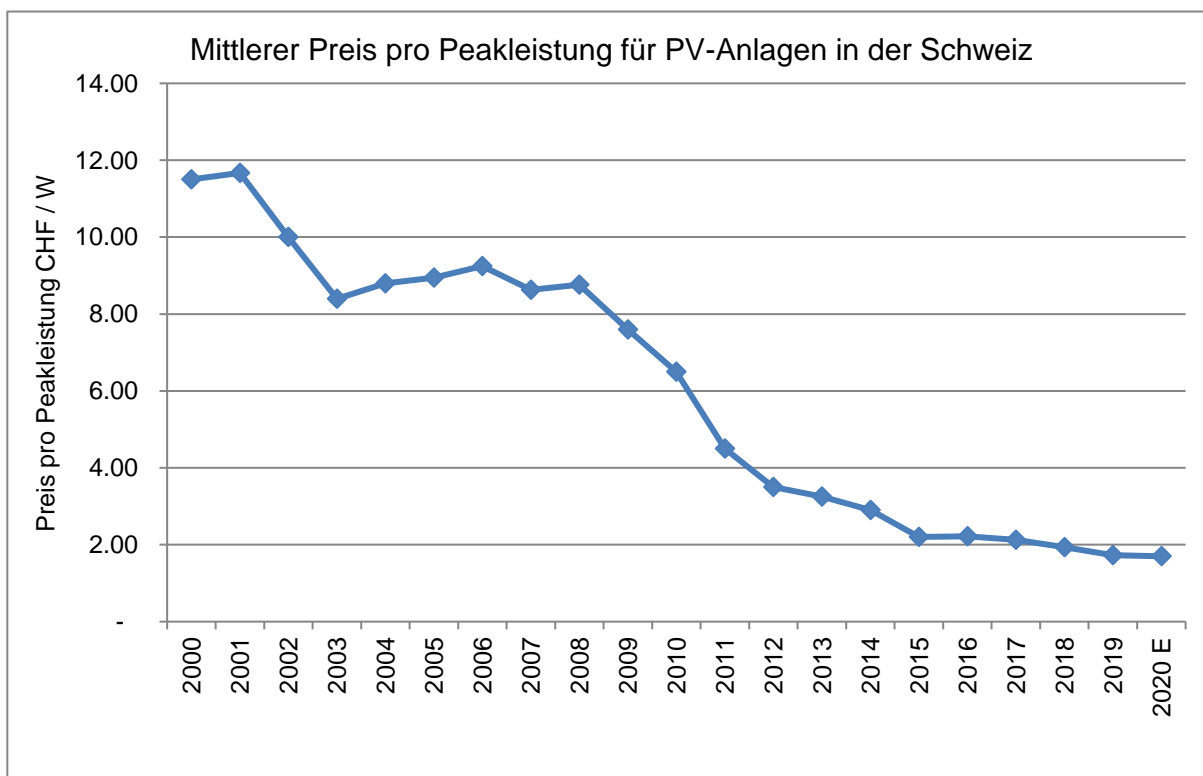


Abbildung 15: Zeitliche Entwicklung mittlerer Preis pro Maximalleistung für PV-Anlagen in der Schweiz, Quelle: Swissolar

EnergieSchweiz hat 2020 durch das Ingenieurbüro Planair die Kosten für PV-Anlagen untersuchen lassen, die statistischen Kennwerte der Untersuchung sind in der Tabelle 4 aufgeführt. In der Tendenz lässt sich sagen, dass die Kosten stark von der Grösse der Anlage abhängen.

Tabelle 4: Statistische Kennwerte der Preiserhebung von Sauter, Jacqmin 2020 [28]

Leistungsbereich kW	Anzahl Anlagen	Mittlere Kosten pro installierte Leistung CHF/kW	Minimum CHF/kW	1. Quartil (25%) CHF/kW	Median CHF/kW	3. Quartil (75%) CHF/kW	Maximum CHF/kW
[2,10[1'043	2'985	1'359	2'538	2'914	3'528	7'545
[10,30[711	2'184	1'129	1'920	2'201	2'493	4'910
[30,100[187	1'512	855	1'254	1'466	1'737	3'394
[100,300[117	1'254	737	1'064	1'217	1'496	2'022
[300,1'000[63	1'045	730	865	990	1'206	1'868
≥1'000	5	772	633	670	777	893	1'001

Meist kann der Solarstrom in der Praxis jedoch nicht zu 100 % am Ort der Produktion verbraucht werden, und gerade bei PV-Anlagen im gewerblichen Bereich sind die Einsparungen durch den Eigenverbrauch nicht immer trivial zu berechnen. In diesem Kapitel wird darum etwas vertiefter auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung eingegangen.

6.3.1 Einsparungen

Der wichtigste Aspekt der Wirtschaftlichkeit sind die Einsparungen, die mit einer PV-Anlage gemacht werden. Im Rahmen der Untersuchung von Amstein+Walthert 2017 [1] wurde eine Umfrage bei Transportunternehmen aus verschiedenen Bereichen durchgeführt. Unter anderem wurde dabei auch nach den Strombezugspreisen gefragt. Im Durchschnitt kostet der Strom für TU 0.169 CHF/kWh. Die Kosten für Traktionsstrom von Eisenbahnen, Bus- und Trambetrieben weichen von den Kosten für Allge-meinstrom ab und betragen im Mittel 0.12 CHF/kWh.

Allen voran ist es die tiefere Stromrechnung, welche die PV-Anlage wirtschaftlich macht, aber nicht nur:

- **Eigenverbrauch:** Eigenverbrauch reduziert den Bezug aus dem öffentlichen Netz. Heute der wichtigste Faktor für die Wirtschaftlichkeit fast aller PV-Anlagen, siehe auch Kapitel 6.4. Je höher die Energiebezugstarife und der Eigenverbrauchsanteil sind, desto wichtiger sind diese Einsparungen. Zentral dabei ist, dass nicht nur die Energiekosten, sondern auch die arbeitsbasierten Netzkosten (bis zu ca. 0.08 CHF/kWh) und die Abgaben und Steuern (bis zu ca. 0.03 CHF/kWh) eingespart werden. Sobald der Strom ins öffentliche Netz eingespeist und an einem anderen Ort oder zu einem anderen Zeitpunkt wieder verbraucht wird, entfallen diese Einsparungen.
- **Reduktion Leistungsspitze:** Ab einem gewissen jährlichen Energieverbrauch verrechnen die Verteilnetzbetreiber die Netzkosten teilweise oder vollständig als Leistungstarif. Dabei wird der maximale Leistungsbezug innerhalb von 15 Minuten über eine gewisse Zeitperiode (typischerweise ein Monat) ermittelt und verrechnet. Typische Tarife variieren von CHF 1.- bis CHF 10.- pro Kilowatt und Monat. Betriebe, bei welchen diese Leistungsspitze tagsüber auftritt, reduzieren mit der PV-Anlage die Leistungsabgaben. Abhängig vom Verbraucherprofil und dem Leistungstarif können diese Einsparungen bis zu ca. 25 % der gesamten Einsparungen ausmachen.
- **Steuerersparnisse:** Dies ist meist nur für Privatpersonen relevant, da dort die PV-Anlage oft vom steuerbaren Einkommen abgezogen werden kann (Ausnahme sind Gebäudeneubauten). Mehrwertsteuerpflichtige Firmen können die MWST als Vorsteuer in Abzug bringen.
- **Substitution Gebäudehülle:** Dies ist insbesondere bei Indach- und Fassadenanlagen relevant. Indachanlagen führen zu etwas reduzierten Energieerträgen im Vergleich zu einer Aufdachanlage, die Hinterlüftung muss bei Indachanlagen berücksichtigt werden. Obwohl der Energieertrag einer Fassadenanlage rund 30 % geringer ist als bei einer Aufdachanlage, und die Kosten der Fassadenanlage höher sind als bei einer Dachanlage, können Fassadenanlagen wirtschaftlich sehr interessant sein. So kostet eine vorgehängte Natursteinfassade über 1'000.- CHF/m², während eine PV-Fassade für rund 500.- CHF/m² realisiert werden kann. Die PV-Fassade senkt damit nicht nur die Investitionskosten, sondern sie produziert auch Strom. Vor diesem Hintergrund werden bei gewissen Gebäuden selbst die Nordfassaden mit PV-Modulen belegt.

Solarer Anbau, SBB Cargo, MuttENZ/BL

In der Anlage in MuttENZ werden zentralisiert die Cargo-Wagen der SBB instandgesetzt. Der Vorplatz wurde 2016 komplett mit transluziden PV-Modulen überdacht, sodass zwischen den einzelnen Zellen Tageslicht in die Halle einfällt. Die Stahlträger wurden mit der PV-Anlage eingekleidet, sodass die PV-Module auch als Gebäudehülle dienen. Dadurch konnten die Kosten für eine separate Gebäudehülle eingespart werden.



Abbildung 16: SBB Cargo Anbau in MuttENZ, Bild: © Schweizer Solarpreis 2017

- Leistung: 76 kW
- Energieertrag: 74 MWh/a
- Art der PV-Anlage: gebäudeintegriert
- Verwendung Strom: Eigenverbrauch Serviceanlage und SBB Arealnetz
- Realisierung: 2017
- Besonderes: PV-Anlage als Gebäudehülle, transluzide Module, Solarpreis 2017

6.3.2 Ertrag

Die Erträge aus dem Stromverkauf sind meist geringer als die Einsparungen. Dank nicht vom Netz bezogenem Strom können diese aber gerade bei geringem Eigenverbrauch trotzdem eine wichtige Rolle für die Wirtschaftlichkeit spielen. Folgende Erträge können mit einer PV-Anlage erzielt werden:

- **Stromverkauf an den Verteilnetzbetreiber:** Aufgrund der oft tiefen Rücklieferatarife ist der Stromverkauf isoliert betrachtet häufig ein Verlustgeschäft, siehe Abbildung 17. In Kombination mit den Einsparungen führt der Stromverkauf jedoch in der Regel zu einer rentablen PV-Anlage.
- **Stromverkauf im Areal:** Kann im Rahmen eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) oder in Form von Eigenverbrauch innerhalb eines Arealnetzes der Strom an Dritte veräußert werden, ist dies meist fast genauso lukrativ wie Eigenverbrauch, siehe auch Kapitel 6.4.2.

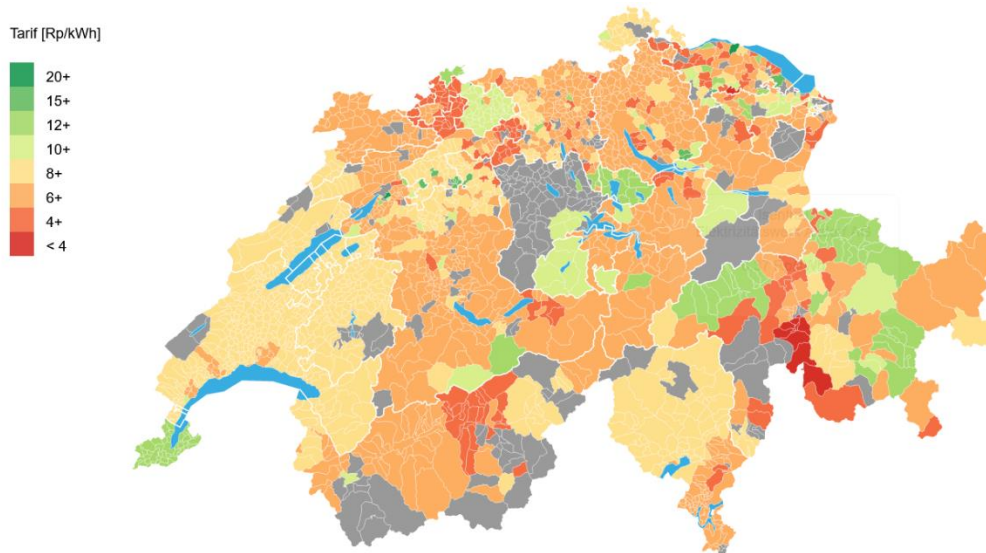


Abbildung 17: Vergütungstarif (Rückliefertarif) für ins Netz eingespeisten Strom einer 40 kW Anlage, Stand 2020. Quelle: www.pvtarif.ch

Die für PV geeigneten Flächen der Transportunternehmen liegen oft im Versorgungsgebiet verschiedener Verteilnetzbetreiber. Innerhalb eines TU kann daher auch eine Standardisierung für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Solaranlagen gemacht und ein durchschnittlicher Rückliefertarif (z.B. Stand 2020: 9 Rp./kWh), angenommen werden. Dies hat den Vorteil, dass einerseits die Planung vereinheitlicht durchgeführt werden kann und andererseits kann das Risiko von Schwankungen des Rückliefertarifs etwas minimiert werden.

Die Rückliefertarife sind von den Strompreisen in der Schweiz und in der EU abhängig. Wie sich diese künftig entwickeln werden ist kaum voraussehbar; eine Einschätzung der EU-Kommission geht von leicht steigenden Preisen aus, siehe EU-Kommission 2019 [29].

Kleine Anlagen mit hohem Eigenverbrauch können einfacher wirtschaftlich betrieben werden, da die Wirtschaftlichkeit weniger vom Rückspeisetarif abhängt. Der Bau von «eigenverbrauchsoptimierten» Kleinanlagen kann jedoch dazu führen, dass geeignete Dach- und Fassadenflächen nicht optimal genutzt werden und ein späterer Vollausbau höhere Kosten verursacht.

6.3.3 Amortisationsrechnung

Für eine einfache Amortisationsrechnung ist die Annuitätenmethode gut geeignet. Mit dieser wird berechnet, welcher Betrag eine PV-Anlage jährlich erwirtschaften muss, um das investierte Kapital inklusive einer Verzinsung abzahlen zu können.

Die Annuität AN (Zins und Rückzahlung Kapital) berechnet sich aus dem Barwert BW, dem Zinssatz z und der Amortisationszeit T nach folgender Formel:

$$AN = BW * \frac{(1 + z)^T * z}{(1 + z)^T - 1}$$

Dabei sind:

AN : Annuität in CHF/a

BW : Netto-Kosten der PV-Anlage in CHF (Barwert)

z : Kalkulationszinssatz in %, entspricht der Brutto-Rendite (Rendite ohne Kapitalzinsen)

T : Amortisationszeit der PV-Anlage in Jahren (z. B. 25 oder 30 Jahre)

Die Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Electricity, LCOE) berechnen sich wie folgt:

$$LCOE = \frac{AN + OM}{E}$$

Dabei sind:

$LCOE$: Stromgestehungskosten in CHF/kWh

AN : Annuität in CHF/a

OM Betrieb und Instandhaltung (Operation & Maintenance OM) in CHF/a

E : Durchschnittlicher Energieertrag pro Jahr in kWh/a

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit kann mithilfe der Annuität die Kostenbilanz eines Durchschnittsjahres aufgestellt werden, oder die Einnahmen und Ausgaben werden in einer Tabellenkalkulation über die Lebensdauer der PV-Anlage aufgelistet. Typischerweise zeigt sich dabei, dass sich eine PV-Anlage innerhalb von 15 bis 20 Jahren amortisiert.

Zur Veranschaulichung folgen zwei Beispiele, eines mit der Annuitätenmethode und eines mit einer Betrachtung der Geldflüsse über die Lebensdauer.

Beispiel: Berechnung der Wirtschaftlichkeit mit der Annuitätenmethode

Vorteile: Vereinfachte Darstellung, wenig Rechenaufwand, Bewertung von Portfolios einfach möglich.
 Nachteile: Geldfluss im Lauf der Zeit nicht darstellbar, bei jährlich stark schwankenden Einnahmen und Ausgaben ungenau.

Annahmen:

- Leistung der PV-Anlage: $P = 180 \text{ kW}$
- Brutto-Kosten der PV-Anlage: $234'000 \text{ CHF}$
- Einmalvergütung: $55'000 \text{ CHF}$ (siehe Kapitel 6.2)
- Netto-Kosten der PV-Anlage: $BW = 179'000 \text{ CHF}$ (Brutto-Kosten minus Einmalvergütung)
- Jährliche Stromproduktion: $E = 176'400 \text{ kWh/a}$ (ca. 980 kWh/kW, keine Degradation)
- Durchschnittlicher Strombezugstarif: 0.18 CHF / kWh
- Rücklieferatarif (inkl. HKN): 0.08 CHF / kWh
- Kosten für Betrieb und Unterhalt: $OM = 0.03 \text{ CHF / kWh}$
- Eigenverbrauchsanteil: 35%
- Kapitalzinskosten: $z = 2 \%$
- Betriebszeit PV-Anlage: $T = 30 \text{ Jahre}$ (buchhalterische Amortisation über 25 Jahre)

Berechnung:

Annuität AN	$AN = BW * \frac{(1+z)^T * z}{(1+z)^T - 1}$ Oder mit Excel (AN = RMZ (0.02; 30; -179000))	$AN = 179'000 \text{ CHF} * \frac{(1+0.02)^{30} * 0.02}{(1+0.02)^{30} - 1}$	$AN = 7'992 \text{ CHF}$
Jährliche Einsparungen durch Eigenverbrauch		$E_{sp} = 176'400 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} * 35 \% * 0.18 \text{ CHF / kWh}$	$E_{sp} = 11'113 \text{ CHF}$
Jährliche Einnahmen (Stromverkauf)		$E_{ein} = 176'400 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} * 65 \% * 0.08 \text{ CHF / kWh}$	$E_{ein} = 9'173 \text{ CHF}$
Jährliche Betriebs- und Instandhaltungskosten		$OM = 176'400 \text{ kWh/a} * 0.03 \text{ CHF / kWh}$	$OM = 5'292 \text{ CHF}$
Jahresbilanz:	$\text{Einsparungen} + \text{Einnahmen} - \text{Ausgaben} = \text{Jahresbilanz} = E_{sp} + E_{ein} - K_{OM}$	$11'113 \text{ CHF} + 9'173 \text{ CHF} - 5'292 \text{ CHF}$	$14'994 \text{ CHF}$
Stromgestehungskosten	$LCOE = \frac{AN + OM}{E}$	$LCOE = \frac{7'992 \text{ CHF} + 5'292 \text{ CHF}}{176'400 \text{ kWh}}$	$LCOE = 0.075 \text{ CHF / kWh}$

Die PV-Anlage muss jährlich $7'992 \text{ CHF} + 5'292 \text{ CHF} = 13'284 \text{ CHF}$ erwirtschaften, um rentabel zu sein. Sie erwirtschaftet sogar $14'994 \text{ CHF}$.

Beispiel: Berechnung der Wirtschaftlichkeit mit der Geldflusstabelle

Vorteile: Ein- und Ausgaben pro Jahr darstellbar, cash flow-Planung (Liquiditätsplanung) möglich.

Nachteile: Braucht eine Tabelle pro Beispiel. Vergleich verschiedener Anlagen ist aufwändig.

Es gelten dieselben Annahmen wie beim obigen Beispiel. Die Degradation (Abnahme der PV-Modulleistung) wurde mit einer Leistungsabnahme von 0.5 % pro Jahr angenommen.

Tabelle 5: Geldflusstabelle Beispiel 2

Jahr a	Ertrag E kWh/a	Einsparung E _{sp} CHF/a	Strom- verkauf E _{ein} CHF/a	Betrieb und Unterhalt OM CHF/a	Kapital- kosten CHF/a	Netto Jahres- ertrag CHF/a	Kapital CHF
							-234'000
0							-179'000
1	176'400	11'113	9'173	-5'292	-3'580	11'414	-167'586
2	175'518	11'058	9'127	-5'292	-3'352	11'541	-156'045
3	174'640	11'002	9'081	-5'292	-3'121	11'671	-144'374
4	173'767	10'947	9'036	-5'292	-2'887	11'804	-132'571
5	172'898	10'893	8'991	-5'292	-2'651	11'940	-120'631
6	172'034	10'838	8'946	-5'292	-2'413	12'079	-108'551
7	171'174	10'784	8'901	-5'292	-2'171	12'222	-96'330
8	170'318	10'730	8'857	-5'292	-1'927	12'368	-83'962
9	169'466	10'676	8'812	-5'292	-1'679	12'517	-71'444
10	168'619	10'623	8'768	-5'292	-1'429	12'670	-58'774
11	167'776	10'570	8'724	-5'292	-1'175	12'827	-45'947
12	166'937	10'517	8'681	-5'292	-919	12'987	-32'960
13	166'102	10'464	8'637	-5'292	-659	13'151	-19'810
14	165'272	10'412	8'594	-5'292	-396	13'318	-6'492
15	164'445	10'360	8'551	-5'292	-130	13'489	6'998
16	163'623	10'308	8'508	-5'292	140	13'665	20'662
17	162'805	10'257	8'466	-5'292	413	13'844	34'506
18	161'991	10'205	8'424	-5'292	690	14'027	48'533
19	161'181	10'154	8'381	-5'292	971	14'214	62'748
20	160'375	10'104	8'340	-5'292	1'255	14'406	77'154
21	159'573	10'053	8'298	-5'292	1'543	14'602	91'756
22	158'775	10'003	8'256	-5'292	1'835	14'802	106'558
23	157'982	9'953	8'215	-5'292	2'131	15'007	121'565
24	157'192	9'903	8'174	-5'292	2'431	15'216	136'781
25	156'406	9'854	8'133	-5'292	2'736	15'430	152'212
26	155'624	9'804	8'092	-5'292	3'044	15'649	167'861
27	154'846	9'755	8'052	-5'292	3'357	15'872	183'733
28	154'071	9'706	8'012	-5'292	3'675	16'101	199'834
29	153'301	9'658	7'972	-5'292	3'997	16'334	216'168
30	152'534	9'610	7'932	-5'292	4'323	16'573	232'741

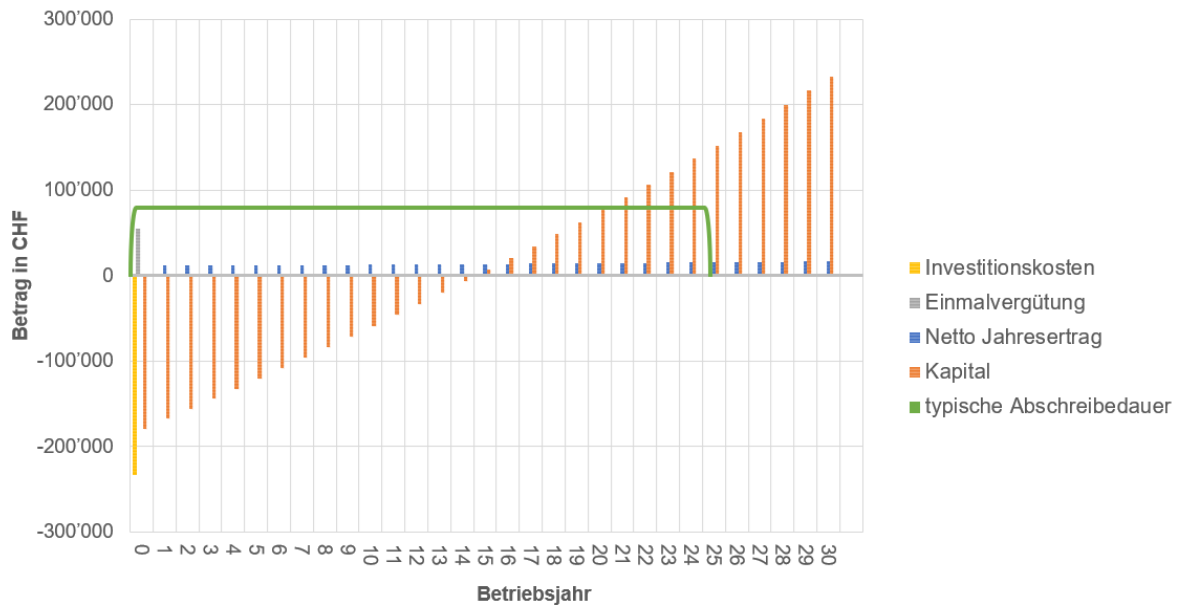


Abbildung 18: Geldfluss Beispiel zwei, Break Even nach 15 Jahren

PV-Anlagen, die neben der reinen Stromproduktion keine Zusatzfunktion (z. B. Gebäudehülle) erfüllen, sollen wirtschaftlich betrieben werden können. Dabei sind neben den Einnahmen aus dem Stromverkauf und den Einsparungen aus Eigenverbrauch auch alle anderen wirtschaftlich relevanten Faktoren zu berücksichtigen (siehe Beispiel Tabelle 5). Die Unterhaltskosten können anhand der Broschüre "Betriebskosten von Photovoltaikanlagen" von EnergieSchweiz [30] abgeschätzt werden (z. B. 0.03 CHF/kWh für grosse Aufdachanlagen). Zur Betrachtung der Wirtschaftlichkeit wird empfohlen, mit einer Amortisationszeit von 25 Jahren sowie dem hypothekarischen Referenzzinssatz des Bundesamtes für Wohnungswesen plus 0.5 % Risikozuschlag (2020: 1.75 %) [31] zu rechnen. Für hochwertige gebäudeintegrierte PV-Anlagen wie Fassadenanlagen kann eine Amortisationszeit von 40 Jahren angesetzt werden, da diese als Teil der Gebäudehülle eine Zusatzfunktion übernehmen.

Abbildung 19 zeigt anhand eines Beispiels, wie gross der Einfluss die Kapitalverzinsung auf die Stromgestehungskosten ist. Die PV-Anlage wurde mit 1100.- CHF/kW erstellt und produziert jährlich 950 kWh/kW; es wurde mit Betriebskosten von 2.5 Rp./kWh gerechnet.

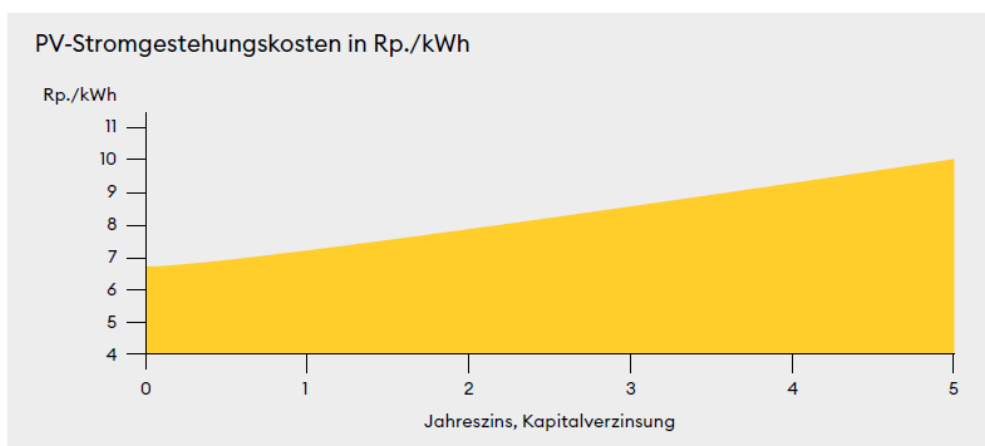


Abbildung 19: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit des Jahreszinses

6.4 Geschäftsmodelle für PV-Anlagen

Die Beispiele im Kapitel 6.3.3 zeigen es deutlich: Die Stromgestehungskosten sind oft höher als der Rückliefertarif, aber tiefer als der Bezugstarif. Dies ist die Ausgangslage für fast alle PV-Anlagen in der Schweiz. Als Konsequenz daraus ist der Anteil der selbst verbrauchten Solarenergie an der gesamten Produktion (Eigenverbrauchsanteil) vielfach der entscheidende Faktor zur Wirtschaftlichkeit. Viele Anlagen werden ab einem Eigenverbrauchsanteil von ca. 20 % wirtschaftlich. Bei einem Eigenverbrauchsanteil von über 50 % sind PV-Anlagen meist sehr lukrativ. Umgekehrt sind Grossanlagen mit Produktionspreisen von ca. 0.08 CHF/kWh auch bei tiefem Rückspeisetarif und geringem Eigenverbrauch wirtschaftlich.

Der mögliche Eigenverbrauchsanteil für ein Gebäude lässt sich in Abhängigkeit von dessen Funktion gemäss Abbildung 20 abschätzen. Die Art des Verbrauchers ist zwar eine relevante, aber nicht die dominante Grösse. Allen voran ist es der jährliche Solarstromanteil (Anteil des selbst produzierten Stroms am gesamten verbrauchten Strom, auch «solarer Deckungsgrad» genannt).

Wenn der Solarstromanteil bei 100 % liegt, liegt der Eigenverbrauchsanteil im Bereich von 30 % bis 45 %. Die gewerbliche Nutzung einer Liegenschaft führt dabei dank dem klaren Tageszyklus in den meisten Fällen zu einem höheren Eigenverbrauchsanteil als die private Wohnnutzung.

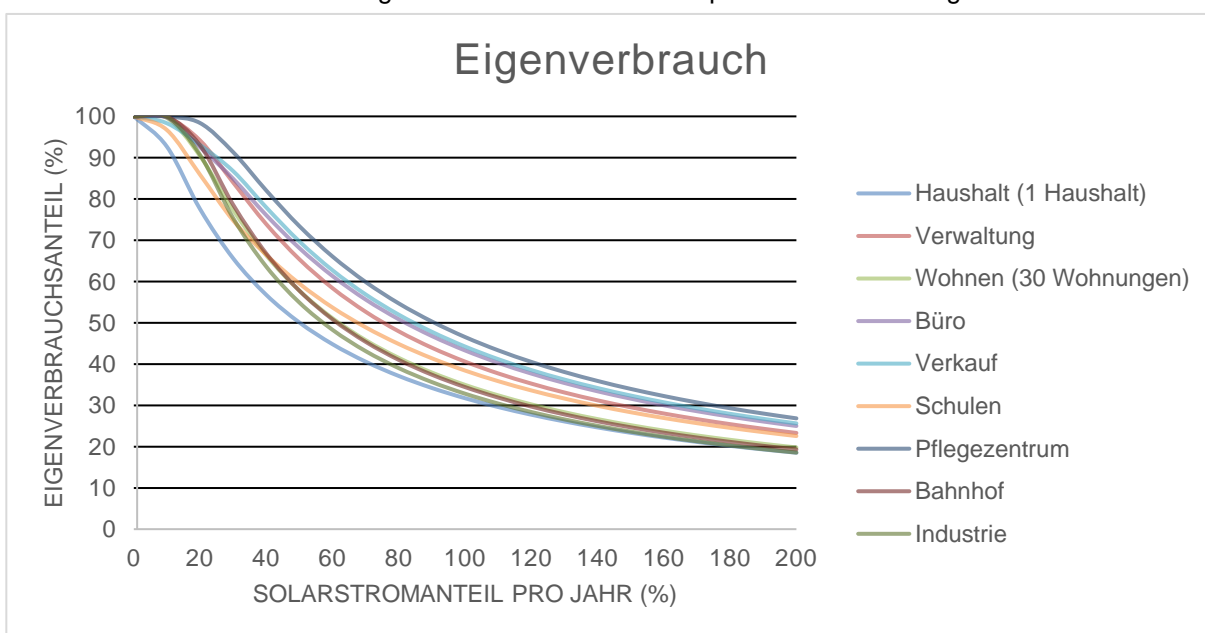


Abbildung 20: Eigenverbrauchsanteil für verschiedene Verbraucher, Quelle: Basler & Hofmann

Da Eigenverbrauch ein zentraler Faktor zur Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage ist, wurde die Schweizer Gesetzgebung in den vergangenen Jahren dahingehend erweitert, dass verschiedene Varianten des Eigenverbrauchs realisiert werden können.

Allen Varianten gemeinsam ist, dass für denjenigen Strom, der nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird, keine Netzgebühren und keine Abgaben bezahlt werden müssen. In der Praxis kann dies auf mehrere Arten realisiert werden. Eine Übersicht über die Möglichkeiten des Eigenverbrauchs ist in Abbildung 21 zusammengefasst.

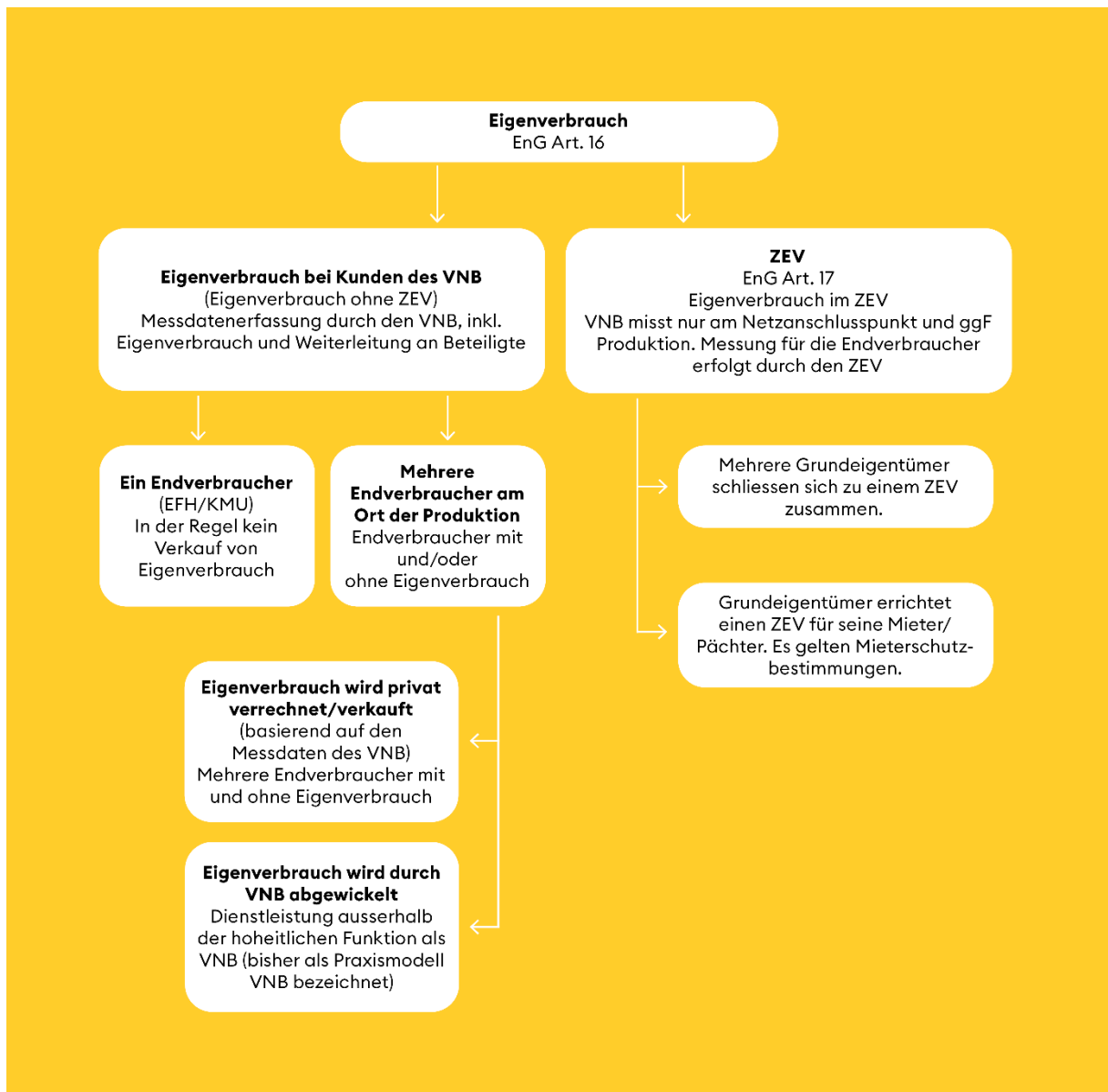


Abbildung 21: Varianten zur Realisierung von Eigenverbrauch. Grafik: Peter Toggweiler, Basler & Hofmann / Swissolar

Nebst dem Eigenverbrauch gibt es auch weitere Geschäftsmodelle, die sich mit PV-Anlagen realisieren lassen. So kann der Solarstrom einfach an Dritte verkauft werden. Auch verbreitet ist das Contracting, dabei wird die Dachfläche einem externen Unternehmen für den Bau und Betrieb einer Solaranlage zur Verfügung gestellt, das dem Dachbesitzer wiederum den Strom verkauft.

Manchmal wird auch das Marketingpotenzial von PV-Anlagen genutzt und die Finanzierung teilweise über eine Bürgerbeteiligung sichergestellt.

Auf die Eigenverbrauchsmodelle, den Verkauf des Solarstroms und Contracting wird im Folgenden detaillierter eingegangen.

6.4.1 Modell «Ein Endverbraucher EFH/KMU»

Die einfachste und schon seit den ersten PV-Anlagen mögliche Form des Eigenverbrauchs ist die Variante «Ein Endverbraucher EFH/KMU». Wenn der PV-Anlagenbetreiber und der Stromverbraucher ein und derselbe Kunde beim Verteilnetzbetreiber sind und nur über einen Anschlusspunkt verfügen, dürfen sie den eigenen Solarstrom nach Belieben selbst verbrauchen. Dabei ist es unerheblich, ob es sich um eine oder mehrere Anlagen handelt, und ob die Verbraucher in einem oder auf mehreren Gebäuden verteilt sind. Auch sind die Besitzverhältnisse unerheblich. Der einzige relevante Punkt ist, dass der Netzbetreiber Stromverbrauch und Stromproduktion nur für einen Kunden an einem Ort abrechnen muss.

PVA Bürotrakt, Ibach SZ (AUTO AG SCHWYZ)

Die AUTO AG SCHWYZ hat im Jahr 2015 auf dem Dach des Bürotraktes eine Photovoltaik-Anlage erstellt. Zu den Stromverbrauchern gehören die Büroräumlichkeiten der Verwaltung, die Beleuchtung der Einstellhalle und Werkstatt und deren Apparaturen. Inzwischen besitzt die AUTO AG SCHWYZ drei elektrische Dienstfahrzeuge, die mit dem Solarstrom betrieben werden können. Mit den elektrischen Dienstautos kann der Schichtwechsel der Busfahrer einfach und umweltfreundlich bewerkstelligt werden.



Abbildung 22: Flachdachanlage auf Bürogebäude Auto AG Schwyz, Bild: AUTO AG SCHWYZ

– Leistung:	30 kW
– Energieertrag:	29 MWh/a
– Art der PV-Anlage:	Flachdach Kies, Ost-West-Ausrichtung
– Finanzierung:	Selbstfinanzierung AUTO AG SCHWYZ
– Verwendung Strom:	Eigenverbrauch und Rücklieferung bei Überproduktion
– Realisierung:	2015
– Besonderes:	Projektumsetzung durch Elektrizitätswerk Schwyz AG

6.4.2 Modell «Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ZEV»

Kann im Rahmen eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) oder in Form von Eigenverbrauch innerhalb eines Arealnetzes der Strom an Dritte veräußert werden, ist dies meist fast genauso lukrativ wie Eigenverbrauch. Denn rechtlich gesehen handelt es sich um Eigenverbrauch (weil das öffentliche Stromnetz nicht beansprucht werden darf), d. h. der Strombezüger muss keine Netzkosten und keine Abgaben an den Strom zahlen. Die Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Bezugstarifen ohne PV-Anlage macht nun die Rendite der PV-Anlage aus. Zugleich erlaubt es der Zusammenschluss von Nutzern mit unterschiedlichen Verbrauchsprofilen, den Eigenverbrauchsanteil deutlich anzuheben.

Falls es sich bei den Endverbrauchern jedoch um Mieter handelt, gibt die Energieverordnung aus Gründen des Mieterschutzes recht detailliert vor, unter welchen Bedingungen den Mietern der Strom verkauft werden darf. Im Wesentlichen sagt die Energieverordnung, dass der Solarstrom im Falle eines Mietverhältnisses nicht teurer sein darf als der vom Netz bezogene Strom, und dass ein allfälliger Gewinn aus der PV-Anlage mit den Mietern geteilt werden muss. Zudem ist der mietrechtliche Referenzzinssatz als Berechnungsgrundlage einzuhalten. Bei bestehenden Mietverhältnissen müssen zudem die Mieter die Möglichkeit erhalten, den Beitritt zu einem ZEV zu verweigern. Wer bereits zu einem ZEV gehört, kann nur austreten, wenn der Gebäudebesitzer die Versorgung nicht gewährleisten kann. Gesetzlich festgehalten sind die Bestimmungen zu ZEV in Art. 16 ff EnG resp. Art. 15 ff EnV, [32].

Die Verteilung der Energie, die Strommessung, sowie für die Abrechnung unter den ZEV-Teilnehmern ist relativ aufwendig. Auch ist die Konzeption eines ZEV nicht immer einfach, da genügend geeignete Teilnehmer gefunden werden müssen.

Inzwischen gibt es Unternehmen, die komplette ZEV-Lösungen anbieten, sodass die ZEV-Anbieter sich nicht um diese Problematik kümmern müssen. Weiterführende Informationen finden sich im «Leitfaden

Eigenverbrauch» von EnergieSchweiz, [33]. Der dazugehörige Excel-Rechner erlaubt es, den korrekten Preis für den Solarstrom zu ermitteln.

6.4.3 Modell «Eigenverbrauch wird durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) abgewickelt»

Das Modell VNB (auch Praxismodell genannt) baut auf dem Modell EFH / Gewerbe auf, ist aber nicht gesetzlich verankert. Falls am entsprechenden Standort mehrere Endverbraucher angeschlossen sind und der Strom von der PV-Anlage direkt zu diesen fließen kann, ohne das öffentliche Stromnetz zu durchfließen, so muss im Prinzip auch für diesen Strom keine Abgaben und Netzgebühren bezahlt werden. Dies muss aber vom Netzbetreiber so gemessen und bestätigt werden. Der Netzbetreiber tritt in diesem Fall als Inkasso-Unternehmer für den Anlagenbetreiber auf. Er stellt den Solarstrom den einzelnen Verbraucher in Rechnung und überweist diese Einnahmen abzüglich einer Vertriebs- und Administrationsmarge dem PV-Anlageneigentümer. Die einzelnen Endverbraucher bleiben aber Kunden des Verteilnetzbetreibers und können jährlich wieder entscheiden, ob sie nach wie vor weiterhin Solarstrom verbrauchen möchten oder ob sie ein anderes Stromprodukt des Verteilnetzbetreibers wählen wollen.

6.4.4 Modell «Eigenverbrauch wird privat verrechnet/verkauft (basierend auf den Messdaten des Verteilnetzbetreibers)»

Art. 16 des Energiegesetzes EnG ([34]) sagt zum Eigenverbrauch: «Die Betreiber von Anlagen dürfen die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selber verbrauchen. Sie dürfen die selbst produzierte Energie auch zum Verbrauch am Ort der Produktion ganz oder teilweise veräußern. Beides gilt als Eigenverbrauch.»

In Art. 8 der Stromversorgungsverordnung (StromVV, [35]) heisst es zudem: «Die Netzbetreiber stellen den Beteiligten fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei die Messdaten und Informationen zur Verfügung, die notwendig sind für: [...]:

- f. die Abrechnungsprozesse im Zusammenhang mit dem EnG und der Energieverordnung (EnV, [32]);
- g. die Direktvermarktung»

Daraus ergibt sich ein bisher kaum angewendetes Eigenverbrauchsmodell mit folgenden Eigenschaften:

- Die private Eigenverbrauchsabrechnung im Gebäude mit mehreren Endkunden basierend auf Messdaten des VNB ist zulässig. Dabei verkauft die Anlageeigentümerin oder die Verwalterin den Endverbrauchern den direkt vor produzierten Strom.
- Die Endverbraucher müssen dem zustimmen und dies dem Verteilnetzbetreiber und der Anlageeigentümerin melden, so wie wenn sie ein anderes Stromprodukt wählen. Sie können nach jeweils einem Jahr wieder wählen, welches Stromprodukt sie wollen, dies im Unterschied zum ZEV.
- Die Messkosten gehen zulasten der Netzkosten, der Verteilnetzbetreiber darf lediglich den Eigenverbrauchspreis und das Inkasso verrechnen, falls er die Rechnung zum Eigenverbrauch an die Endkunden stellt.
- Die öffentlichen Zähler bleiben installiert, sodass im Gegensatz zum ZEV keine Änderungen an den Anschlüssen notwendig sind, auch nicht beim Ausstieg eines Endverbrauchers aus dem Zusammenschluss.

6.4.5 Verkauf des Solarstroms

Beim Verkauf des Solarstroms muss zwischen der physischen Energie sowie dem ökologischen Mehrwert, verwaltet mit sogenannten Herkunftsnachweisen (HKN), unterschieden werden. Die physische Energie muss vom lokalen Verteilnetzbetreiber (VNB) abgenommen und vergütet werden. Gemäss Energieverordnung (EnV) Art. 12 richtet sich die Vergütungshöhe "nach den Kosten des Netzbetreibers für den Bezug gleichwertiger Elektrizität bei Dritten sowie den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen". Dies lässt einen gewissen Spielraum zu und kann sich insbesondere jährlich ändern.

Die HKN können auf dem freien Markt verkauft werden, allerdings nur zu sehr tiefen Preisen. Einige VNB vergüten diese ebenfalls und verkaufen sie den eigenen Endverbrauchern weiter.

Weitere Informationen zum Handel mit Herkunftsnachweisen finden sich auf der Website von Pronovo, [36].

Karl Gessinger AG, Bad Ragaz SG (Postauto-Unternehmen)

Die nach Südwesten ausgerichtete Halle eignet sich sehr gut für die Nutzung von Solarstrom. Das Dach ist leicht geneigt und frisch saniert, sodass der Aufwand für die Montage der PV-Module relativ gering war. Am Standort ist der Stromverbrauch zurzeit mit 13'000 kWh/Jahr gering. In den nächsten Jahren ist jedoch geplant, vier der Busse durch Elektrobusse zu ersetzen. Ein Teil des dafür notwendigen Stroms wird die Karl Gessinger AG selbst produzieren können.

Anlagen, die vor 2013 gebaut wurden, konnten von der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) profitieren, sodass sich die Anlage allein durch den Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber lohnte.



Abbildung 23: Hallen der Karl Gessinger AG in Bad Ragaz, Postauto-Unternehmen, Bild: Firma Pfiffner Elektrotechnik GmbH

– Leistung:	80,5 kW
– Energieertrag:	ca. 80 MWh/a
– Art der PV-Anlage:	Giebeldachanlage mit 10° Neigung; Rahmen direkt auf Blechdach;
– Investitionskosten:	ca. CHF 165 000.–
– Finanzierung:	Eigenfinanzierung
– Verwendung Strom:	Einspeisung der ganzen Stromproduktion ins Netz
– Realisierung:	Inbetriebnahme im Oktober 2014
– Besonderes:	KEV-Vergütung pro eingespeiste kWh; keine Eigenvermarktung

6.4.6 Contracting

Beim Contracting übernimmt der Contractor typischerweise die Finanzierung, den Bau und den Betrieb der PV-Anlage. Dazu werden zwei Verträge abgeschlossen:

- **Dachnutzungsvertrag (DNV):** Im DNV wird festgehalten, dass der Contractor das Dach zum Bau und Betrieb einer PV-Anlage benutzen darf. Eine allfällige Dachmiete wird festgelegt. Die Zugänglichkeit sowie die Unterhaltspflichten werden geregelt. Der DNV wird zur Absicherung des Contractors oft im Grundbuch eingetragen. Swissolar bietet auf seiner Website einen Muster-Dachnutzungsvertrag an (Link siehe Einleitung Kapitel 6).
- **Stromliefervertrag:** Im Stromliefervertrag wird festgehalten, zu welchem Preis der Contractor wie viel Strom an den Vertragspartner (z. B. Liegenschaftsnutzer oder Eigentümer) verkauft. Teilweise wird eine indexbasierte Strompreisteuerung vorgesehen (z. B. Kopplung an den Referenzzinssatz, einen Teuerungsindex oder an festzulegende Referenzstrompreise). Mit einer Restwerttabelle kann ein allfälliger Verkauf der PV-Anlage an den Vertragspartner geregelt werden.

Die beiden Verträge werden typischerweise gekoppelt, da der Contractor die Stromlieferung nur mit den Nutzungsrechten am Dach erfüllen kann.

Falls der Liegenschaftsnutzer und der Gebäudeeigentümer dieselbe Partei sind, können die beiden Verträge in einem Dokument zusammengefasst werden.

Ein Contracting lohnt sich in der Regel nur, wenn der Liegenschaftsnutzer die PV-Anlage nicht selbst finanzieren kann oder die Verantwortung zum Anlagenbau und -betrieb nicht selbst tragen will. Ansonsten ist es für ein TU finanziell lukrativer, die PV-Anlage selbst zu finanzieren, zu bauen und zu betreiben.

Viele grossen PV-Installationsfirmen und Energieversorger bieten Contracting an. Man kann aber auch über Ausschreibung oder über eine einfache Internetsuche passende Anbieter finden.

Projektbeispiel Perrondächer, diverse Standorte Freiburg (Freiburgische Verkehrsbetriebe TPF)

Der Bahn- und Busbetrieb TPF hat an den Standorten Belfaux, Münchenwiler, Courtepin und Pensier PV-Anlagen auf Perrondächern in Zusammenarbeit mit einem Contractor realisiert.

Die Grösse der PV-Anlage wird auf das Eigenverbrauchspotenzial des jeweiligen Bahnhofs abgestimmt. Ca. 60 % des produzierten Stroms kann direkt vor Ort verbraucht werden (Sicherheitseinrichtungen, Werbung, Billetautomaten, Belüftungen).



Abbildung 24: PV-Anlage auf dem Perrondach der Haltestelle Pensier, Bild: TPF

- Art der PVA: Flachdach, leicht aufgeständert
- Finanzierung: Contracting: externer Investor (Swiss Solar City, siehe Anhang Firmenverzeichnis)
- Verwendung Strom: Eigenverbrauch TPF, Einspeisung der Überschüsse ins lokale Stromnetz
- Realisierung: 2018

6.4.7 Beteiligungsmodelle

Weitere Geschäftsmodelle, mit denen sich die Kundenbeziehungen stärken lassen, sind Beteiligungsmodelle. Dabei können sich Privatpersonen und Firmen am Bau einer PV-Anlage beteiligen. Im Gegenzug zur Beteiligung können Gutscheine oder Solarstrom geboten werden. Der Mehrwert durch die langfristige Bindung der Beteiligten in einem nachhaltigen Projekt ist bei diesem Geschäftsmodell nicht zu vernachlässigen. Der ideelle oder geografische Bezug zu einem Projekt hilft dabei.

Es gibt bereits Firmen, die solche Beteiligungsmodelle komplett anbieten (z. B. Solarify, siehe Anhang Firmenverzeichnis).

Projektbeispiel Faltdach Parkplatzüberdachung Jakobsbad AI (Luftseilbahn zum Kronberg)

Dass auch Parkplatzüberdachungen gut geeignet sind, zeigt das Beispiel der Luftseilbahn zum Kronberg in Jakobsbad. Dort wurde im Frühling 2020 eine 4000 m² grosse, faltbare Photovoltaik-Anlage realisiert. Die Anlage besteht aus 1320 Panels und wird ca. 350 MWh/a produzieren.

Neben der technischen Umsetzung des Faltdaches, das bei hohen Windgeschwindigkeiten (>15 m/s), Schneelasten oder Eisbildung eingefahren werden kann, ist auch die Finanzierung innovativ: Neben der Investition der SAK werden auch Bürgerbeteiligungen angeboten, die mit Erlebniscoupons der Luftseilbahn vergütet werden, zudem können die Module von unten mit dem Namen des oder der Beteiligten beschriftet werden.



Abbildung 25: Solarfaltdach über dem Parkplatz der Luftseilbahn zum Kronberg, Bild: SAK

- Leistung: 429 kW
- Energieertrag: 350 MWh/a
- Art der PV-Anlage: Faltdach
- Investitionskosten: CHF 1,5 Mio.
- Finanzierung: Eigeninvestition SAK und Bürgerbeteiligung
- Verwendung Strom: Eigenverbrauch, Netzeinspeisung
- Realisierung: 2020
- Besonderes: Faltbares Dach, Hersteller dhp Technology (siehe Anhang Firmenverzeichnis)

7 Bewilligungen

Viele TU sind dem Eisenbahngesetz oder dem Seilbahngesetz unterstellt. Beide Gesetze schreiben eine BAV-Plangenehmigung für Bauten und Anlagen, die überwiegend dem Bahnbetrieb (Eisenbahn, Seilbahn etc.), dem Busbetrieb oder dem Schiffsbetrieb dienen, vor (siehe Art.18 Abs. 1 EBG bzw. Art. 9 SeBG) . Dies gilt auch für den Bau von PV-Anlagen.

Mit der BAV-Plangenehmigung müssen keine weiteren Bewilligungen eingeholt werden (z. B. kantonale Baubewilligung, ESTI Plangenehmigung etc.). Das BAV koordiniert diese Bewilligungsverfahren eigenständig.

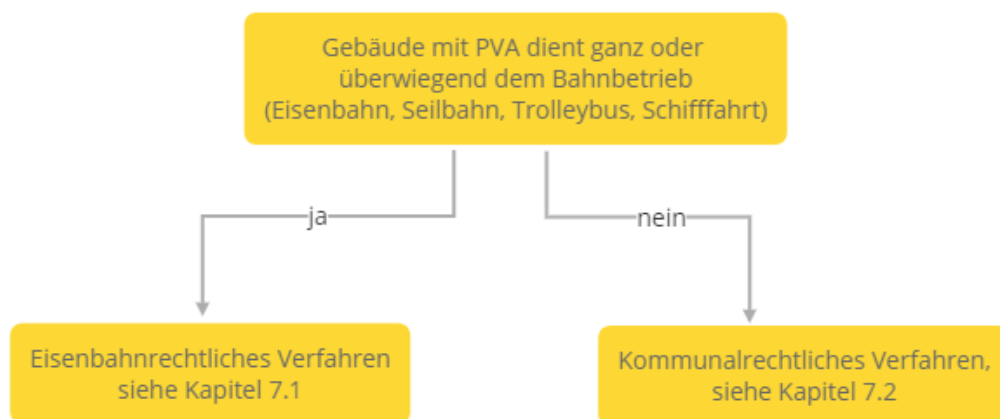


Abbildung 26: Entscheidung nach welchem Verfahren eine Anlage bewilligt wird.

Seit 1. Juli 2020 ist geklärt, dass auch für bahnfremde Bauten und Anlagen in einer Eisenbahnanlage eine BAV-Plangenehmigung notwendig ist (neu: Art. 18 Abs. 1bis EBG). In einem Informationsschreiben des BAV vom 24. Juni 2020 werden explizit PV-Anlagen auf Bahnanlagen (z. B. Perrondach, Bahntechnikgebäude, Stellwerkgebäude) als Beispiele für solche Anlagen genannt.

Einzig Gebäude und Anlagen im Besitz von TU, die nicht dem Eisenbahnrecht unterstellt sind (z. B. Wohngebäude, aber auch Bürogebäude) können nach kommunalrechtlichem Verfahren erstellt werden.

Aktuelle Informationen zur Bewilligung von PV-Anlagen im öffentlichen Verkehr finden sich unter folgenden Links:

- [BAV Plangenehmigungsverfahren](#)
- [ESTI Plangenehmigungsverfahren](#)
- [Bedingungen für den Bau von Solaranlagen im Meldeverfahren](#)

7.1 Eisenbahnrechtliches Verfahren

Eine PV-Anlage einer Bahn (Art. 18 Abs. 1 EBG) oder eine PV-Anlage eines Dritten an oder auf einer bestehenden Bahnanlage (Art. 18 Abs. 1bis EBG) gelten als Eisenbahnanlagen.

Handelt es sich bei der PV-Anlage um eine Niederspannungsanlage (höchstens 1000 V AC resp. 1500 V DC gemäss Art. 1 Abs. 2 Bst. a NIV) und berührt sie keine schutzwürdigen Interessen der Raumplanung, des Umweltschutzes, des Natur –und Heimatschutzes oder Dritter und bedarf sie keiner Bewilligungen nach anderen Bestimmungen des Bundesrechts (Art. 1a Abs. 1 VPVE) so gehört sie gemäss Buchstabe p des Anhangs VPVE zu den bewilligungsfreien Eisenbahnanlagen.

Die TU nimmt diese Einstufung selbst vor, muss aber dem BAV eine Liste der so ausgeführten Projekte vorlegen. In Zweifelsfällen sowie für alle nicht der NIV unterstehenden PV-Anlagen (z.B. 16,7 Hz-Hochspannungsanlagen [11kV, 15kV]) an oder auf bestehenden Eisenbahnanlagen ist unabhängig von der Leistung eine Plangenehmigung des BAV erforderlich. Diese wird in der Regel im vereinfachten Verfah-

ren (Art. 18i Abs. 1 EBG erteilt). Im vereinfachten Verfahren entfällt die öffentliche Auflage. Die Betroffenen können zur Planvorlage Stellung nehmen, wenn sie nicht vorher schriftlich ihre Einwilligung gegeben haben.

Ein eisenbahnrechtliches Verfahren ersetzt jedes andere Bewilligungsverfahren, d. h. wenn eine Anlage bewilligungsfrei erstellt werden kann, so ist auch keine ESTI-Plangenehmigung notwendig bei Anlagen grösser als 30 kW (siehe dazu auch Kapitel 7.2).

In welchen Fällen ein bewilligungsfreies Bauen möglich ist, wird hier exemplarisch beschrieben:

Eine Lagerhalle für Gerätschaften, die zum Unterhalt von Eisenbahntrassen gebraucht werden, dient vorwiegend dem Bahnbetrieb. Elektrische Anlagen auf diesem Gebäude unterliegen deshalb grundsätzlich der Planvorlagepflicht des BAV. Die gesamte Elektroinstallation in dieser Lagerhalle ist jedoch am 50 Hz-Netz angeschlossen und in keiner Weise mit dem Bahnstrom verbunden. Die Elektroinstallationen unterliegen deshalb der NIV. Zudem ist das Gebäude nicht denkmalgeschützt und in keinem Inventar schützenswerter Bauten. Aus diesen Gründen kann die PV-Anlage bewilligungsfrei erstellt werden.

Ist ein BAV Plangenehmigungsverfahren notwendig, so muss beachtet werden, dass das Gesuch nur durch die Infrastrukturbetreiberin (also das TU) eingereicht werden. Bei Bauten durch Dritte an Eisenbahnanlagen empfiehlt das BAV, dass sowohl TU als auch Drittunternehmen das Gesuch unterschreiben.

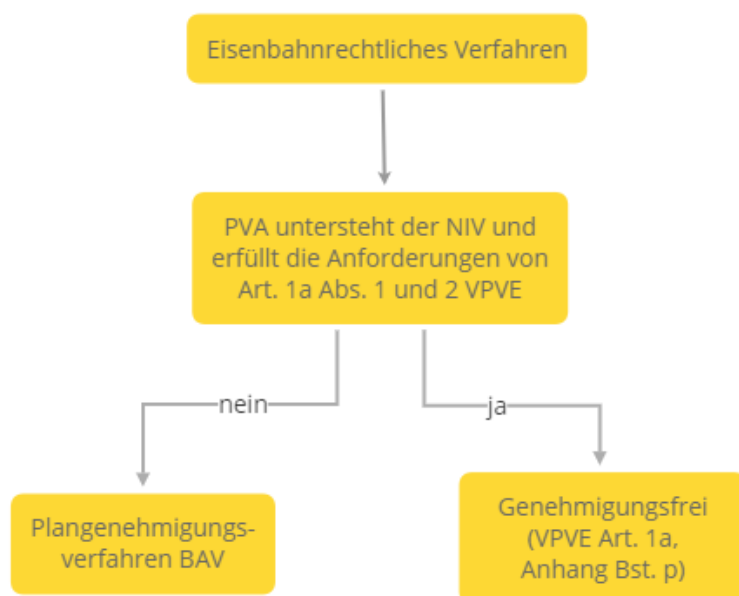


Abbildung 27: Eisenbahnrechtliches Verfahren

Das Vorgehen zum Erhalt der BAV-Plangenehmigung ist auf der Website des BAV detailliert beschrieben, [37]. Das Plangenehmigungsverfahren dient dazu festzustellen, ob das geplante Bauprojekt die technischen Vorschriften und die rechtlichen Regelung bezüglich Natur-, Umwelt- und Heimatschutz und Raumplanung einhält, und ob die Rechte von durch das Bauprojekt Betroffenen gewahrt wird.

Projektbeispiel Bahntechnikgebäude, Camorino TI (AlpTransit Gotthard AG/SBB)

Das von der AlpTransit Gotthard AG für die SBB errichtete Gebäude beim Nordportal des Ceneri-Basistunnels wurde der ehemaligen Gemeinde Camorino (heute Teil der Stadt Bellinzona) zur Erstellung einer Aufdach-PV-Anlage zur Verfügung gestellt. Diese Anlage durchlief ein BAV-Plangenehmigungsverfahren, auch weil das Erdungssystem angepasst werden musste. Wegen der Aufbauten in der Mitte des Gebäudes wurden die PV-Module einem Schrägdach ähnlich als ganze Fläche aufgeständert.



Abbildung 28: Bahntechnikgebäude Camorino Foto: Evolve SA

- Leistung: 134 kW
- Energieertrag: ca. 130 MWh/a
- Art der PV-Anlage: Spezialkonstruktion auf Kiesdach
- Investitionskosten: CHF 300 000.–
- Finanzierung: Azienda Multiservizi Bellinzona
- Verwendung Strom: Netzeinspeisung
- Realisierung: 2019–2020

7.2 Kommunalrechtliches bzw. kantonsrechtliches Verfahren

PV-Anlagen, die nicht unter Art. 18 EBG fallen, unterstehen dem Baubewilligungsverfahren der Standortgemeinde resp. des Standortkantons. Gemäss Art. 18a des eidg. Raumplanungsgesetzes (RPG) braucht es für «genügend angepasste» PV-Anlagen nur ein Meldeverfahren statt einer ordentlichen Baubewilligung. Ausgenommen davon sind Schutzzonen und Schutzobjekte. Das Gesetz hält aber auch fest, dass Interessen an der Nutzung der Solarenergie auf bestehenden oder neuen Bauten den ästhetischen Anliegen grundsätzlich vorgehen (Art. 18a Abs. 4 RPG). Dennoch liegt es letztlich im Interpretationsspielraum der Gemeinde, ob eine Baubewilligung notwendig ist oder nicht. Im «Leitfaden Solaranlagen gemäss Art. 18a des Raumplanungsgesetzes» von Swissolar sind Hinweise zur Umsetzung nachzulesen. [38]. In den meisten Gemeinden ist eine Baumeldung mindestens 30 Tage vor Baubeginn einzureichen.

Ab einer Grösse von 30 kW ist auch ein Plangenehmigungsverfahren (PGV) des eidg. Starkstrominspektorats ESTI (nicht zu verwechseln mit dem PGV BAV) notwendig [39]. Das ESTI-Plangenehmigungsverfahren für PV-Anlagen ersetzt die kommunale bzw. kantonale Baubewilligung nicht².

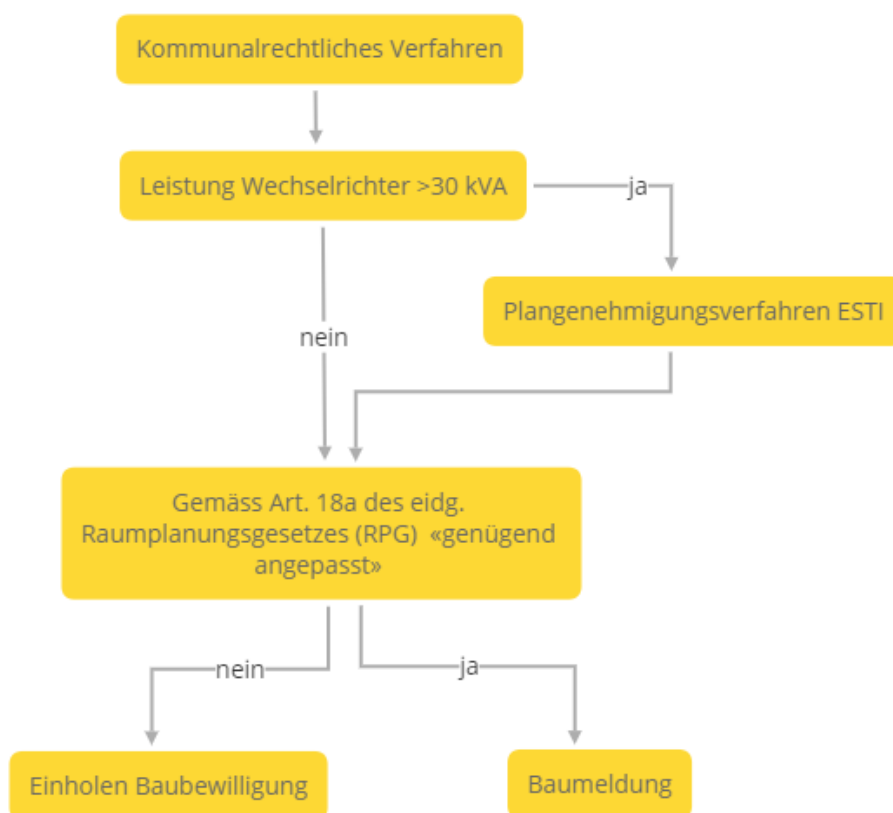


Abbildung 29: Ablauf kommunalrechtliches Verfahren. Alternativ können das Baugesuch resp. die Baumeldung auch vor dem Plangenehmigungsverfahren (ESTI) eingereicht werden.

Für den Anschluss an das öffentliche Stromnetz siehe Kapitel 10.

8 Typische Hürden – und wie sie überwunden werden können

Der Bau von PV-Anlagen ist ausser bei besonderen Gebäudeintegrationsprojekten meistens nicht sehr komplex oder anspruchsvoll. Trotzdem gibt es einige typische Hürden bei der Realisierung von PV-Anlagen, die sich aber meistens überwinden lassen.

Aktuelle Informationen zu diesem Kapitel finden sich unter folgenden Links:

- [Leitfaden Solaranlagen gemäss Art. 18a des Raumplanungsgesetzes](#)

8.1 Denkmalschutz

Im Raumplanungsgesetz (RPG) Art. 18 a, Abs. 3 wird festgehalten: «Solaranlagen auf Kultur- und Naturdenkmälern von kantonaler oder nationaler Bedeutung bedürfen stets einer Baubewilligung. Sie dürfen solche Denkmäler nicht wesentlich beeinträchtigen.». Viele Transportunternehmen blicken auf eine lange Geschichte zurück und nutzen überdurchschnittlich viele historisch bedeutsame Gebäude, daher sind sie von diesem Gesetzestext stark betroffen.

² Ab 1.7.2021 wird das PGV ESTI voraussichtlich nur noch für Anlagen mit Anschluss auf der Mittelspannungsebene vorgeschrieben sein.

Eine grosse Angebotsvielfalt bei den PV-Modulen ermöglicht es, auch für besondere denkmalpflegerische und ästhetische Anforderungen gute Lösungen zu finden, siehe auch Kapitel 3.1.1. Erfahrungsgemäss lohnt es sich, frühzeitig die zuständigen Baubewilligungs- und Denkmalschutzbehörden in die Planung miteinzubeziehen.

PV ist meistens nicht die teuerste Variante beim Ersatz oder der Sanierung einer historischen Gebäudehülle und sollte deshalb als Lösung jeweils geprüft werden.

Tramdepot Elisabethenstrasse, Verkehrsbetriebe der Stadt Zürich (VBZ)

Das Tramdepot Elisabethenstrasse neben der Kalkbreite in Zürich hat eine über hundertjährige Baugeschichte und ist im kommunalen Inventar der kunst- und kulturhistorischen Schutzobjekte der Stadt Zürich eingetragen. Sehr anspruchsvoll gestaltete sich die 2019 fertiggestellte Gesamtanierung unter der Berücksichtigung des Denkmalschutzes.

Die PV-Anlage auf dem Dach des Tramdepots produziert vorwiegend Traktionsstrom für die Verkehrsbetriebe der Stadt Zürich (VBZ). Die VBZ plant langfristig alle ihre Tramdepots mit PV-Anlagen auszurüsten.



Abbildung 30: Neue PV-Anlage auf dem Dach des Tramdepots Elisabethenstrasse, Bild: Basler & Hofmann AG, Christof Bucher

- | | |
|-----------------------|--|
| – Leistung: | 470 kW |
| – Art der PV-Anlage: | Gründachanlage, aufgeständert |
| – Investitionskosten: | ca. 2 % des Gebäudesanierungsbudgets |
| – Finanzierung: | Sanierungsbudget |
| – Verwendung Strom: | Eigenverbrauch, Traktionsstrom für Trams |
| – Realisierung: | 2018–2019 |
| – Besonderes: | Sanierung des Tramdepots mit Bau der PV-Anlage |

8.2 Nutzungshorizont der Gebäude

PV-Anlagen haben mit 25-30 Jahren einen ähnlichen Nutzungshorizont wie ein Flachdach. Ein Ziegel- oder Blechdach hat typischerweise eine längere Lebensdauer. Idealerweise wird eine PV-Anlage direkt bei einer Dachsanierung installiert.

Die Realität sieht oft anders aus. Bei verschiedenen Gebäuden ist unklar, ob diese erhalten, abgerissen oder gar erweitert werden sollen. Entsprechend gross ist die Zurückhaltung von Bauherrschaften, auf Gebäuden mit unklarer Zukunft PV-Anlagen zu realisieren.

Sind genügend gut geeignete alternative Dachflächen vorhanden, ist diese Zurückhaltung vernünftig. Es sollte jedoch vermieden werden, aus diesen Gründen eine PV-Zubau-Strategie nicht umzusetzen. PV-Anlagen sind günstig, modular und können in den meisten Fällen auch rück- und wiederaufgebaut werden. Wenn dies auch nicht die präferierte Variante darstellt, so ist es trotzdem eine mögliche Alternative zum Verzicht auf PV.

8.3 Geringer Strombedarf vor Ort

Fahrzeugdepots, Werkhöfe und Lagerhallen haben oft sehr gut geeignete Dachflächen für PV, aber nur einen geringen Stromverbrauch. Da heute praktisch jeder Business-Case auf Eigenverbrauch ausgelegt ist, muss diesem Umstand ein besonderes Augenmerk geschenkt werden.

Folgende Lösungen können geprüft werden:

- Solarstrom kann heute im Rahmen eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) auch in Gebäuden benachbarter Grundstücke verbraucht werden. Abrechnungstechnisch und finanziell gelten dabei ähnliche Grundsätze wie beim Eigenverbrauch im eigenen Gebäude. Bedingung ist, dass der eigenverbrauchte Solarstrom nicht über das Netz des zuständigen Verteilnetzbetreibers fließen darf, siehe auch Kapitel 6.4.2.
- Die Dekarbonisierung wird punktuell zu einem höheren Strombedarf führen. Wärmepumpen und Elektromobilität werden zu neuen grossen Stromverbrauchern werden, beides dürfte auch für TU relevant sein. Beim Bau von PV-Anlagen und beim Bau von Ladestationen können dabei Synergien genutzt werden. So ist es gut möglich, dass eine PV-Anlage auf einem Fahrzeugdepot zusätzliche Attraktivität erhält, wenn die Fahrzeuge auf Elektroantrieb umgerüstet werden. Für Trolleybusse und Trams ist die Verwendung des Solarstroms als Traktionsstrom bereits in mehreren Projekten realisiert worden. Verschiedene TU planen die vollständige Umstellung von Dieselbussen auf Elektrobussen. Die Verkehrsbetriebe der Stadt Zürich VBZ beispielsweise planen den Ersatz aller Dieselsebusse mit Elektrobussen, siehe VBZ [40].
- Die Einspeisung von Solarstrom ins Verteilnetz ist zwar nicht besonders attraktiv, leistet jedoch trotzdem einen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage.

8.4 Ungenügende oder ungeeignete Flächen auf Dächern

Obwohl schweizweit in grosser Anzahl vorhanden, sind gut geeignete Dachflächen in Einzelfällen Mangelware.

Gründe dafür können sein, dass die Ausrichtung ungeeignet ist, dass die statische Auslegung eine zusätzliche Last nicht zulässt (oft z. B. bei Lagerhallen), oder dass die Dachfläche bereits anderweitig genutzt wird (Terrasse, Dachbegrünung etc.).

Es lassen sich jedoch meist geeignete Lösungen finden:

- Im Rahmen eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) können auch Dächer benachbarter Grundstücke zur Stromversorgung der eigenen Gebäude genutzt werden.
- Neben Dächern gewinnen Fassaden immer mehr Attraktivität für PV. Von architektonisch hochwertigen PV-Fassaden bis zu günstigen Kraftwerksfassaden mit Standardmodulen gibt es dazu bereits zahlreiche Beispiele in der Schweiz. Gut zu wissen: Anspruchsvoll gestaltete Fassaden mit PV sind oft sogar günstiger als ihre entsprechenden Pendants aus Naturstein.
- Südorientierte Fassaden haben einen deutlich höheren Winterstromertrag als PV-Anlagen auf Dächern. Dies ist ein weiterer wertvoller Beitrag zur Stromversorgung.
- Auf dem Markt finden sich geeignete Lösungen, die eine Dachbegrünung in Kombination mit aufgeständerten PV-Anlagen ermöglichen.

8.5 Wirtschaftlichkeit

PV-Anlagen werden teilweise als zu wenig wirtschaftlich oder als zu teuer bezeichnet. Beides ist heute meist nicht zutreffend. PV-Anlagen sollten nicht als Kostenfaktor angesehen werden, sondern als Investition, die sich mit Verzinsung zurückzahlt. Falls die Investition die entsprechende Hürde darstellt,

gibt es zahlreiche Anbieter, die in PV-Anlagen investieren und den Strom günstiger als der vom Netz bezogene Strom an den Grundeigentümer verkaufen (z. B. Contracting, siehe Kapitel 6.4.6).

8.6 Regulatorisches Umfeld

Die Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien in der Schweiz haben sich in den letzten Jahren häufig geändert. Dies kann bei manchen Investoren abschreckend wirken. Mit der Annahme der Energiestrategie 2050 in der Volksabstimmung vom Mai 2017 sind jedoch die Weichen klar Richtung Ausbau der Photovoltaik gesetzt. Mit einer vom Bundesrat vorgeschlagenen Änderung des Energiegesetzes (EnG) soll zudem die Förderung von grossen PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch verbessert werden. Durch den Zubau von PV-Anlagen ändern sich allerdings auch die Anforderungen an das öffentliche Stromnetz. Damit verbunden sind regulatorische Unsicherheiten bezüglich Anforderungen des Netzbetreibers an PV-Anlagen. Auch aus diesem Grund ist ein stärkerer Eigenverbrauch wünschenswert.

9 Motivation und Anreize zum Bau von PV-Anlagen

Nebst den Hürden gibt es auch zahlreiche Anreize und Motivationen PV-Anlagen zu bauen.

- **Wirtschaftlichkeit:** PV-Anlagen mit einem angemessenen Eigenverbrauchsanteil sind eine rentable und sichere Investition. Zudem sind sie eine langfristige Absicherung vor steigenden Strompreisen.
- **Kantonale Energiegesetze:** In verschiedenen Kantonen gibt es bereits eine Eigenstromproduktionspflicht für Neubauten, andere werden eine solche in nächster Zeit einführen. Diese Pflicht lässt sich mit einer PV-Anlage einfach umsetzen.
- **Grossverbraucher:** Betriebe, die als Grossverbraucher Energieziele zu erreichen haben, können dies teilweise mit PV-Anlagen tun.
- **Umweltziele:** Viele TU haben Umweltziele oder gar eine eigene Energie- und Umweltstrategie, denen sie sich verpflichten. Der Bau von PV-Anlagen ist, da zusätzlich meist wirtschaftlich attraktiv, eine einfache Massnahme zur Erreichung dieser Ziele.
- **Gebäudelabel:** Gewisse Gebäudelabel (z. B. Minergie) verlangen die Eigenstromproduktion. Wird ein entsprechendes Gebäudelabel angestrebt, wird die PV-Anlage zur Pflicht.
- **Werbewirkung:** PV-Anlagen, insbesondere wenn schön gebaut, geniessen einen sehr guten Ruf in der Bevölkerung. Will sich ein TU seiner Kundschaft umweltbewusst zeigen, gehört die Eigenstromproduktion zum guten Ton.

Aktuelle Informationen zu diesem Kapitel finden sich unter folgenden Links:

- [Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich \(MuKE\)](#)
- [Übersicht Umsetzung der MuKE in den verschiedenen Kantonen](#)
- [Gebäudelabel Minergie](#)

10 Der Weg zur eigenen PV-Anlage

Der erste Schritt auf dem Weg zur eigenen PV-Anlage ist eine Potenzialanalyse des eigenen Gebäudeportfolios. Je nachdem können zusätzliche Gebäude und Flächen in die Betrachtung einbezogen werden, z.B. im Hinblick auf die Bildung eines ZEV zusammen mit benachbarten Gebäuden. Eine erste Grobeinschätzung kann beispielsweise anhand von [sonnendach.ch](#) bzw. [sonnenfassade.ch](#) zusammengestellt werden.

Eine gute Entscheidungsgrundlage kann eine SWOT-Analyse bieten. In Abbildung 31 ist ein möglicher Ansatz dargestellt.



Abbildung 31: SWOT Analyse PV-Anlage

Als nächstes sollte betrachtet werden, bei welchen Gebäuden eine Sanierung ansteht und wo Neubauten geplant sind. Denn der Bau einer PV-Anlage lässt sich optimal mit anderweitig geplanten Bauarbeiten, wie etwa der energetischen Sanierung eines Dachs oder einer Fassade, verbinden. Gerade bei Neubauten empfiehlt es sich die PV-Anlage von Anfang an in das Bauprojekt zu integrieren. Idealerweise ist die Stromproduktion mit Sonnenenergie Bestandteil der langfristigen Portfolioplanung.

PV-Anlagen können jedoch auch sehr gut unabhängig von anderen Bauarbeiten realisiert werden.

Als nächstes folgt eine erste Einschätzung der Wirtschaftlichkeit (Schätzung Eigenverbrauchsanteil, Potenzial, Anlagengrösse etc.). Bei grossen Dachflächen mit wenig Schatten und Gebäuden mit hohem Eigenverbrauch ist die Installation meist am einfachsten und am wirtschaftlichsten.

Sind die Rahmenbedingungen anspruchsvoller (Denkmalschutz, Gebäudenutzung unklar, Dachsanierung bald nötig etc.) kann es sich lohnen mit der Unterstützung eines spezialisierten Planungsbüros eine vertiefte Prüfung durchzuführen.

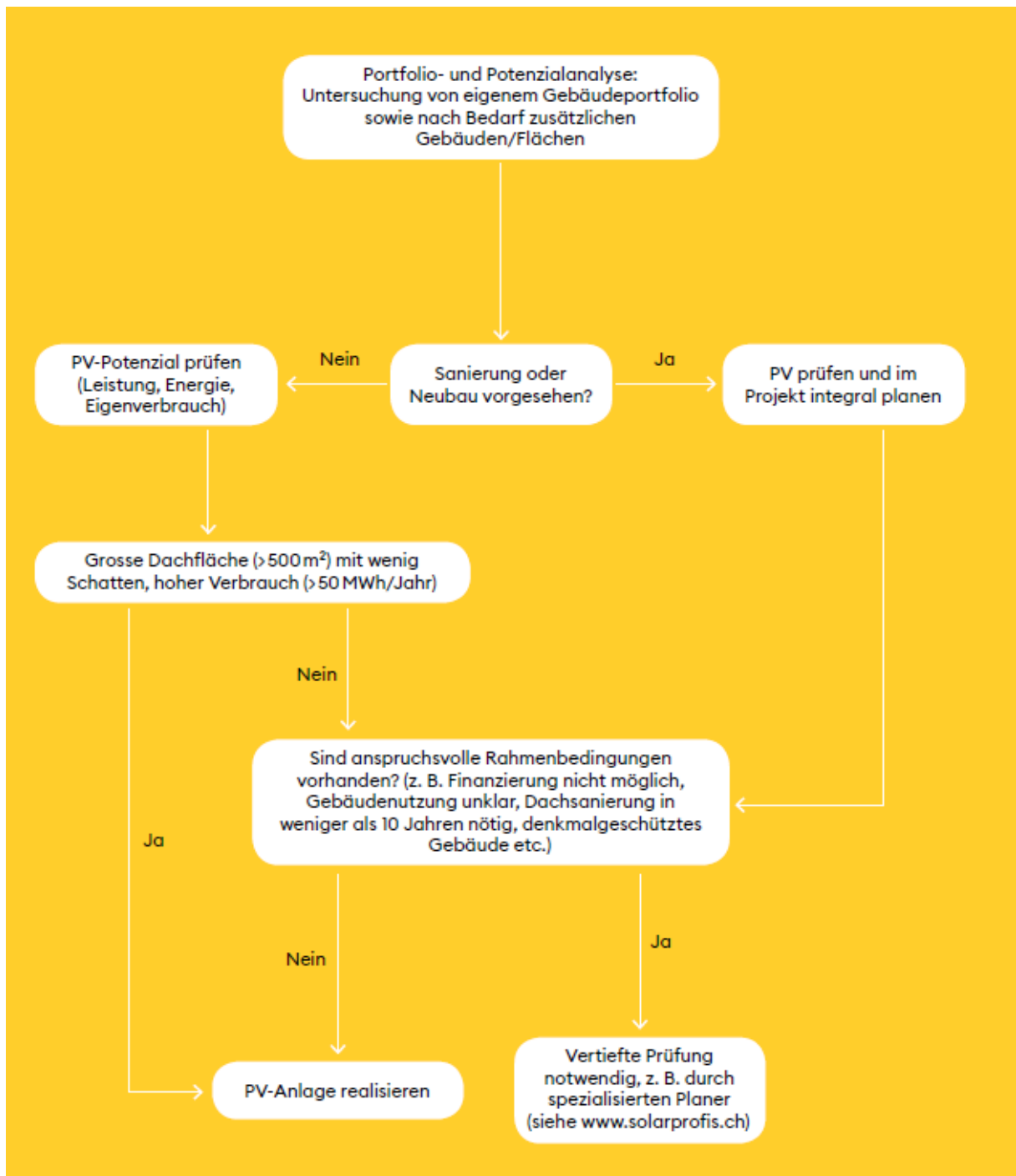


Abbildung 32: Entscheidungsbaum: Weg zur eigenen Solaranlage

Ist der Grundsatzentscheid zum Bau einer Solaranlage getroffen, wird idealerweise eine Machbarkeitsstudie (intern oder extern vergeben) erstellt. Bei komplexen Projekten lohnt es sich eine detaillierte Vorstudie entsprechend der SIA-Projektphasen zusammenzustellen.

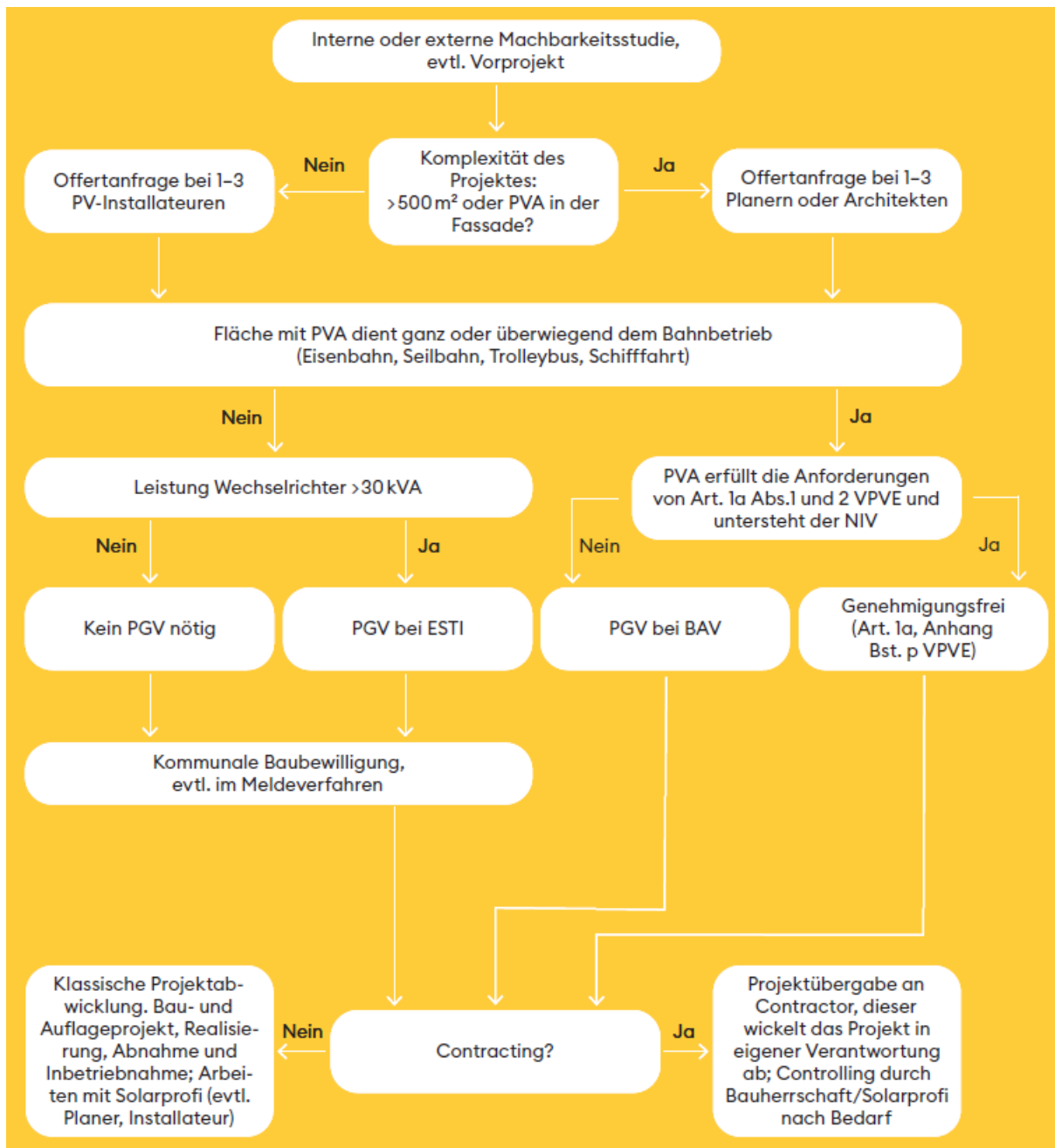


Abbildung 33: Ablauf Realisierung eines PV-Projektes

EnergieSchweiz unterscheidet sieben Schritte beim Bau einer PV-Anlage:

1. Solarpotenzial auf Dächern & Fassaden ermitteln, siehe Kapitel 4
2. Eigenverbrauchsanteil abschätzen siehe Kapitel 4.3
3. Offerten einholen, Wirtschaftlichkeit prüfen, siehe Kapitel 6.3
4. Projektierung, Auftragsvergabe, z.B. Kapitel 5
5. Erforderliche Bewilligungen einholen, gemäss Kapitel 7
6. Fördergelder beantragen, siehe auch Kapitel 6.2
7. Bau und Inbetriebnahme

Aktuelle Informationen zu diesem Kapitel finden sich unter folgenden Links:

- [Informationen zum Vorgehen und allgemeine Informationen zu PV im ÖV](#)
- [Bundesamt für Energie: Informationen zu solarer Architektur](#)
- [Beispiele Solare Architektur](#)
- [Verzeichnis von Planern und Installationsunternehmen: Solarprofis](#)
- www.energieschweiz.ch/page/de-ch/solarrechner

11 Betrieb einer PV-Anlage

Während des Betriebs einer PV-Anlage fallen in der Regel keine Instandhaltungsarbeiten an, die automatische Wechselrichter- und Ertragsüberwachung ist meist ausreichend. In einigen Fällen kann es sinnvoll sein, die PV-Module regelmässig (z. B. alle fünf Jahre) zu reinigen, z. B. in der Nähe von rassistischen Emissionen, Bahnschienen (Flugrost) und bei sehr flach verlegten Modulen. Bei den meisten Anlagen reicht der Niederschlag aus um Verschmutzungen, welche die Leistung der PV-Anlage verringern, zu entfernen.

Auf manchen Dächern wird die Dachbegrünung mit aufgeständerten PV-Anlagen kombiniert. In solchen Fällen ist ein regelmässiger Unterhalt nötig, um die Stromproduktion durch Schattenwurf des Bewuchses nicht zu beeinträchtigen.



Abbildung 34: Dachbegrünung mit PV kombiniert, Bild: Contec

Leistungselektronische Bestandteile haben eine kürzere Lebensdauer als die PV-Module und müssen oft nach 10 bis 15 Jahren ausgewechselt werden. In die Wirtschaftlichkeitsrechnung sollte daher der Ersatz des Wechselrichters nach ca. der Hälfte der Lebensdauer eingerechnet werden.

Der Betrieb einer PV-Anlage führt meist zu keiner Beeinträchtigung der Umwelt und des Betriebs. In seltenen Fällen kann es durch Störungen durch Blendung kommen. Dies ist besonders dann der Fall, wenn die Anlage nach Norden ausgerichtet ist. In wenigen Fällen können auch Ost-West-Anlagen störend blenden, jedoch meist nur während kurzer Zeit.

Das Bundesamt für Energie hat untersuchen lassen, wie hoch die Unterhaltskosten für PV-Anlagen anzusetzen sind. Die Resultate können in der Broschüre «Betriebskosten von Photovoltaikanlagen» [41] nachgelesen werden.

Aktuelle Informationen zum Betrieb von PV-Anlagen finden sich unter folgenden Links:

- [EnergieSchweiz Broschüre «Betriebskosten von Photovoltaikanlagen»](#)
- [Informationen zu Absturzsicherungen SUVA-Merkblatt «Sicher zu Energie vom Dach»](#)

12 Nachhaltigkeit

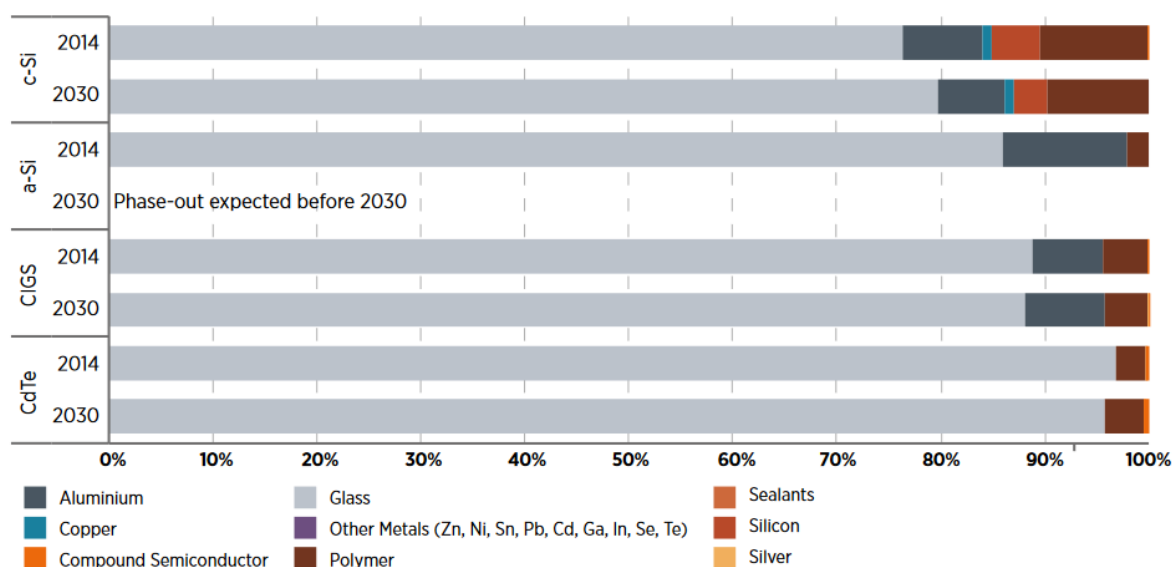
Die Nachhaltigkeit einer PV-Anlage ist abhängig von den verwendeten Rohstoffen, der Herstellung, der Transport und die Entsorgung bzw. das Recycling. Um den Einfluss auf die Umwelt einschätzen und vergleichen zu können werden Energie- und Klimabilanzen erstellt.

Aktuelle Informationen zur Nachhaltigkeit und Recycling finden sich unter folgenden Links:

- [Recycling von PV-Modulen: Stiftung Sens eRecycling](#)
- [Umweltbilanz Strommix Schweiz 2014](#)

12.1 Rohstoffe, Produktion und Transport

Die Nachhaltigkeit des Rohstoffabbaus und -aufbereitung auf der ganzen Wertschöpfungskette kann einen grossen Einfluss auf die Nachhaltigkeit von PV-Modulen haben. Die meisten in der Schweiz installierten PV-Module verwenden kristalline Siliziumzellen. In Abbildung 35 ist der prozentuale Anteil der einzelnen Rohstoffe von verschiedenen PV-Modulen dargestellt, sowie die Einschätzung der IEA wie sich bis 2030 diese Zusammensetzung ändern wird.



Based on Marini et al., (2014); Pearce (2014); Raithel (2014); Bekkelund (2013); NREL (2011) and Sander et al., (2007)

Abbildung 35: Prozentuale Zusammensetzung PV-Module 2014 und Schätzung 2030, Quelle: Irena, IEA PVPS Weckend et al. 2013 [42]

Der weitaus grösste Massenanteil von PV-Modulen ist Glas. Glas wird meist aus Quarzglas (SiO_2), Natriumoxid (Na_2O) und Kalk (CaO) hergestellt, [43]. Der Abbau dieser Rohstoffe ist im Allgemeinen unbedenklich. Vor allem die Vorräte an Quarzsand gelten als im Überfluss vorhanden [44]. Der Schmelzprozess zur Glasherstellung ist sehr energieintensiv (Wärme).

Nebst Glas kommen auch Aluminium (Rahmen), Kupfer (Kabel), hochreines Silizium (Solarzellen) verschiedene Kunststoffe (Backsheet, Anschlussdose, Kabelisolationen, Einkapselung etc.) und in sehr

geringen Mengen Silber und andere Metalle zum Einsatz. Die Gewinnung und Aufbereitung dieser Rohstoffe sind stark standardisiert.

Die Nachhaltigkeit der Herstellung von Solarzellen und -modulen ist stark abhängig von der Herkunft des eingesetzten Strommix. Ein Grossteil der heutzutage auf dem Markt verfügbaren Modulen wird in China hergestellt, entsprechend wird dafür ein hoher Anteil an Strom aus Kohlekraftwerken genutzt.

Der Transport der Module hat im Vergleich zur Herstellung wenig Auswirkungen auf die Nachhaltigkeit von Solarmodulen.

12.2 Entsorgung und Recycling

Die IEA erwartet, dass bis 2050 jährlich zwischen 60 und 80 Millionen Tonnen PV-Module entsorgt bzw. recycelt werden [45]. Angesichts dieser Mengen wird weltweit aktiv am Recycling von PV-Modulen geforscht.

Beim Recycling von PV-Modulen aus kristallinem Silizium, die ca. 90 % aller Module ausmachen, besteht die grösste Schwierigkeit darin, das Einkapselungsmaterial (meist Ethylene-Vinyl-Acetat EVA) von den Solarzellen zu entfernen. Heutzutage können die Aluminiumrahmen und Glasabdeckungen problemlos der Wiederverwertung zugetragen werden. Ein Grossteil der Metalle können aus den Zellen und Kabeln recycelt werden, siehe z.B. die Untersuchung des Joint Research Center der EU-Kommission, [46].

Mit rein mechanischen Methoden lassen sich heute ca. 85 % (gewichtsbezogen) der PV-Module recyceln (vor allem Glas, Kupfer und Aluminium). Mit weiteren Zerlegungsschritten (chemisch, thermisch etc.) können noch weitere Stoffe zurückgewonnen werden. Die Qualität der so zurückgewonnenen Rohstoffe ist abhängig von der Methode.

In der Schweiz erheben die meisten Hersteller und Importeure auf freiwilliger Basis eine vorgezogene Recyclinggebühr für die PV-Module. Diese Gebühren werden der Stiftung SENS eRecycling zur Verfügung gestellt, die sicherstellt, dass die Module nach ihrer Lebensdauer fachgerecht recycelt werden. Die Einführung einer gesetzlichen Rücknahmepflicht für PV-Module ist vorgesehen, wie dies schon in der EU der Fall ist.

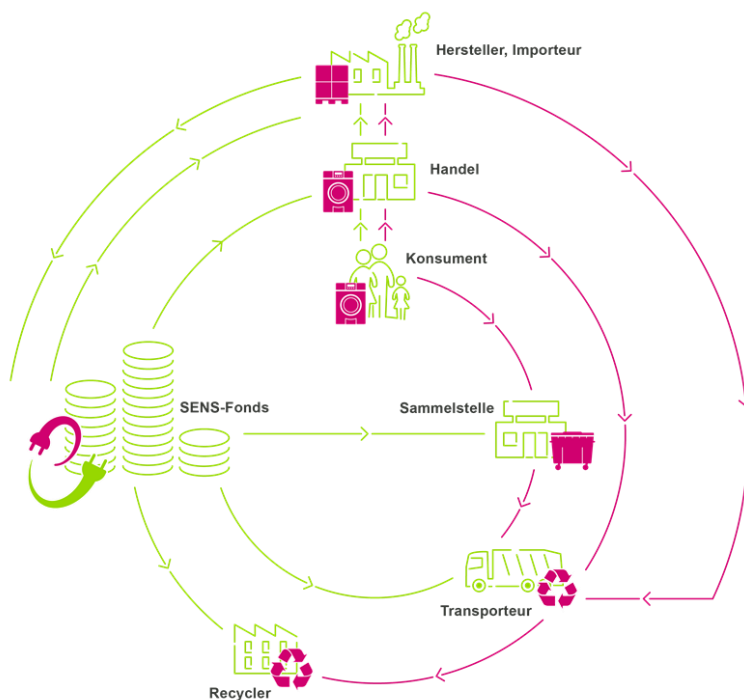


Abbildung 36: Geld- und Materialflüsse Recycling Prozess, Bild: Stiftung SENS eRecycling

12.3 Umweltbilanz

Im Rahmen von Ökobilanzen (Life cycle analysis) von PV-Anlagen werden vor allem drei Indikatoren verwendet: Die Zeit in Jahren, die es braucht bis eine Anlage die Primärenergie ersetzt hat, die zur Produktion verwendet wird (Energy Payback Time EPBT), die Treibhausgasemissionen pro produzierter Energieeinheit in Gramm CO₂-Äquivalenten pro Kilowattstunde (g CO₂-eq/kWh) und die gesamthafte Umweltbelastung, wozu in der Schweiz meist mit «Umweltbelastungspunkten» (UBP) gearbeitet wird. Für Aufdachanlagen beträgt die EPBT meist deutlich weniger als 3 Jahre, siehe zum Beispiel die Studie von S. Gerbinet et al. 2014 [47].

Die Klimabilanz (CO₂-Äquivalent pro Kilowattstunde) ist stark vom Strommix im Herstellungsland abhängig. Das IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change der UNO) rechnet bei Aufdachanlagen mit 41 g CO₂-eq/kWh, [48]. Aktualisierte Werte für die Schweiz werden Anfang 2021 veröffentlicht.

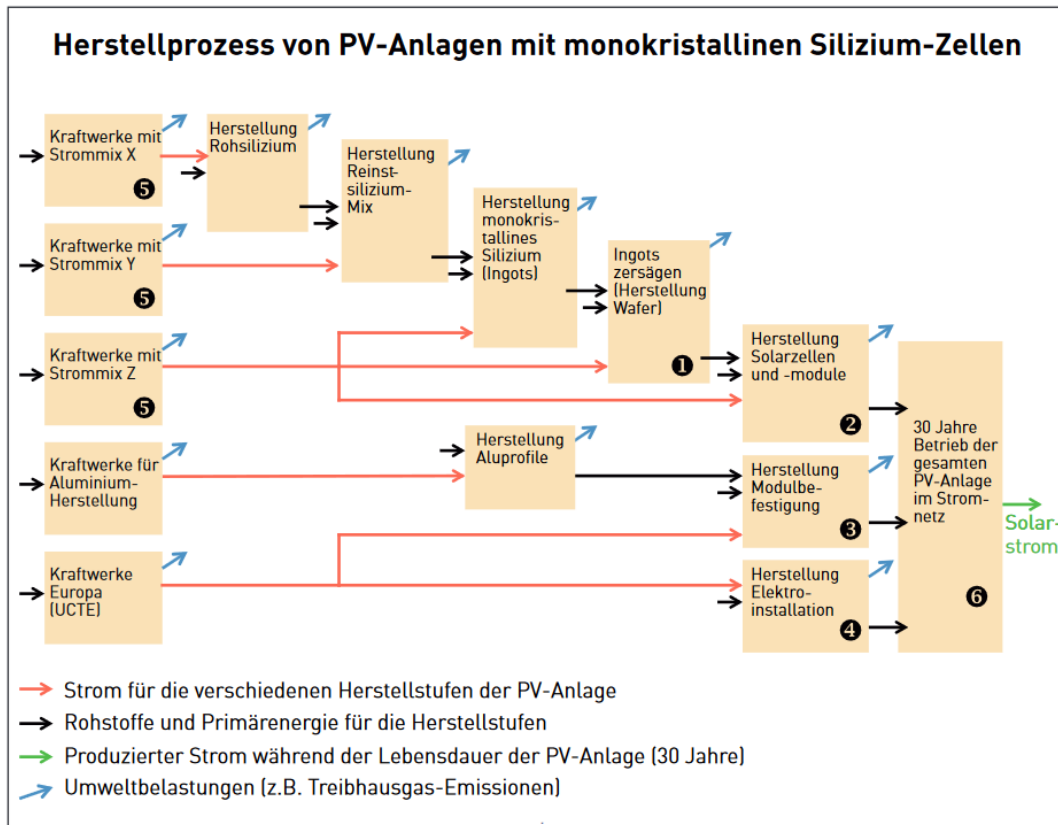


Abbildung 37: Herstellprozess und Umweltbelastung PV-Module mit Silizium-Zellen, Quelle: Rufer Braunschweig 2013, [49]

Abbildung 37 gibt eine Übersicht über die Energieströme und Umweltbelastung im Herstellprozess.

Der Schweizer Strom-Produktionsmix hat einen hohen Anteil an erneuerbarer Wasserkraft und verfügt damit bereits über eine gute CO₂-Bilanz (29.8 g CO₂-eq/kWh). Relevanter ist hingegen der Verbrauchsmix, der die Importe miteinbezieht. Dieser hat eine CO₂-Bilanz von bis zu 181.5 g CO₂-eq/kWh (siehe Messmer, Frischknecht 2016 [50]). Im Hinblick auf einen zunehmenden Strombedarf ist auch die Bilanz des europäischen Strommix (ENTSO-E Mix) mit rund 524 g CO₂-eq/kWh zu berücksichtigen, siehe Egimann et al. 2016 [51].

13 Weitere Projektbeispiele

Im Folgenden werden weitere bemerkenswerte Projektbeispiele aufgeführt.

Freiflächenanlage am Pitztaler Gletscher

Mit der Freiflächenanlage auf knapp 3000 m ü. M. kann ein Drittel des Strombedarfs des Skigebiets Pitztal gedeckt werden.



Abbildung 38: Freiflächenanlage am Pitztaler Gletscher, Quelle: www.pitztal.com

- Leistung: 1'000 kW
- Energieertrag: 1'450 MWh/a
- Art der PV-Anlage: Freiflächenanlage, verstärkt (hohe Wind- und Schneelasten)
- Verwendung Strom: Eigenverbrauch Skigebiet und Netzeinspeisung
- Realisierung: 2015
- Besonderes: Extreme Umweltbedingungen auf 3000 m ü.M.

Sanierung Standseilbahn Biel-Maggingen, Verkehrsbetriebe Biel-Bienne (VB-TPB)

Unter Leitung der Hochschule Luzern wurde für die Bahn ein Konzept entwickelt, bei dem bis zu 80 % der Bremsenergie gespeichert und anschliessend für die nächste Fahrt zur Verfügung gestellt werden kann. Die Energie wird dabei in einer Batterie mit einer Kapazität von 67 kWh zwischengespeichert. Auf dem Dach der Bergstation wurde eine Photovoltaikanlage in Betrieb installiert, deren jährliche Produktion auf 43'000 kWh beziffert wird. Auch deren Energie kann in der Batterie für den Bahnbetrieb gespeichert werden.



Abbildung 399: Bergstation der Standseilbahn Biel-Maggingen. Quelle: VB-TPB

- Leistung: 44 kW
- Energieertrag: 43 MWh/a
- Art der PV-Anlage: Aufdachanlage
- Finanzierung: Im Rahmen der Gesamtanierung der Bahn, je zur Hälfte BAV und Kanton
- Verwendung Strom: Eigenverbrauch, Speicherung der Überschüsse in Batteriespeicher
- Realisierung: 2020
- Besonderes: Kombination von Bremsenergie-Rückgewinnung, Zwischenspeicher (67 kWh) und Photovoltaikanlage

Strom für Elektroautos Fahrerwechsel Verkehrsbetriebe Zürichsee und Oberland AG (VZO)

Die VZO versorgen Ihren Hauptsitz in Grüningen mit Solarstrom vom eigenen Dach. Zwei Drittel werden für Werkstatt, Büros und Haustechnik verwendet und ein Drittel für Elektroautos: Zur Dienstablösung der Fahrer der Busflotte der VZO stehen schon seit 2013 Elektroautos zur Verfügung. Seit 2016 werden diese Kleinwagen mit Solarstrom der Busgarage in Grüningen versorgt. Seit 2018 sind alle Dienstautos elektrisch.



Abbildung 40: Dach der Busgarage in Grüningen, Bild: VZO, Christian Merz Fotografie

- | | |
|----------------------|---|
| – Leistung: | ca. 135 kW |
| – Energieertrag: | 130 MWh/a |
| – Art der PV-Anlage: | Flachdach, 450 Module |
| – Verwendung Strom: | Eigenverbrauch Werkstatt, Büros, Laden Elektroautos |
| – Realisierung: | 2016 |
| – Besonderes: | Betrieb von 19 Elektroautos, 384'000 km/a |

Busdepot Telli Busbetriebe Aarau



Abbildung 41: Busdepot Busbetriebe Aarau, Bild: Peter Baertschiger, Busbetriebe Aarau AG

- Leistung: 115 kW
- Energieertrag: 100 MWh/a
- Art der PV-Anlage: Flachdach
- Verwendung Strom: Einspeisung ins Stromnetz Eniwa
- Realisierung: 2013
- Besonderes: Im Besitz der Eniwa AG

Solarschiff «MobiCat» Bieler Schifffahrt Gesellschaft

Für die Expo 02 wurde das Solarschiff MobiCat gebaut. 2017 wurde es mit einem grösseren Speicher nachgerüstet und verkehrt seitdem auf dem Bielersee. Mit den Solarzellen produziert das Schiff seinen eigenen Strom zum Antrieb. Wenn das Schiff angelegt ist, wird der Überschussstrom ins Stromnetz der Energie Service Biel eingespeist.



Abbildung 42: Solarschiff der Bieler Schifffahrtsgesellschaft, Bild: ©Solarpreis 2019

- | | |
|----------------------|---|
| – Leistung: | ca. 30 kW |
| – Energieertrag: | 30 MWh/a |
| – Art der PV-Anlage: | Schiffsdach |
| – Verwendung Strom: | Antrieb Schiff und Einspeisung Überschuss in öffentliches Stromnetz |
| – Realisierung: | 2001 (Nachrüstung Batteriespeicher 2017) |
| – Besonderes: | Schiff produziert eigene Antriebsenergie, Solarpreis 2019 |

Depot West Gamsen Matterhorn Gotthard Bahn (MGB)

Die Matterhorn Gotthard Verkehrs AG (MGV) stellt der EnAlpin AG aus Visp die Dachflächen der beiden Depot- und Werkstättengebäude im «D+W Glisergrund» im Rahmen eines PV-Contractings gegen ein Entgelt zur Verfügung. EnAlpin als Contractor hat die Anlage gebaut und betreibt diese seit Inbetriebnahme 2014. Der produzierte Strom wird ins öffentliche Stromnetz eingespeist und die Herkunftsnachweise im Ökostromprodukt «NaturEnergie» der EnAlpin vermarktet.



Abbildung 43: Dach des MGB-Depot Gamsen (Ost), mit PV-Anlage, Bild: EnAlpin

- | | |
|----------------------|---|
| – Leistung: | 143 kW |
| – Energieertrag: | 155 MWh/a |
| – Art der PV-Anlage: | Flachdach aufgeständert, 20° Süd |
| – Verwendung Strom: | Einspeisung ins Stromnetz, Eigenverbrauch in Vorbereitung |
| – Realisierung: | 2014 |
| – Besonderes: | Dachvermietung an EnAlpin zum Bau und Betrieb der PV-Anlage |

Bahntechnikgebäude (BTG) der SBB in Immensee

Im Rahmen eines Pilotprojektes wurde das BTG in Immensee mit einer PV-Anlage ausgerüstet. Die SBB prüfen, ob BTG künftig serienmässig mit PV ausgerüstet werden können.



Abbildung 44: Bahntechnik-Gebäude Immensee, Bild: Christof Bucher, Basler & Hofmann

- Leistung: 19.8 kW
- Energieertrag: 17 MWh/a
- Art der PV-Anlage: Flachdach
- Verwendung Strom: Eigenverbrauch 80% für Bahntechnik und HLK im BTG
- Realisierung: 2017
- Besonderes: Pilotprojekt, zur Ausrüstung aller SBB BTG mit PV (wenn erfolgreich)

Byron Bay Railroad Australien

Der Touristenzug in Byron Bay in Australien wird mit Solarstrom und Lithium-Ionen-Batterien betrieben. Der historische Diesellokomotivzug aus den 50ern wurde umgebaut und wird seitdem elektrisch betrieben. Einer der beiden Dieselantriebe wurde für Notfälle im Zug belassen, im bisherigen dreijährigen Betrieb musste nur sehr selten auf den Dieselantrieb zurückgegriffen werden. Geladen wird mit Solarstrom. Neben dem Bahnhofsgebäude ist auch die Zugskomposition selbst mit Solarzellen bestückt. Überschussstrom wird ins öffentliche Netz eingespeist. Möglich ist der solare Betrieb durch die kurze und flache Strecke (3.5 km), die 14 bis 18 Mal täglich befahren wird, siehe auch Fully Charged Show 2019 [52].



Abbildung 45: Zug Byron Bay im Bahnhof, Bild: Byron Bay Railroad

- Leistung: 6.5 kW (Zugdach) + 30 kW Perrondach
- Art der PV-Anlage: Flachdach, auf Zugskomposition
- Verwendung Strom: Eigenverbrauch Traktionsstrom und Einspeisung öffentliches Netz
- Realisierung: 2018
- Besonderes: Solarzellen auf dem Dach der Zugskomposition, solarer Betrieb

Lärmschutzwand Münsingen

Seit Dezember 2008 liefert die bifaciale Photovoltaik-Schallschutzanlage Solarstrom beim Bahnhof Münsingen. Die Solarstromproduktion erfolgt ohne zusätzlichen Landverbrauch, da die Solaranlage in die Schallschutzwand integriert ist. Die bifacialen Module können mit Lichteinfall auf beiden Seiten Solarstrom produzieren.



Abbildung 46: Lärmschutzwand mit bifacialen Solarmodulen in Münsingen, Bild: TNC Consulting AG

- | | |
|----------------------|--|
| – Leistung: | ca. 12.8 kW |
| – Energieertrag: | 6.75 MWh/a |
| – Art der PV-Anlage: | Lärmschutzwand, senkrechte Aufstellung, Ausrichtung Nord-Süd |
| – Verwendung Strom: | Einspeisung öffentliches Stromnetz |
| – Realisierung: | 2008 |
| – Besonderes: | Bifaciale Module |

Pilotprojekt Solarpanels auf Langstreckenbus Flixbus

Flixbus hat Anfang 2020 auf der Strecke Dortmund-London ein Pilotprojekt gestartet. Der Bus wurde mit Solarmodulen versehen. Der Strom wird direkt an Bord genutzt. Laut Flixbus können so bis zu 7% Treibstoff eingespart werden.



Abbildung 47: Flixbus mit Solarmodulen auf dem Dach, Bild: Flixbus

- Art der PV-Anlage: Busdach
- Verwendung Strom: Versorgung Bordstrom (z.B. Handy-Ladung, Licht)
- Realisierung: 2020
- Besonderes: Flexible Module auf Busdach

Literaturverzeichnis

- [1] S. Brändle, N. Benker und N. Herbst, „Potenziale zur Produktion erneuerbarer Energien bei Transportunternehmen,“ Amstein+Walthert im Auftrag Bundesamt für Verkehr, Bern, 2017.
- [2] Richard Zuber Chemin de fer du Jura, „Centrale photovoltaïque en autoconsommation sur la ligne de contact,“ ESöV P-090, 2019.
- [3] Julius Bosch, SBB Energie, „Innovative Direkteinspeisung von Photovoltaikstrom in das Bahnstromnetz,“ ESöV P-127, 2018.
- [4] H. Eicher, R. Bacher, C. Bucher, R. Burkhard, H.-H. Frei, P. Hennemann, H. Huber, M. Keller, P. Meier, R. Rigassi, M. Rommel, D. Trüssel und M. Wiget, Erneuerbare Energien, Zürich: Faktor Verlag, 2014.
- [5] Bundesamt für Energie BFE, „Schweizer Hausdächer und -fassaden könnten jährlich 67 TWh Solarstrom produzieren,“ 15 April 2019. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html>. [Zugriff am 21 Juli 2020].
- [6] M. Portmann, D. Galvagno-Erny, P. Lorenz, D. Schacher und R. Heinrich, „Sonnendach.ch und Sonnenfassade.ch: Berechnung von Potenzialen in Gemeinden,“ Bundesamt für Energie, Bern, 2019.
- [7] A. Walch, R. Castello, N. Mohajeri und J.-L. Scartezini, „Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty,“ *Applied Energy*, 28 Januar 2020.
- [8] J. Remund, S. Albrecht und D. Stickelberger, „Das Schweizer PV-Potenzial basierend auf jedem Gebäude,“ Meteotest im Auftrag Swissolar, 2019.
- [9] Bundesamt für Energie, „Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2019,“ Schweizerische Eidgenossenschaft, Bern, 2020.
- [10] R. Nordmann, Sonne für den Klimaschutz. Ein Solarplan für die Schweiz, Basel: Zytglogge Verlag AG, 2019.
- [11] J. Dr. Martin, R. Dr. Ulrich, C. Dr. Giacomo, S. Benjamin, L. Larissa, M. André, S. Dr. Sarina, H. Dr. Andrea und N. Dr. Claudio, „Erneuerbare- und CO2-freie Wärmeversorgung Schweiz. Eine Studie zur Evaluation von Erfordernissen und Auswirkungen.,“ TEP im Auftrag Wärmeinitiative Schweiz, https://waermeinitiative.ch/download/251/p1102_DekarbonisierungWarmesektorSchlussbericht_AEE_WIS_Ecoplan_TEP_200606_sent.pdf, 2020.
- [12] M. Rüdüsüli, S. L. Teske und U. Elber, „Impacts of an Increased Substitution of Fossil Energy Carriers with Electricity-Based Technologies on the Swiss Electricity System,“ *Energies*, 21 Juni 2019.
- [13] A. Gunzinger, Kraftwerk Schweiz. Plädoyer für eine Energiewende mit Zukunft, Zürich: Zytglogge, 2015.
- [14] D. C. Bucher und R. Schwarz, „Studie Winterstrom Schweiz. Was kann die heimische Photovoltaik beitragen?,“ EnergieSchweiz, Zürich, 2019.
- [15] T. Staffelbach, „Bahnstromversorgung: Herausforderung der langfristigen Investitionen in Zeiten der Unsicherheit und des Umbruchs,“ SBB, Zürich-Oerlikon, 2017.
- [16] C. Bucher und S. Gisler, „Potentiale Photovoltaik SBB,“ Basler & Hofmann, Zollikofen, 2017.
- [17] Postauto, „Zahlen und Fakten zu PostAuto,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.postauto.ch/de/zahlen-und-fakten>. [Zugriff am 10 09 2020].
- [18] SBB, „Nachhaltigkeit,“ SBB, [Online]. Available: <https://reporting.sbb.ch/nachhaltigkeit>. [Zugriff am 29 September 2020].
- [19] SBB, „Verbrauch,“ SBB, [Online]. Available: <https://company.sbb.ch/de/sbb-als-geschaefspartner/leistungen-evu/energie/verbrauch.html>. [Zugriff am 29 September 2020].
- [20] ÖBB, „Aus Sonnenkraft wird Zugkraft,“ Österreichische Bundesbahnen, [Online]. Available: <https://konzern.oebb.at/de/nachhaltigkeit/epcon-award-2015-photovoltaikanlage-wilfleinsdorf>. [Zugriff am 24 07 2020].
- [21] S. Enkhardt, „PV Magazine: Enerparc baut Solarpark für Deutsche Bahn – Direkteinspeisung ins Bahnstromnetz,“ 20 01 2020. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.de/2020/01/20/enerparc-baut-solarpark-fuer-deutsche-bahn-direkteinspeisung-ins-bahnstromnetz/>. [Zugriff am 18 08 2020].
- [22] Pronovo, „Tarifrechner,“ 2020. [Online]. Available: <https://pronovo.ch/de/services/tarifrechner/>. [Zugriff am 10 09 2020].

- [23] Schweizerische Eidgenossenschaft, „Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (EnFV),“ Bern, 2017 (Stand 2020).
- [24] Pronovo AG, „Pronovo,“ [Online]. Available: <https://pronovo.ch/>. [Zugriff am 23 Juli 2020].
- [25] myclimate, „Förderprogramm für Elektro- und Hybridbusse,“ myclimate, [Online]. Available: <https://www.myclimate.org/de/informieren/klimaschutzprojekte/detail-klimaschutzprojekte/schweiz-energieeffizienz-7813>. [Zugriff am 24 09 2020].
- [26] Bundesamt für Verkehr, „Energiestrategie 2050 im öffentlichen Verkehr – ESöV 2050,“ [Online]. Available: <https://www.bav.admin.ch/bav/de/home/themen-a-z/umwelt/ESoeV2050.html>. [Zugriff am 14 07 2020].
- [27] Bundesamt für Verkehr, „ESöV laufende und abgeschlossene Projekte,“ [Online]. Available: <https://www.bav.admin.ch/bav/de/home/themen-a-z/umwelt/ESoeV2050/laufende-abgeschlossene-projekte.html>. [Zugriff am 18 09 2020].
- [28] Y. Sauter und F. Jacqmin, „Observation du marché photovoltaïque 2019,“ SuisseEnergie, Office fédéral de l'énergie, Ittigen, 2020.
- [29] Kommission der europäischen Union, „Energy prices and costs in Europe,“ Europäische Union, Brüssel, 2019.
- [30] Basler & Hofmann AG, „Betriebskosten von Photovoltaikanlagen. Solarstromanlagen effizient betreiben,“ EnergieSchweiz, Bern, 2017.
- [31] Bundesamt für Wohnungswesen BWO, „Entwicklung Referenzzinssatz und Durchschnittzinssatz,“ [Online]. Available: <https://www.bwo.admin.ch/bwo/de/home/mietrecht/referenzzinssatz/entwicklung-referenzzinssatz-und-durchschnittzinssatz.html>. [Zugriff am 10 07 2020].
- [32] Schweizerische Eidgenossenschaft, „Energieverordnung (EnV),“ Bern (Stand 2020), 2017.
- [33] P. Toggweiler, D. Stickelberger, A. Krebs, T. Ammann, I. Spirig, M. Töngi, M. Galus und W. Hintz, „Leitfaden Eigenverbrauch,“ EnergieSchweiz, Bern, 2019.
- [34] Schweizerische Eidgenossenschaft, „Energiegesetz (EnG),“ Bern (Stand 2018), 2016.
- [35] Schweizerische Eidgenossenschaft, „Stromversorgungsverordnung (StromVV),“ Bern (Stand 2020), 2008.
- [36] Pronovo, „Vermarktung von Strom mit HKN,“ [Online]. Available: <https://pronovo.ch/de/herkunftsnachweise/information/vermarktung-von-strom/>. [Zugriff am 14 07 2020].
- [37] Bundesamt für Verkehr BAV, „Plangenehmigungsverfahren,“ [Online]. Available: <https://www.bav.admin.ch/bav/de/home/themen-a-z/plangenehmigungsverfahren.html>. [Zugriff am 13 08 2020].
- [38] D. Stickelberger und C. Moll, „Leitfaden Solaranlagen gemäss Art. 18a des Raumplanungsgesetzes,“ Swissolar, Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie, Zürich, 2020.
- [39] Eidgenössisches Starkstrominspektorat ESTI, „Erstellen einer Photovoltaikanlage,“ Schweizerische Eidgenossenschaft, [Online]. Available: <https://www.esti.admin.ch/de/themen/genuehmigung-fuer-elektrische-anlagen/erstellen-einer-photovoltaikanlage/>. [Zugriff am 14 07 2020].
- [40] Verkehrsbetriebe Zürich VBZ, „Elektromobilität,“ Stadt Zürich, 2020. [Online]. Available: <https://www.stadt-zuerich.ch/vbz/de/index/mobilitaet-der-zukunft/elektromobilitaet.html#>. [Zugriff am 19 08 2020].
- [41] EnergieSchweiz, „Betriebskosten von Photovoltaikanlagen. Solarstromanlagen effizient betreiben,“ Bundesamt für Energie BFE, <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9862>, 2017.
- [42] S. Weckend, A. Wad und G. Heat, „End-of-Life Management Solar Photovoltaic Panels,“ IRENA, IEA PVPS, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_IEAPVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf, 2013.
- [43] J. P. Mercier, G. Zambelli und W. Kurz, Introduction à la Science des Matériaux, Lausanne: Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 2002.
- [44] T. P. Dolley, „SAND AND GRAVEL (INDUSTRIAL),“ U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2020/mcs2020-sand-gravel-industrial.pdf>, 2020.
- [45] K. Komoto und J.-S. Lee, „End-of-Life Management of Photovoltaic Panels: Trends in PV Module Recycling Technologies,“ IEA PVPS Task12, Subtask 1, Recycling, 2018.
- [46] C. E. Latunussa, L. Mancini, G. A. Blengini, F. Ardente und D. Pennington, „Analysis of Material Recovery from Silicon Photovoltaic Panels. EUR 27797,“ Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2016.

- [47] S. Gerbinet, S. Belboom und A. Léonard, „Life Cycle Analysis (LCA) of photovoltaic panels: A review,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38, p. 747–753, 2014.
- [48] T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczy, J. Roy, R. Schaeffer, S. Schlömer, R. Sims, P. Smith und R. Wiser, „Annex III: Technology-specific Cost and Performance Parameters : Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change,“ Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2014.
- [49] D. Rufer und A. Braunschweig, „Stromerzeugung in der Schweiz. Die bessere Ökobilanz von Solarstrom,“ *Umweltperspektive*, Bd. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Shop/Umwelt_Perspektiven_4_2013_Seite_9.pdf, Nr. 4/13, pp. 9-13, 2013.
- [50] A. Messmer und R. Frischknecht, *Umweltbilanz Strommix Schweiz 2014*, Uster: Treeze im Auftrag Bundesamt für Umwelt (BAFU), 2016.
- [51] P. Eggimann, S. Citherlet, N. Egli, K. Frei, R. Frischknecht, S. Hellweg, O. Meile, M. Pöll, H. Schmid, A. Steiger, G. Wernet und H. Widmer, „Ökobilanzdaten im Baubereich,“ KBOB Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren, https://www.kbob.admin.ch/dam/kbob/de/dokumente/Publikationen/Nachhaltiges%20Bauen/Archiv_2005-2009/Empfehlung_Oekobilanzdaten_Baubereich_2009_1_2016.pdf.download.pdf/Empfehlung_Oekobilanzdaten_im_Baubereich_2009_1_2016.pdf, 2016.
- [52] R. Llewellyn, Regisseur, *World's First Solar Train - Byron Bay Railroad Company | Fully Charged*. [Film]. Grossbritannien: Fully Charged Show, 2019.

Symbol- und Abkürzungsverzeichnis

AC Alternating Current, Wechselstrom
AN Annuität
BAV Bundesamt für Verkehr
BFE Bundesamt für Energie
BIF Bahninfrastrukturfonds
BLS Bern-Lötschberg-Simplon-Bahn
BTG Bahntechnikgebäude
BW Barwert
CaO Calciumoxid, Kalk
CHF Schweizer Franken
CIGS CIGS: Kupfer-(C)-Indium(I)-Gallium(G)-Diselenid(S)
CIS CIS: Kupfer(C)-Indium(I)-Selen(S)
CO ₂ Kohlenstoffdioxid
DC Direct Current, Gleichstrom
DNV Dachnutzungsvertrag
E Jahresenergieertrag in kWh/a
EBG Eisenbahngesetz
EFH Einfamilienhaus
EnG Energiegesetz, Energiegesetz
ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity, Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EnV Energieverordnung
EPBT Energy Payback Time
EPFL EPFL: Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne
ESöV Energiestrategie im öffentlichen Verkehr
ESTI Eidgenössisches Starkstrominspektorat
EU Europäische Union
EVA Ethylene-Vinyl-Acetat
g CO ₂ -eq/kWh Gramm CO ₂ - Äquivalente pro Kilowattstunde
G _k Jahreseinstrahlung in kWh/(m ² *a)
GREIV Grosse Einmalvergütung
G _{STC} Einstrahlung unter STC, 1000 W/m ²
HKN Herkunftsnachweis
HLK Heizung, Lüftung, Klimatisierung
Hz Hertz, Eineinheit der Frequenz Hz=s ⁻¹
IEA International Energy Agency
IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change
IT Informationstechnik
KEV Kostendeckende Einspeisevergütung
KLEIV Kleine Einmalvergütung
KMU Kleine und mittlere Unternehmen
KPFV Verordnung über die Konzessionierung, Planung und Finanzierung der Bahninfrastruktur
kW Kilowatt, Leistungseinheit, häufig auch Kilowatt peak (kWp) für Maximalleistung
kWh Kilowattstunde, Energieeinheit
LCOE Levelized Cost of Electricity, Stromgestehungskosten
MGB Matterhorn Gotthard Bahn
MGV Matterhorn Gotthard Verkehrs AG
MPP MPP: Maximum Power Point
MPPT Maximum Power Point Tracking
MW Megawatt 10 ⁶ Watt
MWh Megawattstunde 10 ⁶ Wattstunden
MWST Mehrwertsteuer
Na ₂ O Natriumoxid
ÖBB Österreichische Bundesbahnen
OM Operation & Maintenance, Betrieb und Instandhaltung
PGV Plangenehmigungsverfahren
PR Quotient aus tatsächlichem Netzertrag und Sollertrag unter STC

P _{STC}	Leistung unter STC
PV	Photovoltaik
RPG	Raumplanungsgesetz
SBB	Schweizerische Bundesbahnen
SIA	Schweizerische Ingenieur- und Architektenverein
SIG	Services Industriels de Genève
SiO ₂	Siliziumdioxid, Quarzglas
SR	Systematische Rechtssammlung
STC	Standard Test Conditions, Standardtestbedingungen
StromVV	Stromversorgungsverordnung
SWOT.....	Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats. Stärken, Schwächen, Chancen, Risiken
T	Amortisationszeit
TPF	Transports publics fribourgeois SA
TPG	Transports publics genevois
TU	Transportunternehmen
UBP	Umweltbelastungspunkte
UNO	United Nations Organization
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
V	Volt, Einheit der elektrischen Spannung
VB-TPB	Verkehrsbetriebe Biel-Bienne
VBZ	Verkehrsbetriebe der Stadt Zürich
VNB	Verteilnetzbetreiber
VZO	Verkehrsbetriebe Zürichsee und Oberland AG
Z	Zinssatz
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch, Zusammenschluss zum Eigenverbrauch
η	Wirkungsgrad

Anhang: Firmen und Organisationen

Es folgt eine kurze Beschreibung aller im Bericht genannten Firmen und Organisationen.

3S Solar Plus

Name	Adresse	Website
3S Solar Plus	Schorenstrasse 39, 3645 Gwatt (Thun)	www.3s-solarplus.ch/

Beschreibung

Schweizer Hersteller von Solardächern

Amstein + Walthert

Name	Adresse	Website
Amstein + Walthert	Andreasstrasse 5, CH-8050 Zürich	www.amstein-walthert.ch

Beschreibung

Ingenieurbüro

Auto AG Schwyz

Name	Adresse	Website
Auto AG Schwyz	Bahnhofstrasse 4, 6431 Schwyz	www.aags.ch/

Beschreibung

Busunternehmen

Basler & Hofmann

Name	Adresse	Website
Basler & Hofmann	Forchstrasse 395, CH-8032 Zürich	www.baslerhofmann.ch

Beschreibung

Ingenieurbüro

BFE

Name	Adresse	Website
BFE	Pulverstrasse 13, 3063 Ittigen	www.bfe.admin.ch/

Beschreibung

Bundesamt für Energie

BLS

Name	Adresse	Website
BLS	Genfergasse 11, CH-3001 Bern	www.bls.ch

Beschreibung

Bahnunternehmen

Bundesamt für Verkehr

Name	Adresse	Website
Bundesamt für Verkehr	Mühlestrasse 6, CH-3063 Ittigen	www.bav.admin.ch

Beschreibung

Bundesbehörde der Schweiz für den Verkehr

Busbetriebe Aarau

Name	Adresse	Website
BBA Busbetriebe Aarau	Neumattstrasse 20, 5000 Aarau	www.busaarau.ch

Beschreibung

Transportunternehmen

Byron Bay Railroad

Name	Adresse	Website
Byron Bay Railroad	Bayshore Dr, Byron Bay NSW 2481, Australien	www.byronbaytrain.com.au

Beschreibung

Transportunternehmen

Chemins de fer du Jura

Name	Adresse	Website
Chemin de fer du Jura	Rue du Général-Voirol 1, 2710 Tavannes	www.les-cj.ch

Beschreibung

Transportunternehmen des öffentlichen Verkehrs im Kanton Jura

Deutsche Bahn

Name	Adresse	Website
Deutsche Bahn	Potsdamer Platz 2, 10785 Berlin	www.bahn.de/

Beschreibung

Deutsche Bundesbahnen, Transportunternehmen

dhp Technology

Name	Adresse	Website
dhp Technology	Weststrasse 7, CH-7205 Zizers	www.dhp-technology.ch/

Beschreibung

Hersteller Faltdach

EICom

Name	Adresse	Website
EICom	Christoffelgasse 5, CH-3003 Bern	www.elcom.admin.ch

Beschreibung

unabhängige staatliche Regulierungsbehörde im Elektrizitätsbereich

Elektrizitätswerk Schwyz

Name	Adresse	Website
Elektrizitätswerk Schwyz	Gotthardstrasse 6, 6438 Ibach	www.ews.ch

Beschreibung

Energieversorgungsunternehmen

Elektrizitätswerk Zermatt

Name	Adresse	Website
Elektrizitätswerk Zermatt	Metzggasse 44, CH-3920 Zermatt	www.ewzermatt.ch/

Beschreibung

Energieversorgungsunternehmen in Zermatt

Energie Service Biel

Name	Adresse	Website
Energieservice Biel / Bienne ESB	Gottstattstrasse 4, 2501 Biel/Bienne	www.esb.ch

Beschreibung

Energieversorgungsunternehmen

Energie Zukunft Schweiz

Name	Adresse	Website
Energie Zukunft Schweiz	Viaduktstrasse 8, 4051 Basel	www.energiezukunftschweiz.ch/

Beschreibung

Beratung und Umsetzung Energie- und Energieeffizienzprojekte

EnergieSchweiz

Name	Adresse	Website
EnergieSchweiz	Mühlestrasse 4, 3063 Ittigen	www.energieschweiz.ch/home.aspx

Beschreibung

Programm des Bundesamtes für Energie zur Umsetzung der schweizerischen Energiepolitik

Enerparc

Name	Adresse	Website
Enerparc	Zirkusweg 2, Astra Tower, D-20359 Hamburg	www.innov.energy/

Beschreibung

Projektentwickler in Norddeutschland, baut und betreibt Solarparks für die Deutsche Bahn

Engadin St. Moritz Mountains

Name	Adresse	Website
Engadin St. Moritz Mountains	Via San Gian 30, 7500 St. Moritz	www.mountains.ch

Beschreibung

Bergbahnen und Tourismus

Enphase

Name	Adresse	Website
Enphase	47281 Bayside Pkwy, Fremont, CA 94538, USA	www.enphase.com

Beschreibung

Hersteller von Wechselrichter aus den Vereinigten Staaten

EPFL

Name	Adresse	Website
EPFL	Route Cantonale, 1015 Lausanne	www.epfl.ch/

Beschreibung

Eidgenössische Technische Hochschule in Lausanne

FHNW

Name	Adresse	Website
Fachhochschule Nordwest-Bahnhofstrasse 6, 5210 Windisch schweiz		www.fhnw.ch

Beschreibung

Fachhochschule in der Schweiz tätig in der Lehre, Forschung, Weiterbildung

Flixbus

Name	Adresse	Website
Flixbus	Friedenheimer Brücke 16, D-80639 München	www.flixbus.ch

Beschreibung

Transportunternehmen

Fronius

Name	Adresse	Website
Fronius	Froniusplatz 1, A-4600 Wels	www.fronius.com/de

Beschreibung

Hersteller von Wechselrichter, Entwickler der Wechselrichter zur Einspeisung ins 16.7 Hz Netz

Hochschule Luzern

Name	Adresse	Website
Hochschule Luzern HSLU	Werftstrasse 4, 6002 Luzern	www.hslu.ch

Beschreibung

Fachhochschule

Innovenergy

Name	Adresse	Website
Innovenergy GmbH	Alpbachstrasse 5/7, CH-3860 Meiringen	www.innov.energy/

Beschreibung

Entwickler und Lieferant von Salz-Batterien

Karl Gessinger AG

Name	Adresse	Website
9.5	Rheinstrasse 9, 7310 Bad Ragaz	www.postauto-badragaz.ch

Beschreibung

Postauto Unternehmen

Luftseilbahn Jakobsbad-Kronberg AG

Name	Adresse	Website
Luftseilbahn Jakobsbad-Kronberg AG	St. Josefstrasse 2, 9108 Jakobsbad	www.kronberg.ch

Beschreibung

Luftseilbahnunternehmen

Matterhorn Gotthard Bahn

Name	Adresse	Website
Matterhorn Gotthard Bahn	Bahnhofplatz 7, 3900 Brig	www.matterhorngotthardbahn.ch

Beschreibung

Transportunternehmen

Megasol

Name	Adresse	Website
Megasol	Industriestrasse 3, CH-4543 Deitingen	www.megasol.ch/

Beschreibung

Schweizer Hersteller von PV-Modulen und Montagesystemen

Meteotest

Name	Adresse	Website
Meteotest	Fabrikstrasse 14, 3012 Bern	www.meteotest.ch/

Beschreibung

Meteotest ist in den Bereichen Wetter, Klima, Umwelt und Informatik tätig

ÖBB

Name	Adresse	Website
ÖBB	Am Hauptbahnhof 2, A-1100 Wien	www.oebb.at/

Beschreibung

Österreichische Bundesbahnen, Transportunternehmen

Pfiffner Elektrotechnik GmbH

Name	Adresse	Website
Pfiffner Elektrotechnik GmbH	Rheinstrasse 9, 7310 Bad Ragaz	http://www.pfiffner-et.ch/

Beschreibung

Elektro- und Photovoltaikinstallation

Planair

Name	Adresse	Website
Planair	Crêt 108 a, 2314 La Sagne	www.planair.ch/

Beschreibung

Ingenieurbüro

Postauto

Name	Adresse	Website
Postauto	Belpstrasse 37, 3030 Bern	www.postauto.ch

Beschreibung

Busunternehmen

Pronovo

Name	Adresse	Website
Pronovo	Dammstrasse 3, 5070 Frick	www.pronovo.ch/

Beschreibung

akkreditierte Zertifizierungsstelle für die Erfassung von Herkunftsnachweisen und die Abwicklung der Förderprogramme für erneuerbare Energien des Bundes

SAK

Name	Adresse	Website
SAK St.Gallisch-Appenzelli-Vadianstrasse 50, 9001 St.Gallensche Kraftwerke AG		www.sak.ch

Beschreibung

Energieversorgungsunternehmen

SBB

Name	Adresse	Website
SBB	Hilfikerstr. 1, 3000 Bern 65	www.sbb.ch/

Beschreibung

Schweizerische Bundesbahnen, grösstes Transportunternehmen der Schweiz

SMA

Name	Adresse	Website
SMA	Sonnenallee 1, 34266 Niestetal	www.sma.de/

Beschreibung

Hersteller von Wechselrichter aus Deutschland

Société des Forces Electriques de La Goule

Name	Adresse	Website
Société des Forces Electriques de La Goule	Elec-Route de Tramelan 16, 2610 Saint-Imier	www.lagoule.ch/

Beschreibung

Energieversorgungsunternehmen

Solaredge

Name	Adresse	Website
Solaredge	1 HaMada St., POB 12001, Postal codewww.solaredge.com/4673335, Herzliya, Israel	

Beschreibung

Hersteller von Wechselrichter aus Israel

Solarify

Name	Adresse	Website
Solarify	Hünibachstrasse 77a, 3626 Hilterfingen	www.solarify.ch

Beschreibung

Spezialisiert auf Beteiligungsmodelle zum Bau von Solaranlagen

Solarmax

Name	Adresse	Website
Solarmax	Zur Schönhalde 10, D-89352 Ellzee	www.solarmax.com

Beschreibung

Hersteller von Wechselrichter aus Deutschland

Swiss Solar City

Name	Adresse	Website
Swiss Solar City	Hardstrasse 8, 4052 Basel	www.swiss-solar-city.ch/

Beschreibung

Bauen, besitzen und betreiben Solaranlagen, Contracting

Swissgrid

Name	Adresse	Website
Swissgrid	Bleichemattstrasse 31, 5001 Aarau	www.swissgrid.ch/

Beschreibung

Übertragungsnetzbetreiberin der Schweiz

Swissolar

Name	Adresse	Website
Swissolar	Neugasse 6, CH-8005 Zürich	www.swissolar.ch

Beschreibung

Schweizerischer Fachverband für Solarenergie

TNC Consulting

Name	Adresse	Website
TNC Consulting	General Wille-Strasse 59, 8706 Feldmeilen	www.tnc.ch

Beschreibung

Ingenieurbüro und Beratung

Tourismusverband Pitztal

Name	Adresse	Website
Tourismusverband Pitztal	Unterdorf 18, A- 6473 Wenns,	www.pitztal.com/

Beschreibung

Betreiber von Bergbahnen

Transport publics genevois

Name	Adresse	Website
Transport publics genevois	Route de La-Chapelle 1, 1212 Lancy	www.tpg.ch

Beschreibung

Transportunternehmen des öffentlichen Verkehrs in Genf

Transports publics fribourgeois

Name	Adresse	Website
Transports publics fribourgeois	Postfach 1536, 1701 Freiburg	http://www.pfiffner-et.ch/

Beschreibung

Transportunternehmen

Verkehrsbetriebe Biel

Name	Adresse	Website
VB-TPB	Bözingenstrasse 78, 2501 Biel	www.vb-tpb.ch/

Beschreibung

Transportunternehmen Biel/Bienne

Verkehrsbetriebe Zürichsee und Oberland AG

Name	Adresse	Website
Verkehrsbetriebe Zürichsee und Oberland AG VZO	Zürichsee Binzikerstrasse 2, 8627 Grüningen	www.vzo.ch

Beschreibung

Transportunternehmen

Windwatt

Name	Adresse	Website
Windwatt	Maraîchers 42, 1205 Genève	

Beschreibung

Solar- und Contractingunternehmen

Zermatt Bergbahnen

Name	Adresse	Website
Zermatt Bergbahnen	Schluhmattstrasse 28, 3920 Zermatt	www.matterhornparadise.ch

Beschreibung

Bergbahnen