

Solarstromlösungen für Industrie und Gewerbe



Impressum

Auftraggeber

Region Sarganserland-Werdenberg
Bahnhofplatz 3
9471 Buchs SG

Verfasst durch

Energieagentur St.Gallen GmbH
Kornhausstrasse 25
9000 St.Gallen

Autor Christian Eisenhut
Telefon 058 228 71 95
c.eisenhut@energieagentur-sg.ch

St. Gallen, 15. Februar 2024

Inhalt

Glossar	5
1. Zusammenfassung	6
2. Einleitung	7
2.1. Energiepolitische Zielsetzungen	7
2.2. Ziele und Ablauf der PV-Kampagne	8
2.3. GIS-Analyse.....	8
2.4. Online-Umfrage.....	9
2.5. PV-Partnerunternehmen	10
3. Übersicht Einflussfaktoren auf Wirtschaftlichkeit	11
4. Allgemeine Rahmenbedingungen	12
4.1. Lokale Solarstrahlung und Flächenpotenzial.....	12
4.2. Dachzustand, Statik	13
4.3. Mögliche lokale Veränderungen, weitere Hindernisse	13
4.4. Stromverbrauch, Lastgang.....	13
4.5. Netzanschluss.....	13
4.6. Gesetze, Normen und Richtlinien	14
4.7. Technologie PV-Module und Wechselrichter.....	16
5. Designabhängige Faktoren und Produktionskosten	16
5.1. Anlagengrösse und Groblayout, Modulausrichtung.....	16
5.2. Solarstromproduktion.....	17
5.3. Eigenverbrauchsanteil	18
5.4. Einspeiseleistung, AC-Installationen und Netzverstärkung	19
5.5. Förderbeiträge	20
5.6. Richtpreis (Brutto) und Investitionskosten (Netto)	21
5.7. Kapitalkosten.....	22
5.8. Betriebskosten	22
5.9. Produktionskosten	24
5.10. Biodiversität, PV-Strom und Regenwasserretention auf Flachdächern.....	24
6. Wirtschaftlichkeit	25
6.1. Vermarktungsmöglichkeiten.....	25
6.2. Lokaler Verbrauch.....	26
6.3. Vermarktung Überschussstrom	27

6.4. Finanzieller Ertrag Solarstrom	29
6.5. Amortisationszeit und Rendite	29
7. Realisierungsvarianten	29
7.1. Eigenfinanzierung	30
7.2. Klassisches Solar-Contracting	30
7.3. Contracting ohne Eigenverbrauch (Dachvermietung)	31
7.4. Vergleich	31
8. Beispiel-Berechnung Produktionskosten	32
9. Fazit	33
10. Anhang	34
10.1. Checkliste Gebäudeeigentümer	34

Glossar

EnG	Energiegesetz Bund und Kanton St. Gallen.
EnV	Energieverordnung Bund und Kanton St. Gallen.
GREIV	Einmalvergütung für grosse Anlagen
KLEIV	Einmalvergütung für kleine Photovoltaikanlagen (<100 kWp)
HEIV	Hohe Einmalvergütung für PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch
VNB	Verteilnetzbetreiber
EVU	Energieversorgungsunternehmen
VNB	Verteilnetzbetreiber
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch
LEG	Lokale Elektrizitätsgemeinschaft
VSE	Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
VESE	Verband unabhängiger Energieerzeuger (www.vese.ch)
Globalstrahlung	Gesamte an der Erdoberfläche auf eine horizontale Empfangsfläche auftreffende Solarstrahlung. Sie setzt sich zusammen aus Direktstrahlung und Diffusstrahlung.
Direktstrahlung	Strahlung, die direkt (ohne auf ein Hindernis zu treffen) von der Quelle auf den Ort fällt, wo sie reflektiert, absorbiert oder gestreut wird. Die resultierende nicht direkte Strahlung wird Diffusstrahlung genannt.
Diffusstrahlung	Strahlung, die indirekt von der Quelle zu einem bestimmten Ort gelangt und dazwischen reflektiert resp. gestreut wird.
MPP	Maximum Power Point Tracking: Verfahren, wonach ein Wechselrichter die maximale Leistung aus einer PV-Anlage gewinnt

1. Zusammenfassung

Im Rahmen der Kampagne «Wirtschaftlicher Solarstrom für Industrie- und Gewerbe» wurden im Herbst 2023 acht Objekte mit sehr grossen Dach- und Infrastrukturfleichen in der Region Sarganserland-Werdenberg für die Nutzung des PV-Potenzials untersucht. Nach einer online-Umfrage und einem Interview hat die Energieagentur Faktenblätter zum lokalen PV-Potential erstellt. Die allgemeinen Resultate aus der Kampagne sind in diesem Bericht zusammengefasst.

Die vorgeschlagenen PV-Anlagen haben eine Grösse zwischen 190 kWp und 920 kWp. In der Summe ergibt sich eine installierte Leistung von über 4 MWp und ein durchschnittlicher Jahresertrag von ca. 3.8 GWh, was in der Grössenordnung einem Viertel des aktuellen jährlichen Zubaus in der ganzen Region entspricht.

Eine gute Dachstatik sowie eine qualitativ hochwertige Planung, Ausführung und Inbetriebnahme vorausgesetzt, zeigen die vorgeschlagenen Dachanlagen Produktionskosten zwischen 6 und 9 Rp./kWh. Eine verlässliche Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist im aktuellen Marktumfeld schwierig. Die Amortisationszeit dürfte allerdings zwischen 9 und 12 Jahren liegen.

Das Potential für den Photovoltaik-Ausbau ist sehr gross, dessen Nutzung für die Erreichung der nationalen und kantonalen Ziele entscheidend. Der vorliegende Bericht zeigt, wie der PV-Ausbau auf Industrie- und Gewerbedächern entscheidend dazu beiträgt, die Ausbauziele rasch zu erreichen.

2. Einleitung

Die Solartechnologien entwickeln sich rasant und die Solarstromerzeugung im Gebäudepark ist heute eine Selbstverständlichkeit. Insbesondere grosse PV-Anlagen auf Industrie- und Gewerbebetrieben sind meist ökonomisch besonders attraktiv.

In den letzten 10 Jahren hat sich die Photovoltaik von einer der teuersten zu einer der kostengünstigsten Technologien zur lokalen Stromerzeugung entwickelt. Die Technik ist ausgereift, skalierbar und bietet vielfältige Möglichkeiten, um das grosse Potenzial voll auszuschöpfen. Auch die gesetzlichen Rahmenbedingungen haben sich stetig zugunsten neuer Möglichkeiten der lokalen Stromproduktion verändert.

Beispielhaft für die Region ist in Abbildung 1 die Zunahme der installierten PV-Leistung für die Gemeinden der Region dargestellt. Die Zubaurate lag 2023 bei ca. 15 MWp pro Jahr und soll mittelfristig noch weiter zunehmen. Die Abflachung am Ende des Kurvenverlaufs ist darauf zurückzuführen, dass noch nicht alle Anlagen in der Statistik erfasst sind.

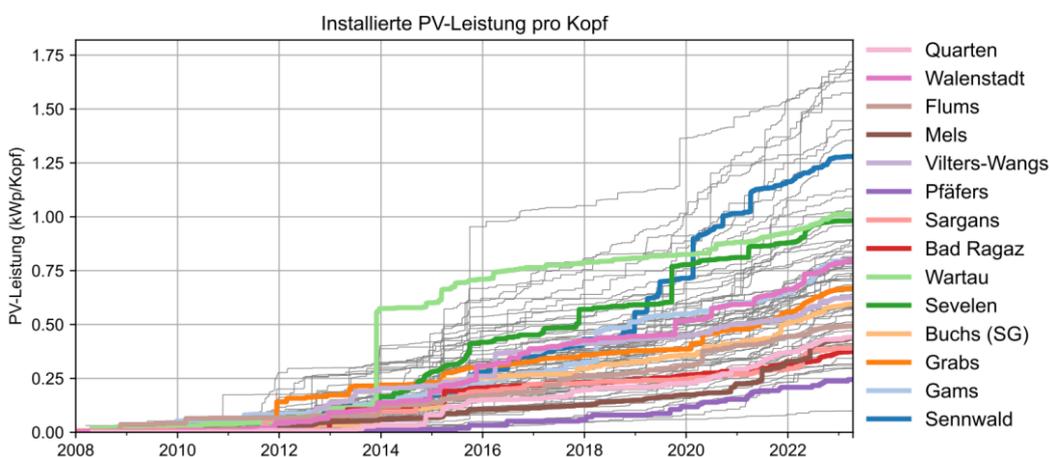


Abbildung 1: Zunahme installierte PV-Leistung pro Kopf für die Gemeinden in der Region Sarganserland- Werdenberg (farbig) und die restlichen Gemeinden im Kanton St.Gallen (grau) (opendata.swiss, Elektrizitätsproduktionsanlagen)

2.1. Energiepolitische Zielsetzungen

Auch der Kanton St.Gallen forciert den Ausbau erneuerbarer Energien in seinem Energiekonzept. Zwischen 2021 und 2030 soll die jährliche Produktion erneuerbarer Wärme um 600 GWh und die Produktion von erneuerbarem Strom um 500 GWh zunehmen. Die Windenergie soll dazu mehr als 80 GWh, die Photovoltaik mehr als 400 GWh beitragen. Mit Blick auf die im Mantelerlass ambitionierten Zielsetzungen (Volksabstimmung am 9. Juni 2024) zum Ausbau erneuerbarer Energien wird der Kanton St.Gallen die Ziele aus dem Energiekonzept vermutlich anpassen müssen.

Die Grundlagen dieser Kampagne konnten im Rahmen der Massnahme SG-14 aus dem St.Galler Energiekonzept (PV-Stromproduktion auf grossen Flächen) erarbeitet werden, eine ähnliche Kampagne wurde bereits in der Region Zürichsee-Linth durchgeführt.

Für die Forcierung des PV-Ausbaus spielen geeignete Dächer auf Industrie- und Gewerbegebäuden eine entscheidende Rolle.

2.2. Ziele und Ablauf der PV-Kampagne

Um den raschen Ausbau auf den grössten geeigneten Flächen von Industrie- und Gewerbeliegenschaften zu unterstützen, führten die Energieagentur St.Gallen und die Region Sarganserland-Werdenberg im Herbst 2023 die regionale Kampagne «Solarstromlösungen für Industrie und Gewerbe» durch.

An zwei öffentlichen Informationsveranstaltungen vom 13. Dezember in Sargans und 18. Januar in Buchs SG wurden die wichtigsten Ergebnisse sowie mögliche Beteiligungs- und Absatzmöglichkeiten vorgestellt. Dieser Bericht fasst die allgemeinen Ergebnisse und Hilfestellungen aus der Kampagne zusammen.

Als Ziel sollen Möglichkeiten und Erfolgsfaktoren zur Realisierung grosser PV-Anlagen aufgezeigt werden:

- Unterstützung und Forcierung PV-Ausbau auf den grössten geeigneten Flächen von Industrie- und Gewerbeliegenschaften in der Region Sarganserland-Werdenberg
- Aufzeigen der relevanten Rahmenbedingungen, Entscheidungsgrundlagen, Finanzierungsvarianten und Lösungsvorschlägen für konkrete Objekte
- Neutrale Hilfestellung im Entscheid «make or buy» resp. Eigenfinanzierung oder Contracting-Lösung

Aufbauend auf der Erfahrung aus den Kampagnen im St.Galler Rheintal im Jahr 2020 und der Kampagne in der Region Zürichsee-Linth 2022/2023 wurde folgendes Vorgehen gewählt:

- GIS-Analyse: Aufzeigen der Flächen mit grösstem Potenzial
- Suche Kontaktdaten und Online-Umfrage
- Auswertung der Umfrage, Klärung Bereitschaft bei Industrie- und Gewerbebetrieben, ergänzende Online-Interviews durch Energieagentur
- Dialog mit einzelnen Verteilnetzbetreibern zu Rahmenbedingungen der Netzintegration
- Erstellung Faktenblätter durch Energieagentur
- Ergänzende Lösungsvorschläge und Richtofferten durch PV-Partnerunternehmen
- 2 Informationsveranstaltungen in der Region: Vorstellung allgemeine Ergebnisse und Vermarktungsmöglichkeiten
- Projektbericht: Zusammenfassung der Kampagne, allgemeine Ergebnisse und Hilfestellungen

2.3. GIS-Analyse

Eine GIS-Analyse basierend auf Daten aus www.sonnendach.ch (opendata.swiss, Eignung von Hausdächern für die Nutzung von Sonnenenergie) sowie der bereits installierten PV-Anlagen (opendata.swiss, Elektrizitätsproduktionsanlagen) erlaubte für die Gemeinden der Region Sarganserland-Werdenberg die Lokalisierung von über 80 vielversprechenden Dachflächen (vgl. Abbildung 2).

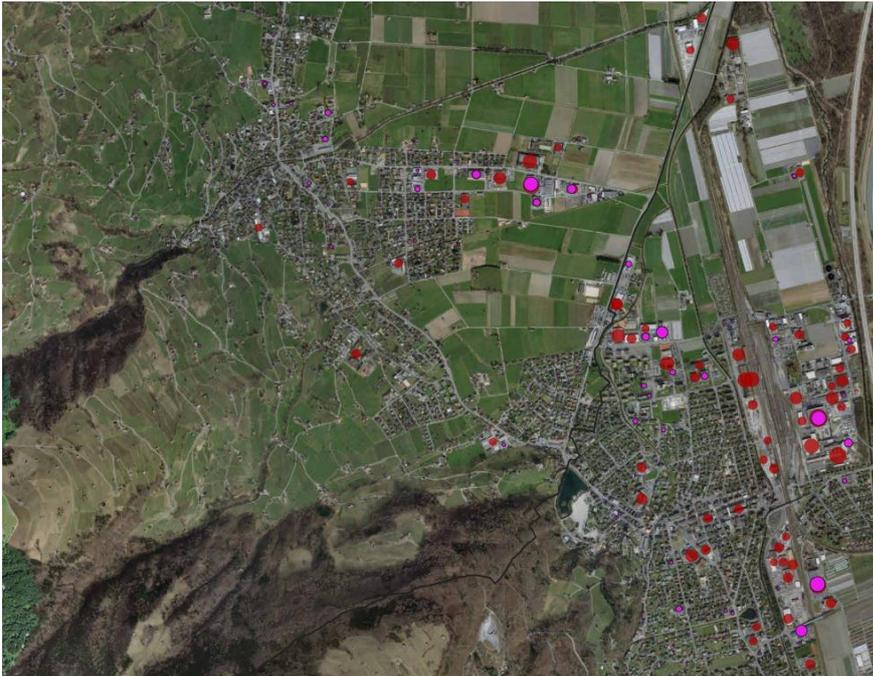


Abbildung 2: Ausschnitt aus GIS-Analyse (rote Kreise: Dachpotenzial, Kreise in Pink: bereits realisiertes Potenzial)

Die Dächer wurden mittels folgender Vorgehensweise bestimmt:

1. Priorisierung anhand der Dachfläche (Grösse) und theoretischem Solarpotential (kumulierte Solarstrahlung)
2. Betrachtung über Q-GIS, Vergleich der grössten Objekte und Suche Kontaktdaten mit Google-Maps, map.geo.admin.ch und Geoportal

Im Rahmen der Kampagne wurden in der GIS-Analyse Objekte nach dem Top-Down Prinzip (grösste Objekte zuerst) für die Online-Umfrage ausgewählt. Folgende Kriterien dienten zusätzlich zur Priorisierung des Versandes der Online-Umfrage:

- Vorschlag aus der Fachgruppe Energie der Region Sarganserland-Werdenberg
- bekannte Kontakt-Adresse und Kontaktperson

Die Betrachtung von rund 80 Dächern führte so zu über 40 vielversprechenden Objekten, für die eine Umfrage (vgl. nächster Abschnitt) verschickt wurde.

2.4. Online-Umfrage

Mittels findmind.ch wurde für die oben erwähnten Objekte eine online-Umfrage durchgeführt. Die Umfrage diente der Klärung folgender Fragen:

- Klärung, ob bereits eine PV-Anlage geplant oder in Betrieb ist
- Klärung, ob PV-Anlage grundsätzlich denkbar ist
- Angabe, ob Gebäudeeigentümer eigene PV-Anlage wünschen oder das Dach allenfalls auch Dritten zur Verfügung stellen würden
- Angaben zum Lastprofil, zum jährlichen Stromverbrauch und zur absehbaren Entwicklung des Strombedarfs
- Einverständnis zur Publikation des Firmennamens
- Einverständnis, dass im Rahmen der Kampagne Lösungsvorschläge erarbeitet werden dürfen

Aus den Umfragen resultierten 8 Objekte, für die im Rahmen der Kampagne Online-Interviews durchgeführt, Daten gesammelt und Faktenblätter erstellt wurden (vgl. Abbildung 3).

In weiteren Feedbacks aus der online-Umfrage wurde klar, dass PV-Anlagen auf den besten Flächen der Region in vielen Fällen bereits realisiert, in Planung oder zumindest angedacht sind. Falls dies nicht der Fall ist, liegt meist einer der folgenden Gründe vor:

- Ungenügende Dachstatik resp. anstehende Dachsanierung
- Unklare mittelfristige Entwicklung des Areals, ev. Umnutzung oder Erweiterung/Aufstockung
- Starke lokale Verschattung
- Eigentumsverhältnisse, lange Entscheidungswege



Abbildung 3: Verteilung der Objekte, für die im Rahmen der Kampagne Faktenblätter erstellt wurden

2.5. PV-Partnerunternehmen

Die folgenden Firmen konnten im Rahmen der Kampagne als Partnerunternehmen gewonnen werden (vgl. Abbildung 4):

- Edion AG, Trübbach
- EW Sennwald Genossenschaft
- Feuz Gebäudetechnik GmbH, Trübbach
- Heizplan AG, Gams
- Lippuner EMT AG, Grabs
- WEW Walenstadt



Abbildung 4: Beteiligte Partnerunternehmen

3. Übersicht Einflussfaktoren auf Wirtschaftlichkeit

Abbildung 5 zeigt neben den allgemeinen Rahmenbedingungen (links) die wesentlichen Zusammenhänge und wichtigsten Einflussfaktoren auf die Produktionskosten (orange) sowie die Wirtschaftlichkeit (Amortisationszeit und Rendite).

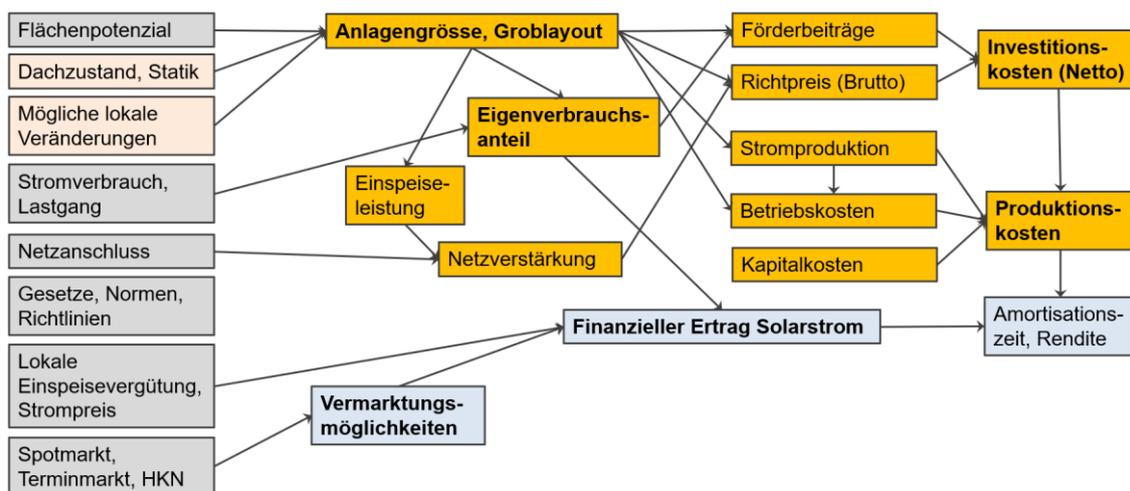


Abbildung 5: Allgemeine Rahmenbedingungen (links) und Zusammenhänge der wichtigsten Einflussfaktoren auf die Produktionskosten und Wirtschaftlichkeit von grossen PV-Anlagen

Aus der online-Umfrage und dem Interview konnte für die untersuchten Objekte ein Faktenblatt erstellt werden, welches die wesentlichen Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren auf die Produktionskosten übersichtlich darlegt. Eine genügende Dachstatik und Datenqualität des Stromverbrauches vorausgesetzt, können die mögliche Anlagengrösse, der Eigenverbrauchsanteil, die Stromproduktion und letztlich über die Investitions- und Betriebskosten die Produktionskosten (Produktionskosten) relativ einfach und mit überschaubarem Risiko abgeschätzt werden.

Schwieriger wird die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit (Amortisationszeit, Rendite), da diese von schwierig vorhersehbaren Faktoren abhängt.

Die folgenden Abschnitte fassen die wichtigsten Fakten und Erkenntnisse zu den einzelnen Einflussfaktoren zusammen.

4. Allgemeine Rahmenbedingungen

Dieser Abschnitt beleuchtet die wichtigsten allgemeinen Rahmenbedingungen aus Abbildung 5, die für die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage massgebend sind.

4.1. Lokale Solarstrahlung und Flächenpotenzial

Mit PV-Anlagen können grundsätzlich überall in der Schweiz attraktive Erträge realisiert werden. Die auf einem Quadratmeter (horizontal) einfallende Sonneneinstrahlung (Globalstrahlung als Summe der Direktstrahlung und Diffusstrahlung) beträgt in den meisten Regionen der Schweiz zwischen 1000 und 1500 kWh pro m² und Jahr, (vgl. Abbildung 6).

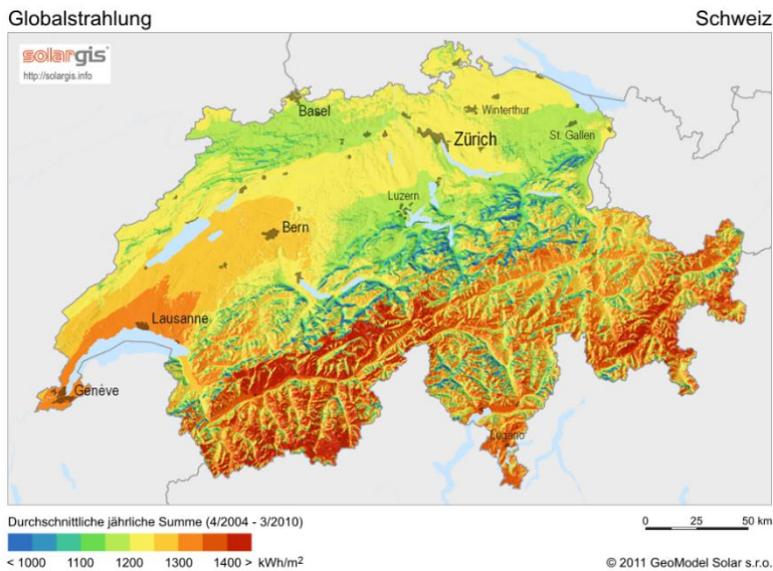


Abbildung 6: Übersicht Globalstrahlung Schweiz (Quelle: solargis © 2011 GeoModel Solar s.r.o.)

Die Globalstrahlung setzt sich in den meisten bewohnten Gebieten der Schweiz ca. zur Hälfte aus Diffusstrahlung und Direktstrahlung zusammen. Eine Nachführung der Panels (Tracking) nach der Sonne lohnt sich deshalb finanziell in der Schweiz nur in speziellen Situationen.

Besonders die Exposition, Höhenlage und das lokale Klima beeinflussen die Globalstrahlung. Verschiedene Tools wie das in der Kampagne eingesetzte und frei nutzbare PV-Gis (siehe unten) berücksichtigen diese Faktoren.

Für den standortspezifischen PV-Ertrag spielt zusätzlich die Neigung, Ausrichtung und Beschattung aufgrund des Horizonts, benachbarter Gebäude und Vegetation eine grosse Rolle.

Nicht nur die besten geeigneten Dachflächen gegen Süden eignen sich, sondern ebenso Flachdächer, Dächer und Fassaden von Ost- über Süd- bis West-Exposition (vgl. Abschnitt 5.1).



Tool PV-Gis: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> ermöglicht für einen bestimmten Standort die Berechnung des spezifischen Solarertrags und bietet eine gute Visualisierung des Jahresgangs, Optimierung des Neigungswinkels und Visualisierung der Verschattung durch den Horizont (Berücksichtigung der lokalen Topographie). Ausserdem lässt sich der Tagesverlauf der PV-Produktionsleistung berechnen.

4.2. Dachzustand, Statik

Ein vielversprechendes Dachpotenzial vorausgesetzt, werden Unsicherheiten in der Dachstatik oder ältere Dächer, die offensichtlich den Statik-Anforderungen einer zusätzlichen Last durch eine PV-Anlage nicht genügen, oft als Grund für ein Scheitern eines potenziellen PV-Projektes genannt. So war es im Rahmen der Kampagne bei 2 Objekten klar, dass eine Dachsanierung eine Voraussetzung für ein PV-Projekt ist.

Wird die Sanierung ohnehin notwendig, bietet ein PV-Projekt verschiedene Vorteile. Neben einigen Synergien (temporäre Arbeitssicherheit, Dach-Anpassungen und elektrische Durchführungen) kann beispielsweise bei geschickter Vertragsausgestaltung im Solar-Contracting u.U. ein Teil der Dachsanierung über den Ertrag aus der Dachvermietung finanziert werden (vgl. Abschnitt 7.3).

Die zusätzliche Dachlast, die eine PV-Anlage verursacht (Systemgewicht), liegt zwischen 15 und 23 kg/m² und hängt stark vom Montagesystem ab. Das zusätzliche Gewicht im Falle einer Schwerlastfundation auf Flachdächern kann dabei teilweise durch Entfernung von Substrat resp. Nutzung des Substrats als Schwerlast kompensiert werden.

4.3. Mögliche lokale Veränderungen, weitere Hindernisse

Unsicherheiten in der mittelfristigen Entwicklung am Standort (bauliche Veränderung, Aufstockung, Erweiterung, ...) können ebenfalls zum Scheitern eines potenziellen PV-Projektes führen.

Ist die Kontinuität in einem Zeitfenster von 20-30 Jahren jedoch gewährleistet, sind es manchmal komplexe Eigentumsverhältnisse und lange Entscheidungswege in grösseren Firmen, die einen Projekterfolg behindern. Eine Contracting-Lösung mit klaren und einfachen Schnittstellen kann diesbezüglich hilfreich sein (vgl. Abschnitt 7.2). Die Gebäude-Eigentümerschaft kann von lokalem Solarstrom profitieren, ohne dabei etwas mit der Erstellung, der Finanzierung und dem Betrieb der PV-Anlage zu tun zu haben.

4.4. Stromverbrauch, Lastgang

Werden an einem Standort die Kriterien in den obigen Abschnitten positiv beurteilt, steht einem PV-Projekt grundsätzlich nichts im Wege. Eine wichtige Grösse ist die Kenntnis des lokalen Stromverbrauches, nach Möglichkeit als Lastgang (Strombedarf resp. elektrische Leistung im Tages- und Jahresverlauf). Dieser kann beim lokalen Energieversorger eingefordert werden resp. liegt in vielen Grossbetrieben ohnehin vor. Zusammen mit den berechneten Produktionszahlen (vgl. Abschnitt 4.1) lässt sich der Eigenverbrauchsanteil des Solarstromes abschätzen. Je genauer die Lastgangdaten vorliegen, desto besser lässt sich der Eigenverbrauchsanteil rechnerisch bestimmen. Ist nur der gesamte Stromverbrauch ungefähr bekannt, lässt sich der Eigenverbrauchsanteil über den Solarstromanteil abschätzen (vgl. Abschnitt 5.3).

4.5. Netzanschluss

Auf dem Areal von Industriebetrieben und grösseren Gewerbebetrieben sind idealerweise bereits eine (oder mehrere) Trafo-Stationen vorhanden und eine Integration des PV-Stromes auf der Niederspannungsebene mit verhältnismässig kurzen Wegen möglich. Dieser Idealfall liegt bei einigen grossen Objekten glücklicherweise vor, weshalb die Kosten der AC-Installation oder notwendigen Netzverstärkung vom Wechselrichter bis zum Verknüpfungspunkt des Netzes nicht stark ins Gewicht fallen. Anders verhält es sich bei vielen Gewerbebetrieben oder Objekten in der Landwirtschaft mit langen Wegen zum Verknüpfungspunkt und allfälligen notwendigen Netzverstärkungen.

In der vorliegenden Kampagne lag für drei Objekte bereits eine Trafo-Station in unmittelbarer Nähe resp. auf dem Firmengelände vor, in den anderen Objekten sind Massnahmen zur Netzverstärkung oder bewusste Abregelung der Einspeiseleistung notwendig. Da die Massnahmen zum Netzanschluss u.U. im Verhältnis zu den gesamten Investitionskosten einen grossen Kostentreiber darstellen, ist ein guter Dialog zwischen PV-Unternehmen und Netzbetreiber für pragmatische und kostengünstige Lösungen wichtig. Diese Thematik wird in Abschnitt 5.4 detaillierter beschrieben.

4.6. Gesetze, Normen und Richtlinien

Für die Anwendung der Photovoltaik sind auf Gesetzes- und Verordnungsebene verschiedene Abschnitte relevant. Die wichtigsten Punkte sind dabei:

a. Bund

Die Bedingungen für die Einspeisung und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien sind in der Schweiz im Bundesgesetz verankert. Es kommen insbesondere das Energiegesetz (EnG) und das Stromversorgungsgesetz (StromVG) zur Anwendung. Wichtige Befugnisse liegen ausserdem beim Bundesrat und bei der eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom.

a.I. Energiegesetz (EnG) und Energieverordnung (EnV)

Das aktuelle Energiegesetz trat am 1.1.2018 in Kraft und soll mit dem Mantelerlass per 1.1.25 grundlegend überarbeitet werden (Volksabstimmung am 9. Juni 2024).

Der lokale Verteilnetzbetreiber (VNB) ist verpflichtet, die dezentrale Stromproduktion im Netz abzunehmen und zu vergüten. Allerdings gibt es markante Unterschiede in den Einspeisetarifen, die ein Produzent vom VNB für den Solarstrom erhält, vgl. www.pv-tarif.ch. Grundsätzlich steht es jedem PV-Produzenten offen, den eingespeisten Strom einem anderen Abnehmer zu verkaufen.

a.II. Stromversorgungsgesetz (StromVG) und Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Das Stromversorgungsgesetz schafft die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung und einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt. Der Fokus liegt auf dem Netz und dessen Schnittstellen.

- Freier Marktzugang für Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100MWh
- Ab 2018 wird bei PV-Anlagen grösser 30kVA nicht mehr von Lastgangmessungen, sondern von «intelligenten Messsystemen» (Smart-Meters) gesprochen. Die Kosten dafür sind neu den Netzkosten anzurechnen (vgl. Merkblatt Lastgangmessung, www.swissolar.ch)

Auch das Stromversorgungsgesetz soll mit dem Mantelerlass grundlegend überarbeitet werden.

a.III. Revision von Energiegesetz und Stromversorgungsgesetz (Mantelerlass)

Der Mantelerlass wurde im Herbst 2023 vom Parlament verabschiedet und im Januar 2024 kam das Referendum zu Stande. Am 9. Juni 2024 wird die Volksabstimmung stattfinden. Der Mantelerlass dient im Wesentlichen der Stärkung der Versorgungssicherheit, dem beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren (Netto-Null-Ziel), der Stärkung der Energieeffizienz und der Systemintegration dezentraler Energiequellen (Innovation Netze). Die wichtigsten Punkte, die für Photovoltaik relevant sind, können aktuell (noch ohne Kenntnisse der Verordnung) folgendermassen zusammengefasst werden:

- Ambitioniertere Ausbauziele → Zielwert 2035: 35 TWh, davon ca. 30 TWh aus PV (aktuell ca. 5 TWh)
- Vergütungsmodelle: Für Anlagen bis 150 kWp mit Minimalvergütung, ab 150 kWp Wahl zwischen gleitender Marktprämie oder Einmalvergütung

- Solarpflicht für alle neuen Gebäude und anrechenbarer Gebäudefläche > 300 m²
- Netzverstärkungen: für Anschlussleistungen ab 50 kW werden Kosten bis zu bestimmtem Maximum von Allgemeinheit getragen
- Virtuelle ZEV & Lokale Energiegemeinschaften LEG
- Kein Netznutzungsentgelt für Batteriespeicher
- VNB können Flexibilität netzdienlich nutzen (z.B. Abregelung)

a.IV. Raumplanungsgesetz (RPG) und Raumplanungsverordnung (RPV)

Seit dem 1.5.2014 braucht es gemäss Art. 18a RPG für sogenannt «genügend angepasste» Solaranlagen in Bau- und Landwirtschaftszonen keine Baubewilligung mehr. Eine Meldung bei der Baubehörde reicht aus. Die Umsetzung des Artikels ist in der Raumplanungsverordnung (RPV) in den Artikeln 32a und 32b geregelt. Seit 1.7.2022 gelten ausserdem gewisse Anlagen ausserhalb der Bauzone als standortgebunden. Bilden beispielsweise PV-Anlagen mit längerfristig bestehenden Bauten oder Anlagen optisch eine Einheit, wird eine Baubewilligung möglich sein.

b. Kanton St.Gallen (Kantonales Energiegesetz (EnG))

Der VI. Nachtrag zum Energiegesetz trat am 1. Juli 2021 in Kraft, womit die Musterenergievorschriften der Kantone (MuKE 2014) ins Gesetz integriert wurden.

Zusammenfassend mit dem Fokus PV (Eigenstromerzeugung bei Neubauten Teil E) sind darin die folgenden Bestimmungen enthalten:

- Neubauten versorgen sich ganzjährig möglichst selbst mit Wärmeenergie und zu einem angemessenen Anteil mit Elektrizität.
- Am, auf oder um das Gebäude muss Strom erzeugt werden: Erforderliche Leistung der Anlage: min. 10 W / m² EBF (Bei PV-Anlage gilt Summe der DC-Nennleistung der Module)
- Es ist nicht zwingend erneuerbare Elektrizität gefordert, aber in der Praxis wird es vorwiegend PV-Strom sein.
- Es werden nie mehr als 30 kWp pro Gebäude verlangt.

c. Richtlinien und Normen

Über den Branchenverband Swissolar (www.swissolar.ch) finden Fachleute, PV-Unternehmer und Bauherren aktuelle Informationen in zahlreichen Publikationen, Leitfäden und Richtlinien. Einen Überblick über relevante Normen gibt das Swissolar-Merkblatt «Sammlung von anwendbaren Vorschriften»¹.

¹ <https://www.swissolar.ch/de/wissen/planung-umsetzung/normen-und-vorschriften>

4.7. Technologie PV-Module und Wechselrichter

Wurden früher bei grossen PV-Anlagen mehrheitlich polykristalline Module eingesetzt, so gehören seit einigen Jahren monokristalline Module mit Wirkungsgraden über 20 % und Modulleistungen zwischen 360 und 400 Wp zum Standard. In den letzten Jahren haben die Modul-Hersteller die Verluste stetig minimiert und die Modulleistungen maximiert, was besonders durch die Halbzellen-Technologie (Half-Cut) und dem Trend zu grösseren Zellen (und damit tendenziell zu etwas grösseren Modulen) erreicht wurde. Beim direkten Vergleich der Modul-Leistung ist also Vorsicht geboten, da sich die Module in der Grösse deutlich unterscheiden können.

Bei Wechselrichtern für PV-Anlagen auf grossen Dächern lässt sich ein Trend zu immer grösseren Multistrang-Wechselrichtern (Leistungsbereich 50 kVA – 150 kVA) mit stark integrierter Funktionalität (zahlreiche MPP resp. String-Anschlüsse, Schutzfunktionalität auf DC- und AC-Seite, ...) feststellen. Mit Blick auf den weiteren starken PV-Ausbau werden Wechselrichter bezüglich Netzstabilität mittel- und längerfristig eine noch grössere Rolle spielen, beispielsweise durch:

- die Möglichkeit einer aktiven Blindleistungsregelung als Beitrag zur Spannungsstabilität
- die Möglichkeit einer dynamischen Wirkleistungsreduktion, um die Kosten für den Netzausbau minimal zu halten und trotzdem den maximalen PV-Ertrag zu erzielen
- die Möglichkeit einer optimalen Ausnutzung von Flexibilität (Lastmanagement)

5. Designabhängige Faktoren und Produktionskosten

5.1. Anlagengrösse und Groblayout, Modulausrichtung

Im Rahmen der Kampagne wurde für die untersuchten Objekte in den Faktenblättern das Flächenpotenzial mittels PV-GIS abgeschätzt. Ein Beispiel von Inputdaten ist in Abbildung 7 dargestellt, die errechneten Erträge und Leistungsverläufe dafür zeigt Abbildung 9 in Abschnitt 5.2.

Nr.	Beschreibung	Fläche [m ²]	Leistung [kW _p]	Spezifischer Ertrag [kWh/kW _p]	Orientierung (Azimuth) [°]	Neigungs- winkel [°]
1	Süd-Trakt, Süddach	400	80	1102	26.0	17.0
2	Süd-Trakt, Norddach	400	80	807	-154.0	17.0
3	Nord-Trakt, Süddach	400	80	1125	26.0	23.0
4	Nord-Trakt, Norddach	400	80	741	-154.0	23.0
5	Ost-Trakt, Süddach	190	38	1088	26.0	14.0
6	Ost-Trakt, Norddach	170	34	841	-154.0	14.0
Gesamt		1960	392	949		

Abbildung 7: Beispiel-Zusammenstellung aus einem Faktenblatt für das Dachpotenzial von 6 Dachflächen

Die Ausrichtung der Module ergibt sich in vielen Fällen aus der Geometrie (Ausrichtung und Neigung) des Daches. Bei Flachdächern gibt es, je nach Montagesystem, mehrere Freiheitsgrade in der Anordnung der Module. Die Wahl der Anordnung und Ausrichtung der Module gehört zu den wichtigsten Design-Entscheidungen und ist zentral für den jährlichen Solarertrag.

Nachfolgende Ausführungen erlauben eine einfache Abschätzung des Ertrages.

Wie in Abbildung 6 gezeigt, liegt in der Region Sarganserland-Werdenberg die auf eine horizontale Fläche von 1 m² pro Jahr einfallende Solarstrahlung üblicherweise bei 1200 kWh (stark abhängig von lokaler Verschattung aufgrund des Horizonts).

Abbildung 8 zeigt, wie dieser Strahlungsertrag auf Flächen in der geneigten Ebene umgerechnet werden kann. Eine Süd-Ost-Fassade beispielsweise ermöglicht 75% der horizontalen Globalstrahlung, also 900 kWh/m² und Jahr- ein optimales Süd-Dach liefert im Vergleich zur Horizontalen eine 15% höhere Ausbeute auf derselben Fläche.

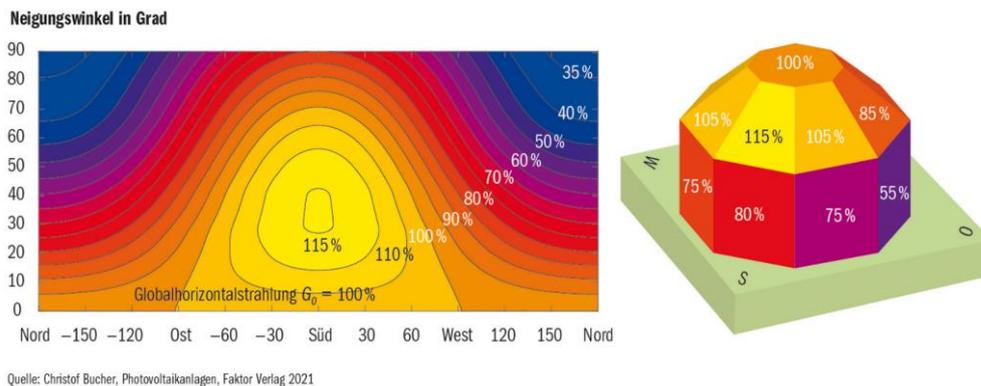


Abbildung 8: Umrechnung der Globalhorizontalstrahlung auf die Globalstrahlung in der geneigten Ebene für das Schweizer Mittelland

Mit der Modulfläche A , dem Modulwirkungsgrad η und der Leistung bei Standard-Bedingungen (1000 W/m^2) kann die Anlagenleistung P bestimmt werden:

$$P = A \cdot \eta \cdot 1000 \text{ W/m}^2$$

Für den PV-Ertrag (jährliche PV-Energieerzeugung) einer Anlage mit einer bestimmten installierten Leistung (kWp) müssen schliesslich mit der Performance-Ratio PR die Verluste in der ganzen Erzeugung (Teilabschattung, Verschmutzung, Reflexion, Temperatur, Mismatch, Kabelverluste, Wechselrichter, Störungen) mitberücksichtigt werden. Die PR beträgt üblicherweise 75-80%, was in der Region Sarganserland-Werdenberg zu spezifischen jährlichen PV-Erträgen von 900-950 kWh pro installiertem kWp in der Horizontalen führt. Abbildung 8 macht auch deutlich, dass die auf Flachdächern mittlerweile häufig angewendeten Ost-West Anordnungen mit Neigungen von mind. 10 Grad (Selbstreinigungseffekt) einen sehr guten spezifischen Ertrag zeigen.

5.2. Solarstromproduktion

Nebst den möglichen Flächen und PV-Leistungen (vgl. Beispiel in Abbildung 7) wurde in den Faktenblättern mittels PV-GIS (vgl. Abschnitt 4.1) die zu erwartende monatliche PV-Erzeugung (Abbildung 9) sowie die zu erwartenden Leistungen im Tagesverlauf (Abbildung 10) berechnet.

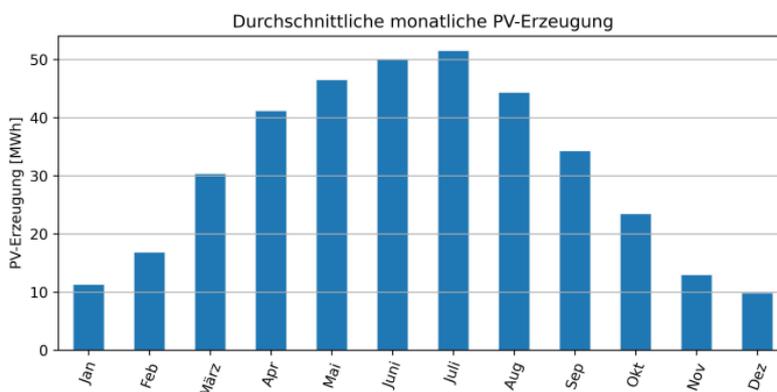


Abbildung 9: Durchschnittliche monatliche PV-Erzeugung

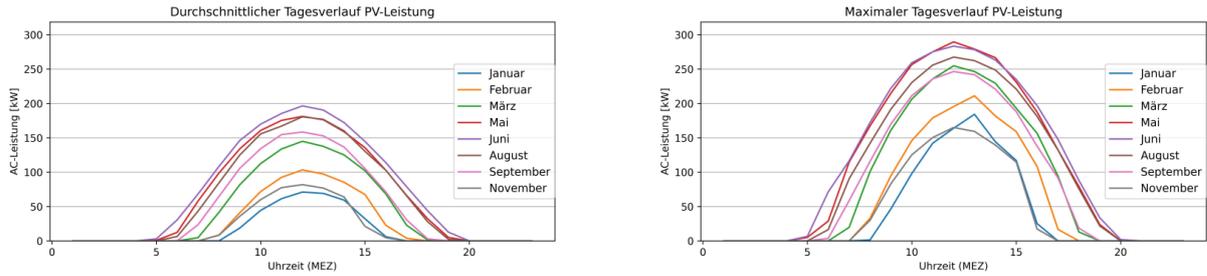
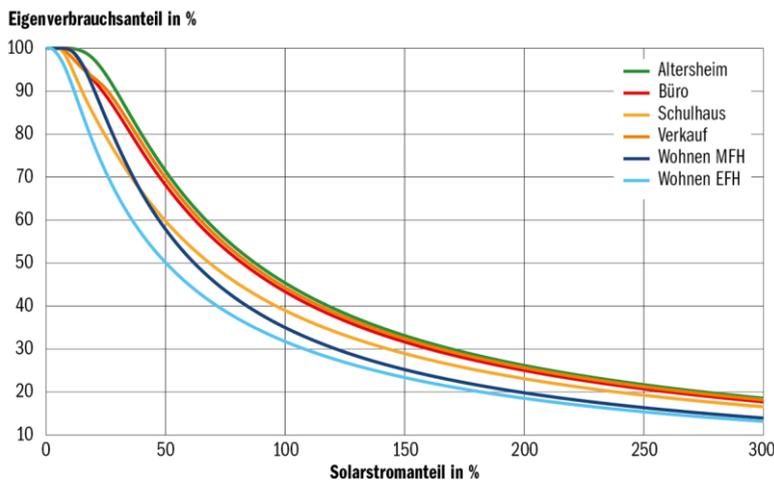


Abbildung 10: Mittlerer und maximaler Tagesverlauf der PV-Leistung

Das frei verfügbare Tool berücksichtigt bewährte Modelle für die lokale Solarstrahlung im Tages- und Jahresverlauf, für die Verschattung aufgrund des Horizonts, den Tagesgang der Temperatur und Reflexionsverluste. Basierend auf einem Groblayout lassen sich so verlässliche Aussagen zur Anlagengrösse, zur Solarstromproduktion und zur maximalen PV-Leistung berechnen. Wie in Abbildung 5 dargestellt sind dies entscheidende Faktoren für die Produktionskosten.

5.3. Eigenverbrauchsanteil

Der Eigenverbrauchsanteil beschreibt, welcher Prozentsatz des produzierten PV-Stroms direkt in der Liegenschaft verbraucht werden kann. Er hängt sehr stark ab vom solaren Deckungsgrad, d.h. dem jährlichen PV-Ertrag im Verhältnis zum jährlichen Stromverbrauch der Liegenschaft. Abbildung 11 zeigt diesen Zusammenhang für typische Verbrauchscharakteristika von verschiedenen Wohn- und Dienstleistungsgebäuden. Ist der Lastgang der Liegenschaft bekannt, kann der Eigenverbrauchsanteil relativ genau abgeschätzt werden. Selbst wenn nur der Solarertrag und der Jahresstromverbrauch bekannt sind, kann über den Solarstromanteil in Abbildung 11 der Eigenverbrauchsanteil abgeschätzt werden.



Quelle: Christof Bucher, Photovoltaikanlagen, Faktor Verlag 2021

Abbildung 11: Üblicher Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit des Solarstromanteils (Verhältnis jährliche PV-Produktion zu jährlichem Strombedarf)

Die untersuchten Objekte zeigten folgende Charakteristika:

- Hoher Eigenverbrauchsanteil: 3 Objekte mit sehr tiefem Solarstromanteil (PV-Produktion im Verhältnis zum lokalen Strombedarf klein): Der Eigenverbrauchsanteil liegt bei diesen Objekten bei 90% oder sogar nahe 100%. Es ist offensichtlich, dass in diesem Fall eine

direkte Nutzung des eigenen Solarstromes anzustreben ist- unabhängig ob dies mit einem klassischen Solar-Contracting (Abschnitt 7.2) oder in Eigenfinanzierung der Anlage (Abschnitt 7.1) erfolgt. Praktisch der gesamte PV-Strom kann zu Produktionskosten resp. zum vereinbarten Tarif genutzt werden, für diesen Teil wird der Strombezug eingespart.

- Mittlerer Eigenverbrauchsanteil: Bei 2 Objekten liegt der aktuelle resp. mittelfristig erwartete Solarstromanteil im Bereich von 100%. Im Jahresverlauf wird also in etwa diejenige Strommenge erzeugt, wie lokal in der Summe verbraucht wird. Der Eigenverbrauchsanteil liegt erwartungsgemäss zwischen 30% und 45% und Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils zeigen in vielen Fällen eine deutliche Wirkung.
- Tiefer Eigenverbrauchsanteil: Bei 3 Objekten ist der lokale Stromverbrauch deutlich tiefer als die potenzielle Solarstromproduktion- ein hoher Solarstromanteil von über 300% resultiert so in einem tiefen Eigenverbrauchsanteil im Bereich von 10%. Hier macht es Sinn, den erzeugten PV-Strom direkt ins Netz einzuspeisen und von der hohen Einmalvergütung zu profitieren (Abschnitt 5.5). Wer die Anlage nicht selbst finanzieren möchte, kann beispielsweise das Dach vermieten (Abschnitt 7.3). Weiter

5.4. Einspeiseleistung, AC-Installationen und Netzverstärkung

Wie in Abschnitt 4.5 erwähnt, ist der Netzanschluss bei einigen im Rahmen der Kampagne untersuchten Objekte dank lokalen Trafo-Stationen bereits stark genug dimensioniert. Bei grossen Anlagen in der Industrie fallen so Mehraufwände für die Netzverstärkung zu Lasten des Anlagen-Betreibers häufig weniger stark ins Gewicht.

a. Herausforderung

Erfolgt die Netzeinspeisung im Niederspannungsnetz, kann die maximal mögliche Einspeiseleistung abhängig von der Distanz zur Nächsten Trafostation, von der Dimensionierung der Kabel und des Trafos sowie von der bereits existierenden Netzbelastung sehr unterschiedlich sein. Von wenigen kW bei schwach dimensionierten oder bereits stark belasteten Netzen bis zu Grössenordnungen von 250 kW in unmittelbarer Nähe zu grossen Transformatoren betragen.

b. Beispiel mit Begrenzung der Wechselrichterleistung

Eine in Gewerbebetrieben häufige Situation zeigt Abbildung 12. Beispielhaft wäre auf dem Dach eine Installation von 550 kWp möglich, die Einspeisung beim Hausanschlusskasten (HAK) darf im Beispiel jedoch nicht grösser als 150 kW sein. Solche oder ähnliche Voraussetzungen dürfen nicht dazu führen, dass Projekte sistiert werden, wie nachfolgend dargelegt.

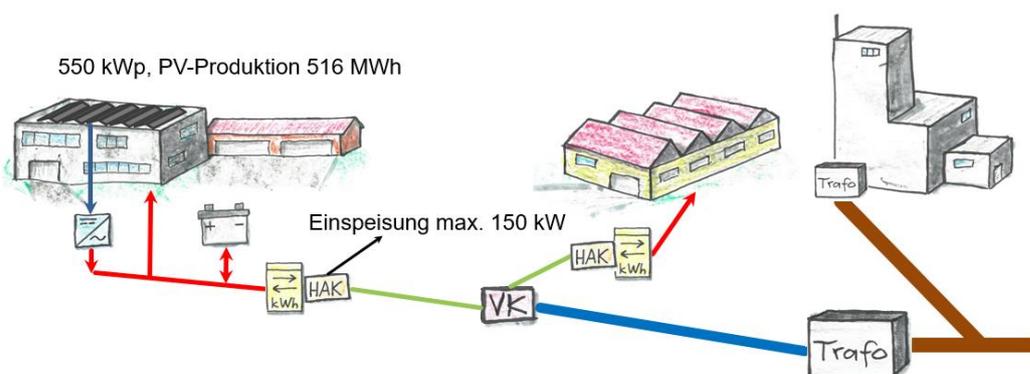


Abbildung 12: Beispiel einer Netzintegration

Eine Anlage von 550 kWp, montiert auf einem Flachdach in Ost-West-Ausrichtung mit leichter Neigung, liefert im Jahresverlauf auf der Wechselspannungsseite kaum eine Leistung von über 400 kW (Abbildung 13, roter Bereich). Würde beim Wechselrichter die Leistung auf 300 kW begrenzt, müsste nur auf 2 % des Ertrages verzichtet werden. Eine Begrenzung bei 200 kW würde noch immer rund 84 % des theoretisch maximalen Ertrages sicherstellen. Eine Begrenzung auf 150 kW hätte maximale Verluste von 28 % zur Folge. Die Ertragsspitzen, auf die verzichtet wird, erfolgen in der Regel zu Zeitpunkten, wo ohnehin künftig sehr viel Strom produziert wird und der Marktwert entsprechend tief ist.

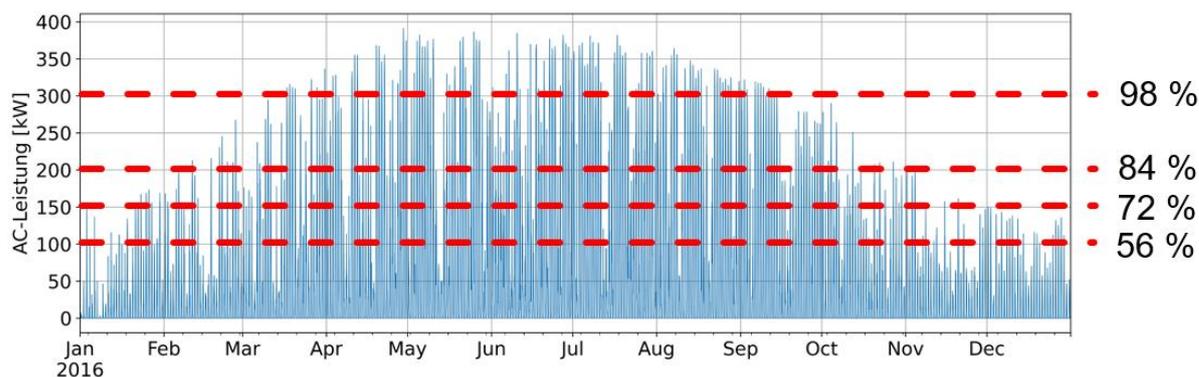


Abbildung 13: Produktionsleistung auf Wechselspannungsseite für die Beispiel-Anlage mit installierter Leistung von 550 kWp (blau), Anteil relativ zur maximalen Produktionsmenge für verschiedene Leistungsbegrenzungen (rot)

c. Dynamische Wirkleistungsreduktion

Wir nun die Leistung des Wechselrichters dynamisch in Abhängigkeit der Leistung beim HAK begrenzt (dynamische Wirkleistungsreduktion des Wechselrichters), kann bei hohem lokalen Stromverbrauch und Eigenverbrauchsoptimierung trotzdem der grösste Teil der PV-Produktion genutzt werden, auch wenn die Einspeisung selbst beispielsweise auf 150 kW begrenzt ist. Eine zusätzliche Optimierung kann mit einer stationären Batterie und/oder gesteuerten Ladung von Elektrofahrzeugen erfolgen.

d. NA-Schutz

Ein signifikanter Kostenfaktor auf der Seite der AC-Elektroinstallation ist der von der Elektrizitätsbranche geforderte NA-Schutz. Dieser Punkt wird zwischen PV- Branche und verschiedenen Netzbetreibern kontrovers diskutiert. Bei korrekter Parametrierung erfüllen Wechselrichter grundsätzlich die Anforderungen an den Netz- und Anlagenschutz (vgl. Branchendokument Empfehlung Netzanschluss für Photovoltaikanlagen (PVA) in NE7 von Swissolar). Das VSE-Dokument NA/EEA-NE7-CH 2020 verlangt jedoch einen zusätzlichen externen NA-Schutz ab 30 kVA resp. 100 kVA. Aus Sicht der Kosteneffizienz sowie einem einfachen und zuverlässigen System ist es wünschenswert, dass künftig mehr PV-Unternehmen im Dialog mit Verteilnetzbetreibern pragmatisch den Empfehlungen des Swissolar-Dokumentes folgen resp. die Anforderungen seitens VSE im Sinne der Branche angepasst werden.

5.5. Förderbeiträge

Photovoltaik wird in der Schweiz auf Bundesebene durch Pronovo (www.pronovo.ch) gefördert. Die Förderungen sind vielfältig und wurden per 1.1.2023 für Anlagen ohne Eigenverbrauch erweitert.

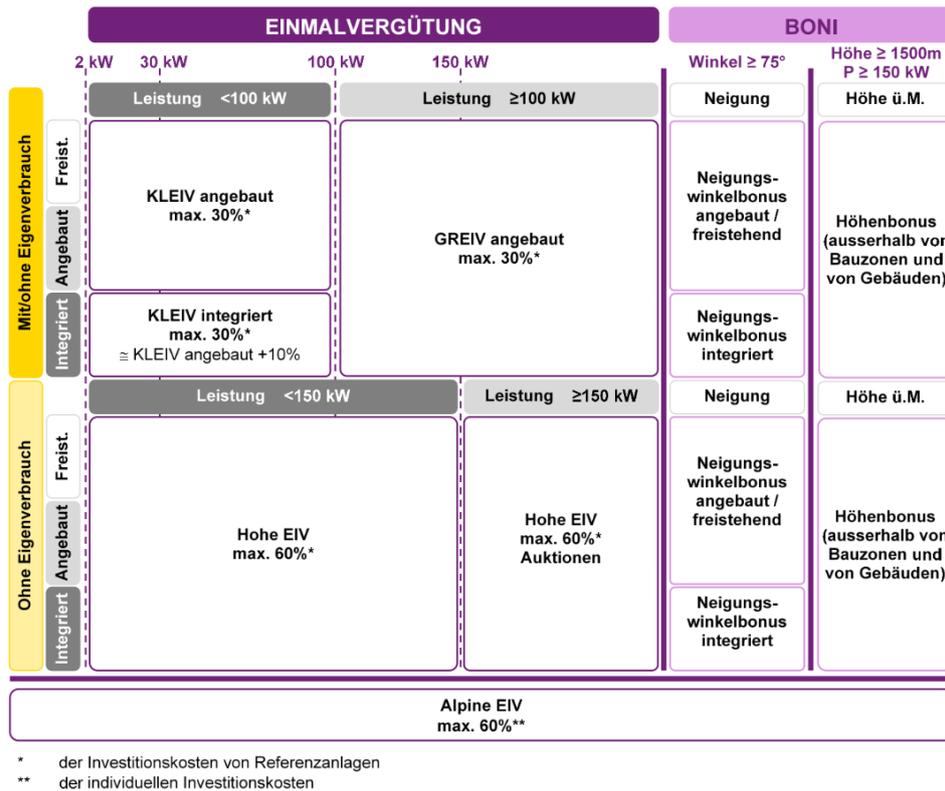


Abbildung 14: Übersicht aktuelle PV-Förderung des Bundes²

Für die Objekte der Kampagne stehen folgende Fördermodelle im Fokus³:

- Grosse Einmalvergütung (GREIV) für Anlagen grösser 100 kWp mit mittlerem oder hohem Eigenverbrauch. Die Vergütung beträgt aktuell über CHF 270.- pro kWp.
- Hohe Einmalvergütung (HEIV) mit garantierter Einmalvergütung für Anlagen mit einer Grösse von maximal 150 kWp, wo der gesamte PV-Strom ins Netz eingespeist wird. Die Vergütung beträgt aktuell rund CHF 450.- pro kWp.
- Hohe Einmalvergütung (HEIV) für Anlagen grösser 150 kWp über Auktionen⁴.

5.6. Richtpreis (Brutto) und Investitionskosten (Netto)

Abbildung 15 zeigt Richtpreise für spezifische Kosten (Brutto-Investitionskosten pro kWp) in Abhängigkeit der Anlagengrösse aus der aktuellen Preisbeobachtungsstudie von EnergieSchweiz [1]. Die Punktwolke und rote Mittelwert-Linie bezieht sich auf Marktdaten von 2022, die orangenen Sterne zeigen die Durchschnitte von 2021.

² <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/7238>

³ <https://pronovo.ch/de/foerderung/einmalverguetung-eiv/>

⁴ <https://pronovo.ch/de/foerderung/einmalverguetung-eiv/auktionen/>

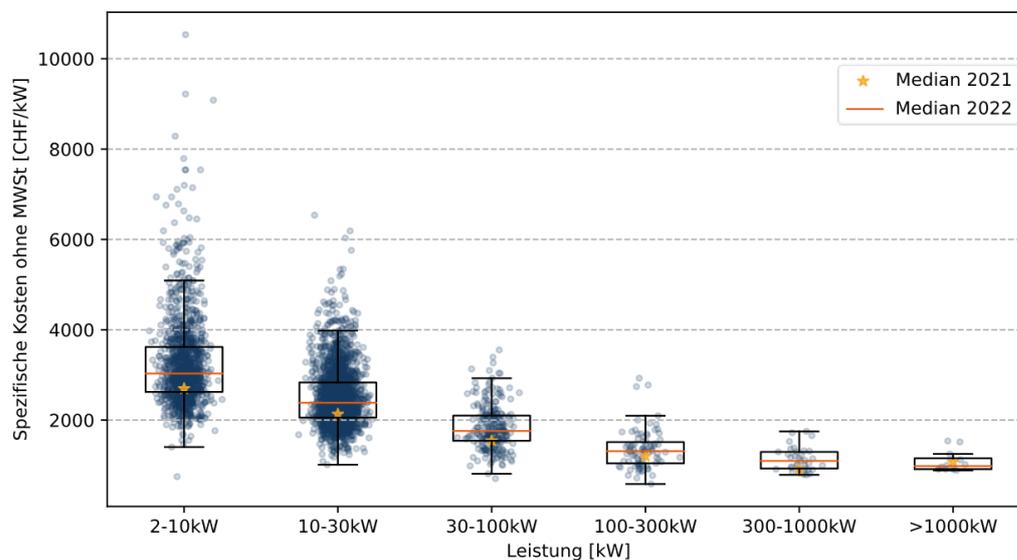


Abbildung 15: Spezifische Kosten der Objekte aus der PV-Kampagne im Vergleich zum durchschnittlichen Richtpreis (rot) aus dem Jahr 2022 [1]. Die orangen Sterne zeigen den Richtpreis 2021

Für die Anlagengrössen zwischen 190 kWp und 1 MWp liegen die Kosten bei CHF 1000.- bis 1300.- pro kWp.

Die Netto-Investitionskosten entsprechen den Brutto-Investitionskosten abzüglich den einmaligen Förderbeiträgen des Bundes. Abhängig davon, welche Förderung beansprucht wird, liegen die spezifischen Netto-Investitionskosten für Dachanlagen zwischen CHF 700.- und CHF 900.- pro kWp.

5.7. Kapitalkosten

Die Kapitalkosten hängen von der Abschreibungsdauer und Kapitalverzinsung ab. In den Faktenblättern und in diesem Bericht wird vereinfachend mit einer Abschreibungsdauer von 30 Jahren und einer Kapitalverzinsung von 2.5% gerechnet. Daraus resultiert ein Annuitätenfaktor von 4.78%, womit die jährlichen Kapitalkosten einfach gerechnet werden können.

Für eine komplexere Wirtschaftlichkeitsrechnung sei auf den Kostenrechner von Swissolar verwiesen, vgl. Abschnitt 8.

5.8. Betriebskosten

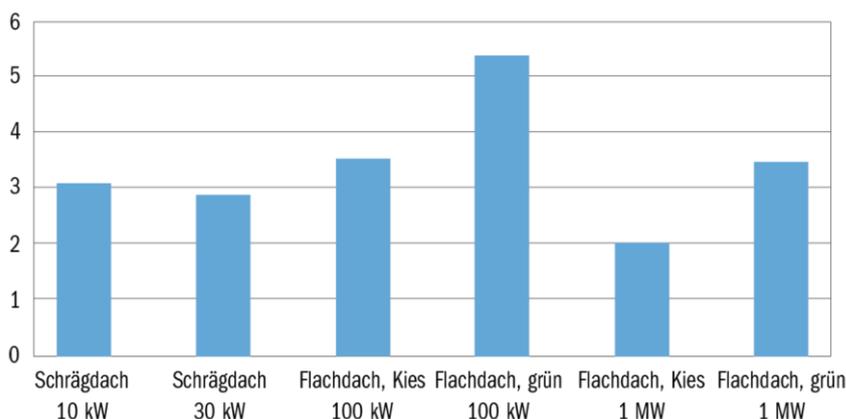
Es ist schwierig, die Betriebs- und Unterhaltskosten einer PV-Anlage in der Planung genau zu bestimmen. Besonders bei grossen PV-Anlagen haben diese Kosten jedoch einen erheblichen Einfluss auf die Produktionskosten der Anlage und somit auf ihre Rentabilität. Obwohl richtig dimensionierte und gut gebaute PV-Anlagen ohne regelmässige Wartung funktionieren, da sie keine beweglichen Teile haben und keine Brennstoffe oder Schmiermittel benötigen, sind die Betriebskosten bei grossen Anlagen relevant. Dies liegt daran, dass die Kosten für Abschreibung und Verzinsung im Verhältnis zu kleinen PV-Anlagen deutlich niedriger sind. Da verschiedene Faktoren einen Einfluss auf

die Betriebskosten haben, sollte in der Planung transparent gemacht werden, von welchen Kosten in folgenden Bereichen ausgegangen wird:

- Kosten für Unterhalt, Reparatur und Ersatz einzelner Komponenten: besonders ein angemessener Wechselrichterersatz während der Anlagen-Lebensdauer sollte kalkuliert werden
- Service- und Kontrollgänge, Monitoring
- Reinigung
- Versicherung, Administration und Verwaltung
- Periodische Gebühren (z.B. ausgelagerte Dienstleistungen)
- Steuern

Durchschnittliche jährliche Betriebskosten werden i.d.R. in Abhängigkeit des jährlichen PV-Ertrages angegeben (Rp./kWh). Eine ältere Studie [2] aus dem Jahr 2014 geht von durchschnittlichen Betriebskosten von 2-4 Rp./kWh aus, bei kleineren Anlagen können diese im Bereich von 5 Rp./kWh oder aufgrund von Kosten für Datenkommunikation und Dienstleistungen noch höher liegen. Relevant in diesem Zusammenhang ist, dass seit dem 1.1.2018 die Messkosten den Netzkosten angerechnet werden und somit in den Betriebskosten nicht mehr aufgeführt werden.

Im Rahmen dieser Kampagne wird vorgeschlagen, bei Grossanlagen mindestens mit Betriebskosten von 2 Rp./kWh zu rechnen. Das entspricht auch dem Minimum aus [3], vgl. Abbildung 16.



Quelle: Christof Bucher, Photovoltaikanlagen, Faktor Verlag 2021

Abbildung 16: Erwartete Betriebs- und Unterhaltskosten in Rp./kWh

a. Steuern

Die Steuerpraxis von PV-Anlagen ist, besonders bei grösseren Anlagen, relativ komplex. Swissolar hat in Zusammenarbeit mit VESE das Merkblatt Photovoltaik Nr. 9 «Kantonale und eidgenössische Steuerpraxis» vollständig überarbeitet. Es behandelt die verschiedenen Steuerarten bei Anlagen im Privat- und im Geschäftsvermögen, sowie deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit.

b. Versicherung

Im Kanton St.Gallen sind seit dem Jahr 2012 alle Solarenergieanlagen bei der GVA versichert. Ab 2016 sind Solarenergieanlagen, die von Dritten betrieben werden (sogenannte Contracting-Anlagen), unter folgenden Voraussetzungen nicht mehr GVA-versichert:

- wenn sie nicht integrierender Teil der Gebäudehülle sind und
- wenn sie mit einer Dienstbarkeit errichtet oder im Grundbuch vorgemerkt sind.

Wer meldet wann wem was? Laut GVA sieht der Ablauf im Kanton St.Gallen folgendermassen aus:

Fall 1: Der Eigentümer der PV-Anlage ist auch der Gebäudeeigentümer

Der Installationsabschluss der PV-Anlage wird der Bauverwaltung gemeldet, zusammen mit der Schlussrechnung (Installationskosten PV-Anlage). Die Bauverwaltung sollte diese Information dem Grundbuchamt weitergeben. Das Grundbuchamt prüft dann ob das Gebäude mit der neuen PV-Anlage von der GVA neu eingeschätzt werden muss. Dies ist für Kosten von mehr als 30'000 CHF der Fall oder wenn die Kosten ca. 10% des Gebäudezeitwerts überschreiten (was selten ist, da der Gebäudezeitwert dann unter 300'000 CHF betragen würde).

Fall 2: Der Eigentümer der PV-Anlage ist nicht der Gebäudeeigentümer (beispielsweise Contracting)

Der Installationsabschluss der PV-Anlage wird der Bauverwaltung gemeldet, zusammen mit der Schlussrechnung (Installationskosten PV-Anlage). Die Bauverwaltung sollte diese Information dem Grundbuchamt weitergeben. Das Grundbuchamt informiert die GVA. Die GVA informiert dann den Eigentümer der PV-Anlage darüber, dass die Anlage nicht durch die GVA versichert wird und dass eine private Versicherung dazu abgeschlossen werden sollte.

5.9. Produktionskosten

Die Produktionskosten können mit der Annuitätenmethode in Abhängigkeit der geplanten Abschreibungsdauer und Verzinsung (vgl. Kapitalkosten Abschnitt 5.7) sowie den geschätzten Betriebskosten (Abschnitt 5.8) bestimmt werden. Ein Beispiel wird in Abschnitt 8 gezeigt.

Teilweise werden in Offerten leider nur die «rohen» Produktionskosten ausgewiesen, wo die Netto-Investition durch die geplante Jahresproduktion und Abschreibungszeit geteilt wird (vgl. Abbildung 5). Besonders bei grossen Anlagen fallen jedoch die Betriebs- und Kapitalkosten stark ins Gewicht und sind entsprechend zu berücksichtigen.

Die Produktionskosten für die im Rahmen der Kampagne vorgeschlagenen PV-Anlagen liegen für eine Abschreibungsdauer von 30 Jahren, eine Verzinsung von 2.5% und Betriebskosten von 2 Rp./kWh zwischen 6 Rp./kWh und 9 Rp./kWh. Geht man von höheren Betriebskosten von beispielsweise 3 Rp./kWh aus, steigen die Produktionskosten entsprechend auf 7 Rp./kWh bis 10 Rp./kWh.

5.10. Biodiversität, PV-Strom und Regenwasserretention auf Flachdächern

Zukunftsfähige Bauten sind energie-, ressourcen- und kostenoptimiert. Eine Fläche ungenutzt zu lassen, die so gross ist wie die Grundfläche des Baukörpers, ist weder ökonomisch noch ökologisch sinnvoll. Das Flachdach bietet gleich mehrere Chancen, einen Mehrwert zu schaffen. Allein schon durch seine Abmessungen bietet es ein besonders grosses Potenzial. Bei der Planung gilt es, die Ansprüche an die Stromproduktion, an ökologische Ausgleichsflächen und an die Regenwasserretention zu berücksichtigen, wobei diese, entgegen einer weit verbreiteten Meinung, sich nicht gegenseitig ausschliessen müssen. Das folgende Infoblatt der Energieagentur zeigt übersichtlich die verschiedenen Möglichkeiten auf:



Infoblatt Biodiversität, PV-Strom und Regenwasserretention auf Flachdächern

www.energieagentur-sg.ch → Publikationen → Broschüren, Ratgeber und Merkblätter

6. Wirtschaftlichkeit

Ausgehend von Abbildung 5 wurden in den letzten Abschnitten die wichtigsten Zusammenhänge zur Bestimmung der Produktionskosten erläutert. Trotz einiger Unsicherheiten können diese in einer frühen Projektphase gut abgeschätzt werden.

Anspruchsvoller werden Aussagen zur Wirtschaftlichkeit (z.B. Amortisationszeit oder Rendite), da diese nebst dem Eigenverbrauch stark von den Vermarktungsmöglichkeiten und insbesondere von den Rahmenbedingungen im Strommarkt (Sportmarkt, Terminmarkt, HKN) abhängt. Es ist nicht möglich, diesbezüglich präzise Prognosen für den Zeitraum der Lebensdauer von PV-Anlagen zu machen. Entsprechend sind Angaben zu Renditeaussichten oder Amortisationszeiten in Offerten stets mit Vorsicht zu geniessen.

Das BFE hat kürzlich eine Übersicht zu den Vermarktungsmöglichkeiten für Solarstrom erstellt [4]. Nachfolgend sind die wichtigsten Vermarktungsmöglichkeiten zusammengefasst.

6.1. Vermarktungsmöglichkeiten

Grundsätzlich gibt es drei Elemente der Photovoltaikproduktion, die unabhängig voneinander vermarktet werden können:

a. Stromerzeugung

Die Stromerzeugung selbst bildet den Hauptteil der Erträge und wird in den nächsten Abschnitten näher beleuchtet. Mit der Abnahmepflicht im Stromversorgungsgesetz ist garantiert, dass Solarstrom, der lokal nicht genutzt werden kann, ins Netz eingespeist werden kann. Physisch ist der lokale Verteilnetzbetreiber also grundsätzlich verpflichtet, den Strom abzunehmen und zu vergüten. In der Wahl des Vermarktungspartners ist der Anlagenbetreibende jedoch völlig frei.

Die Stromerzeugung soll nach folgenden Prioritäten vermarktet werden:

1. Lokaler Verbrauch (Abschnitt 6.2)
2. Vermarktung des Überschussstroms (Abschnitt 6.3) auf Kurzfrist und Langfristmärkten

b. Ökologischer Mehrwert

Der ökologische Mehrwert wird mit Herkunftsnachweisen (HKN) gehandelt. Diese werden meist vom lokalen Verteilnetzbetreiber (VNB) abgenommen. Der VNB ist generell frei, ob und in welcher Höhe der HKN vergütet wird. Mit dem HKN belegt der Energieversorger dem Konsumenten transparent die Stromqualität und Herkunft über den gelieferten Strommix. Die offizielle Ausstellerin für den HKN ist Pronovo⁵. Aktuell ist die HKN-Nachfrage gering, ein Markt existiert kaum. Die HKN-Preise resp. Erlöse sind entsprechend tief.

c. Flexibilität

Wer flexibel grössere Strommengen produzieren oder grosse Verbraucher steuern kann, hat bereits heute die Möglichkeit, diese Flexibilität zu vermarkten. Die Steuerung dazu erfolgt durch Swissgrid (Regelenergie), das aktuelle Marktdesign dazu ist allerdings für PV allein nicht ideal. Zusammen mit grösseren Batterien ergeben sich spannende Optionen, die mittelfristig unter neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen (vgl. Abschnitt 4.6) im Mantelerlass noch attraktiver werden könnten.

⁵ <https://pronovo.ch/de/herkunftsnachweise/information/informationen-zu-hkn/>

6.2. Lokaler Verbrauch

Strom lokal oder «am Ort der Produktion⁶» zu verbrauchen, ist aufgrund der Einsparungen bei den Netzentgelten meist die sinnvollste Option und somit mit erster Priorität zu verfolgen. Ausnahmen sind besonders dann gegeben, wenn im Verhältnis zur potenziellen Stromproduktion der lokale Stromverbrauch sehr klein ist und sich dies auch mittelfristig nicht ändert. Wird von einer Anlage die gesamte PV-Produktion ins Netz eingespeist, gelten höhere Vergütungssätze in der Förderung (vgl. Abschnitt 5.5).

a. Eigenverbrauch und Eigenverbrauchsoptimierung

Über den Eigenverbrauchsanteil (Abschnitt 5.3) und die Anlagengrösse resp. die Stromproduktion kann der PV-Eigenverbrauch gut abgeschätzt werden. Diese Strommenge kann zu Produktionskosten bezogen werden, was aufgrund eingesparter Netzgebühren, anderen Abgaben und das momentan höhere Niveau bei den Strompreisen sehr attraktiv ist. Auch künftig, im Kontext eines sehr starken PV-Ausbaus, wird eine Eigenverbrauchsoptimierung wichtig bleiben, da dies die Netze grundsätzlich entlastet.

Grundsätzlich gilt: je höher der Eigenverbrauchsanteil, desto attraktiver ist die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage. Massnahmen zur Optimierung des Eigenverbrauchsanteils lohnen sich besonders dann, wenn im Grundsatz der Solarstromanteil gemäss Abbildung 11 weder sehr klein noch sehr gross ist, und flexible Verbraucher (Wärme- oder Kälteerzeugung, Prozesse, Ladung Elektromobilität, Batteriespeicher) vorhanden oder geplant sind:

- Integration E-Mobilität: Die Zunahme der Elektromobilität und entsprechende Installation gesteuerter Ladepunkte für die E-Mobilitätsflotte des Unternehmens und Elektrofahrzeuge von Mitarbeitenden bietet ein sehr grosses Potential, den Solarstrom direkt vor Ort zu nutzen. Die Mehraufwände für die Optimierung des PV-Eigenverbrauchs halten sich in Grenzen.
- Last-Verschiebung: Als Beispiel sei die direkte Solarstromnutzung in einer Eissporthalle genannt: der Solarstrom kann direkt genutzt werden, um Eis herzustellen. Der Kühlbedarf ist tendenziell dann am grössten, wenn die Sonne scheint. Je nach vorherrschenden Prozessen lässt sich der Strombedarf in den einzelnen Firmen mehr oder weniger gut steuern. Prädestiniert sind träge Prozesse wie Heizung, Kühlung und Lüftung- insbesondere dann, wenn diese eine grosse Speicherkapazität aufweisen.
- Lokale Energiespeicherung: der Einsatz und Ausbau lokaler Strom- oder Wärmespeicher bildet die kostenintensivste Möglichkeit, den Eigenverbrauchsanteil zu steigern. Er macht besonders dann Sinn, wenn weitere Vorteile genutzt werden können, beispielsweise die Begrenzung der Spitzenlast (Peak-Shaving).

⁶ Vgl. EnG Art. 16

b. Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)

Seit dem 1.1.2018 kann der Eigenverbrauch auch über verschiedene Grundstücke hinweg genutzt werden- allerdings nur, solange das öffentliche Netz nicht beansprucht wird. Mehrere Nutzer können sich so zu einem sogenannten «Zusammenschluss zum Eigenverbrauch» (ZEV) zusammenschliessen. Mit verschiedenen Revisionen der Energieverordnung (EnV) wurden ZEVs stetig erleichtert und sind besonders bei Areal-Neugestaltungen beliebt. Besonders für Areale im Bestand beinhaltet die Realisierung eines ZEV in der Praxis jedoch noch immer etliche Hürden [5].

In [6] sind die aktuellen gesamtschweizerisch verfügbaren Abrechnungslösungen zusammengefasst. Zahlreiche Energieversorger, Dienstleister und Startups bieten mittlerweile eigene Lösungen an, eine gewisse Konsolidierung ist in diesem Bereich zu erwarten. Ein detaillierter Leitfaden zum Eigenverbrauch findet sich in [7].

Ob und wie genau sich das ZEV-Modell mittelfristig weiter zu etablieren vermag und wie stark dieses Modell zur Forcierung des PV-Ausbaus beitragen kann, ist noch schwierig abzuschätzen. Das hängt auch damit zusammen, ob sich die aktuell im Rahmen des Mantelerlasses diskutierten Ansätze der lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) durchsetzen werden.

c. Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)

Künftig soll es möglich sein, über die unterste Netzebene (NE7) in einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft oder in einem virtuellen ZEV auf Quartierebene den Eigenverbrauch des lokal erzeugten Solarstromes zu optimieren. Falls die im Mantelerlass diskutierten Modelle in Kraft treten, wird dies neue interessante Möglichkeiten bieten, insbesondere für mittlere und grössere PV-Anlagen in Industrie-, Gewerbe- und Landwirtschaftsbetrieben.

6.3. Vermarktung Überschussstrom

Mit zweiter Priorität soll, nachdem der Eigenverbrauch optimiert wurde, der Überschussstrom möglichst optimal vermarktet werden. Hierzu stehen grundsätzlich die folgenden Optionen zur Verfügung:

- Kurzfristmärkte
 - Rückliefertarif des Grundversorgers
 - Referenzmarktpreis⁷ (quartalsweiser Spotpreis für ein durchschnittliches PV-Profil, Veröffentlichung durch BFE)
 - Spotmarkt (Stündlicher Spotpreis für effektive Einspeisung)
- Langfristmärkte
 - Terminmärkte (längerfristiger Horizont, vgl. Abbildung 18)
 - «Power Purchasing Agreement PPA»: langfristiger bilateraler Energieabnahmevertrag, Variante «onsite PPA» entspricht grundsätzlich klassischem Solar-Contracting (Abschnitt 7.2)
 - Sonderprodukte

a. Rückliefertarif des Grundversorgers, Strompreis

Gemäss Energiegesetz muss der Verteilnetzbetreiber (VNB) den überschüssigen Strom aus PV-Anlagen abnehmen und vergüten, vgl. Abschnitt 4.6.a.i. Die Höhe der zulässigen minimalen Vergütung richtet sich nach den vermiedenen Kosten des Verteilnetzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität. Im Rahmen des aktuellen Energiegesetzes kann jeder Energieversorger

⁷ <https://opendata.swiss/de/dataset/referenz-marktpreise-gemass-art-15-enfv>

(EVU) die Vergütung selbst festlegen, welche dem minimalen Vergütungspreis entspricht. Entsprechend variiert die Vergütungshöhe erheblich⁸.

Auch die Stromtarife sind von VNB zu VNB resp. von Gemeinde zu Gemeinde unterschiedlich. Grosse Stromkunden mit einem Strombezug von mehr als 100 MWh/Jahr (für die meisten Objekte der Kampagne zutreffend) beziehen in der Regel den Strom auf dem freien Markt. Im Jahr 2022 war dieser einer extremen Volatilität ausgesetzt, wie am Beispiel der Spotpreise in Abbildung 17 und den «Futures» in Abbildung 18 ersichtlich.

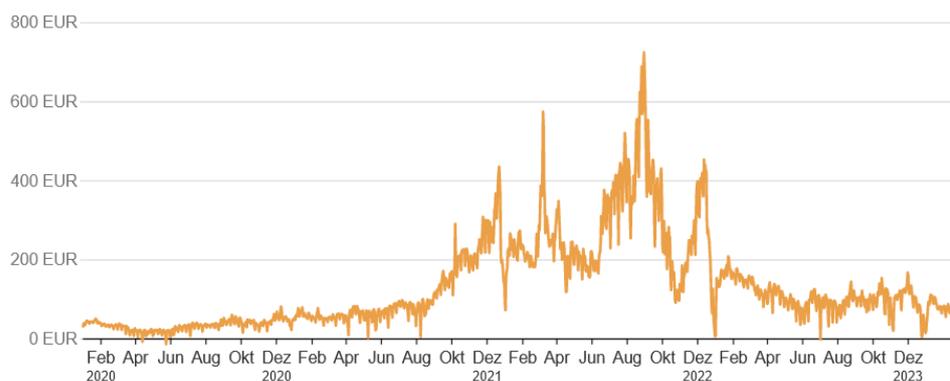


Abbildung 17: Entwicklung der Strompreise auf dem Spotmarkt Schweiz für "Day Ahead" Preise⁹.

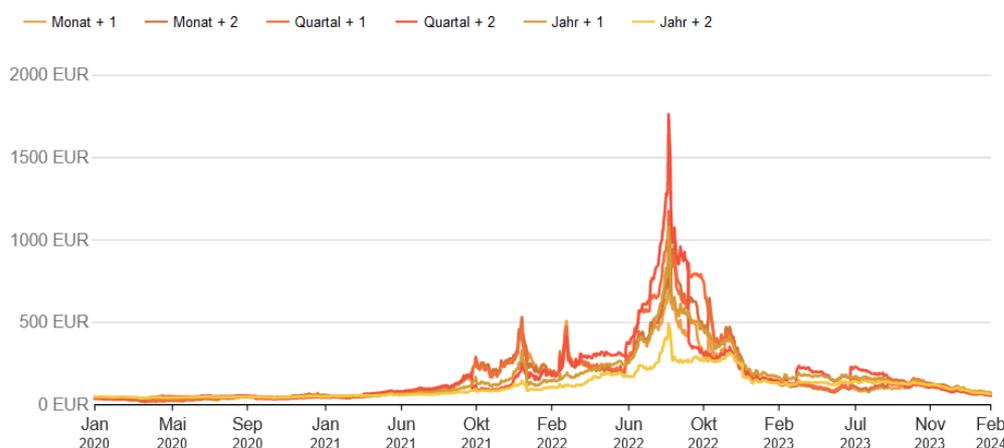


Abbildung 18: Entwicklung der Strompreise auf dem Futures-Markt

Die höheren Strompreise stellen eine Hauptmotivation für eine PV-Anlage mit signifikantem Eigenverbrauch dar. Die Kosten für den PV-Strom (Eigenverbrauch) liegen bei den Produktionskosten der untersuchten Objekte (Abschnitt 7.1) im Bereich von 60 bis 90 EUR/MWh. Etwas höher liegt der Tarif für den PV-Strom im klassischen Solar-Contracting (Abschnitt 7.2).

In der Region Sarganserland-Werdenberg lagen zum Zeitpunkt dieser Kampagne die Strompreise in der Kategorie C4 Industrie zwischen 25 und 38 Rp./kWh¹⁰.

⁸ www.pvtarif.ch

⁹ <https://energiedashboard.admin.ch/preise/strom>

¹⁰ www.strompreis.elcom.admin.ch

b. Weitere Vermarktungsmöglichkeiten

Verschiedene Anbieter ermöglichen die Vermarktung des PV-Überschusses zum Referenzmarktpreis, Spotmarkt oder Terminmärkten. Wie eingangs erwähnt liegen die Unterschiede in der Periode der Preisbildung (Tag, Quartal, längerfristig). Auf die Variante des «Onsite-PPA», die im Wesentlichen dem klassischen Solar-Contracting entspricht, wird in Abschnitt 7.2 näher eingegangen. Daneben existieren weitere Formen der Direktlieferung und Vermarktungsprodukte, die in [4] näher beschrieben sind.

6.4. Finanzieller Ertrag Solarstrom

Vor dem Hintergrund des oben beschriebenen gestiegenen Preisniveaus liegen die Produktionskosten in den meisten Fällen bereits unter den lokalen Einspeisetarifen resp. den Vermarktungspreisen am Spot- oder Terminmarkt, womit die übliche Abschreibungszeit von 30 Jahren sicher gewährleistet ist. Abhängig des Eigenverbrauchsanteils kann der finanzielle Ertrag weiter deutlich gesteigert und somit die Amortisationszeit markant gesenkt werden (vgl. Abschnitt 6.5).

6.5. Amortisationszeit und Rendite

Wie über Abbildung 5 in obigen Abschnitten hergeleitet, können ausgehend von einer bestimmten Anlagengrösse die wichtigsten Parameter und die Produktionskosten gut abgeschätzt werden. Diese liegen für die betrachteten Objekte zwischen 6 und 9 Rp./kWh. Basis der Berechnung sind Betriebskosten von 2 Rp./kWh, eine Amortisationszeit von 30 Jahren und eine Verzinsung von 2.5%.

Schwieriger wird eine Aussage zum finanziellen Stromertrag. Dieser ist, je nach Objekt, von folgenden Faktoren und deren Entwicklung in den nächsten Jahren abhängig:

- Eigenverbrauchsanteil
- Strompreis (Energiepreis und Netztarif), entspricht aufgrund der Einsparung im Eigenverbrauch einer virtuellen Rückvergütung
- Vermarktung Überschussstrom resp. Rückvergütung des Überschussstroms
- Leistungspreis, Möglichkeit zur Reduktion von Lastspitzen

Für die nächsten Jahre (und somit für die Amortisation einer PV-Anlage massgebend) ist für die meisten Anlagen ein durchschnittlicher finanzieller Ertrag zwischen 8 und 15 Rp./kWh realistisch. Auch hier gilt: je höher der Eigenverbrauchsanteil, desto höher wird der finanzielle Ertrag sein.

Unter Berücksichtigung dieser Bandbreite liegt die Amortisationszeit aus heutiger Sicht für die meisten betrachteten Objekte zwischen 10 und 20 Jahren. Präzisere Aussagen sind mit zu vielen Unsicherheiten behaftet.

7. Realisierungsvarianten

Die Investition in grössere PV-Anlagen wurde für Investoren zunehmend interessanter, da die Preise stark gefallen sind, neue gesetzliche Möglichkeiten für die Optimierung des Eigenverbrauchs bestehen und Anlagen ohne Eigenverbrauch seit kurzem noch stärker gefördert werden.

Verschiedene Investoren, u.a. auch Energieversorger oder Solar-Installateure, investieren als Contracting-Geber entsprechend in grössere PV-Anlagen¹¹. Der Dacheigentümer (Contracting-Nehmer) vermietet sein Dach und/oder profitiert vom Eigenverbrauch, der günstiger angeboten werden kann als der vom Netz bezogene Strom. Je nach Modell geht die Anlage nach einer

¹¹ <https://www.swissolar.ch/de/wissen/wirtschaftlichkeit/dachvermietung>

bestimmten Laufzeit ins Eigentum des Dacheigentümers über, alternativ kann der Dacheigentümer den Betrieb der Anlage über die gesamte Lebensdauer dem Anlagenbetreiber resp. Contracting-Geber delegieren. Immobilienbesitzer oder Mieter haben so die Möglichkeit, von Solarstrom zu profitieren, ohne einmalig viel Geld investieren zu müssen.

Ist entsprechend auf einem grossen Gebäude oder einer grossen Fläche auf dem Grundstück ein grosses Solarpotenzial gegeben, steht die Eigentümerschaft häufig vor der Entscheidung «make or buy». Soll die Anlage «in Eigenregie» finanziert und betrieben werden oder sollen diese Dienstleistungen im Rahmen eines Contractings komplett eingekauft werden?

Der neue Leitfaden zum Solar-Contracting [8] gibt u.a. eine erste, einfache Entscheidungshilfe in Form von Abbildung 19. Die Abbildung zeigt, dass die möglichen Modelle in erster Linie von der Dachgrösse (Solarpotenzial) und vom Eigenverbrauchsanteil abhängen. Welches Modell gewählt wird, hängt im Endeffekt von der Investitionsbereitschaft der Gebäudeeigentümerschaft ab.

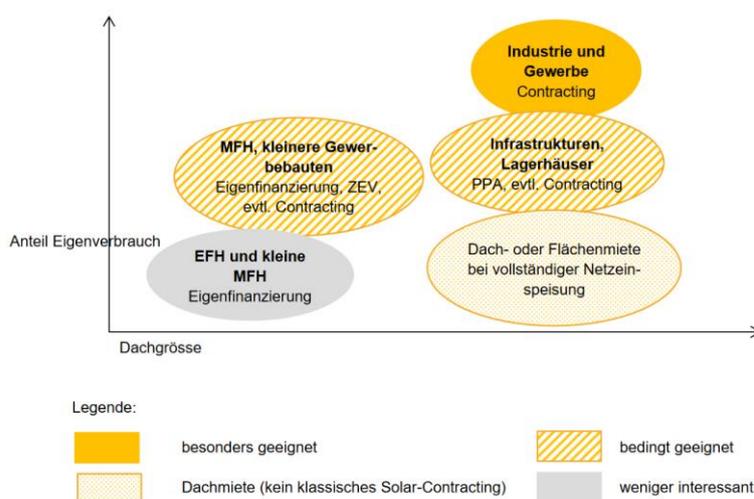


Abbildung 19: Übersicht grundsätzlicher Eignung von Dächern für ein Solar-Contracting [8]

Nachfolgend werden die Varianten der Eigenfinanzierung, des klassischen Solar-Contractings und der Dachvermietung etwas näher erläutert und die wesentlichen Unterschiede aufgezeigt.

7.1. Eigenfinanzierung

Kleinere Flächen und tendenziell Anlagen mit kleinerem Eigenverbrauchsanteil sind für Contracting-Geber weniger interessant. Diese Anlagen sind für die Gebäudeeigentümerschaft meist in Eigenfinanzierung oder ggf. in Zusammenarbeit mit einer Energie-Genossenschaft gut realisierbar.

Für Gebäudeeigentümer mit grossen Flächen verspricht die Eigenfinanzierung grundsätzlich die höchste Rendite und ein hoher solarer Deckungsgrad sorgt für langfristig stabile Strompreise. Allerdings ist in diesem Modell zu berücksichtigen, dass Eigenkapital gebunden wird und die Gebäudeeigentümerschaft die Betriebsrisiken selbst trägt.

7.2. Klassisches Solar-Contracting

Grosse Flächen in Industrie und Gewerbe, die zudem einen hohen Eigenverbrauchsanteil ergeben, sind für ein klassisches Solar-Contracting sehr interessant.

Von klassischem Solar-Contracting spricht man, wenn Solarstrom direkt der Gebäudeeigentümerschaft verkauft wird. Der PV-Strom fliesst in diesem Fall physisch über eine direkte Leitung, ohne Nutzung des Stromnetzes, von der PV-Anlage zum Endabnehmer. Wie erwähnt,

wird dabei oft von «on-site power purchase agreement» gesprochen. Die Vorteile liegen auf der Hand: die Gebäudeeigentümerschaft kann Planung, Bau und Betrieb komplett an den Contracting-Geber delegieren, von dessen Know-How und langfristig stabilen Stromkosten profitieren. Allerdings wird durch die vertragliche Bindung die Flexibilität etwas eingeschränkt und die Renditeaussichten sind im Vergleich zur Eigenfinanzierung kleiner.

7.3. Contracting ohne Eigenverbrauch (Dachvermietung)

Besonders seit Einführung der hohen Einmalvergütung (HEIV, vgl. Abschnitt 5.5) und den gestiegenen Strompreise (Abschnitt 6.3) sind auch grössere Flächen ohne nennenswerten Eigenverbrauch attraktiv. Als Contracting-Lösung wird häufig eine Dachmiete bezahlt- entweder als jährliche Vergütung oder als Einmalvergütung zu Beginn der Vertragslaufzeit. Letztere kann, wenn die Realisierung im Zusammenhang mit einer Dachsanierung erfolgt, ein willkommener finanzieller Zustupf darstellen.

7.4. Vergleich

Abbildung 20 zeigt einen Vergleich der beschriebenen Modelle. Die Zahlen für die Produktionskosten, Solarstromkosten, Rückvergütungstarif oder Stromtarif sind als Richtgrössen zu verstehen und dienen nur der Veranschaulichung.

Zwischen den dargestellten Modellen sind auch Mischformen denkbar. Beispielsweise kann in der Variante Eigenfinanzierung nebst der Planung und dem Bau auch der Betrieb komplett delegiert werden, so dass allein die Finanzierung über die Gebäudeeigentümerschaft geschieht. Weiter besteht je nach Angebot des Contracting-Gebers in der Variante des klassischen Solar-Contractings die Möglichkeit, auch den Restbedarf des Stroms nebst dem Eigenverbrauch über den Contracting-Geber (oder besser «Energiedienstleister») zu beziehen.

	Eigenfinanzierung	Klassisches Solar-Contracting	Contracting ohne Eigenverbrauch
Motivation, Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> - Stabile Stromkosten - Höchste Renditeaussichten 	<ul style="list-style-type: none"> - Langfristig stabile Stromkosten - Nutzung Know-How des Contracting-Gebers - Konzentration auf Kerngeschäft 	<ul style="list-style-type: none"> - Kein Aufwand, kein Risiko - Ertrag durch jährliche Dachmiete oder Einmalvergütung Dachnutzung
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Bindung von Eigenkapital - Betriebsrisiko 	<ul style="list-style-type: none"> - Vertragliche Bindung, eingeschränkte Flexibilität - Kleinere Renditeaussichten 	<ul style="list-style-type: none"> - Eingeschränkte Flexibilität

Abbildung 20: Vergleich der grundsätzlichen Realisierungsvarianten

8. Beispiel-Berechnung Produktionskosten

Der folgende Abschnitt zeigt eine einfache Berechnung der Produktionskosten, die auf einer linearen Abschreibung der Investition und der Berücksichtigung der Kapitalverzinsung nach der Annuitätenmethode beruht. Auf eine detaillierte Darstellung, die beispielsweise eine zeitlich variable Finanzierung, zeitlich versetzte Auszahlung der Fördergelder, Berücksichtigung von Eigen- und Fremdkapital, Berücksichtigung der Steuern sowie der Herleitung des Kapitalbarwerts zeigt, wird hier bewusst verzichtet und auf den Wirtschaftlichkeitsrechner von Swissolar¹² verwiesen.

Beispielhaft für die Objekte dieser Kampagne zeigt untenstehende Tabelle die Abschätzung der Produktionskosten (Produktionskosten) für eine Anlage der Grösse 370 kWp.

Beschreibung	Einheit	
Durchschnittliche Jahresproduktion bei spezifischem durchschnittlichen Jahresertrag (inkl. Degradation) von 900 kWh/kWp	kWh	333'000
Kosten schlüsselfertige Anlage (exkl. MWSt.)	CHF	444'000.-
Kosten schlüsselfertige Anlage (inkl. 8.1% MWSt.)	CHF	479'964.-
Abzüglich Förderung (Grosse Einmalvergütung GREIV)	CHF	- 105'300.-
Nettoinvestition	CHF	374'664.-
Annuitätenfaktor (30 Jahre, 2.5% Zins)	%	4.78
Jährliche Abschreibung (Kapitalkosten)	CHF	17'909.-
Jährliche Unterhaltskosten bei 2 Rp./kWh	CHF	6'660.-
Total jährliche Kosten	CHF	24'569.-
Produktionskosten (jährliche Kosten / Jahresproduktion)	Rp./kWh	7.4

¹² <https://www.swissolar.ch/de/angebot/werkzeuge/wirtschaftlichkeitsrechner>

9. Fazit

Die im Rahmen der Kampagne erarbeiteten Faktenblätter zeigen in der Summe eine installierte Leistung von über 4 MWp und einen durchschnittlichen Jahresertrag von ca. 3.8 GWh. Diese Menge entspricht einem Viertel der jährlich in der Region neu installierten Leistung.

Ein geeigneter Zustand des Daches vorausgesetzt, sind grosse PV-Anlagen in der Regel mit Produktionskosten zwischen 6 und 9 Rp./kWh wirtschaftlich, nicht zuletzt auch dank einer attraktiven Förderung. Grosse Flächen auf Industriebetrieben mit hohem Stromverbrauch versprechen die beste Wirtschaftlichkeit. In den aktuellen Rahmenbedingungen sind auch grosse Flächen ohne signifikanten Eigenverbrauch wirtschaftlich realisierbar.

Die Wirtschaftlichkeit wird durch alle dargestellten Rahmenbedingungen beeinflusst- vom Layout der Anlage und dem spezifischen Solarertrag am Standort über aktuelle Marktpreise für Komponenten, Förderbeiträge, Einspeise- und Stromtarife, bis zum Nutzungsprofil und dem resultierenden Eigenverbrauchsanteil.

Besonders bei grossen Anlagen fallen die Betriebskosten stark ins Gewicht. Entsprechend wichtig ist die hohe Qualität in der Planung, den Komponenten, der Ausführung und der Dokumentation.

Dank hohen nationalen Ausbauzielen, tiefen Preisen von Anlagenkomponenten, mittelfristig noch besseren gesetzlichen Rahmenbedingungen und günstigeren Möglichkeiten zur Eigenverbrauchsoptimierung (Speicherung, E-Mobilität) werden Photovoltaik-Anlagen mittelfristig sicher attraktiv bleiben. Das ist eine grosse Chance für die Zusammenarbeit zahlreicher Akteure, um gute Projekte zur Realisierung zu bringen. Die aktuelle starke Dynamik in der Branche stimmt zuversichtlich, dass die ambitionierten Ausbauziele erreicht werden.

10. Anhang

10.1. Checkliste Gebäudeeigentümer

Die folgende Tabelle erlaubt eine erste Abschätzung der Gestehungskosten in Abhängigkeit der Anlagengrösse, Investitionskosten, Fördergelder und Abschreibungsdauer.

Rechnen Sie selbst!

Für eine detaillierte Betrachtung im Rahmen einer konkreten Finanzierung sei auf den Kostenrechner von Swissolar (vgl. Abschnitt 8) verwiesen.

a. Abschätzung Produktionskosten (Gestehungskosten)

Beschreibung	Beispiel	Einheit	Projekt	Berechnung	Infos, Bemerkung
A: Nutzbare Dachfläche:	3'000	m ²			
B: Installierte Leistung:	370	kWp		= A / 5.5	Abschnitt 5.1
C: Durchschnittliche Jahresproduktion	333'000	kWh		= B • 900	Abschnitt 5.2
D1: Investitionskosten exkl. MWSt.:	444'000.-	CHF		= B • 1200	Abschnitt 5.6
D2: Investitionskosten inkl. MWSt.:	479'964.-	CHF		= D1 * 1.081	
E: Fördergelder (GREIV):	105'300.-	CHF		ca. B • 280	Abschnitt 5.5, www.pronovo.ch
F: Nettoinvestition:	374'664.-	CHF		= D2 - E	
G: Annuitätenfaktor	4.78	%			Annahme 30 Jahre, 2.5% Zins
H: Jährliche Kapitalkosten	17'909.-	CHF		= G • F	Abschnitt 5.7
I: Jährliche Betriebskosten (bei 2 Rp./kWh):	6'660.-	CHF		= C • 0.02	Abschnitt 5.8
J: Total jährliche Kosten	24'569.-	CHF		= H + I	
K: Produktionskosten	7.4	Rp./kWh		= 100 • J / C	

b. Offerten-Check: Schauen Sie genau hin!

Zu den wichtigsten Voraussetzungen für ein erfolgreiches PV-Projekt zählen:

- ein guter Dach-Zustand und ausreichende Statik (vgl. Abschnitt 4.2)
- keine unverhältnismässig hohen Netzanschlusskosten (vgl. Abschnitt 4.5)
- keine hinderlichen Auflagen (Gibt es aus früheren Bauprojekten Auflagen für die Dachnutzung?)
- keine starke lokale Verschattung durch benachbartes Gelände, Bewuchs oder Gebäude.

Falls obige Voraussetzungen erfüllt sind, wird die Realisierung einer grossen PV-Anlage auf Industrie- und Gewerbedächern in den meisten Fällen eine gute Wirtschaftlichkeit zeigen. Um eine Vergleichbarkeit und Vollständigkeit von Offerten zu erleichtern, kann der Offert-Standard SOQ¹³ bei einer Offert-Anfrage verlangt werden. In einer konkreten Offerte sollte dann besonders auf folgende Punkte geachtet werden:

- Wird der jährliche Solarertrag objektspezifisch aufgezeigt? Werden lokale Verschattung, Horizont, Ausrichtung der Module und Leistungsminderung der Module (Degradation) berücksichtigt (vgl. Abschnitt 5.1)?
- Werden in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Gestehungskosten obige Werte, insb. die Betriebskosten und Kapitalkosten der Anlage, angemessen dargestellt und begründet (vgl. Abschnitte 5.7 und 5.8)?
- Falls Versprechungen zur Rendite und Amortisationszeit gemacht werden: auf welchen Annahmen zum Marktumfeld basieren diese?
- Werden Finanzierungsmodelle resp. Realisierungsvarianten (vgl. Abschnitt 7) vorgeschlagen?
- Wird der Eigenverbrauchsanteil und sein Einfluss auf das Finanzierungsmodell, mögliche Optimierungen und das Fördermodell (GREIV / HEIV) angemessen ausgewiesen?

Literaturverzeichnis

- [1] Y. S. F. J. Lionel Bloch, «Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2022,» EnergieSchweiz, BFE, 2023.
- [2] EnergieSchweiz, «Betriebskosten von Photovoltaikanlagen».
- [3] C. Bucher, Photovoltaikanlagen - Planung, Installation, Betrieb, Faktor Verlag, 2021.
- [4] S. P.-N. Felix Ribl, «Vermarktungsmodelle für Solarstrom,» BFE, 2021.
- [5] S. Probst, L. Kern und L. Konersmann, «Zusammenschluss zum Eigenverbrauch von Solarstrom auf Arealen - Herausforderungen und Erfolgsfaktoren,» 2019.
- [6] S. Probst, L. von Känel und L. Konersmann, «Abrechnungslösungen für den Eigenverbrauch von Solarstrom,» 2019.

¹³ <https://www.swissolar.ch/de/angebot/werkzeuge/soq>

- [7] P. Toggweiler, D. Stickerberger, A. Krebs, T. Ammann, I. Spirig, M. Töngi, M. Galus und W. Hintz, «Leitfaden Eigenverbrauch,» 2019.
- [8] EnergieSchweiz, «Leitfaden zu Solar-Contracting,» 2022.
- [9] F. Wassmann-Takigawa, «EnergieGrünDach und EnergieGrünFassade Herausforderung und Chance».
- [10] EnergieSchweiz, «Solarstrom Eigenverbrauch: Neue Möglichkeiten für Ihr Unternehmen».
- [11] EnergieSchweiz, «Solarstrom Eigenverbrauch optimieren».
- [12] EnergieSchweiz, «Solarstrom Eigenverbrauch: Neue Möglichkeiten für Mehrfamilienhäuser und Areale».