

ENERGIE ZUKUNFT SCHWEIZ – Bericht zur Studie InfraSolaire

Solarstrom auf Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen

23. Juli 2021



Autorinnen und Autoren

Dr. Lucia Grüter, Energie Zukunft Schweiz

Dr. Sandra Probst, Energie Zukunft Schweiz

Lars Konersmann, Energie Zukunft Schweiz

Energie Zukunft Schweiz AG

Viaduktstrasse 8

CH-4051 Basel

<https://www.energiezukunftschweiz.ch>

Diese Studie wurde mit Unterstützung von EnergieSchweiz, der Axpo und der IWB erstellt.
Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.

ENERGIE
ZUKUNFT
SCHWEIZ

axpo

iwb

Titelbild: Photovoltaik-Anlage auf dem ehemaligen Steinbruch Felsberg (© Rhiienergie)

Inhalt

1. Ausgangslage und Ziele	6
1.1 Projektziele	6
2. Vorgehen	7
3. Kategorisierung von Infrastrukturbauten	7
4. Verkehrswege (Bahn- und Strassennetz)	9
4.1 Lärmschutzwände entlang Autobahnen und Bahnlinien	9
4.2 Autobahn Überdachungen und Galerien	13
4.3 Böschungen entlang Autobahnen und Bahnlinien	16
4.4 Parkplatzüberdachungen (Carports)	18
4.4 Gleis- und Perronüberdachungen	20
4.5 Exkurs: Bewilligungssituation für PV im öffentlichen Verkehr	23
5. Technische Infrastruktur (Versorgung, Entsorgung und Schutzbauten)	24
5.1 Wasserkraft	24
5.1.1 Infrastrukturbauten (Staudämme, Staumauern)	24
5.1.2 Wasseroberflächen	28
5.2 Abwasserreinigungsanlagen (ARA)	30
5.3 Weitere öffentliche Anlagen	31
5.3.1 Lawinenverbauungen	31
5.3.2 Umspannwerke	33
6. Konversionsflächen	35
6.1 Deponien	35
6.2 Exkurs: Bewilligungssituation für PV auf Deponien	36
6.3 Kieswerke und Steinbrüche	37
6.4 Armee- Lager- und Schiessplätze	38
7. Diskussion	40
8. Quellenverzeichnisse	42
8.1 Verzeichnis Interview-Partnerinnen und -Partner	42
8.2 Literaturverzeichnis	43

Management Summary

In der Schweiz werden Photovoltaikanlagen bisher fast ausschliesslich auf Gebäudedächern realisiert. Um das Potenzial für Solarstrom zu erhöhen, könnten ohne zusätzlichen Flächenbedarf vermehrt bestehende Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen genutzt werden. Diese bieten die Vorteile der Doppelnutzung und der grossen Flächen, beinhalten aber auch gewisse Herausforderungen und Hürden. Damit die Infrastrukturflächen für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 genutzt und zum PV-Zubau beitragen können, braucht es neue Impulse und Rahmenbedingungen. Das sind zum einen Fördermassnahmen, damit die Wirtschaftlichkeit der Projekte gegeben ist und zum anderen regulatorische Anpassungen in der Raumplanung, damit Solaranlagen ausserhalb der Bauzone effizient umgesetzt werden können.

Für die vorliegende Studie wurden Infrastrukturanlagen kategorisiert in Verkehrswege von Bahn und Strassen, in technische Infrastruktur der Energieversorgung, Entsorgung und Schutzbauten, sowie in Konversionsflächen. Diese wurden hinsichtlich technischer Machbarkeit, Akzeptanz und Bewilligungsfähigkeit, Wirtschaftlichkeit und des Potenzials (generell und für die Winterstromproduktion) untersucht. In der Schweiz existieren bereits verschiedene Pilotprojekte auf Infrastrukturanlagen des Verkehrs, der Energieerzeugung und der Abwasserreinigung. Diese Projekte werden im Bericht vorgestellt.

Die im Rahmen der Studie geführten Interviews und Recherchen zeigen, dass sowohl das Potenzial als auch die technische Machbarkeit von PV auf vielen Infrastrukturkategorien durchaus vorhanden sind. Wir kommen zum Schluss, dass das technisch umsetzbare Potenzial für PV auf Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen in der Schweiz bei 9-11 GW liegt. Unter Miteinbezug der Faktoren Wirtschaftlichkeit und regulatorisches Umfeld schätzen wir das realistische Potenzial auf 1.5-3.0 GW.

Eine Herausforderung von PV auf Infrastrukturbauten ist die Wirtschaftlichkeit, die oft knapp oder gar nicht gegeben. Das hat zum einen mit den im Vergleich zu Aufdachanlagen höheren Investitionskosten zu tun und zum anderen mit einem geringen oder nicht vorhandenen Eigenverbrauch vor Ort. Für eine breite Erschliessung des Potenzials wird daher in vielen Fällen eine spezielle Förderung benötigt, zum Beispiel in Form einer höheren Einmalvergütung, wie es bereits innerhalb der Revision des Energiegesetzes vom Bundesrat vorgeschlagen wurde, oder mit weiteren Massnahmen, z.B. einer Marktprämie, um den Strom kostendeckend zu verkaufen.

Eine weitere Herausforderung stellt das regulative Umfeld und somit die erschwerte Bewilligungssituation dar, insbesondere für die Kategorien der Konversionsflächen und der Bahn- und Strassenböschungen, bei denen raumplanerische und umweltrechtliche Aspekte zu beachten sind. Um den Bau von PV auf solchen Flächen zu fördern werden einfachere und kürzere Bewilligungsprozesse benötigt. Die vom Bundesamt für Raumentwicklung (ARE) angekündigte Revision der Raumplanungsverordnung soll gewisse Vereinfachungen für PV auf Infrastrukturbauten ausserhalb der Bauzonen beinhalten. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Präzisierung des Grundsatzentscheides des ARE bezüglich Freiflächenanlagen und den darin erwähnten Ausnahmefällen.

Aufgrund des technischen Potenzials und der Bewilligungssituation stellen sich insbesondere Projekte auf Parkflächen als sehr gut geeignet dar. Die Parkflächen sind dank der zur Verfügung stehenden Flächen und der zunehmenden Elektromobilität mit wachsendem lokalem Strombedarf besonders attraktiv. Auf das Thema PV auf Parkflächen wird in einer weiterführenden Studie detaillierter eingegangen.

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht der Infrastrukturkategorien mit den jeweiligen wichtigsten Chancen, Herausforderungen sowie dem geschätzten realistischen Potenzial.

Infrastrukturkategorie	Chancen	Herausforderungen	Realistisches Potenzial
Lärmschutzwände	Technisch einfach, hohe Akzeptanz	Je nach Standort kein Stromverbrauch vor Ort	150-225 MW
Autobahnüberdachungen	Grosse Flächen	Hohe Kosten, kein Stromverbrauch vor Ort	40-400 MW
Autobahn Galerien	Technisch einfach, hohe Akzeptanz	Wenig/kein Stromverbrauch vor Ort, Kompensationsflächen, Steinschlag	10-15 MW
Böschungen	Technisch einfach, grosse Flächen	Kompensationsflächen, Bewilligungsverfahren, kein Stromverbrauch vor Ort	0-130 MW
Parkplatzüberdachungen	Stromverbrauch vor Ort durch Elektromobilität, Schutz der Autos	Kosten, Verlust der Flexibilität auf Parkplatz	600-1'000 MW
Gleis/Perron Überdachungen	Technisch einfach, Direkteinspeisung ins Bahnnetz möglich	Komplexere Wartung wegen Fahrleitungen, Verschattungen	50-100 MW
Staumauern	Hoher Ertrag und Winterstromanteil	Oft technisch komplex, hohe Kosten	60-120 MW
Künstliche Seen	Hoher Ertrag und Winterstromanteil	Technisch komplex, hohe Kosten	400-800 MW
Abwasserreinigungsanlagen	Hoher Stromverbrauch vor Ort, hohe Akzeptanz	Relativ hohe Kosten	80 MW
Lawinenverbauungen	Hoher Ertrag und Winterstromanteil, hohe Akzeptanz	Hohe Kosten, Erschliessung, Stromverbrauch vor Ort nur bei Bergbahnen	1-2 MW
Umspannwerke	Technisch einfach, hohe Netzanschlusskapazität vor Ort	Kein Stromverbrauch vor Ort	18-30 MW
Deponien	Technisch einfach (Freifläche), Nutzung während Nachsorgepflicht	Bewilligungsprozess, umweltrechtliche Situation	0-10 MW
Kies- und Steinbrüche	Vorhandene Infrastruktur, Erschliessung, grosse Flächen	Bewilligungsprozess, Wald- und Schutzgebiete, umweltrechtliche Situation	4-8 MW
Armeeplätze/Armee-standorte	Oft hoher Stromverbrauch vor Ort	Schwieriger Zugang für Dritte	keine Abschätzung möglich
TOTAL			1.5 - 3.0 GW

1. Ausgangslage und Ziele

Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen bieten neben Gebäuden und Freiflächen ein grosses Potenzial für den Ausbau der Photovoltaik (PV). Diese Flächen erlauben eine Gewinnung von Solarstrom ohne zusätzlichen Flächenbedarf und die Anlagen können sowohl auf neuen als auch auf bereits vorhandenen Infrastruktur Bauwerken realisiert werden. In der Schweiz existieren bereits mehrere Pilotprojekte auf Verkehrsinfrastruktur (z.B. Lärmschutzwände, Autobahnüberdachungen, Bergbahnen) und auf Infrastrukturbauten der Energiegewinnung (z.B. Staumauern, schwimmende Solaranlagen auf Stauseen). Auch kommunale Infrastrukturanlagen wie z.B. Abwasserreinigungsanlagen bieten überbaubare Flächen, wie das Gewinnerprojekt des Watt d'Or 2018 aus Chur zeigt.

PV-Anlagen auf Infrastrukturbauten verbinden die Vorteile von Gebäuden (wenige Nutzungskonflikte, Doppelnutzung) und von Freiflächen (grosse zusammenhängende Flächen, homogenere Eigentümerstruktur). Gleichzeitig ist die Nutzung von Infrastrukturbauten aufgrund von Sicherheitsbedenken, optischer Einbettung und der teilweise schwierigen Zugänglichkeit der Standorte umstritten. Bisher machen Infrastrukturanlagen nur einen geringen Teil des Zubaus von PV in der Schweiz aus. Entsprechend wird auch das Potenzial von Experten sehr unterschiedlich eingeschätzt.

Für die Produktion von Winterstrom werden existierende Infrastrukturanlagen insbesondere im Hochgebirge immer öfter in Betracht gezogen, da diese rund die Hälfte des produzierten Stroms während den Wintermonaten liefern können. Das ist insofern interessant, da die Mehrheit der PV-Anlagen den Grossteil des Stroms im Sommerhalbjahr produziert. Da der Stromverbrauch im Winterhalbjahr in der Zukunft tendenziell zunehmen wird (Heizungersatz, Elektromobilität) sind Produktionsanlagen gefragt, die auch in den Wintermonaten viel Strom liefern können. Dabei handelt es sich im Allgemeinen um Anlagen im Hochgebirge sowie Anlagen mit stark angewinkelten oder vertikal installierten Modulen.

1.1 Projektziele

In der folgenden Studie wird das Potenzial für Solarstromerzeugung auf Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen in der Schweiz erhoben. Das Projekt ist praxisorientiert, daher werden nicht nur theoretische Potenziale ausgewiesen, sondern unter Einbezug diverser Faktoren auch das resultierende als realistisch geschätzte Potenzial. Für eine Umsetzung im grösseren Massstab ist ein rentabler Betrieb massgeblich, die Hürden und Herausforderungen dafür sollen aufgezeigt werden. Es werden auch bereits umgesetzte Pilotprojekte vorgestellt und analysiert. Auf Basis der Ergebnisse werden die unterschiedlichen Bebauungsmöglichkeiten mit ihren Kosten, Nutzen, Chancen und Risiken beleuchtet und eine Entscheidungshilfe für mögliche Investoren entwickelt.

2. Vorgehen

Vorgehen Übersicht

In der Studie wurden systematisch die Infrastruktur- und Konversionsflächentypen kategorisiert und nach mehreren Kriterien bewertet (Wirtschaftlichkeit, Potenzial, Chancen, Herausforderungen, Winterstromproduktion). Dazu wurden bereits umgesetzte Pilotprojekte beleuchtet.

Es wurden Interviews mit den wichtigsten Stakeholdern (Betreiber/Investoren, Behörden, Entwickler, Verbände) geführt und so die Möglichkeiten und Herausforderungen für die verschiedenen Kategorien identifiziert.

Auf Basis der Gespräche mit verschiedenen Experten und den durchgeführten Recherchen wurden die Infrastrukturkategorien evaluiert hinsichtlich den genannten Parametern und das Potenzial für PV abgeschätzt. Bei einigen Infrastruktur Kategorien ist das regulative Umfeld sehr entscheidend was dementsprechend speziell betrachtet und in die Evaluation miteinbezogen wurde.

3. Kategorisierung von Infrastrukturbauten

Im Rahmen dieser Studie soll ein möglichst umfassendes Bild der Möglichkeiten für PV auf Infrastrukturbauten in der Schweiz aufgezeigt werden. Dazu wird Photovoltaik auf nicht-konventionellen Flächen analysiert, wobei PV-Anlagen auf Gebäuden sowie konventionelle Freiflächenanlagen (z.B. Agro-PV) ausgenommen werden. Die Infrastrukturbauten wurden in einem Workshop in Flächen mit realistischem Potenzial (**priorisiert**) und wenig oder kein Potenzial (**depriorisiert**) eingeteilt, siehe Tabelle 1.

Die priorisierten Infrastrukturkategorien wurden weiter analysiert und die Ergebnisse werden in diesem Bericht vorgestellt.

Tabelle 1: Einteilung von Infrastrukturbauten in Kategorien und Unterkategorien anhand ihrer Nutzung

Kategorie	Unterkategorien	Bild
	Priorisiert Depriorisiert	
Verkehrswege Bahn- und Strassennetz 	• Lärmschutzwände • Autobahnüberdachungen und Galerien • Böschungen • Parkplätze • Gleisüberdachungen • Flughäfen • Grosse Ladestationen • Veloparkplätze • Haltestellen – Bushäuschen • Stellwerke	 Bsp.: Carport Migros Aigle (© Romande Energie)
Technische Infrastruktur (Versorgung, Entsorgung, Schutzbauten) 	• Abwasserreinigungsanlagen • Staumauern / Staudämme • Stauseen (Wasseroberfläche) • Lawinenverbauungen • Unterwerke / Trafostationen • Wasserversorgung • Gasversorgung, z.B. Vergärungsanlagen • Kehrriechverbrennungsanlagen • Atomkraftwerke • Windparks	 Bsp.: Faltdach-PV ARA in Chur (© dhp technology)
Konversionsflächen und Armee¹ 	• Deponien • Kieswerke – Steinbrüche • Armee – Infrastrukturen • Verschmutzte Industrieflächen • Minen • Sportanlagen (Fussballplätze, Eishalle)	 Bsp.: PV-Anlage Steinbruch Felsberg (© Rhienergie)

Für die priorisierten Flächen wurden Interviews mit Akteuren, Amtsstellen und Interessengruppen geführt sowie Literaturrecherchen betrieben. Dabei wurden insbesondere die folgenden Themen und Faktoren berücksichtigt und analysiert:

- Technische Machbarkeit: Die technischen Gegebenheiten und Herausforderungen für den Bau einer Anlage sowie den Betrieb sind wesentlich und entscheidend für die Realisierung eines Projektes.
- Bewilligungsprozess, Umwelt und Akzeptanz: Hier ist entscheidend, wie die Fläche vorher genutzt wurde, Umweltverträglichkeit, Biodiversität und Raumplanung sind wesentliche Faktoren, die über eine mögliche Projektgenehmigung entscheiden.

¹ Konversionsflächen definieren wir als ehemalige, jetzt brach liegende Militär-, Industrie- oder Gewerbeflächen, auf welchen die Auswirkungen der vormaligen Nutzungsart noch fortwirken. Die Nutzung von Landwirtschaftsland für PV ist ausserhalb des Projektrahmens.

- Wirtschaftlichkeit: Die Kosten eines Photovoltaiksystems sind wesentlich für die Gestehungskosten des Solarstroms. Ebenfalls wichtige Parameter sind Rückliefertarife des Netzbetreibers, Förderungen, der Eigenverbrauchsanteil und dessen Preis sowie Amortisationszeit.
- Theoretisches, technisches und realistisches Potenzial: Das theoretische Potenzial wurde mittels statistischer Zahlen und Analysen von Flächen ermittelt, daraus wurde anhand der geführten Interviews, vorhandener Literatur (siehe Quellenverzeichnis) sowie Abschätzungen ein technisches Potenzial berechnet. Das realistische Potenzial berücksichtigt zusätzlich die Wirtschaftlichkeit, die Umweltfaktoren und die Akzeptanz und wurde ebenfalls anhand der geführten Gespräche, Literatur sowie eigenen Wirtschaftlichkeitsabschätzungen abgeschätzt.
- Pilotprojekte: Vorstellung von bereits realisierten Projekten und deren wichtigsten Parametern.

In den folgenden Kapiteln werden die Unterkategorien, für welche wesentliche Resultate vorliegen, genauer beschrieben sowie die gewonnenen Erkenntnisse aufgeführt.

4. Verkehrswege (Bahn- und Strassennetz)

Die Verkehrsinfrastruktur in der Schweiz beansprucht zwei Prozent der Landesfläche und einen Drittel der Siedlungsfläche. Das Strassennetz umfasst insgesamt 83'274 km, wovon 1'544 km auf die Autobahnen entfallen (BFS 2020). Aufgrund dieser Verkehrswege entstehen grosse zusätzliche Flächen für Lärmschutz, Überdachungen, Lagerung und Logistik, die zumindest teilweise zur Solarstromproduktion geeignet sein könnten.

Das Bundesamt für Strassen (ASTRA) ist am Klimapaket 2020-2030 des Bundes mit Massnahmen im Bereich Infrastruktur beteiligt. Dieses Vorhaben enthält mehrere Massnahmen zur Energieeffizienz, zum Bau von Schnellladestationen auf Rastplätzen und zur Erhöhung der eigenen Stromproduktion mittels Photovoltaik. Das ASTRA prüft aktiv Möglichkeiten für PV-Projekte auf Dächern sowie Infrastrukturanlagen der Strassen, unter anderem auf Lärmschutzwänden, Tunnels, Galerien und Böschungen.

Das Bundesamt für Verkehr (BAV) hat im Rahmen der Energiestrategie 2050 das Programm «Energiestrategie 2050 im öffentlichen Verkehr» (ESöV 2050) aufgesetzt. Die wesentlichen Themen entsprechen denjenigen der Energiestrategie des Bundes, d.h. Energieeffizienz, Produktion Erneuerbarer Energien, Senkung CO₂-Ausstoss und Ausstieg aus der Kernenergie. Das ESöV 2050 Programm verfolgt die entsprechenden Ziele mittels Anreizsystemen, mit der Lancierung und Finanzierung innovativer Projekte und mittels Datengrundlagen, Austausch und Koordination. Dieses Programm hat bewirkt, dass die Transportunternehmen sich seit einigen Jahren stark in diesen Bereichen engagieren. Im Bereich Photovoltaik wurden neben Anlagen auf Dächern auch bereits einige innovative Projekte auf Verkehrsinfrastrukturen umgesetzt – das Potenzial wird regelmässig geprüft. Ein wichtiger Aspekt im ÖV-Bereich ist der Denkmalschutz. Viele Bahnhöfe sind im Inventar, das auch die Perrondächer umfasst.

Im Folgenden werden die Kategorien Lärmschutzwände, Böschungen, Perrondächer sowie Parkplätze betrachtet.

4.1 Lärmschutzwände entlang Autobahnen und Bahnlinien

Die Kombination von Lärmschutz mit Photovoltaik eignet sich bei geeigneter Ausrichtung der Lärmschutzfläche sehr gut. Wichtig ist, dass die Solarmodule die Lärmschutzeigenschaft nicht reduzieren, weshalb die Art und Ausrichtung der Modulmontage entscheidend ist. Es existieren unterschiedliche Konzepte von Lärmschutz Infrastruktur. Die Photovoltaikanlage wird dementsprechend unterschiedlich angebaut oder direkt in die Lärmschutzwand integriert. Falls die

Lärmschutzwand bereits existiert, werden die PV-Module entweder auf der Wand, auf der strassenabgewandten Seite oder auf dem Damm unterhalb der Wand befestigt (siehe Abbildung 1 und 4). Für die weltweit älteste Solaranlage auf einer Lärmschutzwand an der A13 in Chur wurden die Module auf die Mauer gesetzt (Abbildung 1). Die Anlage besteht seit über 30 Jahren. 2018 wurden die Module erneuert.



Abbildung 1: Die älteste Solaranlage auf einer Lärmschutzwand von 828 Meter an der A13 bei Chur (Bild: © TNC)

Wenn eine Lärmschutzwand neu gebaut wird, können die Module direkt in die Mauer integriert werden. Ein Beispiel dafür ist die 1997 erstellte und (ebenfalls weltweit) erste PV-Anlage auf einer Lärmschutzwand an einer Bahnlinie. Die 72 Meter lange und 9.6 kWp starke PV-Anlage in Wallisellen wurde mit dem Schweizer Solarpreis ausgezeichnet. (Abbildung 2).



Abbildung 2: Schon 1997 wurde die weltweit erste integrierte PV Schallschutzanlage entlang der Bahn in Wallisellen gebaut (Bild: © TNC)

Seither wurden einige weitere Projekte realisiert, unter anderem wurde in Münsingen eine 115 Meter lange nach Ost-West ausgerichtete Lärmschutzwand der SBB mit bifazialen Modulen und einer Gesamtleistung von 8 kWp installiert (Abbildung 3). Die Hauptgründe für diese bifaziale Lösung bestanden in Vorgaben der Ästhetik und Sicherheit.

Entlang von Autobahnen kamen ebenfalls einige kleinere Projekte hinzu – ein systematisches Vorgehen ist bisher jedoch nicht auszumachen.



Abbildung 3: Bifaziale Module bei der integrierten PV-Anlage in der Lärmschutzwand in Münsingen (Bild: © TNC)

Innerhalb eines Forschungsauftrags des ASTRA von 2012 wurde das realisierbare Potenzial auf Lärmschutzwänden entlang der Nationalstrassen auf 700'000-1'000'000 m², bzw. auf 110-165 MWp geschätzt (Nordmann et al., 2012). Der daraus erzeugte Solarstrom würde ausreichen, um den jährlichen Strombedarf für den Betrieb der Nationalstrassen von 145 GWh (inkl. Tunnel und Beleuchtung) im 2010 zu decken. Mit den heute gängigen Leistungsklassen von Modulen wären auf der gleichen Fläche 140-215 MWp Leistung realisierbar.

Im Jahr 2020 hat der Nationalrat den Bundesrat (Postulat Nationalrat Bruno Storni Nr. 20.3616) beauftragt, das Potenzial von Photovoltaik auf Lärmschutzwänden entlang von Verkehrswegen zu analysieren. Da die entsprechenden Bauten (Autobahn und Eisenbahnnetz) Eigentum des Bundes sind, soll der Bund deren Potenzial kennen und aktiv nutzen.

Gemäss Aussagen des ASTRA ist nun eine weitere Potenzialabklärung in Erarbeitung, es werden sowohl existierende als auch neu zu bauende Lärmschutzwände in Betracht gezogen.

Neben den Nationalstrassen gibt es auch Kantonsstrassen mit Lärmschutzwänden und somit ein Potenzial für PV. Ein Beispiel dafür ist das Projekt in der Forch bei Zürich (siehe Abbildung 4), wo auf einer Länge von 300 Metern Solarmodule auf dem Damm einer Lärmschutzwand angebracht wurden.



Abbildung 4: 2014 wurde durch das Tiefbauamt des Kantons Zürich an der Forchautobahn auf 300 Metern Lärmschutzwand eine PV-Anlage installiert, Betreiber ist Zürichsee Solarstrom AG (Bild: © Tiefbauamt Baudirektion Kanton Zürich)

Kantonsstrassen liegen zum Teil innerhalb von Städten und Dörfern. An diesen Standorten werden aus ästhetischen Gründen (Ortsbilder) tendenziell eher weniger Lärmschutzwände neu gebaut, dafür wird mehr Fokus auf lärm-dämmenden Strassenbelag gelegt. Aus diesem Grund und auch aufgrund der möglichen Projektgrössen liegt das Potenzial vermutlich bei Autobahnen höher.

Je nach Projektstandort kann die Einspeisung eine Herausforderung darstellen, da eine lange Anschlussleitung das Projekt unwirtschaftlich machen kann. Um von einem hohen Anteil Eigenverbrauch zu profitieren ist die Nähe zu einem Tunnel sinnvoll. Beim Projekt in Chur ist das der Fall.

Auch öffentliche Transportunternehmen (TU) evaluieren Möglichkeiten von Photovoltaik auf Lärmschutzwänden. Von den insgesamt 250 km an Lärmschutzwänden der SBB kommen gemäss ihrer Aussage weniger als 10% für PV in Frage. Gründe dafür sind eine ungeeignete Ausrichtung, ungeeignetes Wandmaterial für die mechanische Befestigung oder die anspruchsvolle technische Umsetzung durch den hohen Luftdruck bei der Zugdurchfahrt. Ebenfalls aus den 15 Interviews mit Personen von anderen Bahnbetreibern ging hervor, dass das Potenzial auf Lärmschutzwänden generell als eher limitiert angesehen wird. Gewisse Transportunternehmen haben kaum Lärmschutzwände da ihre Bahnlinien nur zu einem kleinen Teil in Städten liegen.

Um einen hohen Eigenverbrauchsanteil zu erreichen ist eine Einspeisung ins Bahnnetz optimal, idealerweise bei einem Unterwerk, ansonsten bei einem Schaltposten. Aufgrund der hohen Kosten für den Umrichter auf 16.7 Hz lohnt sich eine Einspeisung allerdings erst ab einer Projektgrösse von rund 500 kW. Eine solche Einspeisung ins Bahnnetz wurde in der Schweiz bei ersten Projekten realisiert (Le Noirmont, Zürich Seebach).

Entlang von Bahnlinien eignet sich die Aussenseite der Lärmschutzwand aufgrund von Bremsstaub-Ablagerungen besser für die Modulmontage. Entlang Strassen stellt die Verschmutzung der Module durch Fahrzeugabgase aufgrund der Modulneigung und Niederschläge normalerweise kein Problem dar für die Stromproduktion.

Die Bewilligungssituation von PV auf Lärmschutzwänden wurde detailliert betrachtet innerhalb des Berichts zum Thema Photovoltaik und Raumplanung von DIKE (Abegg et al.). Bei Anlagen auf Lärmschutzwänden der Infrastrukturbetreiber kommt ein Plangenehmigungsverfahren zum Zug, falls die Solarmodule Lärmschutzfunktionen erfüllen. Falls die Module keine Lärmschutzfunktion übernehmen, hängt das Verfahren vom jeweiligen kantonalen Gesetz ab. Dieses kann eine Baubewilligungspflicht oder eine Meldepflicht beinhalten.

Es ist zu empfehlen, dass bei jedem Neubau und jeder Sanierung von Lärmschutzwänden eine PV-Anlage mit einbezogen wird. Dies erhöht zwar den Planungsaufwand des PV-Projektanten, dafür können beim Bau Synergien genutzt werden.



Kategorie

LÄRMSCHUTZWÄNDE ENTLANG VERKEHRSWEGEN

	Wirtschaftlichkeit	Investitionskosten: 1'200-2'000 CHF/kWp Gestehungskosten (ohne EIV): 9-13 Rp/kWh Mit Eigenverbrauch (z.B. für Tunnelbetrieb) kann Wirtschaftlichkeit gegeben sein.
	Potenzial	Lärmschutz Strassen: Theoretisches Potenzial: 2.2 Mio. m² ⇒ 444 MW; technisches Potenzial: 240 MW; realisierbares Potenzial: 108-165 MW (Nordmann T., Vontobel T., Lingel R; 2012), mit den heute gängigen Modulleistungen entspricht das realistische Potenzial 140-215 MW Lärmschutz Bahn: Theoretisches Potenzial SBB: 250 km Schallschutzwände ⇒ 88 MW; technisches & realistisches Potenzial <10% (Aussage SBB) ⇒ 4-8 MW; Andere Transportunternehmen: geringes Potenzial, geschätzt auf wenige MW
	Winterstrom	Bei hohem Winkel oder vertikaler Ausrichtung ist ein relativ hoher Winterstromanteil von 30-40% möglich (Anderegg et al., 2021)
	Herausforderungen	Eigenstrom nicht per se gegeben. Lärmschutz muss gewährleistet sein, was entsprechende Abklärungen benötigt. Erhöhter Luftdruck aufgrund Zugsdurchfahrt benötigt höhere Ansprüche an Montageart / Kosten. Mögliche Blendwirkung der Module auf Fahrer (Autostrassen). Verschmutzung durch Bremsstaub des Bahnbetriebs.
	Chancen	Technisch einfach, daher relativ geringe Installationskosten wenn PV bei Sanierung/Neubau miteinbezogen wird. Hohe Akzeptanz. Direkteinspeisung in den Bahnstrom ist wirtschaftlich machbar bei Projekten ab 500 kWp. Kombination Schallschutz und PV ermöglicht Doppelnutzung von Lärmschutzwänden. Nähe zu Tunnel erlaubt Stromkonsum vor Ort (Wirtschaftlichkeit). Bei Betrieben des öffentlichen Verkehrs passen PV-Anlagen oft zu einer nachhaltigen Strategie. Dazu können PV-Projekte öffentlichkeitswirksam umgesetzt werden.
	Links zu Projekten	• Lärmschutzwand A13 Chur • Lärmschutzwand Münsingen • Lärmschutzwand Forch Zürich • Lärmschutzwand Wallisellen

4.2 Autobahn Überdachungen und Galerien

Ein theoretisch sehr grosses Potenzial bieten mit PV überdachte Autobahnen. Das ASTRA prüfte bereits vor zehn Jahren ein mögliches Projekt, momentan unterstützt das Bundesamt gemäss Auskunft mit 600'000 Franken ein entsprechendes Forschungsprojekt in Österreich, an dem auch Deutschland und Österreich beteiligt sind (Abbildung 5). Beim Projekt geht es darum, die Praxistauglichkeit für die Integration von Solaranlagen im Strassenraum zu testen und zu prüfen, ob Solarüberdachungen die Lebensdauer der Strassen erhöhen können.

In der Schweiz bestehen zwei Projekte für Autobahnüberdachungen mit Photovoltaik: auf einem 1.6 km langen Abschnitt der A9 bei Fully (Kanton Wallis) sowie einem Abschnitt der A4 im Knonaueramt (Kanton Zürich), geplant von einer Gruppe privater Investoren des Unternehmens Energypier. Auf einer Strecke von 2.5 km soll die Autobahn überdacht werden. Für die beiden Projekte sind kantonale und kommunale Baubewilligungen nötig. Für Fully wurde bereits 2018 eine Vereinbarung für die Flächennutzung zwischen ASTRA und Energypier abgeschlossen. In der Überdachung sollen auch Windanlagen integriert werden. Für das Projekt im Knonaueramt werden die Kosten auf 75 Mio. Franken geschätzt (NZZ, 06.07.21).



Abbildung 5: Solar Highway Forschungsprojekt des österreichischen Instituts AIT Austrian Institute of Technology (Bild: © AIT Austrian Institute of Technology GmbH)

Ebenfalls in Betracht gezogen wurden bestehende Galerien und Tagbautunnel von Autobahnen. Galerien haben Flachdächer und können daher mit Standard-Aufdachanlagen ausgestattet werden. Allerdings werden die Galerie Abdeckungen teilweise als Kompensationsflächen benutzt und dürfen nicht mit PV ergänzt werden. Ein anderer Teil der Galerien kann aufgrund von Steinschlaggefahr nicht für PV genutzt werden. Aus diesen beiden Gründen ist das technische Potenzial der Galerien wiederum limitiert.

Tagbautunnel eignen sich im Allgemeinen wenig für Photovoltaik, da sie oft stark kultiviert oder bebaut sind.

In Stansstad wurde in 2011 vom ASTRA eine Lärmschutzgalerie gebaut. Das Flachdach von 8'900 m² wurde 2017 mit einer PV-Anlage ausgestattet und erhielt dafür 2018 ein Schweizer Solarpreis-Diplom (Abbildung 6). Mit einer Leistung von 841 kWp produziert diese jährlich 650'000 kWh. Finanziert wurde die 1.4 Mio. CHF teure Anlage durch die Solarpark Stansstad AG.



Abbildung 6: Autobahngalerie in Stansstad mit PV-Anlage (Bild: © Alpnach Sonnenstrom AG)



Kategorie AUTOBAHNÜBERDACHUNGEN UND GALERIEN

	Wirtschaftlichkeit	Investitionskosten: Autobahnüberdachungen: 2'500-4'500 CHF/kWp; Galerien 1'000 – 1'500 CHF/kWp Gestehungskosten (ohne EIV): Autobahnüberdachungen 15-25 Rp/kWh; Galerien 8 - 10 Rp/kWh Mit Eigenverbrauch (Innenbeleuchtung) kann Wirtschaftlichkeit gegeben sein
	Potenzial	Autobahnen Schweiz: Theoretisches Potenzial: 1'544 km (BfS 2020), Fläche 4'069 ha (BfS 2010) ⇒ 4 GW (halb-transparente Module mit 50% Lichttransmission); technisches Potenzial: wird auf 50% geschätzt ⇒ 2 GW; realistisches Potenzial: aufgrund hoher Kosten als gering eingeschätzt, 1%-10% ⇒ 40-400 MW Galerien: Theoretisches Potenzial: 151 Galerien mit sehr unterschiedlicher Länge (GIS ASTRA) durchschnittlich 700-1'000 kW pro Galerie ⇒ 100-150 MW; technisches Potenzial: aufgrund Limitierung wegen Kompensationsflächen und Steinschlag auf 20% geschätzt ⇒ 20-30 MW; realistisches Potenzial: geschätzt 10% ⇒ 10-15 MW Tagbautunnel: Eher geringes Potenzial, da diese meist stark kultivierte Flächen oder Überbauungen aufweisen.
	Winterstrom	Keine spezielle Eignung für Winterstromproduktion.

	Herausforderungen	Eigenverbrauch nicht per se gegeben. Hohe Investitionskosten für PV-Autobahn Überdachungen. Konflikt Biodiversität bei begrünten Galerien. Galerien mit Schutzfunktion vor Steinschlag und Lawinen sind schlecht mit PV vereinbar da die Module gefährdet sind.
	Chancen	Standard Aufdachsystem für Autobahn Galerien und somit tiefe Kosten. Hohe Akzeptanz für PV auf Galerien. Grosse Fläche des Autobahnnetzes.
	Links zu Projekten	• Autobahnüberdachung, Konzept Österreich • Autobahn Knonaueramt und Fully

4.3 Böschungen entlang Autobahnen und Bahnlinien

Flächen rechts und links von Autobahnen und Bahnlinien sind üblicherweise aus Gründen des Landschaftsschutzes und der Erosionsverhinderung begrünt, teilweise werden sie als Landwirtschaftsflächen genutzt. Bei einer Südausrichtung können lange Böschungen rein technisch gesehen geeignet sein für Photovoltaikanlagen. Der Eigenverbrauch ist nicht per se gegeben, daher sollten insbesondere Böschungen in Tunnel- oder Gebäudenähe in Betracht gezogen werden. Eine Einspeisung ins Bahnnetz ist ebenfalls möglich, aber erst ab einer bestimmten Grösse wirtschaftlich (siehe auch Kapitel 4.1).

Gemäss dem Bundesamt für Statistik existieren in der Schweiz 9'700 ha Strassen- und Autobahnböschungen, sowie 3'300 ha Bahngrün (Böschungen). Trotz der enormen Fläche konnten keine PV-Projekte auf Böschungen identifiziert werden. In Deutschland entstand entlang der A94 beim südbayrischen Töging eine 1 MW-Anlage auf einer Böschung mit Lärmschutzfunktion (photovoltaik 03/2009). Dafür wurde ein spezielles Montagesystem für schräg montierte Module entwickelt und gebaut. Für die Bewilligung mussten Aspekte des Schallschutzes, der Windfestigkeit, Befestigungssicherheit, Sicherheit bei Starkregen, Blendwirkung, Biodiversität/Umweltverträglichkeit und der generellen Verkehrssicherheit berücksichtigt werden; dementsprechend umfangreich war die Entwicklung des Projektes.

Gespräche mit dem ASTRA, kantonalen Tiefbauämtern und Transportunternehmen haben gezeigt, dass Böschungen oft als ökologische Ausgleichsflächen oder der Landwirtschaft dienen. Ausgleichsflächen haben einen Schutzstatus für Biodiversität und sind somit mit hohen Auflagen versehen. Vereinzelte Projekte werden als möglich erachtet, aus Sicht der Transportunternehmen ist diese Kategorie von Infrastruktur aber nicht prioritär. Weiter wurden vereinzelt auch Risiken von Steinschlag und Lawinen genannt. Entlang der Autobahnen haben die Böschungen eine Sicherheitsfunktion und werden auch für die Schneeräumung benutzt. Gemäss Auskunft des ASTRA müsste bei PV auf Böschungen auch der Wasserabfluss berücksichtigt werden.

Die Eigentumsverhältnisse der Bahnböschungen sind gemäss Aussage der Bahnbetreiber unterschiedlich. SBB besitzt die insgesamt 6'000 km Bahnböschungen, teilweise sind diese an Landwirte verpachtet. Andere Bahnbetreiber haben keine Böschungen in ihrem Eigentum. Wie bei Lärmschutzwänden sind in Bezug auf Eigenverbrauchsanteil bei Böschungen insbesondere Flächen in Tunnelnähe interessant - bei grösseren Projekten kann direkt ins Bahnnetz eingespeist werden.

Der Bau einer PV-Anlage auf einer Böschung benötigt gemäss VPVE Art. 1a ein (vereinfachtes) Plangenehmigungsverfahren, da Interessen der Raumplanung oder des Umwelt- bzw. Naturschutzes berührt werden. Da es sich um eine Freiflächenanlage handelt, was in der Schweiz gemäss Raumplanungsgesetz nicht vorgesehen ist, wird ein früher Miteinbezug von Umwelt- und Naturschutzverbänden beim Verfahren empfohlen.

Bei La Chaux-de-Fonds (Le Reymond) wurde eine PV-Anlage entlang der Kantonsstrasse realisiert. Statt direkt auf die Fläche wurden die Module auf Pfeilern befestigt mit jeweils 18 Modulen pro Pfeiler (siehe Abbildung 7). Das ist eine interessante Alternative zur flächendeckenden Bebauung einer Böschung welche Nutzungskonflikte wie den Wasserabfluss oder die ökologischen Ausgleichsflächen minimieren kann.



Abbildung 7: PV-Anlage entlang Kantonsstrasse in Le Reymond, La Chaux-de-Fonds (Bild: Google Earth)



Kategorie BÖSCHUNGEN ENTLANG VERKEHRSWEGEN

	Wirtschaftlichkeit	Investitionskosten: 1'000-1'400 CHF/kWp Gestehungskosten (ohne EIV): 8-10 Rp/kWh
	Potenzial	Bei grossen Bahnunternehmen sind die Böschungen oft im Eigentum der Bahnbetreiber selber, viele davon sind Schutzflächen oder sind an Landwirte verpachtet. Bahnböschungen: Theoretisches Potenzial (BfS): 3'300 ha total $\Rightarrow$ 3-6 GW; technisches Potenzial: aufgrund Ausrichtung, Ausgleichsflächen, Steinschlag und Lawinen auf 20% geschätzt $\Rightarrow$ 0.7-1.3 GW; realistisches Potenzial: wird aufgrund regulatorischer Auflagen als sehr gering eingeschätzt 0-1% $\Rightarrow$ 0-30 MW Strassenböschungen: Theoretisches Potenzial (BfS): 9'700 ha total $\Rightarrow$ 10-20 GW, technisches Potenzial: aufgrund Ausrichtung, Ausgleichsflächen, Steinschlag und Lawinen auf 20% geschätzt $\Rightarrow$ 1.9-3.8 GW; realistisches Potenzial: wird aufgrund regulatorischer Auflagen als sehr gering eingeschätzt 0-1% $\Rightarrow$ 0-100 MW
	Winterstrom	Je nach Winkel der Böschung gute Eignung für Winterstromproduktion.
	Herausforderungen	Vorgaben zur Biodiversität (BAFU Auflagen). Aufwändiges Verfahren für Bewilligung (Nutzungsplanverfahren). Umwelteinflüsse (Steinschlag / Lawinen / Wasserabfluss) können je nach Lage den Bau verhindern. Nutzung der Böschung für Schneeräumungen auf Autobahn.

		Stromverbrauch vor Ort meist nicht gegeben. Viele verschiedene Landeigentümer. Das Raumplanungsgesetz sieht Freiflächenanlagen nur im Ausnahmefall vor (belastete Standorte).
☑	Chancen	Technisch einfach, daher relativ tiefe Kosten. Grosse Flächen. Direkteinspeisung Bahnstrom kann bei Projekten von mindestens 500 kW wirtschaftlich sein. Bei Betrieben des öffentlichen Verkehrs passen PV-Anlagen oft zu einer nachhaltigen Strategie und zur lokalen Energiebeschaffung. Dazu können PV-Projekte öffentlichkeitswirksam umgesetzt werden.
🏠	Links zu Projekten	• Böschungen Holland • Böschung Töging

4.4 Parkplatzüberdachungen (Carports)

In der Schweiz bestand im Jahr 2009 eine gesamte Parkplatzfläche von 64 km² (BFS, 2009), das entspricht rund 4.3 Millionen Parkplätzen bei 15 m² Fläche pro Parkplatz. Nicht enthalten in dieser Zahl sind Parkplätze mit weniger als 10 Parkfeldern, Parkfelder zum Längsparkieren entlang der Strassen, Autobahnraststätten und Rastplätze, Autohandel sowie unterirdische Parkplätze und Parkhäuser. Es muss also von einer bedeutend grösseren Fläche ausgegangen werden.

Parkplätze eignen sich sehr gut für Photovoltaik auf sogenannten Carport-Strukturen, speziell auch im Hinblick auf die zunehmende Elektromobilität. Grosse Parkflächen konnten insbesondere bei Autologistikfirmen, Einkaufszentren und Vergnügungsparks identifiziert werden.

Aufgrund der spezifischen Förderung sind in Frankreich und Italien bereits viele Solar Carports gebaut worden. In der Schweiz existieren ebenfalls einige grosse Pilotprojekte wie zum Beispiel beim Einkaufszentrum Chablais in Aigle (1.8 MWp) in Abbildung 8 oder bei Gefco in Courgenay (6.7 MWp). Bei der Firma Schindler Aufzüge in Ebikon wurden sowohl auf bereits existierenden Parkplatz Strukturen als auch auf neuen Strukturen ein Projekt von 330 kWp gebaut, das 2020 ein Schweizer Solarpreis-Diplom erhielt.



Abbildung 8: Mit dem «Solarparkplatz» deckt die Migros im Einkaufszentrum Chablais in Aigle rund die Hälfte ihres Stromverbrauchs. Die Eigenverbrauchsquote liegt bei 70% (Bild: © Romande Energie).

Bei der Firma Galliker Transport in Altishofen wurde eine Parkplatzüberdachung auf dem Flachdach eines Neubaus realisiert (Abbildung 9). Auf einer Dachfläche von 14'320 m² wurden 2'075 kW Leistung

installiert. Die Struktur wurde speziell für dieses Projekt entwickelt und stellte aufgrund der erhöhten Windlast auf dem Gebäudedach und der nötigen Wasserdichtheit für die Lagerung von Neuwagen eine Herausforderung dar. Das Projekt wurde 2020 mit dem Schweizer Solarpreis ausgezeichnet.



Abbildung 9: 2.1 MWp Parkplatzüberdachung bei der Firma Galliker Transport & Logistics in Altishofen
(Bild: © Galliker Transport)

Neben der Solarstromproduktion stellen Solar Carports einen erheblichen Mehrwert für einen Parkplatzbetreiber und die Nutzer dar:

- Komfort der Fahrzeugbesitzer dank Schutz vor Sonne/Hitze, Hagel, Schnee
- Integration von Ladegeräten für Elektrofahrzeuge
- Reduktion von Versicherungskosten für Autologistiker
- Klar sichtbares Signal für die Nachhaltigkeit

Bei der Planung von Parkplatzüberdachungen ist es sehr wichtig, die statische Tragfähigkeit der Struktur auf Schnee- und Windlast statisch zu überprüfen. Es ist von Vorteil, korrosionsbeständiges Material (Aluminium, Schrauben) einzusetzen, damit die am Grund befestigte Struktur nicht vom Streusalz angegriffen wird. Auch bei der Betonkomponente für das Fundament ist der Streusalzeinfluss zu beachten.

Im Vergleich zu Photovoltaikanlagen auf Dächern kommen bei Carports vermehrt ästhetische Anforderungen hinzu. Auf dem Markt sind Produkte mit verschiedenen Geometrien erhältlich, massgefertigte Strukturen sind von Vorteil bei spezifischen Struktur- und Qualitätsanforderungen. Als kritische Faktoren wurden in den Interviews insbesondere die Kosten, die erschwerte Schneeräumung sowie der Verlust der Flexibilität auf dem Parkplatz genannt.

Auf Flachdächern von bestehenden Gebäuden sind Carport-Strukturen prinzipiell möglich, allerdings müssen die Statik des Gebäudes und die Punktlasten genau analysiert werden. Im Vergleich zur Photovoltaik auf Dächern wird bei Carports mehr Material benötigt. Für das Projekt in Courgenay wurden 530 tragende Pfeiler installiert und insgesamt 1'000 Tonnen Stahl verbaut.

Aufgrund der hohen Akzeptanz und des eindeutigen Mehrwerts von Carport Lösungen für die parkierten Autos sowie die zunehmende Elektromobilität ist davon auszugehen, dass Parkplatzüberdachungen eine wichtige Infrastrukturkategorie für PV in der Schweiz werden können. Für einen wirtschaftlichen Betrieb ohne Eigenverbrauch würde diese Kategorie jedoch eine spezielle Förderung benötigen.

Um das Thema Parkplatzüberdachungen wird eine separate Studie ausgeführt, der Bericht dazu wird nach Beendigung dieser Studie publiziert.



Kategorie PARKPLATZÜBERDACHUNGEN

	Wirtschaftlichkeit	Investitionskosten: 1'500-2'000 CHF/kWp Gestehungskosten (ohne EIV): 10-13 Rp/kWh
	Potenzial	Theoretisches Potenzial: 6'400 ha Parkfläche (BfS) ⇒ 6-10 GW; technisches Potenzial: anhand Interviews wird 30% geschätzt ⇒ 2-3 GW; realistisches Potenzial: aufgrund nicht per se gegebener Wirtschaftlichkeit (Eigenverbrauch) auf 10% geschätzt ⇒ 0.6-1.0 GW
	Winterstrom	Keine spezielle Eignung für Winterstromproduktion.
	Herausforderungen	Relativ hohe Kosten für Carport Struktur. Je nach Bodenbeschaffenheit werden tiefe Fundamente benötigt (bis 3m); bei hoher Wind- und Schneelast muss die Struktur verstärkt werden. Koordination der Baustellenlogistik anspruchsvoll, wenn Parkplatz gleichzeitig benutzt wird. Umgang mit Eis und Schmelzwasser (Wasserführung), erhöhter Aufwand für Winterdienst; erschwerte Reinigung und Unterhalt. Verlust der Flexibilität auf Parkplatz aufgrund fixierter Strukturen, Unfallgefahr (Struktur sollte daher möglichst wenig Pfeiler haben). Verschattungen durch Bäume möglich, Fällen ist nicht immer erlaubt oder benötigt ökologische Kompensation.
	Chancen	Elektrische Ladestationen können relevanten Eigenverbrauch ermöglichen. Das Laden des Autos mit vor Ort produziertem Ökostrom ist attraktiv für die Kunden. Komfort für Fahrzeugbesitzer dank Schutz gegen Sonne, Schnee und Hagel. Schutz vor Hagel kann zu Reduktion der Autoversicherung führen für Autoimporteure oder einem höheren Preis für die Lagerung der Autos. Die Produktion kann mit bifazialen Modulen erhöht werden. Hohe Visibilität, positives und nachhaltiges Image nach aussen.
	Links zu Projekten	• Carport in Courgenay • Migros Aigle • Galliker Logistik • Parkplatz Luftseilbahn Kronberg • Schindler Aufzüge

4.4 Gleis- und Perronüberdachungen

Nationalrat Jörg Mäder reichte 2019 eine Petition ein mit dem Antrag, dass die SBB 90% der Perrondächer für Photovoltaik nutzen soll. Die Antwort des Bundesrates war, dass basierend auf der ESöV 2050 die SBB alle Liegenschaften und Infrastrukturanlagen in ihre Potenzialanalyse einbezieht, u.a. die Perrondächer. Gemäss ersten Analysen der SBB eignen sich ein Drittel bis die Hälfte der Gleisdächer theoretisch für Solaranlagen. Gemäss Aussagen sehen einige Bahnbetreiber das höchste Potenzial – neben den Depotdächern – tatsächlich bei Perronüberdachungen. Bei Neubauprojekten sollen semi-transparente Module direkt ins Dach integriert werden.

Als eher kritisch erachtet wird die unmittelbare Nähe zur Fahrleitung für Wartungssicherheit, sowie die Verschmutzung der Module aufgrund der erhöhten Feinstaubkonzentration. Ebenfalls genannt wurden die

potenzielle Verschattung der Module aufgrund von Fahrleitungen und Masten sowie die allenfalls nötige statische Verstärkung der Dächer. Der Stromkonsum auf Perrons ist tagsüber gering, daher wäre eine Einspeisung ins Bahnnetz wünschenswert, was sich allerdings nur bei grösseren Projekten und somit bei Bahnhöfen mit mehreren Perrons lohnt (siehe Kapitel 4.1). Auch zu beachten ist, dass gewisse Städte, z.B. Zürich, Auflagen zur Begrünung von Dächern erstellt haben, die auch Perrondächer betreffen.

Das Transportunternehmen TPF hat an mehreren Standorten PV-Anlagen auf Perrondächern realisiert. Der Strom wird zum Teil direkt an den Haltestellen verbraucht, der Rest wird ins öffentliche Stromnetz eingespeist. Abbildung 10 zeigt die Perrondach Anlage in Pensier, die von einem Contractor finanziert wurde.



Abbildung 10: Perrondach Haltestelle Pensier (Bild: © TPF mit Genehmigung von Swiss Solar City)

Eine sehr schöne integrierte PV-Anlage wurde 2003 auf dem Berliner Hauptbahnhof realisiert. Auf der südlichen Seite des Ost-West-Hallendaches wurden 780 Solarmodule auf 1'700 m² Glasfläche integriert (siehe Abbildung 11). Wie die Glasfelder hat auch jedes der Solarmodule andere Abmessungen. Die Einzelflächen sind 1.7 bis 2.6 m² groß. Insgesamt wird eine Leistung von 190 kWp erreicht, pro Jahr werden 160'000 kWh produziert.

Ein ebenfalls eindruckliches Beispiel einer kompletten Gleisbedeckung, bzw. eines Tagbautunnels ist der rund 3 km lange Tagbautunnel in Belgien, auf der Bahnstrecke Antwerpen-Amsterdam. Auf 50'000 m² Fläche sind 16'000 Module installiert, mit einer Gesamtleistung von 3.9 MWp.

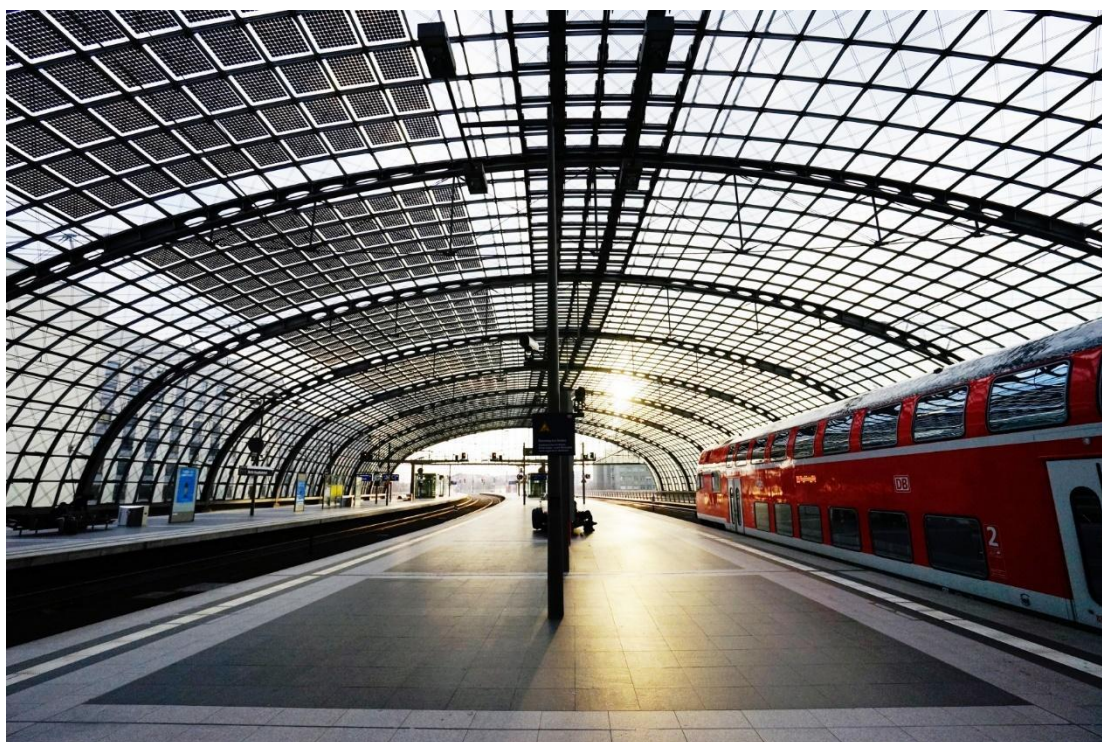


Abbildung 11: Halbtransparente PV-Anlage im Berliner Hauptbahnhof (Bild: © DB AG / Volker Emersleben)



Kategorie GLEIS- UND PERRONDÄCHER

	Wirtschaftlichkeit	Investitionskosten: 1'000-2'000 CHF/kWp Gestehungskosten (ohne EIV): 7-13 Rp/kWh Die Wirtschaftlichkeit ist stark abhängig von den lokalen Begebenheiten (Nähe zu Einspeisepunkt, nutzbare Fläche, Möglichkeit der Direkteinspeisung in das Bahnstromnetz).
	Potenzial	Es gibt mehr als 1'500 Bahnhöfe in der Schweiz, wobei nicht alle das Potenzial für PV Perrondächer aufweisen. Die Fläche der Perrondächer der zehn grössten Bahnhöfe liegt bei rund 110'000 m², was ein theoretisches Potenzial von ca. 18 MW bedeutet. Technische Potenzial: geschätzt 50% ⇒ 9 MW; realistisches Potenzial: geschätzt 25% - 50% ⇒ 4.5-9 MW. Für die anderen 1'490 Bahnhöfe wurde eine durchschnittliche Fläche von 750m² geschätzt mit einem theoretischen Potenzial von 186 MW und einem technischen Potenzial von 93 MW; das realistische Potenzial wird auf 25 - 50% geschätzt ⇒ 46-93 MW Beispiel RHB: 3.3 MW wirtschaftlich realisierbares Potenzial auf Perrondächer, mögliche Grösse einer Anlage pro Perron wird auf 100-200 kW geschätzt.
	Winterstrom	Vergleichbar mit normalen Auf- oder Indachanlagen, daher keine spezielle Eignung für Winterstromproduktion.
	Herausforderungen	Die Wartung von Installationen in Fahrleitungsnähe kann ein Hindernis darstellen. Der Zugang für Unterhalt kann gefährlich sein und unter Umständen nur bei Ausserbetriebnahme der Leitungen erfolgen (⇒ hohe Kosten). Manchmal wenig Eigenverbrauch, für eine Einspeisung in das Bahnstromnetz kommen nur grosse PV-Anlagen in Frage (siehe Chancen). Perrondächer sind oft schmal und teilverschattet. Je nach Statik ist eine Verstärkung der Perrondächer nötig. In einigen Regionen der Schweiz stehen viele Bahnhöfe unter Denkmalschutz.

	Chancen	Technisch meistens einfach umzusetzen, da Standard-Aufdachsysteme genutzt werden können (Ausnahme: Nähe zu Fahrleitungen). Direkteinspeisung Bahnstrom kann ab circa 500 kW wirtschaftlich sein. Grössere Bahnhöfe können einen relevanten Eigenverbrauch erreichen. Gute Sichtbarkeit ermöglicht eine öffentlichkeitswirksame Gestaltung.
	Links zu Projekten	• Tagtunnel Antwerpen-Amsterdam • Berliner Hauptbahnhof

4.5 Exkurs: Bewilligungssituation für PV im öffentlichen Verkehr

Für Bauprojekte im öffentlichen Verkehr gilt im Allgemeinen das Eisenbahngesetz (EBG) oder das Seilbahngesetz. Gemäss diesen gilt für den Bau von Photovoltaikanlagen das sogenannte Plangenehmigungsverfahren, das vom Bundesamt für Verkehr (BAV) koordiniert wird. Dieses Verfahren wird angewendet bei PV auf allen Arten von Bahnanlagen, ausser auf Bürogebäuden von Transportunternehmen, hier gilt das gemeinderechtliche Verfahren, das für nicht denkmalgeschützte und nicht schützenswerte Bauten bewilligungsfrei abläuft. Dies gilt auch für Anlagen auf Bahngebäuden, die der Verordnung für elektrische Niederspannungsinstallationen (NIV) unterstehen (50 Hz Anlagen) und den erzeugten Strom somit nicht ins Bahnnetz einspeisen. Statt einer ordentlichen Baubewilligung wird in diesen Fällen nur ein Meldeverfahren benötigt.

Im Plangenehmigungsverfahren wird geprüft, ob das Projekt den technischen Vorschriften entspricht und die Bestimmungen der Raumplanung und des Umwelt-, Natur- und Heimatschutzes eingehalten werden und Rechte von betroffenen Parteien gewahrt werden (BAV). Nach diesem Verfahren werden zum Beispiel neue Brücken, Tunnel, Fahrleitungen, Seilbahnen geprüft und bewilligt sowie PV-Anlagen auf diesen und anderen Infrastrukturanlagen. Für das Verfahren wird eine umfangreiche Projektdokumentation mit einem Gestaltungs- und Erschliessungsplan erstellt. Zu bestimmten Themen sind Fachgutachten beizulegen, für PV-Anlagen ab 5 MW muss eine Umweltverträglichkeitsprüfung erfolgen und ein entsprechender Bericht erstellt werden. Die gesamte Projektdokumentation wird öffentlich aufgelegt, Kantone und Fachämter werden angehört, Einsprachen der Öffentlichkeit müssen behandelt sowie Stellungnahmen bereinigt werden. Danach entscheidet das BAV über eine Plangenehmigungsverfügung, worauf Beschwerden erfolgen können, die ggf. über Etappen bis zum Bundesgericht adressiert werden. Das gesamte Plangenehmigungsverfahren kann mehrere Jahre dauern, in vereinfachter Form rund sechs Monate. Im vereinfachten Verfahren entfällt die öffentliche Auflage, die Planvorlage wird direkt den Betroffenen zur Stellungnahme unterbreitet.

Die Bewilligungssituation von PV-Anlagen im öffentlichen Verkehr wird sehr ausführlich im Bericht «Photovoltaik und Eigenverbrauch im öffentlichen Verkehr» des BAV (2020) beschrieben.

5. Technische Infrastruktur (Versorgung, Entsorgung und Schutzbauten)

Unter dem Begriff technische Infrastruktur summieren wir alle Anlagen, die zur Versorgung und zum Schutz der Bevölkerung erstellt wurden. Dies umfasst Bauten für die Strom-, Gas- und Wasserversorgung sowie für die Entsorgung und Wiederaufbereitung von Abwasser und Abfällen, aber auch Schutzbauten wie Lawinenverbauungen. Bei den meisten technischen Infrastrukturen ist die Nutzung von Dächern angegliederter Gebäude vorrangig. Einige Standorte weisen jedoch aufgrund der grossen verfügbaren Fläche oder des hohen lokalen Stromverbrauchs auch ein Potenzial zur Nutzung der Infrastrukturbauten selbst auf. Gemäss Gesprächen mit Fachpersonen können folgende Infrastrukturbauten für die Solarstromproduktion genutzt werden:

- Versorgung: Wasserkraftanlagen (Staudämme, Stauseen), Umspannwerke
- Entsorgung: Abwasserreinigungsanlagen (ARA)
- Schutzbauten: Lawinenverbauungen

Diese Kategorien werden im Folgenden genauer beschrieben.

5.1 Wasserkraft

Saisonale Pumpspeicherkraftwerke werden in der Schweiz seit über 150 Jahren gebaut, meist in hochalpinen Regionen. Aktueller ist der Gedanke, Wasserkraft und Solarkraft zu kombinieren. Solarmodule arbeiten in den hochalpinen Regionen der Schweiz besonders effektiv, da die Sonneneinstrahlung höher als im Mittelland ist – und neben den geringeren Außentemperaturen auch der reflektierende Schnee eine erhöhte Solarstromerzeugung begünstigt. Aufgrund des Landschaftsschutzes in den hochalpinen Regionen sind grosse Solarkraftwerke heute nur an bestehenden Infrastrukturbauten denkbar. Bei Pumpspeicherkraftwerken können die Staumauern wie auch die Wasserflächen genutzt werden. Der Netzanschluss ist vor Ort gegeben und überschüssiger Solarstrom kann lokal gespeichert werden.

5.1.1 Infrastrukturbauten (Staudämme, Staumauern)

Einige aktuelle Beispiele und Projekte zeigen, dass Strukturen von Wasserkraftwerken (Dämme, Mauern, Gebäude) auch für die Installation von Photovoltaik-Modulen geeignet sein können. Besonders bei geplanten baulichen Eingriffen, z.B. der Erhöhung von Staumauern, können Synergien genutzt werden und die Integration von PV-Grossanlagen geprüft werden.

Am Albigna-Stausee wurde das erste Projekt umgesetzt, welches Wasser- und Solarkraft in hochalpinem Gelände in der Schweiz kombiniert (Abbildung 12). Im Mai 2018 wurde mit einigen wenigen PV-Panels ein Pilotprojekt gestartet. Die Resultate waren positiv und die Produktion höher als erwartet, worauf in 2020 die Staumauer auf der nach Süden ausgerichteten Wasserseite mit PV-Modulen ausgestattet wurde. Auf einer Länge von 670 Metern wurden 1'200 Module mit insgesamt 410 kWp montiert. Aufgrund der kühlen, klaren Luft und der Reflexionen des Schnees sowie des Wassers rechnet der Betreiber ewz mit hohen Erträgen: rund 500 Megawattstunden Strom soll die Anlage jährlich produzieren, 50% davon im Winterhalbjahr. Beim Bau und Betrieb der Anlage konnten verschiedene Synergien genutzt werden. Die Installationsarbeiten werden grösstenteils durch ewz-Mitarbeitende aus dem Bergell ausgeführt, die schon das Pilotprojekt initiiert haben. Die ganzjährige Verfügbarkeit von Personal vor Ort vereinfacht zudem allfällige Wartungsarbeiten.



Abbildung 12: Im Bergell hat die ewz die erste PV-Anlage der Schweiz an einer Staumauer verwirklicht (Bild: © ewz).

Ein noch grösseres Projekt entsteht am Muttsee. Im Sommer 2021 wird an der Staumauer in den Glarner Alpen eine PV-Anlage mit einer Leistung von rund 2.2 MWp installiert (Abbildung 13). Die Staumauer ist Teil des Pumpspeicherwerks Limmern und ist die höchstgelegene Staumauer Europas. 5'000 bifaziale Module werden auf einer Fläche von 10'000 Quadratmetern angebracht, am oberen Teil der Staumauer mit einem Winkel von 65 Grad, am unteren Teil mit 51 Grad. Die Module dürfen aus Sicherheitsgründen nicht an der Mauer aufliegen, sondern werden mit einer speziellen Unterkonstruktion an der Mauer befestigt.



Abbildung 13: Visualisierung des PV-Projektes am Muttsee, welches von der Axpo und der IWB im Sommer 2021 umgesetzt wird (Bild: © Axpo).

Naturgemäß haben viele der Infrastrukturbauten eine starke Neigung, häufig nahezu senkrecht. Dies kann sich in hochgelegenen Gebieten mit relevanten Schneemengen während mehreren Monaten pro Jahr günstig auswirken. Die Winterstromproduktion wird neben den Reflexionen vom umgebenden Schnee oder Eis zudem begünstigt durch niedrige Temperaturen und die grosse Neigung der Module. Beim Projekt Muttsee wird dieses Thema in Zusammenarbeit mit einer Forschungsgruppe der EPFL genauer erforscht. Um die Risiken durch die Schneelast zu minimieren wurde eine Studie vom Institut für Schnee- und Lawinenforschung (SLF) durchgeführt.

Sowohl beim Projekt Muttsee wie auch beim Albinasee hat das Stromnetz vor Ort genügend Kapazität, um ohne relevante Ausbauten die zusätzliche Stromproduktion aufnehmen zu können.

Die Verlegung der Module bündig mit der Infrastruktur ist oft die rationalste Lösung, sowohl aus ästhetischen und Kostengründen als auch aus praktischen Überlegungen (Abrutschen des Schnees). Beim Projekt der ewz am Albinasee wurden die Module in ein aus Konsolen und Aluminiumprofilen bestehendes Montagesystem eingeschoben, um sie bei Bedarf leicht auswechseln zu können. Für das Projekt Muttsee werden die Module mit etwa 1.5 Metern Abstand zur Mauer befestigt und müssen einer relativ hohen Schnee- und Windlast standhalten.

PV-Anlagen auf existierender Infrastruktur im alpinen Raum unterstehen im Allgemeinen nicht dem Plangenehmigungsverfahren, da die Solaranlage keinen oder nur einen beschränkten negativen Einfluss auf Natur und Umwelt hat. Details zum Genehmigungsverfahren im alpinen Raum werden ausgeführt im Bericht Raumplanung und Photovoltaik der DIKE-Schriftenreihe zum Energierecht (Abegg et al.). Am heikelsten sind Bau- und Unterhaltsphasen insbesondere hinsichtlich Bauimmissionen.

In Bezug auf den Landschaftsschutz ist es wichtig zu beachten, dass es sich um künstliche Anlagen handelt, die weitgehend zu charakteristischen Elementen der Landschaft geworden sind. Der grosse Eingriff in die Landschaft war der Bau der Wasserkraftwerke und nicht der Solarkraftwerke. Gemäss einer Studie unterstützt die Mehrheit der Bevölkerung PV-Projekte im hochalpinen Raum (Graf et al.). Bei einer Doppelnutzung vorhandener Infrastruktur dürfte die Zustimmung noch höher sein. So unterstützen auch verschiedene Natur- und Umweltschutzverbände die Nutzung von Staudämmen für PV-Anlagen, was sich beim Projekt Muttsee zeigte, wo keine Einsprachen erhoben wurden.

Schweizweit sind heute 677 Wasserkraftwerke mit einer Leistung von mehr als 300 kW in Betrieb, welche pro Jahr 36.7 TWh produzieren (BFE). Davon ist aus technischen Gründen nur ein Teil für die Nutzung für PV geeignet (Ausrichtung, Netzanschluss, nutzbare Fläche, etc). Für das Tessin wurde die Eignung abgeschätzt (Bernasconi et al.): von 40 Wasserkraftwerken sind 6 für die Photovoltaik sehr gut bis gut geeignet. Auf die Schweiz übertragen, kommen somit schätzungsweise 100 Wasserkraftwerke für die Nutzung in Frage. Bei einer Leistung von durchschnittlich 1 MW entspricht das technisch mögliche Potenzial somit etwa 100 MW.

Die Wirtschaftlichkeit von PV auf Staumauern ist von vielen Faktoren abhängig. Unter anderem entscheidend für die Investitionskosten ist die technische Lösung sowie die erschwerte Logistik aufgrund der hochalpinen Lage. Die relativ hohen Projektkosten können jedoch teilweise durch die hohe Sonneneinstrahlung und die damit einhergehende erhöhte Stromproduktion kompensiert werden.

- Der Albnasee ist über eine Seilbahn erschlossen, welche für den Materialtransport genutzt werden kann. Dadurch und aufgrund der hohen Eigenleistungen durch ewz konnten die Investitionskosten gemäss ewz erstaunlich tief gehalten werden. Bei Gestehungskosten für den Solarstrom von 8.8 Rp/kWh kann die PV-Anlage in 20 Jahren amortisiert werden. Der Solarstrom wird von Kunden der ewz in einem Beteiligungsmodell bezogen.
- Das Projekt Muttsee hat höhere Investitionskosten (total 7.5-8 Mio. CHF), die mit der aufwändigen Logistik und der speziellen Unterkonstruktion zu begründen sind. Den alpinen Solarstrom kauft der Detailhändler Denner ab, vertraglich wurde ein garantierter Abnahmepreis über die nächsten 20 Jahre definiert.



Kategorie WASSERKRAFT: STAUMAUERN

	Wirtschaftlichkeit	Investitionskosten: 1'500-3'500 CHF/kWp Gestehungskosten (ohne EIV): 10-20 Rp/kWh
	Potenzial	Theoretisches Potenzial: total 677 Wasserkraftwerken, geschätzt auf 600 MW; technisches Potenzial: gemäss Verhältnis im Tessin (Bernasconi et al.) auf 100 MW geschätzt; realistisches Potenzial: aufgrund der hohen Kosten wird mit nur 10-20% gerechnet ⇒ 60-120 MW
	Winterstrom	Dank hochalpiner Lage (Sonneneinstrahlung, Kälte, Reflexion) und steilem Modulwinkel (Sonneneinfallswinkel, Schneeabrutsch) hohe Winterstromerträge von bis zu 50% möglich.
	Herausforderungen	Kann technisch komplex sein. Hohe Investitionskosten, vor allem bei schlechter Zugänglichkeit (Logistik). Mögliche Verschattung bei V-Tälern. Die alpinen Bedingungen können die Lebensdauer der Anlage verkürzen.
	Chancen	Hoher Anteil an Winterstrom möglich, rund 50% der Stromproduktion fällt im Winterhalbjahr an. Der Energieertrag ist bis zu 50% höher als in tieferen Lagen (Albedo, höhere UV-Strahlung, kalte Panels). Netzanschluss mit hoher Kapazität vorhanden. Künstliche Landschaft ⇒ kaum Bedenken bzgl. Landschaftsschutz. Synergien bei Dammerhöhungen können genutzt werden.
	Links zu Projekten	• Axpo Muttsee • ewz Albnasee

5.1.2 Wasseroberflächen

Die Nutzung von Wasseroberflächen hat ein riesiges theoretisches Potenzial. Die erste schwimmende PV-Anlage wurde 2007 in Japan realisiert, seither sind weitere Projekte in Frankreich, Italien, Korea, Spanien und den Vereinigten Staaten hinzugekommen, hauptsächlich mit relativ geringen Leistungen. Die erste grosse Anlage mit über 10 MWp Leistung wurde 2016 in China installiert. Mitte 2018 lag die weltweit kumulierte installierte Leistung der schwimmenden PV-Anlagen bereits bei rund 1.1 GWp, was der installierten Leistung der Freiflächenanlagen im Jahr 2000 entspricht.

Freiflächenanlagen sind in der Schweiz bisher nicht genehmigungsfähig (siehe Positionspapier ARE, 2012). Künstlichen Seen sind ebenfalls Flächen, die rechtliche Situation verhält sich jedoch anders als auf Grünflächen aufgrund der Standortgebundenheit und kann deswegen bewilligt werden. Ein Vorhaben ist standortgebunden wenn es aus objektiven Gründen an einen bestimmten Ort ausserhalb der Bauzonen gebunden ist und mit Vorteil am geplanten Standort realisiert wird (RPG, Art. 24).

Aus Sicht der Biodiversität sind Speicherseen im alpinen Raum von relativ geringem Wert, da Staudämme für Fische unüberwindbare Hindernisse darstellen und die Seen dahinter oft zu wenig Nahrung bieten. Daher ist die Verbindung von Solar- und Wasserkraft an diesen Orten grundsätzlich einleuchtend. Ausnahmen davon sind u.a. der Grimsensee und der Südrand des Sihlsees wo inventarisierte Moorlandschaften existieren, welche eine Bewilligung für schwimmende PV-Anlagen erschweren oder verunmöglichen würden. Im Kanton Tessin verbietet das kantonale Energiegesetz derzeit ausdrücklich die Nutzung von Seeflächen für die Installation von Photovoltaikanlagen.



Abbildung 14: Auf dem Lac de Toules wurde die erste schwimmende PV-Anlage der Schweiz errichtet (Bild: Romande Energie).

In der Schweiz beläuft sich die Fläche der künstlichen Seen auf 80 km². Eine erste schwimmende Anlage wurde auf dem Stausee Lac de Toules auf über 1'800 m ü. M. errichtet (Abbildung 14). Der See ist aufgrund der Höhenlage, der klimatischen Bedingungen sowie der erwarteten überdurchschnittlichen Jahreserträge - 50% mehr als im Flachland - einzigartig. Romande Energie hat die Anlage Anfang Dezember 2019 in Betrieb genommen. Das 2'240 m² grosse Kraftwerk besteht aus doppelseitigen Solarmodulen auf 36 Schwimmkörpern, die mit Gewichten am Grund des Sees befestigt sind. So können sie mit dem Wasserstand steigen und fallen. Aufgrund der Exponiertheit des Standorts muss die schwimmende PV-Struktur Windgeschwindigkeiten von bis zu 120 km/h, einer Eisdicke des Sees von 60 cm sowie Schneehöhen von 50 cm standhalten. Mit einer Leistung von 448 kWp können gemäss

Romande Energie rund 800 MWh jährlich produziert werden (Romande Energie), ein grosser Teil davon als Winterstrom.

Die schwimmende Plattform für die PV-Anlage kann am Ufer, am Boden, an Pfählen oder einer Kombination aus diesen drei Elementen verankert werden. Die Konstruktion muss an das vorhandene Wasserprofil und die Tiefe, die Bodenbedingungen und die Schwankungen des Wasserstands angepasst werden. Die Verankerung an Land eignet sich besonders für kleine, flache Gewässer, die meisten schwimmenden Anlagen werden jedoch am Grund verankert. Unabhängig von der Methode sollte die Verankerung für eine Lebenszeit von 25 Jahren ausgelegt werden, was hohe Ansprüche an die Komponenten stellt.

Naturschutzverbände befürworten im Allgemeinen die Verbindung von Solar- und Wasserkraft. Der WWF hat das Projekt auf dem Lac de Toules begleitet und ist der PV-Nutzung auf Infrastruktur gegenüber grundsätzlich positiv eingestellt.



Kategorie WASSERKRAFT: WASSEROBERFLÄCHE

	Wirtschaftlichkeit	Investitionskosten: 5'000 CHF/kWh (Pilotprojekt Lac de Toules); Grossprojekte im Ausland werden bedeutend günstiger gebaut Gestehungskosten (ohne EIV): 15-20 Rp/kWh
	Potenzial	Fläche der grössten 30 Stauseen in der Schweiz: 80 km ² (BfS) Theoretisches Potenzial: 8 GW ; technisches Potenzial: durchschn. 25% der Seeoberfläche nutzbar $\Rightarrow$ 2 GW ; realistisches Potenzial: aufgrund hoher Investitionskosten auf 5-10% geschätzt $\Rightarrow$ 400-800 MW
	Winterstrom	Dank hochalpiner Lage (Sonneneinstrahlung, Kälte, Reflexion) können hohe Winterstromerträge bis 40% erwartet werden. Bei Südaufständigung ist der spezifische Ertrag im Winterhalbjahr höher als bei Ost-West Aufständigung.
	Herausforderungen	Hohe Investitionskosten, speziell im hochalpinen Raum (Logistik). Die alpinen Bedingungen können die Lebensdauer der Anlage verkürzen. Befestigungskonstruktion der Anlage kann aufwändig sein (Lac de Toules). Widerstandsfähigkeit bei extremen Wetterereignissen. Kompatibilität mit möglichen Schwankungen des Wasserstands. Mögliche Verschattungen bei V-Tälern.
	Chancen	Stauseen bieten viel Fläche, gute Bedingungen und wenig Konfliktpotenzial mit Naturschutz und Biodiversität. Höherer Ertrag: bis zu 80% im Vergleich zu PV im Flachland (durch höhere Einstrahlung, doppelseitige Module, Schneereflexion). Netzanschluss mit hoher Kapazität vorhanden.
	Links zu Projekten	Romande Energie Lac de Toules

5.2 Abwasserreinigungsanlagen (ARA)

In der Schweiz existieren gemäss BAFU rund 800 Abwasserreinigungsanlagen (ARA). Aufgrund energieintensiver Prozesse der Abwasserreinigung sind diese relativ grosse Stromverbraucher. Die Nachrüstung vieler ARA auf die vierte Behandlungsstufe zur Entfernung von Mikroverunreinigungen wird in den kommenden Jahren den Strombedarf weiter erhöhen.

Bis vor Kurzem konnten ARA nur mit PV auf Dächern ausgestattet werden. In den letzten Jahren wurde eine Technologie entwickelt mit der Klärbecken mit PV überdacht werden können. Es handelt sich dabei um ein faltbares Solardach der Firma dhp technology, das dank seiner Beweglichkeit einen uneingeschränkten Betrieb und Zugang zum Klärbecken weiterhin ermöglicht (Abbildung 15). Der Faltmechanismus des Systems erlaubt eine ideale Doppelnutzung der industriellen Nutzflächen mit dem Zusatzvorteil, dass die Beschattung der Klärbecken das Algenwachstum reduzieren.

Die Firma hat mehrere ARA mit Anlagenleistungen zwischen 100 kW und 1 MW ausgestattet, das schweizweite Potenzial schätzt die Firma auf 70 – 80 MWp, was aufgrund der erwähnten Anzahl ARA realistisch erscheint. Da für die Bewilligungsfähigkeit dieser Projekte wenige Einschränkungen zu erwarten sind, kann dieses Potenzial, vorausgesetzt die Wirtschaftlichkeit ist gegeben, realisiert werden. Die Akzeptanz der bisherigen Bauten ist gemäss Gemeindevertretern, Zeitungsartikeln und Herstellern hoch.



Abbildung 15: In der ARA Chur wurden die Klärbecken mit einer einfahrbaren Falt-PV-Anlage überdeckt (Bild: © dhp).

Der lokal produzierte Solarstrom kann aufgrund des hohen Stromverbrauchs meistens zu 100% vor Ort verbraucht werden. Die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage auf einer ARA hängt somit vom Verhältnis der PV Gestehungskosten zu den Kosten für den bezogenen Netzstrom ab. Da eine ARA den Strom aufgrund des hohen Verbrauchs auf dem freien Strommarkt beschaffen kann, sind ihre Kosten per kWh tendenziell tief. Das System des Faltdaches bringt viele Vorteile, ist aber komplexer und somit kostenintensiver als eine Standard Aufdachanlage was sich in den Gestehungskosten niederschlägt, die unter Umständen leicht höher ausfallen können als der Strompreis auf dem freien Markt.



Kategorie **ABWASSERREINIGUNGSANLAGEN (ARA)**

	Wirtschaftlichkeit	Investitionskosten: Ca 2'400 CHF/kWp Gestehungskosten (ohne EIV): rund 16 Rp/kWh
	Potenzial	Ca. 800 ARA in der Schweiz (BAFU)

		Theoretisches Potenzial: mit durchschnittlich 500 kW pro ARA $\Rightarrow$ 400 MW; technisches und realistisches Potenzial: aus Synthese der Interviews auf 20% geschätzt $\Rightarrow$ 80 MW
	Winterstrom	Keine besondere Eignung für die Produktion von Winterstrom.
	Herausforderungen	Relativ hohe Investitionskosten und daher knappe Rentabilität (ARA profitieren aufgrund des hohen Stromverbrauchs meist von günstigen Stromtarifen). Komplexe Technologie des Faltdachs mit tendenziell hohen Unterhaltskosten.
	Chancen	Hoher Eigenverbrauch. Hohe Akzeptanz, einfacher Bewilligungsprozess. Dank Faltdach wird der Betrieb der ARA nicht beeinträchtigt (Kran, Zugang Klärbecken). Beschattung der biologischen Becken reduziert Algenwachstum. Kann Energiestrategie von Gemeinden (Energistadt, Nachhaltigkeitsleitbild, etc.) unterstützen.
	Links zu Projekten	• ARA Wohlen • ARA Chur • ARA Bilten, Glarus • ARA Romanshorn

5.3 Weitere öffentliche Anlagen

5.3.1 Lawinenverbauungen

In den letzten Jahren wurde mehrfach vorgeschlagen, PV-Anlagen auf Lawinenverbauungen zu realisieren. In der Schweiz gibt es rund 600 km solcher Schutzbauten, die meist zwischen 1'800 und 2'500 m ü. M. liegen. Solche alpinen Solaranlagen profitieren von der Lage über der Nebelgrenze, einer intensiven Sonneneinstrahlung und kühlen Temperaturen was insgesamt den Ertrag verbessert. Die Installation von PV-Modulen auf Lawinenschutzverbauungen darf jedoch deren Schutzfunktion nicht beeinträchtigen. Die Eidgenössische Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft (WSL) hat daher Empfehlungen erarbeitet, um unerwünschte Auswirkungen von Solarmodulen auf die Funktionalität von Lawinenverbauungen zu reduzieren (Margreth et al.). In diesem Zusammenhang wurde eine Testanlage mit wenigen Modulen in St. Antönien (GR) installiert und untersucht.

Die Module können dazu führen, dass auf den Stützwerken mehr Schnee abgelagert wird oder dass allenfalls bei Lawinen Schäden an den Stützwerken entstehen können (SLF, 2012). Die Expertenkommission für Lawinen und Steinschlag kam jedoch 2012 in einer Studie zum Schluss dass Solarmodule im Allgemeinen nicht zu einer Funktionsbeeinträchtigung der Lawinenverbauung führen.

In Bellwald VS wurde durch die Firma Solar Bellwald GmbH die erste netzgekoppelte PV-Anlage im Jahr 2012 auf 2'200 Meter realisiert (Abbildung 16). Pro Jahr erzeugt diese Anlage mit 9,8 kWp Leistung einen vergleichsweise hohen Ertrag von 13'000-14'000 kWh, 43% davon im Winterhalbjahr. Die Installationskosten der Anlage lagen bei 60'000 CHF und somit bei rund 6'000 CHF/kWp.

Diese relativ hohen Kosten sind einerseits mit dem Pioniercharakter des Projektes zu erklären, für die Umsetzung der Richtlinien des WSL mussten verschiedene Technologien getestet werden. Das Gehäuse für den Wechselrichter und weitere elektrische Installationen betrug allein 10'000 CHF, die Kosten für die Anschlussleitung lagen bei 4'000 CHF. Bei der Anlage wurden zu Anfang die Module im Winter mit einem Winkel von 60° und im Sommer mit 30° befestigt, allerdings war der Effekt auf die Produktion gering.

Heute sind die Module konstant mit einem 60° Winkel ausgerichtet. Während den zehn Jahren seit Inbetriebnahme der Anlage ist noch kein Schaden entstanden durch Lawinen. Das hat damit zu tun, dass die Anlage auf einer Höhe steht wo die Lawinen entstehen und sich noch aufhalten lassen. In tieferen Lagen ist eher mit Schäden zu rechnen.

Die Firma enalpin hat ebenfalls in 2012 in Bellwald eine PV-Anlage auf einer Lawinenschutzverbauung realisiert. Diese hat eine Leistung von 12 kWp.

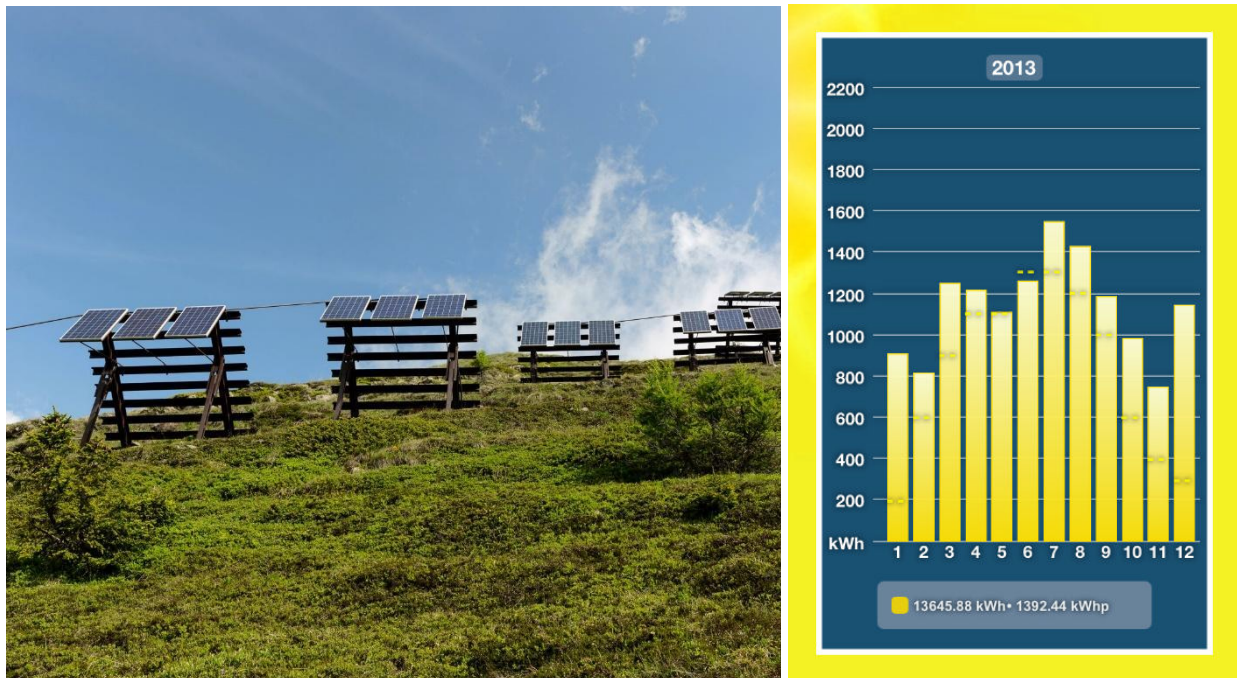


Abbildung 16: In Bellwald VS wurde 2011 eine PV-Anlage mit einer Leistung von 9.8 kWp in Betrieb genommen (Bild: © Petro Rodriguez/energieregiongoms) und Produktionsdaten der Anlage von 2013 (© Solar Bellwald).

Im Jahr 2013 initiierte die WSL eine Studie zu zwei Photovoltaikanlagen auf Lawinenschutzbauten in den beiden Tourismusregionen Bellwald und St. Antönien, um die Akzeptanz der Bevölkerung zu untersuchen. Grundsätzlich scheinen Bewohner sowie Touristen der Bergregionen der Photovoltaik an Lawinerverbauungen gegenüber positiv eingestellt zu sein, Lawinerverbauungen werden als passender Standort für PV-Anlagen wahrgenommen. Die Höhe der Akzeptanz ist jedoch ortsabhängig.

Lawinerverbauungen werden üblicherweise von Bund und Kanton finanziert. Grundsätzlich dürfen dabei die Bauten nicht zweckentfremdet werden (Verordnung über den Wald WaV Artikel 50, Absatz 2 und 3). Für den Bau von PV-Anlagen sind daher Plan- und Bewilligungsverfahren nötig.



Kategorie LAWINENVERBAUUNGEN

	Wirtschaftlichkeit	Investitionskosten: 4'000-6'000 CHF/kWp Gestehungskosten (ohne EIV): 25-40 Rp./kWh
	Potenzial	In der Schweiz gibt es 600 km Lawinerverbauungen. Aufgrund der abgeschiedenen Lage (kein Stromnetz) ist nur ein sehr kleiner Teil, v.a. in Skigebieten, nutzbar. Theoretisches Potenzial: 600 km $\Rightarrow$ 350 MW; technisches Potenzial: ca. 100km unter Berücksichtigung der Ausrichtung des Tals, des Netzanschlusses und der Zugänglichkeit $\Rightarrow$ 20 MW; realistisches Potenzial: aufgrund von meist fehlendem Eigenverbrauch auf nur 1-2 MW geschätzt.

	Winterstrom	Dank hochalpiner Lage (Sonneneinstrahlung, Kälte, Reflexion) und steiler Aufständigung (Sonneneinfallswinkel, Schneeabrutsch) hohe Winterstromerträge von über 40% möglich.
	Herausforderungen	Kein Eigenverbrauch (ausser bei Nähe zu Bergstation oder Skilift). Erschliessung ans Stromnetz. Funktionalität der Verbauungen muss uneingeschränkt erhalten bleiben, je nach Lage besteht Gefahr für Beschädigungen durch Lawinen und Steinschlag. Je nach Lage hohe Windlast. Wirtschaftlichkeit (Kosten für Befestigung und Montage der Module und elektrischen Anschluss, Zugänglichkeit).
	Chancen	Hoher spezifischer Stromertrag durch hochalpine Lage Hohe Akzeptanz
	Links zu Projekten	• St. Antönien • Bellwald

5.3.2 Umspannwerke

Unterwerksanlagen wurden früher mit Freiluftschaltungen gebaut, die viel Fläche benötigen. Diese Technologie wird heute oft mit platzsparenden gasisolierten Schaltungen ersetzt was dazu führt, dass bei Unterwerken Fläche frei wird die für PV-Anlagen genutzt werden kann. Gemäss Elcom (Tätigkeitsbericht 2020) existieren in der Schweiz 825 Unterwerke NE2, NE3, NE4, NE5, davon transformieren gewisse Unterwerke auf verschiedene Netzebenen. Hinzu kommen über 60 Bahnstrom Unterwerke und zentrale Bahnstromumformwerke. Wieviele Standorte davon für PV in Frage kommen und welche Fläche durchschnittlich zur Verfügung steht, ist sehr schwierig abzuschätzen.

Axpo hat 60 Unterwerke auf gasisolierte Schaltungen umgerüstet und an 20-25 Standorten potentiell freie Fläche für PV gewonnen. Beim Umspannwerk Altgass im Kanton Zug wurde ein erstes PV-Projekt mit 350 kWp Leistung zu 8 Rp./kWh Gestehungskosten (ohne EIV) realisiert (Abbildung 17). Für das Baugesuch in Altgass wurden vier Monate benötigt, die einzige Auflage war die Farbe schwarz für Module und deren Rahmen, um eine Blendwirkung auf die nahegelegene Autobahn zu verhindern. Entscheidend für die Realisierung an diesem Standort war der Rückliefertarif des lokalen Netzbetreibers, der einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb ermöglicht. Axpo prüft nun weitere Standorte mit Umspannwerken hinsichtlich PV-Potenzial.

EKZ hat beim Umspannwerk in Steinmaur eine PV-Anlage von 180 kWp realisiert. Obwohl vor Ort Mittelspannungsleitungen vorhanden sind, musste eine Leitung von 100 Metern zur nächsten Trafostation gebaut werden, um in Niederspannung einzuspeisen. Der Bewilligungsprozess dauerte wie bei der Anlage Altgass vier Monate, der Bau rund sechs Wochen. Für das Projekt wurden ökologische Massnahmen für den Vogelschutz ergriffen. Weitere PV-Projekte bei Umspannwerken sind bei EKZ zur Zeit nicht geplant.



Abbildung 17: 350 kW Anlage auf dem Unterwerk der Axpo in Altgass, Gemeinde Baar (Bild: © Axpo).

Da Unterwerke zu Industriezonen gehören gestaltet sich der Bewilligungsprozess für diese Art von Freiflächenanlagen relativ einfach, raumplanerische Etappen sind nicht nötig.

Der Netzbetreiber erhält vom Bund für die nicht genutzte Fläche eine Rendite von 3.8% (WACC Netzbetrieb), die mit einer PV-Anlage nicht mehr ausgewiesen werden kann da die Fläche nun genutzt wird.

Die Wirtschaftlichkeit der Projekte ist abhängig vom Rückliefertarif, da normalerweise kein Eigenverbrauch vorhanden ist.



Kategorie UNTERWERKE

	Wirtschaftlichkeit	Investitionskosten: 1'200-1'700 CHF/kWp; 1'250 CHF/kWp (Projekt Altgass, Axpo), 1'700 CHF/kWp (Freiflächenanlage bei Umspannwerk, EKZ) Gestehungskosten (ohne EIV): 8-12 Rp/kWh
	Potenzial	Anzahl Umspannwerke: 825 Unterwerke NE2, NE3, NE4, NE5 (Tätigkeitsbericht Elcom 2020) und über 60 Bahnstrom Unterwerke Flächenpotenzial: Unter der Annahme dass bei einem Drittel der Unterwerke 200 kW installiert werden können -> 60 MW; technisches und realistisches Potenzial: wird aufgrund einfacher Technik und Bewilligungssituation auf 30- 50% geschätzt -> 18-30 MW
	Winterstrom	Keine speziellen Winterstromerträge zu erwarten.
	Herausforderungen	Stromverbrauch vor Ort nicht gegeben. Wegfall der Rendite (WACC Netzbetrieb) bei Umnutzung der Fläche.
	Chancen	Netzanschluss mit hoher Kapazität vorhanden. Ausnutzen von brachliegenden Flächen (Industriefläche). Einfaches Bewilligungsverfahren. Möglichkeit für kosteneffiziente Anlagen.



6. Konversionsflächen

6.1 Deponien

Deponien bieten mit ihren grossen brachliegenden Flächen ein interessantes Potenzial für den Ausbau der Photovoltaik. Bereits während des Deponiebetriebs könnten Solaranlagen auf verfüllten Kompartimenten zum Einsatz kommen und nach Deponiestilllegung flächendeckend errichtet werden. Ein kosteneffizientes Anlagendesign (analog Freiflächenanlagen) erlaubt die wirtschaftliche Produktion von erneuerbarem Strom, ohne die Endlagerung von Abfällen zu beeinflussen. Der Solarstrom kann sowohl vor Ort verbraucht (wenn Infrastruktur vorhanden ist) als auch eingespeist werden. Neben der Bereitschaft des Deponiebetreibers sowie der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit ist die Bewilligungsfähigkeit der wichtigste Faktor für das Errichten von PV-Anlagen auf Deponien.

Aus technischer Sicht müssen einige Punkte beachtet werden, damit PV-Anlagen auf Deponien erstellt werden können:

- Die Bodendurchdringung muss meist minimal gehalten werden. Dies ist beispielsweise durch das leichte PEG-System von Jurchen Technology möglich.
- Es können zwischenabgedeckte oder fertig verfüllte Deponiekompartimente genutzt werden. Die Setzung sollte jedoch schon grösstenteils erfolgt sein, damit sich nicht die Unterkonstruktion und Module durch einen absenkenden Boden verschieben.
- eine PV-Anlage kann die Sammlung des Regenwassers ermöglichen. Dadurch kann das Wasservolumen, welches aufbereitet werden muss und somit die Betriebskosten der Deponie gesenkt werden.

Im Deutschland und Holland wurden bereits Solaranlagen auf Deponien gebaut, in der Schweiz bis anhin nicht. Ein Projekt, welches schon relativ weit geplant ist, liegt in Liesberg. Die Betreiberfirma Kelsag plant, auf der abgeschlossenen Deponie eine Photovoltaik-Anlage zu erstellen. Bei der Rekultivierung, die seit 2018 im Gang ist, wird viel Wert auf Biodiversität gelegt und Photovoltaik soll in einer Co-Nutzung mit extensiver Landwirtschaft (z.B. Schafweidefläche) erfolgen. Mehrere Naturschutzverbände haben jedoch Einspruch erhoben aufgrund eines Korridors für Biotopvernetzung und aufgrund des ursprünglichen Gestaltungskonzeptes für die Deponiebewilligung, das mit einer Freiflächenanlage nicht kompatibel wäre.

Ein rentabler Betrieb von PV-Anlagen auf Deponien ist abhängig vom Eigenverbrauch vor Ort. Stromintensive Prozesse vor Ort begünstigen die Wirtschaftlichkeit.

Bei Deponien ist nicht nur die Nutzung während des Betriebs festgelegt, sondern auch die Nutzung nach dem Betrieb. Diese wird für die Bewilligung der Deponieanlage in der Nutzungsplanung bereits detailliert definiert, d.h. rund 40 Jahre vor der Stilllegung des Betriebs. Eine PV-Anlage, welche auf einer nicht mehr genutzten Deponie erstellt wird, liegt somit rechtlich nicht auf einer Konversionsfläche, sondern auf einer Fläche der entsprechenden Nutzung, meist Landwirtschaft oder Forst. Für die Planung eines PV-Projektes auf der stillgelegten Deponie ist somit eine Revision der ursprünglichen Nutzungsplanung nötig. Dabei ist mit Einwänden von Umwelt- und Naturschutzverbänden zu rechnen, da der Bau und Betrieb einer PV-Anlage möglicherweise einen Eingriff in Natur- und Kulturland bedeutet. Eine weitere Herausforderung ergibt sich aus dem Wunsch von Anwohnern und Landnutzern (Landwirten), die das Land häufig möglichst bald im unversehrten Zustand haben wollen ohne technische und optische Beeinträchtigungen.

6.2 Exkurs: Bewilligungssituation für PV auf Deponien

PV-Anlagen auf Deponien befinden sich an der Schnittstelle von Abfallrecht, Energiefragen und Raumplanung. Diese Bereiche haben in der Schweiz generell eine nationale Grundlage. Beim Abfallrecht kommt das Umweltschutzgesetz (USG) und die Verordnung über die Vermeidung und Entsorgung von Abfällen (VVEA) zum Tragen. Für raumplanerische Betrachtungen ist das Raumplanungsgesetz (RPG) ausschlaggebend. Die Vollstreckung und Kontrolle dieser Gesetzesnormen liegt grösstenteils in der Hand der Kantone. Entsprechend werden die Bewilligungsverfahren je nach kantonaler Behörde leicht unterschiedlich gehandhabt. Um diese Unterschiede abzuschätzen und eine generelle Einschätzung der Behörden zum Thema "PV-Anlagen auf Deponien" zu erhalten, sind kantonale Umweltämter kontaktiert worden. Zusätzlich wurden auch das Bundesamt für Umwelt (BAFU) und das Bundesamt für Raumplanung (ARE) adressiert.

Die kontaktierten Behörden wiesen auf verschiedene raumplanerische und umweltrechtliche Aspekte hin. Generell kann festgehalten werden, dass PV-Anlagen auf Deponien mindestens eine Baubewilligung benötigen. Oberste Priorität bei der Planung solcher Anlagen ist die Sicherstellung, dass der Deponiebetrieb nicht negativ beeinflusst wird. Insbesondere darf die Unterkonstruktion der PV-Module die Oberflächenabdichtung des Deponiekörpers nicht durchdringen. Die für die Beurteilung entscheidende Gesetzesnorm ist der Artikel 24 des RPG (Ausnahmen für Bauten und Anlagen ausserhalb der Bauzonen), da Deponien meist ausserhalb von Bauzonen liegen. Ob eine solche Ausnahme gewährt werden kann, muss gemäss den Antworten der Behörden von Fall zu Fall beurteilt werden. In den meisten Kantonen muss ein Nutzungsplanverfahren durchgeführt werden, um die nötigen Voraussetzungen für die Errichtung einer PV-Anlage zu schaffen. Einsprachen können solche Verfahren stark in die Länge ziehen.

Bei der Errichtung von Solarstromanlagen sehen die Behörden keine grundlegenden Unterschiede für verschiedene Deponietypen. Deponien des Typs C, D oder E scheinen jedoch aufgrund der stärker ausgebauten Infrastruktur (Erschliessung, Stromverbrauch) besser geeignet zu sein als Deponien des Typs A oder B. Zudem erwähnen die Kantone Zug und Zürich, dass temporäre Anlagen *während* des Betriebs bessere Chancen auf eine Bewilligung haben, als Anlagen, welche *nach* Betriebsende der Deponie errichtet werden sollen. Das ARE hält fest, dass dies nicht grundsätzlich, sondern von Fall zu Fall beurteilt werden muss.

Abschliessend kann festgehalten werden, dass die Bewilligungsfähigkeit von PV-Anlagen auf Deponien vom Einzelfall, der Motivation des Deponiebetreibers und der Beurteilung der kantonalen Behörden abhängig ist. Ein Projekt, das trotz vieler Hürden angegangen wurde, ist das geplante, aber noch nicht bewilligte Pilotprojekt auf der Deponie Liesberg (BL).



Kategorie ABFALLDEPONIE

	Wirtschaftlichkeit	Investitionskosten: 1'000-2'000 CHF/kWp, je nach Auflagen, die zu erfüllen sind. Ungünstig wirkt sich der sehr lange Planungsprozess aus. Gestehungskosten (ohne EIV): 8-13 Rp/kWh
	Potenzial	In der Schweiz existieren über 300 Deponien (BAFU). Die meisten kommen jedoch aus rechtlichen oder technischen Gründen nicht für PV in Frage. Das realisierbare Potenzial muss als gering angesehen werden. Theoretisches Potenzial: 300 MW; technisches Potenzial: aus Synthese der geführten Gespräche auf 50% geschätzt $\Rightarrow$ 150 MW; realistisches Potenzial: aufgrund schwieriger Bewilligungssituation als gering eingeschätzt 0-10 MW
	Winterstrom	Keine speziellen Winterstromerträge zu erwarten.

	Herausforderungen	Die Nutzung nach der aktiven Phase einer Deponie ist schon im Vorfeld definiert, kann nur mit einem Nutzungsplanverfahren angepasst werden. Ökologische Kompensation, ehemalige Deponien werden nach Nutzung zu Biotopflächen. Das Raumplanungsgesetz sieht Freiflächenanlagen nur im Ausnahmefall vor (belastete Standorte). Vorhandener, genügend dimensionierter Netzanschluss.
	Chancen	Tiefe Gesteungskosten, grosse Anlagen. Nachsorgepflicht nach Abschluss der Deponie während bis zu 50 Jahren lässt sich mit der PV-Nutzung vereinbaren
	Links zu Projekten	• Deponie Liesberg

6.3 Kieswerke und Steinbrüche

Freiflächenanlagen auf alten Kies- und Steinbrüchen können in der Schweiz theoretisch bewilligt werden, da es sich um stark genutzte Flächen handelt. Herausfordernd ist, wie auch bei den ehemaligen Deponien, das regulatorische Umfeld.

Im alten Steinbruch Calinis in Felsberg wurde 2020 die momentan grösste PV-Anlage des Kantons Graubünden gebaut (Abbildung 18). Die 1.5 MWp-Anlage versorgt neben Felsberg auch die Gemeinden Rhäzüns, Bonaduz, Tamins und Domat/Ems mit Solarstrom. Vor dem Bau wurde der Steinbruch mit 260'000 m³ Material aufgeschüttet.

Die grösste technische Herausforderung stellten die geologischen Verhältnisse dar, die eine Standard Unterkonstruktion verunmöglichten. Für das Projekt in Felsberg wurde eine spezielle Unterkonstruktion entwickelt, die eine gewisse Flexibilität offeriert bei Bewegungen und Verschiebungen des Hangs. Ebenfalls zu beachten ist die Gefahr von Steinschlag sowie die je nach Standort herrschende Windlast. Die gesamten Projektkosten des Felsberg-Projektes betrugen 2.4 Mio. CHF.



Abbildung 18: Energie statt Wyy: PV-Anlage in einem alten Steinbruch in Felsberg GR (Bild: © Rhienergie).

Sowohl bei Steinbrüchen als auch bei Kiesgruben stellt das regulatorische Umfeld eine weitere Hürde dar. Steinbrüche liegen oft in Waldgebieten und teilweise in Zonen des Bundesinventars für Landschaftsschutz. Ausserdem werden sie nach Stilllegung oft zu wertvollen Naturflächen umgestaltet, was die Nutzung der Fläche für die Solarstromproduktion erschwert. Der Branchenverband FSKB ist auch in der Stiftung Natur und Wirtschaft vertreten welche solche Naturschutzflächen zertifiziert.

Die Planung eines neuen Abbaugebiets dauert rund 15 Jahre für eine Nutzungsdauer von 20 bis 30 Jahren. Nach dem Abbau muss die Fläche wieder aufgefüllt und renaturiert werden (Wald, Magerwiese). Für den Bau einer PV-Anlage wäre eine Umzonung und eine Nutzungsplanung nötig, was ein aufwändiges Verfahren darstellt. Für das Projekt in Felsberg dauerte das Genehmigungsverfahren rund zehn Jahre und benötigte eine Zonenplanänderung, einen Nutzungsplan sowie eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP).

Bei Kiesgruben scheint eine PV-Nutzung eher möglich zu sein da diese Flächen nach dem Abbau oft für die Fruchtfolge genutzt werden.

Prinzipiell muss bei Projekten auf Steinbrüchen und Kieswerken beachtet werden, dass ein früher Miteinbezug aller Interessengruppen von grosser Wichtigkeit ist. Um die Chancen für die Umsetzung von PV zu erhöhen, sollten diese Flächen bereits im Richtplan für die Phase nach dem Abbau für PV ausgeschieden werden.



Kategorie KIESWERKE UND STEINBRÜCHE

	Wirtschaftlichkeit	Investitionskosten: 1'400-2'000 CHF/kWp; ca. 1600 CHF/kWp bei Projekt Energie statt Wyy; Gestehungskosten (ohne EIV): 10-13 Rp/kWp
	Potenzial	Aus regulatorischen Gründen und aufgrund der Nutzung nach dem Abbau muss das Potenzial als sehr klein eingeschätzt werden. Theoretisches Potenzial: 4'044 ha Abbaufächen (BfS), davon geschätzt 10% Kies- und Steinbrüche ⇒ 400 MW; technisches Potenzial: aus Synthese der Interviews auf 10% geschätzt ⇒ 40 MW; realistisches Potenzial: aufgrund schwieriger Bewilligungssituation als gering eingeschätzt, 1-2% ⇒ 4-8 MW
	Winterstrom	Hohe Winterstromerträge können bei Standorten im alpinen Raum möglich sein.
	Herausforderungen	Steinbrüche liegen oft in Waldgebieten und teilweise in Gebieten des Bundesinventars für Landschaftsschutz und bieten nach der Nutzung wertvolle Naturflächen. Häufig verlangte ökologische Kompensationen (Biotope oder Bewaldung) nach dem Betrieb. Das Raumplanungsgesetz sieht Freiflächenanlagen nur im Ausnahmefall vor (belastete Standorte).
	Chancen	Vorhandene Infrastruktur, Erschliessung Geringere Temperatur am Felsen, positiver Einfluss auf Wasserhaushalt und damit Bewuchs durch Pionierpflanzen. Wirtschaftlich oft interessant: Tiefe Gestehungskosten, grosse Anlagen.
	Links zu Projekten	• Steinbruch Walensee Rhienergie • Anlage Felsberg Video

6.4 Armee- Lager- und Schiessplätze

Das VBS hat von der Departementsleitung den Auftrag, als einer der grössten Energieverbraucher des Bundes eine Vorbildrolle bei der Umsetzung der Energiestrategie 2050 einzunehmen. Die Schweizer Armee prüft ihre Bauten im Rahmen des Klimapakets der Bundesverwaltung auf ihre Eignung für die Solarstromproduktion, bis 2030 sollen 25 GWh Strom pro Jahr produziert werden. Dabei liegt der Fokus auf Dächern und Fassaden für PV und Solarthermie, eine Potenzialanalyse von 2012 wird 2021 erneuert. Infrastrukturprojekte werden momentan nicht vertieft analysiert.

Nutzbare Infrastrukturbauten sind laut VBS vor allem Parkplätze. Dabei muss beachtet werden, dass militärische Anlagen normalerweise nur sehr eingeschränkt für Dritte zugänglich sind. Die PV-Anlagen sollten somit wartungsarm und selbst finanziert sein. Als Bundesbetrieb erhält die armasuisse keine EIV.

Eine der ersten Solaranlagen des VBS befindet sich auf dem Armee-Logistikzentrum in Othmarsingen. Die 500 kWp-Anlage wurde in 2014 gebaut und liefert 495 MWh. Kurz danach entstand auf dem Militärflugplatz Alpnach eine weitere PV-Anlage auf dem Dach der Flugzeughalle (Abbildung 19).



Abbildung 19: Photovoltaik-Anlage auf Flugzeughalle Alpnach (Bild: © VBS)



**Kategorie
ARMEE**

	Wirtschaftlichkeit	Investitionskosten gemäss konventionellen Anlagen auf Gebäuden und auf Parkplätzen (1'000 – 2'000 CHF/kWp)
	Potenzial	Gemäss Armasuisse liegt noch keine Studie/Analyse vor. Ein gewisses Potenzial besteht auf alten Militäranlagen (Schiess- und Truppenübungsplätze) und auf Parkplätzen der Armee, kann wegen zu wenig Daten nicht beziffert werden.
	Winterstrom	Keine speziellen Winterstromerträge zu erwarten.

	Herausforderungen	Eingeschränkter Zugang für Dritte. Keine EIV möglich.
	Chancen	Oft hoher Stromverbrauch und somit hoher Eigenverbrauch.
	Links zu Projekten	• Militärflugplatz Alpnach (S.57)

7. Diskussion

Mit der Energiestrategie 2050 hat sich die Schweiz für eine saubere Energieversorgung ausgesprochen. In 2020 wurde zwar mit 493 MW ein Rekordwert an PV-Leistung gebaut, dieser Wert sollte jedoch gemäss Swissolar um einen Faktor 3 höher liegen um die notwendigen Rahmenbedingungen für die Energiewende zu schaffen. Mittlerweile wurde auch von der Politik erkannt, dass der PV-Zubau schneller erfolgen muss. Es ist nun an der Zeit, sich nicht nur auf die Gebäudedächer abzustützen, sondern neue Impulse zu setzen. Dabei sollte das Potenzial von Infrastruktur und Konversionsflächen der Schweiz in Betracht gezogen und mittels Förderung und regulatorischen Anpassungen die Basis für einen schnellen Ausbau der PV in der Schweiz gelegt werden.

Die vorliegende Studie zeigt auf, dass in der Schweiz ein beträchtliches Potenzial für PV auf Infrastrukturbauten vorhanden ist. Unter Berücksichtigung verschiedener Faktoren und Herausforderungen wird jedoch deutlich, dass die Möglichkeiten zur Erschliessung dieses Potenzials unter den aktuellen Rahmenbedingungen stark eingeschränkt sind. Zudem hat sich gezeigt, dass die Potenziale und die Umsetzungsmöglichkeiten je nach Infrastrukturkategorie sehr unterschiedlich sind.

Basierend auf unseren Recherchen sehen wir insgesamt ein rein technisches Potenzial für PV auf Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen von 9-11 GW in der Schweiz (ohne Flächen der Armee). Unter Miteinbezug der Wirtschaftlichkeit sowie des aktuellen regulatorischen Umfeldes liegt das realistische Potenzial gemäss unserer Schätzung bei 1.5-3.0 GW. Das entspricht nahezu der gesamten PV-Leistung, die in der Schweiz bis heute installiert wurde (ca. 3.4 GW).

Eine wichtige Einschränkung und Hürde gegenüber PV auf Infrastrukturanlagen stellt die Wirtschaftlichkeit der Projekte dar, die aufgrund erhöhter Investitionskosten kombiniert mit wenig oder keinem Stromverbrauch vor Ort oftmals nicht gegeben ist. Ein prominentes Beispiel hierfür sind die Lawinenschutzverbauungen, die aufgrund ihrer Lage ein hohes Potenzial für Winterstrom aufweisen würden. Ähnlich verhält es sich bei PV auf Stauseen und Staumauern, die angesichts der alpinen Lage überdurchschnittlich viel Strom liefern, insbesondere auch im Winter, aber aufgrund hoher Investitionskosten und reiner Netzeinspeisung meist nicht wirtschaftlich betrieben werden können.

Grundsätzlich gilt das Problem der Wirtschaftlichkeit bei allen Infrastrukturanlagen, wo kein Stromverbrauch vor Ort möglich ist. Der Bundesrat hat vorgesehen, im Rahmen der Revision des Energie- und Stromversorgungsgesetzes die Einmalvergütungen für grosse Anlagen ohne Eigenverbrauch anzuheben und durch Ausschreibungen festzulegen. Dieser Schritt ist sicherlich auch für die Wirtschaftlichkeit von PV auf Infrastrukturbauten förderlich bzw. notwendig. Einen Schritt in diese Richtung hat der Kanton Graubünden vorgenommen. Seit Januar 2021 fördert er PV-Anlagen auf Bauten und Infrastrukturanlagen, welche für eine erhöhte Winterstromproduktion ausgelegt werden, mit maximal 200'000 CHF.

Wenn in der Schweiz die Winterstromproduktion grundsätzlich erhöht werden soll, ist eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von winterstrom-optimierten Anlagen unumgänglich, da deren Gestehungskosten im Allgemeinen höher sind als diejenigen von Aufdachanlagen. Dies wurde bereits in früheren Studien aufgezeigt. Neben den Beiträgen der Einmalvergütung wäre die für den Produzenten vorteilhafteste Förderung ein garantierter Rückliefertarif oder die sogenannte Marktprämie für eine gewisse Anzahl von

Jahren. Auch Österreich hat sich mit dem neu verabschiedeten "Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz" (EAG) für diesen Weg entschieden. Der garantierte Rückliefertarif wird in der Schweiz immer wieder von verschiedenen Seiten gefordert da er dem Produzenten eine Investitionssicherheit gibt. Unser Bundesrat hat sich allerdings dagegen ausgesprochen und will stattdessen das System der Einmalvergütungen beibehalten.

Eine weitere Massnahme, um die Wirtschaftlichkeit der Projekte zu erhöhen sind Auktionen (Perner et al.), die als Fördermassnahme im Parlament diskutiert werden. Ebenfalls möglich sind direkter Verkauf des Stroms (PPA) und der HKN sowie der Stromhandel über eine externe Bilanzgruppe. Erste Stromlieferverträge oder PPA wurden in der Schweiz bereits unterzeichnet, u.a. für das Projekt Muttsee. Die Voraussetzung dafür ist, einen Käufer zu finden, der bereit ist, einen Aufpreis für Infrastruktur-Solarstrom zu bezahlen.

Bei der zweiten Möglichkeit werden die Herkunftsnachweise (HKN) separat verkauft. Allerdings liegen die Handelspreise von HKN bei wenigen Rappen pro kWh. Daher ist es für den Anlagenbetreiber vorteilhaft, einen direkten Abnehmer zu haben, der bereit ist, die realen Kosten des Solarstroms zu bezahlen. Bei der dritten Möglichkeit wird der physische Strom über eine externe Bilanzgruppe gehandelt. So könnte beispielsweise ein Unternehmen, das am Standort der Produktion keinen Verbrauch hat, den Solarstrom an einem anderen eigenen Standort selber konsumieren.

Die zweite wichtige Hürde für die Umsetzung des vorhandenen technischen Potenzials von PV auf Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen liegt im regulatorischen Umfeld. Diese Herausforderung besteht insbesondere bei Konversionsflächen sowie Böschungen, wo das Raumplanungsgesetz zur Anwendung kommt, was für den Bau einer PV-Anlage längere und aufwändige Genehmigungsverfahren bedeutet. Hinzu kommt eine kritische Sicht von Seiten der Umweltverbände wegen eines möglichen Konflikts mit dem Natur-, bzw. dem Landschaftsschutz. Erste Studien zum Thema Vereinbarkeit von PV mit Biodiversität zeigen allerdings, dass landwirtschaftliche Flächen mit PV ökologisch aufgewertet werden können (Andrew et al.; Blaydes et al.).

Um das Potenzial von Konversionsflächen und Böschungen für die Stromproduktion nutzen zu können müsste der Grundsatzentscheid des Bundesamtes für Raumentwicklung ARE bezüglich Freiflächenanlagen, die in der Schweiz nur in Ausnahmefällen erlaubt sind, präzisiert werden. Da es sich bei den genannten Flächen um künstlich erstellte oder veränderte Landschaftszonen handelt, stellt die Nutzung dieser Flächen für die Solarstromerzeugung keinen Widerspruch dar zum Grundsatz die Freiflächen vor weiterer Verbauung zu schützen. Dementsprechend dürften PV-Anlagen auf solchen Flächen durchaus einen bewilligungsfähigen Ausnahmefall im Sinne des Grundsatzentscheides darstellen.

Im Mai 2021 wurde vom ARE angekündigt, in der nächsten Revision der Raumplanungsverordnung gewisse Vereinfachungen der Baubewilligungen für PV auf Infrastrukturbauten ausserhalb der Bauzonen vorzuschlagen, was zu begrüßen ist und solchen Projekten Aufwind geben kann.

Ein hohes Potenzial bei gleichzeitig einfacher technischer Umsetzung bieten Parkflächen. Auch hier gilt das Erfordernis eines Stromverbrauchs vor Ort, ohne den solche Projekte realistisch nicht umgesetzt werden. Bei Parkflächen kann sich die wirtschaftliche Situation dank der zunehmenden Elektromobilität in absehbarer Zukunft stark verbessern, weshalb bei diesem Infrastrukturtyp mit 600-1'000 MW vom höchsten realistischen Potenzial ausgegangen wird. Das Thema PV auf Parkflächen wird in einer nachfolgenden Studie im Detail diskutiert.

8. Quellenverzeichnisse

8.1 Verzeichnis Interview-Partnerinnen und -Partner

- Barthe, Olivier; BKW
- Bernhard, Maik; EKZ
- Bertsch, Christian; RHB
- Binzegger, Josef; Spross Entsorgung AG
- Blaser, Daniel; MGB
- Bosshard, Didier; GEFCO
- Breuer, Stefan; TBA Kanton Bern
- Burgener, Andreas; Auto Swiss
- Capaul, Christian; Rhienergie
- Diem, Gian; DHP
- Dequand, Dimitri; Soleol
- Egli, Phillip; Aargau Verkehr
- Fent, Marco; Fent AG
- Fleuti, Emanuel; Flughafen Zürich
- Fuchs, Guillaume; Romande Energie
- Furrer, Martin; Cotra
- Ganter, Jasmin; Jermann Ingenieure
- Gauthier, Laure; ASTRA
- Gastaldi, David; Armasuisse
- Genolet, Martial; Romande Energie
- Guex, Reynald; TMR
- Greuter, Joachim; Railplus
- Haller, Beat; FSKB
- Heidel, Herbert; Jurchen Technologie
- Heierli, Christian; AXPO
- Hess, Christoph; Wiedag AG
- Hofstetter, Beat; Tiefbauamt Kanton Luzern
- Krämer, Matthias; Lidl Schweiz
- Lehmann, Ruedi; Solar Bellwald
- Lehmann, Urs; BVB
- Liener, Jungfraubahn
- Lindner, Christian; AXPO
- Marra, Danilo; MBC
- Müller, Stefan; Galliker Transport
- Nothnagel, Robert; Verband Hartsteinbrüche
- Quartier, Robin; VBSA
- Reinhard, Marcel; SBB
- Robatel, Véronique; TPF
- Robra, Jan; Flughafen Basel
- Ryner, Martin; BE Netz
- Schaub, Heinz; Amt für Umwelt Kanton Baselland
- Schmid, Florence; Romande Energie
- Schmon, Stefan; Tiefbauamt (TBA) Kanton Zürich
- Schönbächler, David; Amt für Umwelt Kanton Aargau
- Schulz-Dübi, Christine; RBS
- Simoni, Stephan; ZB
- Sutter, Adrian; Swiss Retail Federation
- Sutter, Benjamin; Jura Cement
- Tabasso, Yves; TRANSN
- Tome, Francisco; Adiwatt Frankreich
- Vontobel, Thomas; TNC
- Wiget, Diego; Swissport
- Wyss, Martin; ASTRA

8.2 Literaturverzeichnis

Abegg A., Heselhaus S., Hettich P., Reich J. (2021); Schriften zum Energierecht, Raumplanung und Photovoltaik; herausgegeben von Oliver Streiff, DIKE

Anderegg D., Putzi B., Strebel S., Rohrer J. (2021); (Winter) Photovoltaik-Potenzial im Kanton Glarus; zhaw

Andrew A.C., Higgins C.W., Smallman M.A., Graham M., Ates S. (2021); Herbage Yield, Lamb Growth and foraging Behavior in Agrivoltaic Production System; Front. Sustain. Food Systems, April 2021

Bernasconi D., Cereghetti N., Caccia C. (2020); Potenziale di fotovoltaico non convenzionale in Ticino; Committente Consiglieri Nazionale Rocco Cattaneo

Blaydes H., Potts S.G., Whyatt J.D., Armstrong A. (2021); Opportunities to enhance pollinator biodiversity in solar parks; Renewable and Sustainable Energy Reviews, 145, July 2021

Bucher C., Schwarz S. (2020); Studie Winterstrom Schweiz, Was kann die heimische Photovoltaik beitragen?; Forschungsauftrag EnergieSchweiz

Bucher C., Toggweiler P., Stickelberger D., Spiller N. (2020); Photovoltaik und Eigenverbrauch im öffentlichen Verkehr; herausgegeben vom Bundesamt für Verkehr BAV

Bundesamt für Raumentwicklung ARE (2012); Positionspapier freistehende Photovoltaik-Anlagen

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom; Tätigkeitsbericht der ElCom 2020

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, Fachsekretariat (2020); Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2020, Bericht der ElCom

Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (2013); Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 2 – Solarenergie, LANUV Fachbericht 40

Kahl, A. (2019); Reiche Ernte vom Gipfel. Photovoltaik: Solartechnik für Installateure, Planer, Architekten, 1/2, 76-79.

Kahl, A., (2019); Wintersonne für die Versorgungssicherheit. Bulletin SEV/VSE, Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse und VSE, 110 (10), 2-6

Graf, C.; Buchecker, M., (2013); Photovoltaikanlagen an Lawinenverbauungen - Wahrnehmung und Akzeptanz verschiedener Bevölkerungsgruppen. Eine Untersuchung in Zusammenarbeit mit der Energieregion Goms, Wasser, Energie, Luft, 105 (3), 231-235.

Margreth, S., Wilhelm, C., Baumann, R. (2013); Solaranlagen und Lawinenverbauungen. Bündnerwald, 66 (6), 28-35.

Nordmann T., Vontobel T., Lingel R (2012); Potenzial von Photovoltaik an Schallschutzmassnahmen entlang der Nationalstrassen; Forschungsauftrag ASTRA

Perner J., Zähringer M., Probst S., Konersmann L. (2019); Auktionen für Photovoltaikanlagen. Studie für das Bundesamt für Energie (BFE)

Photon (2021); Öko-Ökostrom; Photon, 4/2021, 28-31

Rechsteiner R., Meier R, Muntwyler U., Nordmann T. (2018); Photovoltaik als kostengünstige Stromquelle dauerhaft blockiert?; herausgegeben von der Schweizerischen Energie-Stiftung SES

Rechsteiner R. (2019); Energiestrategie 2050: Zwischenbilanz beim Ausbau neuer erneuerbarer Energien; im Auftrag der Schweizerischen Energie-Stiftung SES

Rüdisüli M., Teske S. L., Elber U. (2019); Impacts of an Increased Substitution of Fossil Energy Carriers with Electricity-Based Technologies on the Swiss Electricity System; *Energies* 2019, 12, 2399

World Bank Group, ESMAP and SERIS (2018); Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report; Washington, DC: World Bank.

WSL (Institut für Schnee- und Lawinenforschung SLF): Montage von Solaranlagen auf Lawinenverbauungen; Beurteilung und Empfehlung der Expertenkommission Lawinen und Steinschlag – EKLS (2012)

Energie Zukunft Schweiz (EVS) AG ist eine führende Kraft auf dem Weg zu einer vollständig erneuerbaren Energieversorgung. Das Unternehmen setzt sich ein für eine effiziente Umsetzung der Energiewende und begleitet Energieversorger, Akteure der Immobilienbranche, Behörden und Private dabei, ihre Energiewende praxisnah und rentabel umzusetzen.

Das Team von rund 80 Mitarbeitern und Mitarbeiterinnen vernetzt ökologische, technische, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte, um für seine Kundinnen und Kunden die beste Lösung zu finden. Die Kompetenzen liegen in der Entwicklung, Planung und im Betrieb von Energieprojekten, in der Beratung von Gebäudebesitzern und Immobiliengesellschaften, in Portfolioanalysen, in der Entwicklung und im Betrieb von Förderprogrammen sowie im Schaffen von Fachwissen für die Akteure des Energiemarktes und für die Öffentlichkeit.