

# Alpenstrom jetzt!

Herausgeber

**Dr. Ivo Schillig | AlpEnForCe**

**Prof. Dr. Boris Previšić | Institut Kulturen der Alpen**

Autor:innen

**Dr. Florian Egli | Dr. Léonore Hälg**

**Dr. Markus Schreiber | Dr. Marius Schwarz**

## Kontakt

**Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe  
c/o Benediktinerkloster Disentis**

Via Claustra 1

CH-7180 Disentis/Mustèr

[info@alpenforce.ch](mailto:info@alpenforce.ch)

[www.alpenforce.ch](http://www.alpenforce.ch)

**Institut Kulturen der Alpen**

Daetwylerstrasse 25

CH-6460 Altdorf

[mail@kulturen-der-alpen.ch](mailto:mail@kulturen-der-alpen.ch)

[www.kulturen-der-alpen.ch](http://www.kulturen-der-alpen.ch)

## Impressum

**Herausgeber**

Dr. Ivo Schillig (AlpEnForCe),

Prof. Dr. Boris Previšić (Institut Kulturen der Alpen)

**Autor:innen**

*Modellierung von alpinen Photovoltaik-Anlagen*

*zur Deckung der Winterlücke*

Dr. Marius Schwarz

*Rechtliche Rahmenbedingungen für Alpenstrom*

Dr. Markus Schreiber

*Regulatorische Massnahmen zur Förderung von Alpenstrom*

Dr. Léonore Hälg

*Investitionsrahmen für Alpenstrom*

Dr. Florian Egli

**Disentis/Altdorf, 28. März 2022**

## Inhaltsverzeichnis

<b>0 Ivo Schillig und Boris Previšić: Alpenstrom jetzt! Eine Zusammenfassung .....</b>	<b>4</b>
<b>1 Marius Schwarz: Modellierung von Alpenstrom zur Deckung der ‘Winterlücke’ .....</b>	<b>6</b>
<b>2 Markus Schreiber: Rechtliche Rahmenbedingungen für Alpenstrom .....</b>	<b>14</b>
<b>3 Léonore Hälg: Regulatorische Massnahmen zur Förderung von Alpenstrom .....</b>	<b>22</b>
<b>4 Florian Egli: Investitionsrahmen für Alpenstrom.....</b>	<b>27</b>

# 0 Alpenstrom jetzt! Eine Zusammenfassung

Ivo Schillig / Boris Previšić

«Alpenstrom jetzt!» ist im Rahmen der Stiftung Alpines Energieforschungszentrums AlpEnForCe (Disentis) und des Forschungsinstituts Kulturen der Alpen (Altdorf) entstanden. Als Direktbetroffene ist es uns ein Anliegen, einen substantiellen und qualifizierten Beitrag zur Frage nach der Rolle der Erneuerbaren in den Alpen für die Schliessung der so genannten 'Winterlücke' zu leisten.

Dafür haben wir die Zusammenarbeit von promovierten Fachleuten im Energiebereich koordiniert und geleitet. Im engen und aufeinander abgestimmten Austausch sind vier Beiträge zu folgenden Themen entstanden:

- 1. Modellierung von alpinen Photovoltaik-Anlagen zur Deckung der Winterlücke**  
Dr. Marius Schwarz, ETH Zürich
- 2. Rechtliche Rahmenbedingungen für Alpenstrom**  
Dr. iur. Markus Schreiber, Universität Luzern
- 3. Regulatorische Massnahmen zur Förderung von Alpenstrom**  
Dr. Léonore Hälg, ehemals ETH/ZHAW
- 4. Investitionsrahmen für Alpenstrom**  
Dr. Florian Egli, ETH Zürich

Damit greifen eine Spezialistin und drei Spezialisten auf einen breiten Fundus und auf eigene jahrelange Forschung in ihren Fachbereichen zurück. Dabei zeigen sie auf, wie Alpenstrom im Verhältnis zu anderen Optionen modelliert wird (1), welche rechtlichen Rahmenbedingungen dafür heute bereits bestehen und durch die Politik neu geschaffen werden müssen (2) und welche etablierten regulatorischen (3) wie finanziellen (4) Massnahmen sich inzwischen international am meisten bewährt haben und auch in der Schweiz am einfachsten anwenden lassen. Dadurch wird eine Energiepolitik möglich, die unter folgenden sieben Punkten zusammengefasst wird – zugunsten der Schweiz und zugunsten des Alpenraums.

## 1. Primat Dekarbonisierung

Die Extremwetterlagen und der jüngste IPCC-Bericht weisen eindringlich darauf hin: Ohne eine sofortige und rasche Dekarbonisierung entziehen wir uns der eigenen Lebensgrundlage. Dekarbonisierung bedeutet für die Schweiz in erster Linie Elektrifizierung von Mobilität, Gebäuden und Industrie, aber auch CO<sub>2</sub>-Abscheidung. Der Strombedarf aus erneuerbaren Energieträgern erhöht sich – trotz Effizienzsteigerungen – in jedem Fall massiv.

## 2. Zentrale Rolle der Erneuerbaren

Kurz- und mittelfristig erweisen sich Solar- und Windstrom ökonomisch und ökologisch am sinnvollsten. Die Wasserkraft hat den Plafond erreicht, spielt aber im Alpenraum weiterhin eine wichtige Rolle. Der zwischen 2030 und 2040 entfallende Atomstrom und der zusätzliche Bedarf an Energie kann aber mit Photovoltaik und Wind gedeckt werden. Den grössten Anteil werden PV-Anlagen im Mittelland übernehmen. Umso mehr sind als saisonales Gegengewicht alpine PV-Anlagen entscheidend. Da die Siedlungsdichte im hochalpinen Raum minimal ist, sind – neben PV an Fassaden, Lawinenverbauungen und weiteren Infrastrukturen – Freiflächenanlagen notwendig.

### **3. Ausgangslage für die sogenannte ‘Winterlücke’**

In Politik und Öffentlichkeit wird zurzeit die sogenannte ‘Winterlücke’ intensiv diskutiert: Durch eine höhere Stromnachfrage und eine tiefere inländische Stromproduktion im Winterhalbjahr sind die Speicherseen jeweils im März/April geleert. Wegen des fehlenden Stromabkommens mit der EU, der 70%-Regel aus dem Clean-Energy-Package und aufgrund von Szenarien aus einer Kombination verschärfender Faktoren wie der Wetterlage und des Ausfalls von Grossanlagen besteht so die Möglichkeit, dass die Stromversorgung der Schweiz Ende Winter nicht gewährleistet ist.

### **4. Ausrichtung auf ‘Winterlücke’**

PV-Anlagen in den Alpen können hier Abhilfe schaffen. Sie produzieren dank Schneereflexion, vielen Sonnentagen und erhöhtem Wirkungsgrad anteilmässig deutlich mehr Strom als Anlagen im Mittelland im Winter – also genau dann, wenn die ‘Winterlücke’ anfällt. Dieser Bonus kann im Sinne der nationalen Versorgungssicherheit während des Winterhalbjahrs besonders honoriert werden. Davon kann in erster Linie das finanz- und strukturarme Berggebiet beispielsweise durch spezifische Beiträge profitieren.

### **5. Projektbewilligungssicherheit**

Kurzfristig kann die Projektrealisierungschance durch die Annahme des Beschleunigungsgesetzes und durch eine mögliche Ausdehnung auf PV-Anlagen erhöht werden. Die Projektrealisierungschance würde sich im Besonderen durch die Angleichung des Rechtsrahmens von Windenergie- und PV-Anlagen, die Anpassung des Schwellenwertes für nationales Interesse an die spezifischen Realitäten von Winterstrom sowie die Aufnahme von PV-Anlagen in die Richt- und Nutzungspläne erhöhen.

### **6. Investitionssicherheit mit gleitenden Marktprämien**

PV-Anlagen im Alpenraum sind im Vergleich zu solchen im Mittelland zwar leicht teurer, erlauben aber ein äusserst interessantes Produktionsprofil im Hinblick auf die Schweizer Versorgungslücke. Umso wichtiger ist es, dass Kapitalgeber den richtigen Anreiz erhalten, vorteilhafte Kredite zu vergeben. Die Schweiz als Finanzstandort mit tiefem regulatorischem Risiko ist hier zwar gut aufgestellt. Doch gilt es, gezielt Strompreisrisiken abzufedern. Weltweit hat sich gezeigt, dass dies effektiver ist, als die Erhöhung der Rendite. Gleitende Marktprämien, die einen Mindestpreis pro Kilowattstunde garantieren, sind vielversprechend. Kombiniert mit einem spezifischen Technologiebonus für CO<sub>2</sub>-armen Winterstrom, werden PV-Anlagen im Alpenraum dadurch ökonomisch attraktiv. Die Rahmenbedingungen dafür schafft die Politik.

### **7. Erweiterung des politischen Handlungsspielraums**

Die ‘Winterlücke’ ist in erster Linie ein politisches Problem. Dank Alpenstrom ergeben sich eine Reihe von Möglichkeiten, wodurch die Politik vermeiden kann, infolge von Sachzwängen in ein unvorteilhaftes Strommarktabkommen oder in Gaskraftwerke mit fossiler Pfadabhängigkeit und mit politischen Unwägbarkeiten gedrängt zu werden. Damit leisten Solaranlagen im Alpenraum einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele, zur Versorgungs- und Investitionssicherheit und öffnen den notwendigen Handlungsspielraum für eine weitsichtige Politik.

# 1 Modellierung von alpinen Photovoltaik-Anlagen zur Deckung der Winterlücke

Marius Schwarz

## 1.1 Hintergrund

Heute produziert die Schweiz über das Jahr gesehen genügend Strom, um den inländischen Strombedarf zu decken. In den meisten Jahren war die Schweiz sogar ein Netto-Exporteur. [So waren es 2020 gut 5 TWh mehr Stromexporte als -importe.](#)

Dies gilt jedoch nicht für die einzelnen Monate. In den Wintermonaten von Oktober bis März ist der Strombedarf höher und die Stromproduktion niedriger als in den Sommermonaten April bis September. Ein Grund für die heute geringere Produktion im Winter sind vor allem [Laufwasserkraftwerke, die den Grossteil des Stroms von April bis September produzieren und für gut einen Viertel des Schweizer Strommixes verantwortlich sind.](#) Teilweise ausgeglichen wird dies über die Wartung der Atomkraftwerke im Sommer und die Flexibilität der Stromproduktion der Wasserkraft. Da diese Massnahmen alleine nicht ausreichen, importiert die Schweiz schon heute im Winter mehr, als sie exportiert. [Der Winter 2002/2003 war das letzte Mal, dass die Schweiz ihren Strombedarf in der kalten Jahreszeit selber decken konnte.](#)

Die Schweiz könnte zukünftig noch stärker auf Importe im Winter angewiesen sein. Der Ausstieg aus der Kernkraft und der Anstieg des Strombedarfs durch die Elektrifizierung von Wärme und Transport könnte die Lücke zwischen inländischer Stromerzeugung und -verbrauch noch weiter vergrössern. Es ist jedoch fraglich, ob die Schweiz im Winter weiterhin genügend Strom aus den Nachbarländern importieren kann. Auch Deutschland, Frankreich, Italien, und Österreich verfolgen mit dem «[European Green Deal](#)» eine vollständige Dekarbonisierung der Wirtschaft und setzen dafür auf erneuerbare Energien und die Elektrifizierung des Energiesektors.

Ein Aufbau der inländischen Winterstromproduktion ist daher entscheidend für die Stromversorgungssicherheit in der Schweiz. Photovoltaik-Anlagen (PVA) in alpinen Gebieten könnten hierzu einen wichtigen Beitrag leisten, [da sie im Vergleich zu klassischen Aufdach-Anlagen in urbanen Gebieten wesentlich mehr Strom im Winterhalbjahr erzeugen.](#) Dies liegt insbesondere daran, dass in hohen Lagen weniger Nebel liegt, der Wirkungsgrad bei tiefen Temperaturen höher ist, das Sonnenlicht von der Schneedecke reflektiert wird, und aufgrund der dünneren Atmosphäre die Sonneneinstrahlung intensiver ist.

## 1.2 Methodik, Daten und Szenarien

Um die Rolle von alpinen PV Anlagen für das Schweizer Stromsystem bewerten zu können, haben wir entsprechende Szenarien mit Hilfe der [Nexus-e Modellierungsplattform](#) entwickelt. Nexus-e stellt hierbei das Schweizer Übertragungsnetz mit den grenzüberschreitenden Verbindungen mit den Nachbarländern als auch Stromerzeugung und -verbrauch im Detail dar. Die entwickelten Szenarien zeigen [kostenoptimale Ausbaupfade für die inländische Stromerzeugung unter einer Vielzahl von Annahmen und Datensätzen auf.](#)

Um alpine PVA in den Szenarien zu berücksichtigen, verwenden wir zwei bestehende Datensätze: Erstens, [GIS Datensatz zu den realisierbaren PV Installationsflächen im alpinen Bereich, aufgelöst in einem 50-m-Raster.](#) Die Installationsflächen beinhalten Potentiale für PVA auf Freiflächen, Seen und bestehende Konstruktionen wie Staudämme; Aufdach-Anlagen schliessen wir hier jedoch aus, da diese in Nexus-e

bereits berücksichtigt werden. Ausgeschlossen werden Flächen, die (i) unter eine Höhe von 800 m und über einer Höhe von 2700 m liegen, (ii) Hänge mit einer Neigung von mehr als 30 Grad oder in einem Umkreis von 150 m davon aufweisen; (iii) mehr als 500 m von einer befahrbaren Strasse liegen; (iv) innerhalb des Nationalparks liegen, (v) ungeeignete Oberflächenbedeckungstypen aufweisen wie Gletscher oder anhaltende Schneedecken und (vi) eine nördliche Ausrichtung haben. Anschliessend gruppieren wir zusammenhängende Raster-Flächen und schliessen Flächen von weniger als 5000 m<sup>2</sup> (benötigte Fläche für ~1MWp PVA) aus. Der finale Datensatz zeigt eine realisierbare Installationsfläche für PVA im alpinen Bereich (Freiflächen, Seen, und bestehende Konstruktionen, ausschliesslich Gebäudedächer) von 149.4 km<sup>2</sup> auf, was ungefähr 0.36 % der geografischen Fläche der Schweiz entspricht.

Der zweite Datensatz beinhaltet die stündliche, räumlich explizite Stromerzeugung von PVA auf einem 1,6 × 2,3 km grossen Gitter. Die standortspezifische Neigung jedes PV-Paneels wird so gewählt, dass die Stromproduktion in den Wintermonaten Oktober bis März maximiert wird. Der Datensatz wurde mit dem [SUNWELL-Modell](#) erstellt, welches die komplexen Bestrahlungsbedingungen in alpinen Gebieten erfasst; es berücksichtigt die topografische Abschattung, die Bewölkung und die stark schwankende Reflexion des Bodens, da die Schneedecke im Laufe des Jahres variiert. Anschliessend kombinieren wir die beiden Datensätze (realisierbare PV-Installationsfläche pro Knoten [m<sup>2</sup>] und normierte Stromerzeugung pro Fläche [kW/m<sup>2</sup>]). Das maximale technische Potential für die Stromerzeugung im alpinen Raum ergibt sich anschliessend auf 41 TWh pro Jahr.

Die Kosten für Freiflächen-PVA entnehmen wir aus einem Kostenvoranschlag für ein Projekt zur Installation von bifacialen Hochgebirgssolarfeldern mit einer Gesamtkapazität von fast 300 mWp am Augstbordhorn<sup>1</sup>. Der Vergleich der vorgeschlagenen Kosten aus diesem Projekt mit unseren [Annahmen zu Aufdach-PVA basierend auf PSI Studien](#) (siehe Tabelle 1) zeigt, dass sich Kosten von alpinen Freiflächen-PVA im Bereich von kleineren Aufdach-PVA (<10 kWp) bewegen. Wir schätzen die angegebenen Kosten, vor allem für die Bauarbeiten als optimistisch ein. Diskussionen mit weiteren Industriepartnern sind notwendig, um diese Zahlen zu validieren. Des Weiteren ist es noch offen, wie stark sich die Bedingungen und dadurch Kosten für die Installation von PVA zwischen verschiedenen Lagen im alpinen Raum unterscheiden und ob trotz der Unterschiede Lerneffekte realisiert werden können. So berücksichtigen wir sinkende Kosten für Aufdach-PVA, jedoch nicht für alpine Freiflächen-PVA. Zusätzlich berücksichtigen wir noch den einmiligen Investitionsbeitrag für alle Arten von PVA.

### Vergleich der angenommenen Kosten für alpine Freiflächen-PVA und Aufdach-PVA für 2020–2030

	Alpine Freiflächen-PVA	Aufdach PVA
<b>Solarzelle</b>	616 Fr./kWp	
<b>Bauarbeiten</b>	867 Fr./kWp	
<b>Anschlusskosten und Stromleitungen*</b>	344 Fr./KWp	
<b>Investitionskosten Gesamt</b>	1827 Fr./kWp	775 Fr./kWp (>100 kWp) bis 1870 Fr./kWp (<10 kWp)
<b>Variable Kosten</b> (inkl. Wartungs- und Instandhaltungskosten, Arbeitskosten für Netzanschluss)	0.027 Fr./kWh	0.027 Fr./kWh

\* Wir haben hier eine durchschnittliche Länge der neuen Stromleitungen von 10 km angenommen

Die Entwicklung der jährlichen Stromnachfrage für die Schweiz entnehmen wir dem [BFE Energieperspektiven 2050+ Zero Basis Szenario](#). Die Entwicklung der stündlichen Nachfrage ist

<sup>1</sup> Die Projektbeschreibung und Kostenvoranschlag sind nicht öffentlich zugänglich und wurden für diesen Artikel zur Verfügung gestellt.

zusammengesetzt aus dem stündlichen Verlauf der aktuellen Stromnachfrage sowie der technischen Lastkurven für Wärmepumpen und Elektroautos. Die Entwicklung der Stromerzeugung und -nachfrage in den Nachbarländern übernehmen aus dem [ENTSOE-E TYNDP Global Ambition Szenario](#).

Insgesamt betrachten wir uns 15 Szenarien. Das Basisszenario zeigt den kostenoptimalen Ausbaupfad von 2030 bis 2050 unter den aktuellen Bedingungen für den Stromhandel mit den Nachbarländern und erlaubt keinen Zubau von alpinen PVA und Gaskraftwerken. Dieses Szenario geht davon aus, dass Investitionen sowohl in alpine Freiflächen-PVA als auch Gaskraftwerke aufgrund aktueller regulatorischer Rahmenbedingungen (→ Markus Schreiber) und geringer gesellschaftlicher Akzeptanz vermieden werden. Aufbauend auf dem Basisszenario variieren wir die Bedingungen für den Stromhandel mit den Nachbarländern. Wir bewerten sowohl die möglichen Einschränkungen durch ein [fehlendes Rahmenabkommen, was sich mit einer Reduktion der Nettoübertragungskapazität \(Net Transfer Capacity, NTCs\)<sup>2</sup> um 70 % auswirken könnte](#), als auch die Vorgabe einer über das Jahr ausgeglichenen Stromhandelsbilanz. Für diese drei Stromhandelsbedingungen schauen wir uns an, wie sich die Ergebnisse verändern, wenn wir (i) alpine Freiflächen-PVA, (ii) Gaskraftwerke und (iii) beide Technologien als mögliche Stromerzeugungsanlagen im Modell berücksichtigen. Zusätzlich untersuchen wir in einer Sensitivitätsanalyse, ab welchen Kosten Freiflächen-PVA in unseren Szenarien gebaut werden. Im Folgenden gehen wir auf die interessantesten Ergebnisse dieser Szenarien ein.

### 1.3 Ergebnisse

***Unter den aktuellen Bedingungen, kann der Zubau von Aufdach-PVA, Wind, und Biomasse den Ausstieg aus der Kernkraft und den Anstieg des Strombedarfes gut abdecken.***

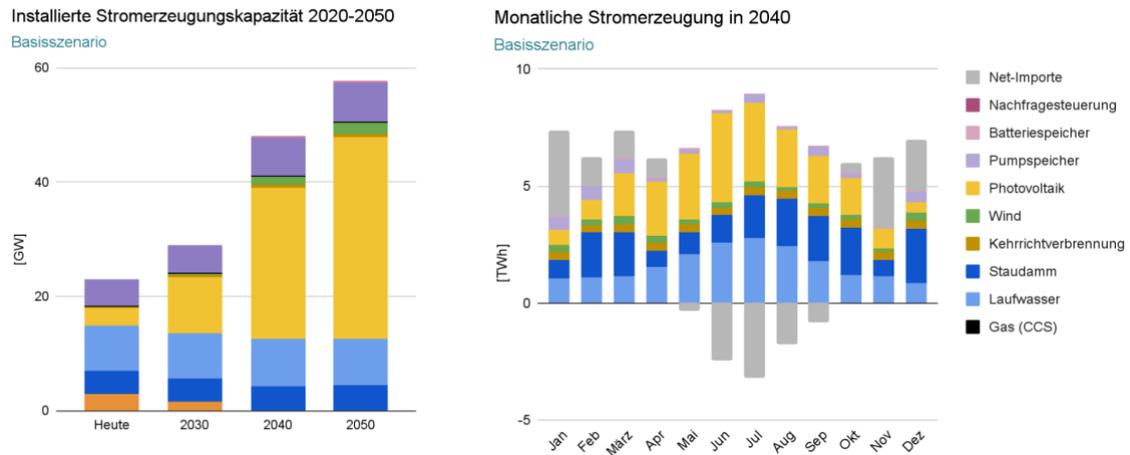
Im Basisszenario zeigt der kostenoptimale Ausbaupfad Installationen von Aufdach-PV-, Windkraft- und Biomasse-Anlagen in der Höhe von 35 GW, 2 GW und 0.5 GW bis 2050 (siehe Abbildung 1). Dadurch können hohe jährliche Netto-Importe vermieden werden. So hat die Schweiz zum Beispiel 2050 eine über das Jahr fast ausgeglichene Stromhandelsbilanz mit 2.5 TWh Netto-Importen. Selbst eine ausgeglichene Bilanz wäre mit einem schnelleren Ausbau von Aufdach-PVA und leicht höheren Kosten zu erreichen.

***Die Importabhängigkeit von Stromimporten im Winter steigt jedoch stark an.***

Problematisch ist jedoch der Anstieg der Netto-Importe im Winter — und das schon mittelfristig. In fast allen Szenarien erreichen die Winterimporte ihren Höchststand 2040 nach dem Ausstieg aus der Kernenergie. Im Basisszenario steigen die Winterimporte auf 7.7 TWh 2030 und auf 11.6 TWh 2040. Unter den getroffenen Annahmen können diese Stromimporte jedoch realisiert werden – auch wenn die Nachbarländer auf Erneuerbare Energien umsteigen.

---

<sup>2</sup> Die Nettoübertragungskapazität ist die [maximal zulässige Leistung, die von einem Land in ein anderes Land übertragen werden kann](#). Die Übertragungsnetzbetreiber in den europäischen Ländern berechnen und veröffentlichen die Übertragungskapazitäten zwischen ihrem Zuständigkeitsbereich und den angrenzenden Regionen.



**Abbildung 1:** Installierte Stromerzeugungskapazität 2020–2050 (links) und monatliche Stromerzeugung und -handel in 2040 (rechts) für das Basisszenario

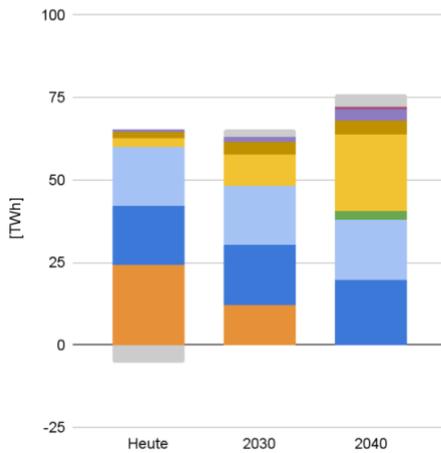
Warum sind hohe Winterimporte trotzdem problematisch und warum sehen die [ElCom](#) und der [Bundesrat](#) einen Bedarf an Hydroreserven und Gaskraftwerke um die Stromversorgung in der Schweiz sicher zu stellen? Dies liegt vor allem daran, dass für eine Betrachtung der Versorgungssicherheit auch Extremfälle berücksichtigt werden müssen. So sind zum Beispiel Preise für Strom und Gas im Winter 2021/2022 vor allem durch eine Kombination von mehreren aussergewöhnlichen Events (weltweit hohem Bedarf an Gas, geringer Windproduktion in Europa und stockender Gasbereitstellung) stark angestiegen. In diesen Szenarien berücksichtigen wir jedoch nur den Normalfall (d.h. historische Wetterdaten und die Verfügbarkeit von installierten Kraftwerken). Wie sich Extremfälle auf unsere Szenarien auswirken, werden wir in Zukunft stärker untersuchen (siehe hierfür [System Adequacy](#) Studien).

***Alpine PVA können die Importabhängigkeit im Winter reduzieren; dies ist jedoch abhängig von den Installationskosten.***

Wie können also Winterimporte reduziert werden mit dem Ziel, die Stromversorgungssicherheit in der Schweiz zu erhöhen? Eine Option hierfür sind alpine PVA. Diese können die inländische Stromproduktion im Winter aufgrund geringer Installationsdauer bereits mittelfristig erhöhen und dadurch die Versorgungssicherheit verbessern. Dafür müssten regulatorische Hürden abgebaut (→ Markus Schreiber) und obige Projektkosten realisiert werden. In unseren Szenarien sehen wir unter diesen beiden Annahmen, dass alpine PVA gebaut werden: 4.3 GW bis 2030 und 10,6 GW bis 2040. Durch diese zusätzliche inländische Stromerzeugung wird die Schweiz 2030 und 2040 zum 'Netto-Exporteur'. So weist die Schweiz eine positive jährliche Stromhandelsbilanz auf (siehe Abbildung 2). Durch die höhere Stromerzeugung von alpinen PVA im Winter kann die Importabhängigkeit von Oktober bis März im Vergleich zum Basisszenario fast halbiert werden.

Trotz der zusätzlichen inländischen Investitionen in alpine PVA würden die Kosten für das Schweizer Stromsystem bis 2040 sogar leicht sinken. Ein wichtiger Grund hierfür sind vermiedene Importe in Stunden hoher Strommarktpreise im Winter und abends. Zusätzlich können die inländischen Pumpspeicherkraftwerken die stündlich schwankende Stromerzeugung von PVA nutzen um Wasser in Stunden von hoher Solarstromproduktion (günstige Strommarktpreise) in das Reservoir zu pumpen und in teuren Stunden Strom zu produzieren.

Jährliche Stromerzeugung 2020-2040  
Basisszenario



Jährliche Stromerzeugung 2020-2040  
Aktueller Stromhandel mit alpinen PVA

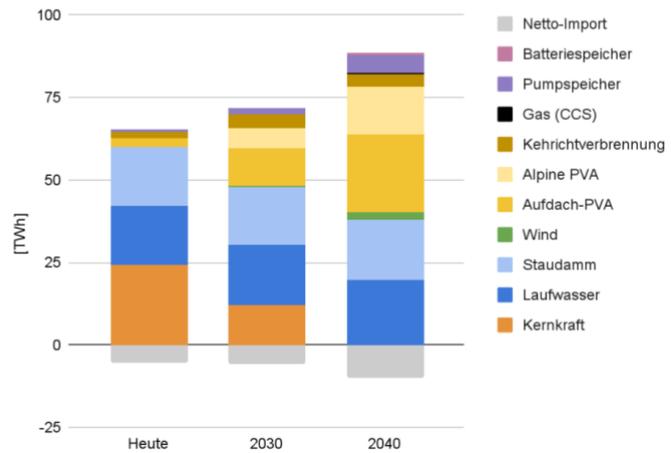


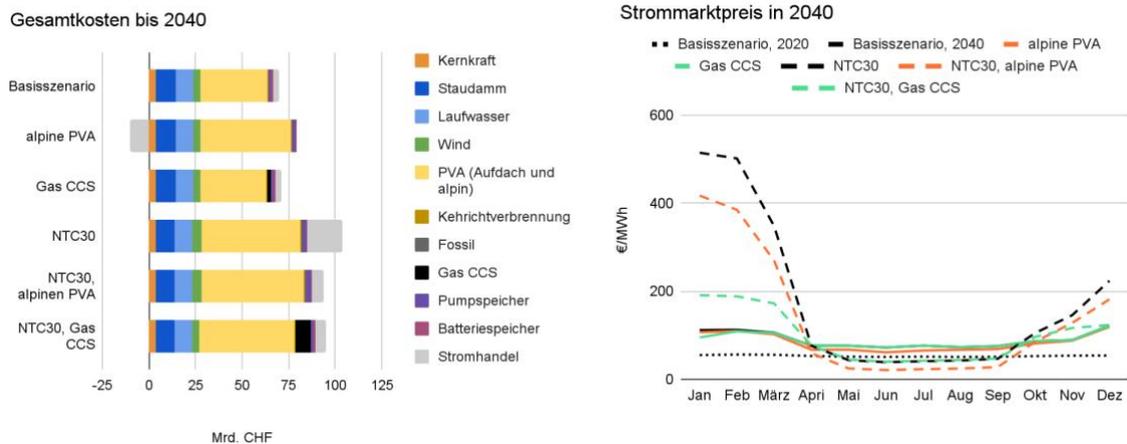
Abbildung 2: Jährliche Stromerzeugung und Stromhandel von 2020–2030 für das Basisszenario (links) unter Berücksichtigung alpiner PVA (rechts).

Wie oben bereits angedeutet, sind diese Ergebnisse jedoch stark von den zu realisierenden Kosten für alpine PVA abhängig. Bei einer Erhöhung der Kosten um 10 % werden keine Alpenen PVA 2030 gebaut, bei einer Erhöhung um 20 % keine in 2040. Der Zubau bis 2050 ist jedoch weniger kostensensibel. So werden auch bei 50 % höheren Kosten alpine PVA 2050 gebaut.

***Beschränkungen für den Stromhandel führen zu geringeren alpinen PV-Installationen.***

Während unter den aktuellen Bedingungen Winterimporte in ausreichenden Mengen heute (und im Normalfall auch bis 2040) möglich sind, ist es noch offen, ob dies auch bei einer Reduktion der NTCs um 70 % der Fall ist. In unseren Szenarien ohne alpine PVA sehen wir, dass durch einen solchen Einschnitt der Stromhandel die Winterimporte stark reduziert und die Nachfrage nicht mehr in jeder Stunde gedeckt werden kann. So kommt es 2040 sowohl im Februar als auch im März zu ersten geringen Mengen an Lastabwurf von ungefähr 1 GWh – trotz zusätzlicher Investitionen in Aufdach-PVA (36 GW anstatt 26.5 GW 2040). Lastabwürfe, teure Importe, und weniger Exportmöglichkeiten lassen die Gesamtsystemkosten um gut ein Drittel ansteigen (siehe Abbildung 3). Extreme Stromknappheit in den Wintermonaten führt zu um fast 100 % höheren Strommarktpreisen und starker saisonalen Dynamik.

Alpine PVA können diesen Effekten entgegenwirken. Investitionen in alpine PVA (0.4 GW 2030 und 4.5 GW 2040) können notwendige Winterimporte auf 3.7 TWh reduzieren und dadurch Lastabwürfe vermeiden. Beides schwächt den Anstieg der Strommarktpreise und die Gesamtsystemkosten aufgrund einer Einschränkung des Stromhandels ab.



**Abbildung 3:** Vergleich der Gesamtkosten für die Strombereitstellung in der Schweiz (links) und der Strommarktpreise in 2040 (rechts)

***Gas-to-Power-Anlagen sind als Alternative zu Erneuerbaren Energien umstritten.***

Eine mögliche Alternative zu alpinen PV Anlagen sind Erdgaskraftwerke mit Carbon Capture and Storage (CCS) oder generell Gas-to-Power-Anlagen, wie sie aktuell angedacht sind. Ob die Schweiz inländische Gas-to-Power-Kapazitäten aufbauen sollte, ist jedoch nach wie vor umstritten. Mit der Invasion Russlands in die Ukraine gefährdet die Abhängigkeit von russischem Gas die Energiesicherheit Europas akut. Unsicherheiten über die zukünftige Verfügbarkeit führt zu Gaspreisen auf Rekordniveau. Ob die Bestrebungen, die Abhängigkeit von russischem Gas kurz- bis mittelfristig zu minimieren, die Preise stabilisieren können, ist unklar. So könnte zum Beispiel eine Renaissance des CO<sub>2</sub>-intensiven Kohlestroms den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise weiter steigen lassen. Ausserdem sind Alternativen zu einem Bezug von russischem Gas nicht problemfrei. [So ist zum Beispiel Ende März 2022 Deutschland eine Energiepartnerschaft mit Katar eingegangen, um die Abhängigkeit von Russland zu reduzieren .](#)

Wenn wir in unsere Szenarien Gas-to-Power-Kapazitäten anstatt alpine PVA berücksichtigen, sehen wir unter aktuellen Stromhandelsbedingungen einen Zubau von Gaskraftwerken mit CCS erst ab 2040 und dann auch nur in einer geringen Kapazität (500 MW). Zusätzlich werden diese 500 MW nur in sehr wenigen Stunden pro Jahr aufgrund der hohen variablen Kosten eingesetzt (siehe Abbildung 4). Dadurch sinkt die Winterimportabhängigkeit nur minimal im Vergleich zum Basisszenario. Gas-to-Power-Kapazitäten stellen daher unter aktuellen Stromhandelsbedingungen und den getroffenen Annahmen wirtschaftlich keine attraktive Investition dar.

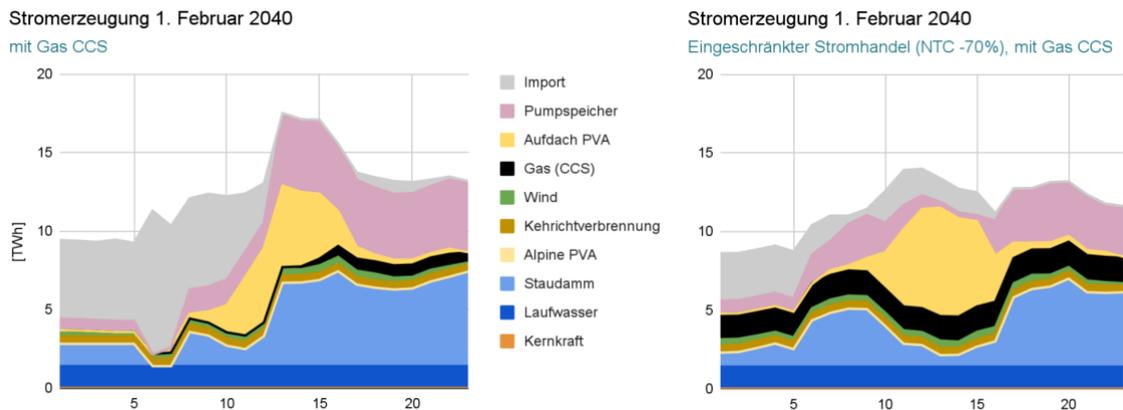


Abbildung 4: Stromezeugung an einem Wintertag (1. Februar) in 2040 unter aktuellen Handelsbedingungen und mit Gas CCS (links) und 70 % reduzierten NTCs mit Gas CCS (rechts).

Doch wie sieht es aus, wenn der Stromhandel mit den Nachbarländern eingeschränkt werden würde? In diesem Fall, würden Gas-to-Power-Kapazitäten in der Höhe von 1.5 GW schon 2040 gebaut werden, 3 TWh zusätzlichen Strom in den Wintermonaten bereitstellen und dadurch die Importe im Winter auf 5.4 TWh reduzieren. Im direkten Vergleich scheinen Gas-to-Power-Kapazitäten jedoch die weniger geeignete Alternative zu sein, da sie bei gleichen Gesamtsystemkosten die Winterimporte weniger reduzieren. Ein Vorteil von Gas-to-Power Kapazitäten sind jedoch geringere Strompreise im Winter, da die inländische Stromproduktion noch flexibler auf Versorgungsengpässe reagieren kann.

## 1.4 Schlussfolgerung

Alpiner Solarstrom hat ein grosses Potential um der steigenden Importabhängigkeit im Winter entgegenzuwirken – jedoch nur wenn regulatorische Hürden abgebaut (→ Markus Schreiber) und Installationskosten in alpinen Gebieten niedrig gehalten werden können. Eine weitere Verbesserung der wirtschaftlichen Attraktivität wäre über Auktionen zu erreichen (→ Léonore Hälg), besonders wenn mit einer auktionierten Einspeisevergütung das Risiko der unsicheren zukünftigen Erträge eliminiert werden kann (→ Florian Egli). Zusätzlich gibt es noch die Frage der Akzeptanz für PVA im alpinen Raum. Da der Alpenraum ein wichtiges Biotop und Erholungsgebiet ist, ist eine Bebauung mit Solaranlagen durchaus kontrovers und könnte Widerstand der Bevölkerung auslösen.

In unseren Szenarien ist alpiner Solarstrom in der Schweiz für die Versorgungssicherheit mittelfristig besser geeignet als Gas-to-Power-Kapazitäten, da Winterimporte bei gleichen Gesamtsystemkosten stärker reduziert werden können. Ermöglicht wird dies insbesondere durch Pumpspeicherkraftwerke, welche durch Alpenstrom auch im Winter regelmässig Reservoirs auffüllen und den Strom anschliessend in kritischen Stunden mit geringen Importmöglichkeiten bereitstellen können.

Wie bereits erwähnt sind diese Ergebnisse jedoch noch mit Unsicherheiten verbunden. Sowohl eine genauere Einschätzung und regionale Differenzierung der Kosten als auch eine Betrachtung von Extremszenarien sind notwendig, um die bisherigen Ergebnisse zu validieren. In einem nächsten Schritt sollte auch überprüft werden, ob die im GIS Datensatz angegebenen realisierbaren Flächen für alpine PVA innerhalb von Inventargebieten liegen. Falls dies der Fall ist, könnte die Analyse hier auf grössere PVA mit einem möglichen nationalem Interesse beschränkt werden (→ Markus Schreiber)<sup>3</sup>. Auch eine Berücksichtigung der Entfernung zum Übertragungsnetz und zu bestehenden Infrastrukturen wie

<sup>3</sup> Bei Windenergieanlagen sind Anlagen an einer jährlichen Stromerzeugung von 20 GWh als vom nationalen Interesse gekennzeichnet und können unter Auflagen im Inventargebiet installiert werden.

Bergbahnen könnte im GIS direkt berücksichtigt werden und eine bessere Kosteneinschätzung ermöglichen. Weitere Forschung ist nötig um die Möglichkeit der Doppelnutzung von Flächen mit Windkraft- und PVA zu bewerten. Dadurch könnte sowohl die für die Stromerzeugung benötigte Fläche als auch die Kosten für den Netzanschluss reduziert werden. Ausserdem vernachlässigen wir bisher in den gezeigten Szenarien Freiflächen-PVA im Flachland. Da auch ein Ausbau von diesen PVA die Winterstromerzeugung erhöht, ergibt sich die Frage, ab welchen Kosten für Installationen im alpinen Raum, PVA eher im Flachland gebaut werden und eine höhere Abregelung im Sommer in Kauf genommen wird.

Trotz dieser Limitationen zeigen die Ergebnisse jetzt schon deutlich, dass alpine PVA noch stärker in der aktuellen Diskussion um die Versorgungssicherheit berücksichtigt werden sollte und weitere Forschung zu diesem Thema benötigt wird.

## 1.5 Danksagung

Ich möchte mich bei Jerome Dujardin für die Bereitstellung der Datensätze zu alpinen PVA sowie bei Pranjal Jain, Elena Raycheva und dem gesamten Nexus-e Team für die Unterstützung in der Entwicklung der Szenarien bedanken.

## 2 Rechtliche Rahmenbedingungen für Alpenstrom

Markus Schreiber

Sowohl Windenergieanlagen (WEA) als auch Photovoltaikanlagen (PVA) sehen sich im Alpenraum mit rechtlichen Herausforderungen konfrontiert, die insbesondere das Planungs- und Baurecht betreffen.

### 2.1 Windenergie

Das **Konzept Windenergie** des Bundes erkennt **Windpotenzialgebiete** auch im Alpenraum.<sup>1</sup> Die Kantone haben diese Gebiete im Rahmen ihrer **Richtplanung** zu berücksichtigen.<sup>2</sup> Sie sind dazu verpflichtet, insbesondere für die Windenergie geeignete Gebiete in den Richtplänen auszuscheiden.<sup>3</sup> Sie dürfen also keine reine «Negativplanung» betreiben, die allein die von WEA freizuhaltenden Gebiete bezeichnet. Einzelne Windenergieprojekte bedürfen einer **Grundlage** (d.h. einer Festsetzung<sup>4</sup>) **im Richtplan**, wenn von ihnen gewichtige Auswirkungen auf Raum und Umwelt ausgehen.<sup>5</sup> Die Bundesbehörden gehen davon aus, dass dies ab einer Gesamthöhe der WEA von über 30 m der Fall ist.<sup>6</sup> Diese Höhe dürften die meisten modernen Anlagen deutlich überschreiten, im alpinen Raum könnten jedoch im Einzelfall auch von kleineren Anlagen gewichtige Auswirkungen ausgehen.

Alpine WEA werden typischerweise einen Standort ausserhalb der Bauzonen erfordern. Dies ist insofern unproblematisch, als WEA aufgrund ihrer räumlichen Auswirkungen ohnehin meist einer **Nutzungsplanung** bedürfen.<sup>7</sup> Die Kantone und Gemeinden können hierzu entweder einen Sondernutzungsplan erlassen oder eine Windenergiezone in ihren Rahmennutzungsplan aufnehmen.<sup>8</sup>

Alpine Standorte befinden sich zudem oft in **Schutzzonen respektive -gebieten**. Hierzu gehören auch Inventargebiete des Bundes wie insbesondere das Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler (BLN). Diese sind grundsätzlich ungeschmälert zu erhalten.<sup>9</sup> Aufgrund des **nationalen Interesses** an der Stromproduktion aus Windenergie ist eine Abwägung mit den Schutzinteressen jedoch nicht von vornherein ausgeschlossen.<sup>10</sup> Einzelne WEA sind ab einer mittleren erwarteten Jahresproduktion von 20

<sup>1</sup> ARE, Konzept Windenergie, Bern 2020, S. 30 Anhang A–3.

<sup>2</sup> Art. 6 Abs. 4 Raumplanungsgesetz (RPG), SR 700.

<sup>3</sup> Art. 8b RPG und Art. 10 Abs. 1 Energiegesetz (EnG), SR 730.0.

<sup>4</sup> Urteil des Bundesgerichts 1C\_573/2018 vom 24. November 2021, E. 2.1 m.w.H. – Windpark Grenchenberg (zur Publikation vorgesehen).

<sup>5</sup> Art. 8 Abs. 2 RPG.

<sup>6</sup> ARE, Konzept Windenergie, Bern 2020, S. 22.

<sup>7</sup> Dies gilt in jedem Fall für diejenigen WEA, die sogar einer Grundlage im Richtplan bedürfen.

<sup>8</sup> Vgl. auch Art. 10 Abs. 2 EnG sowie ARE, Konzept Windenergie, Bern 2020, S. 22.

<sup>9</sup> Art. 6 Abs. 1 und Abs. 2 Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz (NHG), SR 451.

<sup>10</sup> Art. 6 Abs. 2 NHG, Art. 12 Abs. 1 und Abs. 3

GWh von nationalem Interesse.<sup>11</sup> Dabei wird bei Windparks<sup>12</sup> die Produktion der einzelnen WEA addiert.<sup>13</sup> Das nationale Interesse ist auch bei einer Erneuerung einer bestehenden WEA (sog. *Repowering*) gegeben, wenn durch diese Erneuerung die 20 GWh-Schwelle erreicht wird.<sup>14</sup> Der Schwellenwert unterscheidet nicht zwischen alpinen WEA und solchen im Mittelland. Da der Bundesrat bei der Festlegung der Schwellenwerte auch die Fähigkeit zur marktgerechten Produktion zu berücksichtigen hat,<sup>15</sup> bestünde gesetzlicher Spielraum, diesen Schwellenwert für **alpine Anlagen** mit besonders hoher Winterstromproduktion abzusenken. In Mooren und Moorlandschaften von gesamtschweizerischer Bedeutung<sup>16</sup>, Biotopen von nationaler Bedeutung<sup>17</sup> sowie bestimmten Wasser- und Zugvogelreservaten<sup>18</sup> sind WEA trotz nationalen Interesses ausgeschlossen.<sup>19</sup>

Bei der konkreten **Abwägung** ist von den Behörden in jedem einzelnen Fall zu prüfen, welches Gewicht den **Schutz- und Nutzungsinteressen** zukommt und inwiefern die Schutzinteressen durch den Windpark betroffen wären, auch wenn die Gesetzesvorgaben hier teilweise missverständlich formuliert sind.<sup>20</sup> Bei der Gewichtung der Nutzungsinteressen wäre auch zu berücksichtigen, dass alpine Standorte eine stärkere Stromproduktion gerade in den so kritischen Wintermonaten aufweisen.<sup>21</sup> Die Interessenabwägung hat soweit wie möglich bereits auf Stufe der Richtplanung zu erfolgen;<sup>22</sup> teilweise wird es jedoch nötig sein, einzelne Detailabklärungen erst auf Ebene der Nutzungsplanung oder gar der Baubewilligung durchzuführen. Die bei Windenergieanlagen ab einer Leistung von 5 MW erforderliche **Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)**<sup>23</sup> findet je nach kantonalem Recht meist im Rahmen der Nutzungsplanung statt, kann nötigenfalls aber auch zweistufig, d.h. teilweise erst im Baubewilligungsverfahren, erfolgen.<sup>24</sup> Letztlich kann es hier für einen erfolgreichen Ausgleich der Nutzungs- und Schutzinteressen sogar auf die konkrete Positionierung einzelner WEA ankommen, wie nicht zuletzt der Bundesgerichtsentscheid zum Windpark Grenchenberg zeigt.<sup>25</sup>

---

<sup>11</sup> Art. 12 Abs. 2 und Abs. 4 EnG sowie Art. 9 Abs. 2 Energieverordnung (EnV), SR 730.01.

<sup>12</sup> Zu den Voraussetzungen der hierfür erforderlichen «nahen räumlichen und gemeinsamen Anordnung» Art. 9 Abs. 1 Satz 2 EnV.

<sup>13</sup> Art. 9 Abs. 1 Satz 1 EnV.

<sup>14</sup> Art. 9 Abs. 3 EnV. Gleiches gilt danach für Erweiterungen bestehender Windparks.

<sup>15</sup> Art. 12 Abs. 5 EnG.

<sup>16</sup> Art. 78 Abs. 5 Bundesverfassung (BV), SR 101.

<sup>17</sup> Art. 18a NHG.

<sup>18</sup> Art. 11 Jagdgesetz (JSG), SR 922.0.

<sup>19</sup> Siehe auch URSULA RAMSEIER, in: Oliver Streiff (Hrsg.), Raumplanung und Photovoltaik, Zürich 2021, S. 5 ff., Rz. 9.

<sup>20</sup> Der Wortlaut von Art. 12 Abs. 3 EnG legt nahe, die Nutzungsinteressen seien gegenüber den Schutzinteressen stets als gleichrangig zu betrachten. Dies ist nicht der Fall, siehe dazu insbesondere die parlamentarische Debatte und dort das Votum von Bundesrätin LEUTHARD, AB 2016 S 683, ebenso das Urteil des Bundesgerichts 1C\_573/2018 vom 24. November 2021, E. 13.5 – Windpark Grenchenberg (zur Publikation vorgesehen).

<sup>21</sup> Vgl. zur Windenergie allgemein das Urteil des Bundesgerichts 1C\_573/2018 vom 24. November 2021, E. 13.1 – Windpark Grenchenberg (zur Publikation vorgesehen). Vgl. auch zur Wasserkraft BGE 143 II 241 E. 8.3 – Grimsel II.

<sup>22</sup> Vgl. BGE 147 II 164 E. 3.3 – Grimsel III.

<sup>23</sup> Ziffer 21.8 Anhang zur Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPV), SR 814.011.

<sup>24</sup> Vgl. Urteil des Bundesgerichts 1A\_230/2005 vom 4. April 2006, E. 3.3.

<sup>25</sup> Urteil des Bundesgerichts 1C\_573/2018 vom 24. November 2021, E. 13.6 – Windpark Grenchenberg (zur Publikation vorgesehen), wo zwei der WEA zu nah an einem Wanderfalkenhorst lagen.

Schliesslich benötigen WEA neben einer **Baubewilligung** nach kantonalem bzw. kommunalem Recht<sup>26</sup> und der Plangenehmigung nach dem Elektrizitätsgesetz<sup>27</sup> je nach Standort verschiedenster weiterer, meist im **Bundesrecht vorgesehener Bewilligungen**, etwa bei Rodungen<sup>28</sup> oder ab einer Höhe von 60 m aufgrund möglicher Beeinträchtigungen der Zivilluftfahrt,<sup>29</sup> wobei das Bundesamt für Energie als zentrale Anlaufstelle dient.<sup>30</sup> Hier weisen alpine WEA keine grundsätzlichen Besonderheiten auf.

## 2.2 Photovoltaik

Auch PVA werden im alpinen Raum häufig auf Standorte ausserhalb der Bauzone angewiesen sein. Da die Verfahrenserleichterungen für Solaranlagen nur auf Dachanlagen in der Bau- und Landwirtschaftszone anwendbar sind,<sup>31</sup> benötigen PVA im Übrigen eine **Baubewilligung**.

Da PVA ausserhalb der Bauzone (bzw. bei Dachanlagen auch der Landwirtschaftszone)<sup>32</sup> grundsätzlich nicht zonenkonform sind, bedarf es hierfür einer **Ausnahmebewilligung**. Diese setzt voraus, dass die Anlage **standortgebunden**, d.h. auf den Standort ausserhalb der Bauzone angewiesen ist, sowie dass keine überwiegenden Interessen entgegenstehen.<sup>33</sup> Um der fortschreitenden Überbauung entgegenzuwirken, sollten vorrangig bestehende Bauten für PVA genutzt werden. Im alpinen Raum kommen hier etwa **Staumauern, Lawenverbauungen** oder **Skiliftanlagen** in Betracht.<sup>34</sup> Fraglich ist, inwiefern die Lage dieser Bauten ausserhalb der Bauzone zu einer Standortgebundenheit der PVA führt.<sup>35</sup> Der besonders hohe Winterproduktionsanteil sowie die Nutzung einer bestehenden Baute liessen sich hier als Argumente für eine Standortgebundenheit anführen. Die blosser Absicht, die Baute selbst (also z.B. den Skilift) mit Strom zu versorgen, genügt jedenfalls nur dann, wenn sich die Stromversorgung nicht auch über Stromleitungen zufriedenstellend bewerkstelligen liesse.<sup>36</sup> Der Bundesrat sieht in einem **Vernehmlassungsentwurf** vor, auf Verordnungsebene eine Standortgebundenheit bei einer Integration in Bauten wie Staumauern oder Lärmschutzwände anzunehmen.<sup>37</sup> Ebenso erfasst wären in **landwirtschaftliche Strukturen** integrierte PVA in Gebieten, die an Bauzonen angrenzen, soweit sie für die landwirtschaftliche Bewirtschaftung vor-teilhaft sind.<sup>38</sup> Bei Anlagen wie Skiliften, die einer

<sup>26</sup> Siehe die bundesrechtliche Vorgabe in Art. 22 Abs. 1 RPG.

<sup>27</sup> Art. 16 ff. Elektrizitätsgesetz (EleG), SR 734.0.

<sup>28</sup> Art. 6 ff. Waldgesetz (WaG), 921.0.

<sup>29</sup> Art. 63 lit. a Verordnung über die Infrastruktur der Luftfahrt (VIL), SR 748.131.1.

<sup>30</sup> Sog. «Guichet unique Windenergie».

<sup>31</sup> Art. 18a Abs. 1 RPG.

<sup>32</sup> Hier indiziert die Anwendbarkeit von Art. 18a Abs. 1 RPG auch die Zonenkonformität.

<sup>33</sup> Art. 24 RPG.

<sup>34</sup> Siehe dazu ausführlich URSULA RAMSEIER, in: Oliver Streiff (Hrsg.), Raumplanung und Photovoltaik, Zürich 2021, S. 5 ff.

<sup>35</sup> Vgl. dazu URSULA RAMSEIER, in: Oliver Streiff (Hrsg.), Raumplanung und Photovoltaik, Zürich 2021, S. 5 ff., Rz. 27 f.

<sup>36</sup> Vgl. das Urteil des Bundesgerichts 1C\_311/2012 vom 28. August 2013, E. 4.2 – Bootshaus I. Vgl. auch URSULA RAMSEIER, in: Oliver Streiff (Hrsg.), Raumplanung und Photovoltaik, Zürich 2021, S. 5 ff., Rz. 18 ff.

<sup>37</sup> Art. 32c Abs. 1 lit. a Raumplanungsverordnung (RPV) in der Fassung des Vernehmlassungsentwurfs vom September 2021.

<sup>38</sup> Art. 32c Abs. 1 lit. c Raumplanungsverordnung (RPV) in der Fassung des Vernehmlassungsentwurfs vom September 2021.

Plangenehmigung bedürfen, könnte sich je nach anwendbarem Recht auch für die PVA eine **Plangenehmigungspflicht** ergeben.<sup>39</sup>

Darüber hinaus könnten auch **Freiflächenanlagen**, etwa an Felshängen, von Interesse sein. Freiflächenanlagen sind nach bisheriger Auffassung der Bundesbehörden nur in Ausnahmefällen bewilligungsfähig. Insbesondere sei hierfür eine **Nutzungsplanung** erforderlich, und auch eine Thematisierung im **Richtplan** sei empfehlenswert.<sup>40</sup> Tatsächlich könnten von grösseren PVA gewichtige Auswirkungen ausgehen, die sogar eine **Grundlage** im Richtplan bedingen würden.<sup>41</sup> Hervorzuheben ist, dass die restriktive Haltung der Bundesbehörden insbesondere auf der Annahme beruht, Freiflächenanlagen wiesen keine höheren Erträge als Anlagen auf Bauten auf.<sup>42</sup> Hier ist zu berücksichtigen, dass alpine PVA etwa an Felshängen unter Umständen einen grösseren Beitrag zur Winterstromproduktion leisten könnten, als dies bei anderen Standorten möglich wäre.<sup>43</sup> Zwar wären im Sinne einer sparsamen Bodennutzung auch im alpinen Raum vorrangig bestehende Bauten zu nutzen. Bei anders nicht nutzbaren Felshängen ist dieses Argument jedoch weniger von Relevanz. Nutzen die Freiflächen-PVA öffentlichen Grund im Gemeingebrauch und wäre dies nicht mehr als gesteigerter Gemeingebrauch, sondern aufgrund des Ausschlusses Dritter und der Dauer der Nutzung als Sondernutzung zu qualifizieren,<sup>44</sup> so könnte das Gemeinwesen hierfür eine Konzession verlangen.<sup>45</sup> Diese wäre zeitlich zu befristen<sup>46</sup> und sollte auch den Rückbau regeln.

Ähnlich wie Freiflächenanlagen zu behandeln wären PVA, die schwimmend auf **Stauseen** installiert werden.<sup>47</sup> Diese werden im Vernehmlassungsentwurf hinsichtlich der möglichen **Standortgebundenheit** ausdrücklich genannt,<sup>48</sup> wobei nur **alpine Standorte**, d.h. solche ab ca. 1'800 m Höhe<sup>49</sup>, erfasst sind. Standorte an Felshängen werden vom Entwurf hingegen nicht berücksichtigt. Bis zum Inkrafttreten einer entsprechenden Vorschrift besteht bei allen genannten Varianten von PVA ausserhalb der Bauzone erhebliche Rechtsunsicherheit.

Zusätzlich hinderlich wirkt sich bei PVA aus, dass für diese Technologie – anders als für die Windkraft – kein nationales Interesse ab einer bestimmten Anlagengrösse definiert worden ist. Grössere PVA in Inventargebieten sind daher derzeit voraussichtlich ausgeschlossen. Der Bundesrat wäre ermächtigt, zukünftig auch für PVA die erforderliche Anlagengrösse zu definieren und dabei auch auf die Winterstrom-

---

<sup>39</sup> Vgl. für Lärmschutzwände LEONIE DÖRIG, in: Oliver Streiff (Hrsg.), Raumplanung und Photovoltaik, Zürich 2021, S. 61 ff., Rz. 14.

<sup>40</sup> ARE/BAFU/BFE/BLW, Positionspapier freistehende Photovoltaik-Anlagen, Bern 2012, S. 2. Vgl. auch die Aussagen des ARE, Canton du Valais, Révision du plan directeur cantonal, Rapport d'examen, 2. April 2019, S. 51 f.

<sup>41</sup> Art. 8 Abs. 2 RPG, siehe dazu bereits oben zur Windenergie.

<sup>42</sup> ARE/BAFU/BFE/BLW, Positionspapier freistehende Photovoltaik-Anlagen, Bern 2012, S. 2.

<sup>43</sup> Dies sehen auch die Bundesbehörden, ARE/BAFU/BFE/BLW, Positionspapier freistehende Photovoltaik-Anlagen, Bern 2012, S. 1.

<sup>44</sup> Vgl. zur Abgrenzung das Urteil des Bundesgerichts 2C\_900/2011 vom 2. Juni 2012, E. 2.

<sup>45</sup> Nach Bundesgericht wäre hierfür keine spezielle Gesetzesgrundlage erforderlich, BGE 102 Ia 122 E. 2a.

<sup>46</sup> Vgl. zur Wasserkraft BGE 127 II 69 E. 5b S. 77.

<sup>47</sup> Vgl. dazu URSULA RAMSEIER, in: Oliver Streiff (Hrsg.), Raumplanung und Photovoltaik, Zürich 2021, S. 5 ff., Rz. 25 ff.

<sup>48</sup> Art. 32c Abs. 1 lit. b Raumplanungsverordnung (RPV) in der Fassung des Vernehmlassungsentwurfs vom September 2021.

<sup>49</sup> UVEK, Erläuternder Bericht zur Revision der Raumplanungsverordnung (Solaranlagen ausserhalb der Bauzonen), September 2021, S. 5.

produktion Rücksicht zu nehmen.<sup>50</sup> Ab einer Leistung von mehr als 5 MW ist schliesslich bei Freiflächen-PVA eine **UVP** durchzuführen.<sup>51</sup>

### 2.3 Entwurf eines Beschleunigungsgesetzes

Anfang Februar 2022 legte der Bundesrat den Vernehmlassungsentwurf einer Änderung des Energiegesetzes vor, mit der die Verfahren insbesondere bei der Windenergie beschleunigt werden sollen («**Beschleunigungsgesetz**»). Danach erarbeitet der Bund ein **Konzept für erneuerbare Energien**, das sich jedoch auf die Wasser- und die Windkraft beschränkt und die Standorte für die bedeutendsten Anlagen festsetzt.<sup>52</sup> Die Kantone haben diese Standorte in ihren Richtplänen festzusetzen.<sup>53</sup> Die Richtplanfestsetzung soll dabei nicht isoliert angegriffen werden können.<sup>54</sup> Sodann sollen die Kantone für diese Vorhaben ein **konzentriertes Plangenehmigungsverfahren** vorsehen, das sämtliche kantonalen und kommunalen Bewilligungen und Konzessionen auf sich vereint.<sup>55</sup> Hierzu gehören auch z.B. Rodungsbewilligungen nach Bundesrecht, soweit diese von den Kantonen erteilt werden.<sup>56</sup> Gegen diese Plangenehmigung ist die Beschwerde an das obere kantonale Gericht (meist das Verwaltungsgericht) zulässig, gegen dessen Entscheid Beschwerde beim Bundesgericht erhoben werden kann.<sup>57</sup>

Die **Rechtsmittelverfahren** würden also zeitlich deutlich **gestaucht**, da die Festsetzungen nur einmal konzentriert angegriffen werden könnten. Hiermit sollen sich Situationen wie bei der Erhöhung der Grimselstaumauer vermeiden lassen, die in verschiedenen Verfahrensstadien mehrfach Gegenstand vor dem Bundesgericht war.<sup>58</sup> Allerdings bezieht sich der Entwurf nur auf die Wind- und Wasserkraft. Zudem ist fraglich, ob die Rechtsmittelgerichte – wie vom Entwurf gefordert<sup>59</sup> – tatsächlich oft genug Rückweisungen an die Vorinstanz vermeiden können, die angesichts fehlender Feststellungen häufig notwendig werden könnten. Für **PVA** sollen die bestehenden Verfahrenserleichterungen für Dachanlagen in der Bau- und Landwirtschaftszone auch auf **Fassadenanlagen** ausgedehnt werden.<sup>60</sup>

### 2.4 Handlungsoptionen

Soll die erneuerbare Stromproduktion in alpinen Lagen gefördert werden, stünden Bund, Kantone und Gemeinden verschiedene Optionen zur Verfügung. WEA sind im alpinen Raum aufgrund des nationalen

<sup>50</sup> Art. 12 Abs. 4 Satz 3 und Abs. 5 EnG.

<sup>51</sup> Ziffer 21.9 Anhang UVPV.

<sup>52</sup> Art. 9a Abs. 1 und Abs. 2 EnG in der Fassung des Vernehmlassungsentwurfs vom Februar 2022.

<sup>53</sup> Art. 10a Abs. 1 EnG in der Fassung des Vernehmlassungsentwurfs vom Februar 2022, vgl. aber auch Abs. 2.

<sup>54</sup> Art. 10a Abs. 3 EnG in der Fassung des Vernehmlassungsentwurfs vom Februar 2022.

<sup>55</sup> Art. 14a Abs. 1 und Abs. 2 EnG in der Fassung des Vernehmlassungsentwurfs vom Februar 2022.

<sup>56</sup> ARE, Änderung des Energiegesetzes vom 30. September 2016, Vorentwurf vom 2. Februar 2022, Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, Bern, 2. Februar 2022, S. 11.

<sup>57</sup> Art. 14a Abs. 4 EnG in der Fassung des Vernehmlassungsentwurfs vom Februar 2022.

<sup>58</sup> Urteil des Bundesgerichts 1C\_207/2008 vom 20. Februar 2009 (Grimsel I), BGE 143 II 241 (Grimsel II) und BGE 147 II 164 (Grimsel III).

<sup>59</sup> Art. 14a Abs. 5 EnG in der Fassung des Vernehmlassungsentwurfs vom Februar 2022.

<sup>60</sup> Art. 18a Abs. 1 RPG in der Fassung des Vernehmlassungsentwurfs vom Februar 2022.

Interesses bereits heute nicht ausgeschlossen. Für die Zukunft könnte geprüft werden, ob für alpine Anlagen aufgrund des besonderen Erzeugungsprofils bereits unter einer erwarteten Produktion von 20 GWh/a ein nationales Interesse bestehen könnte. Die Verordnungsermächtigung liesse hierfür Spielraum.<sup>61</sup> Hierzu wäre Art. 9 der Energieverordnung um einen Absatz zu ergänzen, der für WEA mit besonderem Beitrag zur Winterstromproduktion einen geringeren Schwellenwert für das nationale Interesse ansetzt. Hierdurch liessen sich im alpinen Raum, in dem oft kein Platz für grössere Windparks bzw. WEA vorhanden sein wird, kleinere Windparks bzw. solche mit kleineren WEA realisieren, die dennoch einen verhältnismässig grossen Beitrag zur Winterstromproduktion liefern könnten. Hierfür wäre vorzugsweise auf die mittlere erwartete Stromproduktion im Winterhalbjahr abzustellen. Weniger empfehlenswert erscheint, stattdessen pauschal auf eine bestimmte Mindesthöhenlage der WEA abzustellen.<sup>62</sup> Allerdings ist zu beachten, dass auch der 20 GWh-Schwellenwert bei modernen WEA bereits mit wenigen Anlagen erreicht werden kann.<sup>63</sup>

Verfahrenserleichterungen würden sich für WEA aus dem Beschleunigungsgesetz ergeben, wenn der Vernehmlassungsentwurf entsprechend umgesetzt würde. PVA wären vom beschleunigten Verfahren bislang hingegen nicht erfasst. Zu prüfen wäre hier, ob Freiflächen-PVA auf weniger kritischen Flächen wie Felshängen oder auf Stauseen ebenfalls denselben Verfahrenserleichterungen unterstellt werden könnten.<sup>64</sup> Hierzu wäre Art. 9a Energiegesetz in der Fassung des Vernehmlassungsentwurfs wie folgt zu ändern: «Der Bund erarbeitet ein Konzept [...] in den Bereichen *Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik* [...]». Auch die weiteren Bestimmungen wären entsprechend zu ergänzen.<sup>65</sup> Da das Konzept nur die bedeutendsten Standorte erfassen würde, wären hierin nur Standorte für grössere Freiflächen-PVA aufzunehmen, die erhebliche Vorteile gegenüber Anlagen an Gebäuden aufweisen würden, insbesondere im Hinblick auf die Winterstromproduktion. Auswirkungen etwa auf die Fauna müssten neben der bereits im Rahmen der Erarbeitung des Konzepts vorzunehmenden Interessenabwägung auch durch die Kantone in ihrer Richtplanung berücksichtigt werden. Zwar wären grundsätzlich zur sparsamen Nutzung des Bodens soweit wie möglich alternative Anlagen auf bestehenden Bauten in Betracht zu ziehen. Wie sich aus der Modellierung von Alpenstrom (→ Marius Schwarz) ergibt, bedarf es jedoch *zusätzlich* zu den Gebäude-PVA auch Freiflächen-PVA.

Ebenfalls nicht berücksichtigt werden PVA bislang bei den Festlegungen zum nationalen Interesse an einzelnen Anlagen. Die Verordnungsermächtigung würde solche Festlegungen zulassen.<sup>66</sup> Die Energieverordnung könnte daher um einen Art. 8a ergänzt werden, der Photovoltaikanlagen von nationalem Interesse regeln würde. Hier wären nur PVA zu erfassen, die eine für PVA relativ erhebliche Leistung aufweisen. Als Anhaltspunkt könnten die Leistungen grosser Stausee-PVA herangezogen werden, wie sie etwa auf dem Lac des Toules geplant, letztlich aber bis auf eine deutlich kleinere Pilotanlage nicht umgesetzt wurde.

In eine entgegengesetzte Richtung geht eine jüngere Motion aus dem Ständerat.<sup>67</sup> Diese fordert eine Spezialgesetzgebung für Freiflächen-PVA im Berggebiet, wonach insbesondere in Inventargebieten solche

---

<sup>61</sup> Art. 12 Abs. 5 EnG, siehe dazu bereits oben I.

<sup>62</sup> Dies ist etwa beim Höhenbonus nach Anhang 1.3 Ziffer 3.2.2 Energieförderungsverordnung (EnFV, SR 730.03) der Fall.

<sup>63</sup> Vgl. dazu BGE 147 II 319 E. 8.4 – Windpark Sainte-Croix.

<sup>64</sup> Der Bund hat auch für PVA eine Grundsatzgesetzgebungskompetenz, vgl. Art. 89 Abs. 2 BV.

<sup>65</sup> Etwa Art. 10a Abs. 1 EnG: [...] die bedeutendsten *Wasserkraft-, Photovoltaik- und Windenergieanlagen* [...]. Ebenso entsprechend Art. 14a Abs. 1 EnG.

<sup>66</sup> Art. 12 Abs. 4 Satz 3 EnG, siehe dazu bereits oben II.

<sup>67</sup> Motion 22.3035 Z'Grägen Heidi «Schaffung einer gesetzlichen Grundlage (Spezialgesetzgebung) für grossflächige, freistehende Solaranlagen im Berggebiet. Bis zum Vorliegen des Gesetzes verfügt der Bundesrat ein Moratorium zur Erstellung von Freiflächensolaranlagen im Berggebiet».

PVA ausgeschlossen wären.<sup>68</sup> Zudem soll der Bund bis zum Inkrafttreten eines entsprechenden Gesetzes ein Moratorium für diese PVA erlassen.<sup>69</sup> Ungewöhnlich wäre zunächst die Einführung eines Spezialgesetzes für alpine Freiflächen-PVA, da selbst WEA und die noch umstrittenere Geothermie nicht in Spezialerlassen geregelt sind. Ausserdem ist nach derzeitigem Stand kaum ersichtlich, weshalb ein Moratorium erforderlich sein sollte, da die geltenden Vorschriften wie dargelegt Freiflächen-PVA nur in sehr eingeschränktem Umfang zulassen und insbesondere in Inventargebieten ausschliessen dürften. Schliesslich sieht die Motion ein Konzessionserfordernis selbst bei der Nutzung privaten Grundes vor.<sup>70</sup> Dies widerspräche dem Wesen der Konzession, da es sich hier weder um die Sondernutzung öffentlichen Grundes noch um eine Monopoltätigkeit handelte.

Weitergehende Vorschläge gehen dahin, die Schutz- und Nutzungsinteressen stärker auf Ebene des Gesetzes zu konkretisieren, um die Interessenabwägung objektiver zu gestalten.<sup>71</sup> Dies würde nicht nur alpine Standorte, sondern letztlich sämtliche Anlagen zur Stromerzeugung betreffen. Hier wäre der Bund hinsichtlich der Bundesinventare, die Kantone hingegen bezüglich ihrer eigenen Schutzobjekte zuständig. Hinsichtlich der Nutzungsinteressen an der Windenergie hat eine gewisse Konkretisierung bereits im Rahmen des Konzepts Windenergie stattgefunden. Ein solches Konzept könnte im Rahmen des «Beschleunigungsgesetzes» auch für PVA erarbeitet werden (siehe oben). Die momentan verbleibenden Unterschiede hinsichtlich des Rechtsrahmens für PVA und WEA führen auch dazu, dass eine möglicherweise akzeptanzsteigernde Integration von PVA in Windparks erschwert wird. Hier wäre verstärkt zu prüfen, inwiefern die Lage in einem geplanten Windpark eine Standortgebundenheit für PVA begründen könnte.

Für alpine PVA an bestehenden Bauten würde die Umsetzung des bereits besprochenen Entwurfs eines Art. 32c der Raumplanungsverordnung zur Standortgebundenheit grosse Erleichterungen bringen. Hierbei sollte – wie im Entwurf vorgesehen – nur eine beispielhafte Aufzählung der bestehenden Flächen erfolgen und diese nicht weiter eingegrenzt werden. Es sollte klargestellt werden, dass entscheidend für den Förderungszweck allein der Umstand ist, dass keine unbebauten Flächen überbaut werden müssen. Hinsichtlich PVA in der Landwirtschaftszone enthält der Entwurf nur Erleichterungen für Gebiete, die an Bauzonen angrenzen. Hier könnte ein neu einzufügender Art. 16a Abs. 1<sup>ter</sup> RPG dazu dienen, allgemein klarzustellen, ob PVA, die z.B. als Viehunterstände oder zur Pflanzenbeschattung dienen, in der Landwirtschaftszone zonenkonform sein können.<sup>72</sup>

Bereits nach geltendem Recht besteht die Möglichkeit für Kantone und Gemeinden, PVA in ihre Richtrespektive Nutzungspläne aufzunehmen.<sup>73</sup> Angesichts der von Freiflächenanlagen ausgehenden Auswirkungen auf Raum und Umwelt empfiehlt sich bei diesen eine Festsetzung bereits auf Richtplanebene. Doch auch grössere PVA an bestehenden Bauten wie Lawinenverbauungen könnten im Einzelfall bei entsprechenden Auswirkungen bereits im Richtplan zu adressieren sein. Geeignete

<sup>68</sup> «In Gebieten, die von Landschafts- und Biotopschutzinventaren des Bundes erfasst sind (BLN, Moore und Moorlandschaften von nationaler Bedeutung, Jagdbanngebiete usw.), ist die Naturschönheit ungeschmälert zu erhalten. Freiflächensolaranlagen sind deshalb nicht zugelassen.»

<sup>69</sup> «Bis das Gesetz in Kraft ist, verfügt der Bundesrat ein Moratorium für Freiflächensolaranlagen im Berggebiet. Der Bundesrat regelt dazu die Einzelheiten.»

<sup>70</sup> «Für die Erstellung von Freiflächensolaranlagen im Gebirge auf öffentlichem und/oder privatem Grund ist eine Konzession des betroffenen Kantons, wenn mehrere Kantone betroffen sind, der betroffenen Kantone vorzusehen. Die Erteilung einer Konzession ist zu verbinden mit einem Solarzins analog dem Wasserzinsmodell [...]».

<sup>71</sup> KASPAR PLÜSS, Interessenabwägung beim Bau von Wasser- und Windenergieanlagen, Zürich/St. Gallen 2017, Rz. 244 ff.

<sup>72</sup> Vgl. zu dieser Frage CHRISTOPH JÄGER, in: Oliver Streiff (Hrsg.), Raumplanung und Photovoltaik, Zürich 2021, S. 29 ff., Rz. 16.

<sup>73</sup> Vgl. auch URSULA RAMSEIER, in: Oliver Streiff (Hrsg.), Raumplanung und Photovoltaik, Zürich 2021, S. 5 ff., Rz. 46.

Standorte für PVA könnten in den Planungsgrundlagen etwa entlang von bestehenden Infrastrukturen wie Strassenböschungen oder weniger kritischen Freiflächen wie an Felshängen definiert werden. In einer eigens dafür geschaffenen «Solarzone» wäre die Standortgebundenheit nicht direkt relevant. Zwar dürfen weder Spezialzonen noch Sondernutzungspläne dazu dienen, das Kriterium der Standortgebundenheit und den Trennungsgrundsatz zwischen Bau- und Nichtbauzone zu umgehen.<sup>74</sup> Eine solche Umgehung nimmt die Rechtsprechung jedoch nur zurückhaltend an.<sup>75</sup> Probleme könnten allerdings entstehen, wenn Gemeinden grosse (Freiflächen-)PVA in ihre Nutzungspläne aufnehmen, diese jedoch aufgrund ihrer Auswirkungen einer Grundlage im kantonalen Richtplan bedurft hätten. Aus diesem Grunde empfiehlt sich eine enge Abstimmung mit den zuständigen kantonalen Stellen, bevor solche Zonen ausgeschieden werden. Zudem wird bei der Genehmigung der kantonalen Richtpläne durch den Bundesrat<sup>76</sup> die ablehnende Haltung des Bundesamts für Raumentwicklung (ARE) gegenüber Freiflächen-PVA relevant werden.<sup>77</sup> Hier wird der Kanton aufzuzeigen haben, dass – entsprechend der Bedarfsanalyse, die sich aus der Modellierung von Alpenstrom ergibt (→ Marius Schwarz) – die blossе Nutzung von Gebäude-PVA im Hinblick auf die Winterstromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern nicht ausreichen würde.

---

<sup>74</sup> Vgl. RUDOLF MUGGLI, in: Praxiskommentar RPG: Bauen ausserhalb der Bauzone, Zürich 2017, N. 28 und N 47 zu Art. 24.

<sup>75</sup> Vgl. das Urteil des Bundesgerichts 1A.7/2002 vom 20. August 2002, E. 5; Urteil des Bundesgerichts 1C\_118/2011 vom 15. September 2011, E. 4.3 m.w.H.

<sup>76</sup> Nach Art. 11 Abs. 1 RPG.

<sup>77</sup> ARE, Canton du Valais, Révision du plan directeur cantonal, Rapport d'examen, 2. April 2019, S. 51 f.

## 3 Regulatorische Massnahmen zur Förderung von Alpenstrom

Léonore Hälg

### 3.1 Heutige Unterstützung der erneuerbaren Energien

Die erneuerbare Stromproduktion wird in der Schweiz seit 2009 spezifisch finanziell unterstützt.<sup>1</sup> Während in einer ersten Phase für alle Technologien eine kostendeckende Einspeisevergütung<sup>2</sup> ausbezahlt wurde ([Hälg et al. 2020](#); [Hälg et al. 2022](#)), erhalten Eigentümerinnen von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) seit 2018 einen einmaligen Investitionsbeitrag. Seit Anfang 2022 wird die Stromproduktion im Winter erstmals eigens berücksichtigt, indem für PV-Fassadenanlagen, welche anteilmässig einen höheren Stromertrag im Winter aufweisen als Dachanlagen, ein zusätzlicher Bonus ausbezahlt wird ([UVEK 2021](#)). Die Finanzierung der Windkraft war bis vor Kurzem über kostendeckende Einspeisevergütungen sichergestellt.<sup>3</sup> Dabei erhielten Windanlagen im Gebirge einen Bonus, welcher mit den geringeren Ertragserwartungen durch Vereisung und der tieferen Luftdichte begründet wird ([BFE 2007](#)). Tatsächlich weisen Windkraftanlagen in sehr hohen Lagen (z.B. auf dem Nufenenpass) reduzierte jährliche Volllaststunden im Vergleich zu Anlagen in anderen Gebieten wie dem Jura oder dem Mittelland auf. Die finanzielle Unterstützung neuer erneuerbarer Stromproduktionsanlagen wird aus einem Zuschlag auf den Strompreis gespiesen. Konkret bezahlen die Schweizer Bevölkerung und Unternehmen zurzeit 2.3 Rappen für jede verbrauchte Kilowattstunde Strom und finanzieren so unter anderem den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion ([BFE 2021](#)).

Die finanzielle Unterstützung für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion wird in den nächsten Jahren neu ausgestaltet. Das Parlament entschied im Zuge der Debatte um die Weiterführung der Förderung der erneuerbaren Stromproduktion im Herbst 2021, dass für grosse PV-Anlagen in Ausschreibungen für Investitionsbeiträge geboten werden muss und dass auch Windkraftanlagen einmalige Investitionsbeiträge statt der Einspeisevergütung erhalten werden ([BBI 2021, 2321](#)). Diese Veränderung bedeutet, dass das Risiko schwankender Strommarktpreise wieder auf die Betreiberinnen dieser Anlagen abgewälzt wird (→ Florian Egli). Da jedoch die Revision des Energiegesetzes zusammen mit dem Stromversorgungsgesetz in einem Mantelerlass zurzeit in der zuständigen Kommission des Ständerats behandelt wird und im Laufe des Jahres ein erstes Mal ins Parlament kommen wird, werden die Ausgestaltung und Grössenordnung der finanziellen Unterstützung für die erneuerbare Stromproduktion nochmals grundsätzlich diskutiert. Die Zusammenführung der beiden Gesetzesrevisionen in einen Mantelerlass zeigt die grundsätzliche Bereitschaft des Bundesrats, den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion auch im Kontext der Stromversorgung zu denken, und eröffnet Perspektiven für die spezifische Unterstützung von auf Winterstromproduktion ausgerichtete

<sup>1</sup> Betreiberinnen von erneuerbaren Stromproduktionsanlagen hatten bereits seit den 1990er Jahren Anspruch auf den sogenannten «15-Räppler», welcher unabhängig von der Technologie vergeben wurde ([Hälg et al. 2022](#)). Diese Vergütung war zur Unterstützung der Kleinwasserkraft gedacht und für die neuen erneuerbaren Technologien nicht kostendeckend.

<sup>2</sup> Kostendeckende Einspeisevergütungen (KEV) sind fixe Beträge für die Menge an ins Netz eingespeistem Strom aus erneuerbaren Stromproduktionsanlagen, welche die Amortisation dieser Anlagen über ihre Lebensdauer sicherstellt ([Jacobs 2016](#)).

<sup>3</sup> Seit 2020 vergibt das Bundesamt für Energie (BFE) keine neuen Zusagen für die kostendeckende Einspeisevergütung ([BFE 2019](#)). Windkraftanlagen, welche bereits eine Zusage hatten, aber noch nicht gebaut wurden, sind eine Ausnahme.

Anlagen. Im Folgenden werden deshalb verschiedene Politik-Ansätze für die Verbesserung der Rahmenbedingungen von PV- und Windanlagen in den Alpen diskutiert.

### 3.2 Möglichkeiten zur Unterstützung von Gebirgsanlagen

Wie → Florian Egli ausführt, sind zur Ankurbelung der Investitionen in neue Stromproduktionsanlagen einmalige Investitionsbeiträge – ob in einer Auktion oder von einer zentralen Stelle bestimmt – im jetzigen Finanzierungsumfeld nicht zielführend, da sie nur die Investitionsvolumina, aber nicht das Preisrisiko senken (siehe dazu auch [Amazo, et al. 2021](#) und [Hälg 2020a](#)). Ausserdem ist es für die Erreichung der Ausbauziele notwendig, neues, möglicherweise auch ausländisches Kapital anzuziehen. Dafür sollte die Ausgestaltung der finanziellen Unterstützung ähnlich aussehen wie in den grossen europäischen Märkten, wo erneuerbare Stromproduktionsanlagen praktisch ausschliesslich mit Marktprämien, das heisst durch Zuschläge auf den Marktpreis, unterstützt werden ([Hälg 2020b](#)). Eine Absicherung der Erträge mittels einer Minimalvergütung, wie beispielsweise einer gleitenden Marktprämie, ist auch in der Schweiz für alle neuen erneuerbaren Anlagen sinnvoll und politisch machbar, haben sich doch bereits zahlreiche Interessensvertreterinnen dafür ausgesprochen ([Graf 2020](#)).

Neben den von → Markus Schreiber ausgeführten Raumplanungsfragen unterscheiden sich die Rahmenbedingungen von auf Winterstrom ausgerichteten Anlagen im Gebirge durch höhere Investitionskosten und durch ein leicht reduziertes Preisrisiko von Anlagen im Mittelland (→ Florian Egli). Alpine PV-Anlagen wären dadurch in einer gemeinsamen Auktion mit anderen PV-Anlagen wohl nicht konkurrenzfähig. Da sie aber einen qualitativen Mehrwert bieten, indem sie anteilmässig mehr Strom im Winter liefern, wäre es sinnvoll, diesen Mehrwert auch spezifisch zu vergüten. Beispiele aus anderen Ländern zeigen mehrere Möglichkeiten dafür auf. Nachfolgend werden die Auktionen (1) in Mexiko, (2) in Kalifornien und (3) in Deutschland detailliert beschrieben und analysiert, inwiefern sie auch für die Förderung von erneuerbarer Stromproduktion im Alpenraum geeignet sind.

#### (1)

Die ersten mexikanischen Auktionen für Windkraft kannten ein Bonus-Malus-System ([IRENA 2017](#); [Hochberg und Poudineh 2018](#)). Dabei wurde vordefiniert, in welchen Regionen Windanlagen vorteilhaft für das ganze Stromnetz sind. Projekte in diesen Regionen erhielten beim Vergleich der verschiedenen Angebote einen Bonus, während Projekte in anderen Regionen einen Malus erhielten. Dies erhöhte die Konkurrenzfähigkeit von Projekten in den erwünschten Regionen und deren Chance auf den Zuschlag. Die Auktionen in Mexiko waren teilweise ein Erfolg, indem in einigen erwünschten Regionen tatsächlich auch eine grosse Anzahl an Projekten den Zuschlag erhielt ([IRENA 2017](#)). In anderen Regionen war dies indes nicht der Fall. Es zeigte sich, dass die Verfügbarkeit der Windressourcen und die damit verbundenen Ertragserwartungen die grösste Rolle darin spielten, welche Projekte berücksichtigt wurden. Hohe Preise und ein nicht ausgeschöpftes Auktionsvolumen vor allem in der ersten Auktion legten zusätzlich dar, dass die genaue Ausgestaltung der Boni komplex ist und in mehreren Runden verfeinert werden muss. Trotzdem können Auktionen in Anlehnung an das mexikanische Bonus-Malus-System für die Schweiz und den Ausbau von alpinen PV-Anlagen geeignet sein, da die Produktionserwartung von PV-Anlagen im Gebirge dank Schneereflexion und mehr Sonnentagen im Vergleich zum Mittelland sogar bevorteilt sind. Ein Bonus könnte die höheren Investitionskosten von alpinen PV-Anlagen ausgleichen und solche Projekte gegenüber PV-Anlagen im Mittelland konkurrenzfähig machen. Doch ist das System so auszugestalten, dass das Kosten-Nutzen-Verhältnis angemessen ist.

#### (2)

Der US-Bundesstaat Kalifornien hatte in seinen von 2013 bis 2015 durchgeführten Auktionen neben dem Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion das Ziel, die Stabilität des Stromnetzes bestmöglich zu gewährleisten. Aus diesem Grund waren seine Auktionen nicht nach Technologie, sondern nach dem Stromproduktionsprofil in die Kategorien Bandstrom (*baseload*), Spitzenstrom (*peaking*) und nicht-Spitzenstrom (*non-peaking*) aufgeteilt ([Fitch-Roy 2015](#); [IRENA und CEM 2015](#)). Damit konkurrenzieren

Biomasseanlagen mit Geothermie, grosse PV-Anlagen mit Projekten für konzentrierte Sonnenergie und Windkraft mit Kleinwasserkraftanlagen. Während die Auktionen in Kalifornien weitgehend erfolgreich waren, indem die ausgeschriebenen Volumina erreicht und tiefe Preise erzielt werden konnten, erhielten grösstenteils nur Photovoltaik-Projekte den Zuschlag ([Fitch-Roy 2015](#)). Das Ziel der Technologiediversität konnte so nicht erreicht werden. Eine ähnliche Aufteilung der Auktionen nach Produktionsprofil wäre auch für die Förderung von Gebirgs-PV denkbar, indem separate Auktionen für Technologien mit hoher und mit tiefer Winterstromproduktion durchgeführt würden. Wie das kalifornische Beispiel zeigt, ist es nicht trivial, sogenannte Technologie-neutrale Auktionen so auszugestalten, dass nicht die eine oder andere Technologie bevorteilt wird ([Hälg 2020a](#)). Denn verschiedene Stromproduktionstechnologien weisen sehr verschiedene Charakteristika unter anderem bezüglich der Stromgestehungskosten, Bewilligungsverfahren und Bauzeiten auf. Aus diesem Grund ist es denkbar, dass auch in der Schweiz nur grosse PV-Anlagen von einer finanziellen Unterstützung profitieren könnten, da diese die derzeit günstigste Form der erneuerbaren Stromproduktion in der Schweiz sind ([Marti 2018](#)).

### (3)

Schliesslich gibt es auch die Möglichkeit, eigens Auktionen für PV-Anlagen in höheren Lagen auszuschreiben. So würden nur ähnliche Projekte miteinander konkurrieren. Deutschland trennt beispielsweise die Auktionen für PV-Anlagen auf Dächern und Freiflächen ([Sach et al. 2019](#)). Letztere sind mit Ausnahmen zusätzlich nur auf versiegelte Flächen beschränkt. Die deutliche Überzeichnung der Ausschreibungen und die tiefen Gebote zeigen den Erfolg des deutschen Systems. Auch stellt die simple Trennung von Projekten mit verschiedenen Voraussetzungen weniger Anforderungen an die genaue Ausgestaltung der Auktion, denn die Bevorteilung einer Technologie ist ausgeschlossen. Schliesslich kann über die ausgeschriebenen Volumina der Ausbau der Winterstromproduktion genau der Stromnachfrage angepasst werden.

Bei der Diskussion der Beispiele und der Umsetzungsvorschläge für PV-Anlagen in Schweizer Gebirgen wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass eine gewisse Anzahl und Grösse von Projekten gegeben ist. Die Durchführung erfolgreicher Ausschreibungen erfordert eine gewisse Reife des lokalen Markts und eine genug hohe Anzahl an Akteurinnen ([Hälg 2020a](#); [del Rio Gonzalez 2017](#))<sup>4</sup>. In einer ersten Phase, wo grosse PV-Anlagen in den Alpen nur vereinzelt und oft nur als Pilotanlagen realisiert werden können, erscheint es sinnvoll, die Vergütung zentral administriert und spezifisch für jedes Projekt statt in einer Ausschreibung festzulegen. Dies gilt auch für kleine PV-Anlagen. Für diese könnte der bereits existierende Fassadenbonus auf alle Winterstrom-optimierten Anlagen ausgeweitet werden. So würden beispielsweise auch PV-Anlagen in höheren Lagen mit einer anteilmässig höheren Winterstromproduktion diesen Bonus erhalten. Für alle Anlagen ist es dabei wichtig, dass das Marktpreisrisiko abgefedert wird, indem ein minimaler Rücklieferatarif garantiert wird, welcher die Amortisation der Anlagen innert nützlicher Frist garantiert. Auch für die Windkraft erscheinen Ausschreibungen für die Zuteilung der finanziellen Unterstützung kurzfristig nicht sinnvoll. Bedingt durch die langen Bewilligungsverfahren schreitet der Windausbau in der Schweiz nur sehr langsam voran und die Planungssicherheit von solchen Projekten ist wesentlich reduziert. Bis diese Verfahren effizienter gestaltet sind und einen gewissen Wettbewerb zwischen verschiedenen Projekten zulassen, ist die individuelle finanzielle Unterstützung jedes einzelnen Windkraftprojekts zielführender.

---

<sup>4</sup> Auktionen haben im Vergleich zu von einer zentralen Stelle bestimmten Vergütungen den Vorteil, dass sie für ein definiertes Volumen ausbezahlt werden und durch die Konkurrenzsituation tiefere Vergütungen erreichen können. Bei zu wenigen Angeboten ist beides nicht gegeben.

### 3.3 Finanzierung der zusätzlichen Unterstützung

Die Stromgestehungskosten von grossen PV-Anlagen im Gebirge sind durch die hohen Investitionskosten höher als für vergleichbare Anlagen im Mittelland (→ Marius Schwarz). Das bedeutet, dass die zusätzliche finanzielle Unterstützung solcher Anlagen einen wesentlichen Anteil der verfügbaren Mittel binden würde. In seiner Botschaft zum Mantelerlass schlug der Bundesrat einen Winterzuschlag auf den Strompreis von maximal 0.2 Rappen pro Kilowattstunde vor, welchen er für den Zubau einer erneuerbaren Winterreserve von 2 Terawattstunden benutzen möchte ([Bundesrat 2021](#)). Diese Winterreserve wird jedoch nicht reichen, um den zusätzlichen Strombedarf im Winter von 5 bis 10 Terawattstunden abzudecken ([ElCom 2020](#)) (siehe auch Stromimporte aus dem Kapitel → Marius Schwarz). Aus diesem Grund ist es nötig, dass sich das Parlament für einen zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Winterstromproduktion und die entsprechende Finanzierung ausspricht. Ob die dafür nötigen Mittel aus einer Erhöhung des bereits heute existierenden Netzzuschlags oder dem angedachten Winterzuschlag stammen, ist dabei irrelevant. Zusätzliche Einnahmen sind aber auf jeden Fall unabdingbar, um die erneuerbare Winterstromproduktion erheblich auszubauen und so die Versorgungsqualität in der Schweiz zu gewährleisten.

### 3.4 Zückerchen für die Bereitstellung geeigneter Flächen

Die vorangehende Diskussion verschiedener Finanzierungsmöglichkeiten von erneuerbaren Stromproduktionsanlagen im Gebirge setzt voraus, dass geeignete Flächen für die Umsetzung solcher Projekte zur Verfügung stehen. Wie → Markus Schreiber erläutert, ist dies für PV-Anlagen zurzeit nur auf Gebäuden der Fall ([Streiff et al. 2021](#)). Sollten in Zukunft aber Freiflächenanlagen möglich werden, sollte die Nutzung dieser Flächen abgegolten werden und diese Abgeltung allenfalls politisch geregelt sein. So erhalten die lokalen Behörden und private Eigentümer einen Anreiz, geeignete Flächen auszuscheiden und es würde verhindert, dass nur die Gebote den Zuschlag erhalten, deren Pachtvertrag am günstigsten ist. Eine solche Abgeltung entspräche einer auch zeitlich begrenzten Miete der Fläche und sollte abhängig von deren Grösse und nicht von der Stromproduktion erhoben werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine solche Abgeltung nicht – wie teilweise beim Wasserzins geschehen – die Rentabilität der erneuerbaren Stromproduktionsanlagen torpediert. Ähnliches wäre auch für die Windkraft denkbar.

### 3.5 Fazit

Im derzeitigen politischen Umfeld scheint die finanzielle Unterstützung von erneuerbaren Winterstromkapazitäten in den Alpen durchaus machbar. Die genaue Ausgestaltung des Instruments sollte dabei von der Verfügbarkeit von geeigneten Projekten abhängen, aber dank minimalen Rücklieferatarifen auf jeden Fall das Marktpreisrisiko reduzieren. Spezifische Anreize bezüglich der Lage, Ausrichtung oder des Stromproduktionsprofils können den Ausbau der gewünschten Stromproduktion unterstützen. In einer ersten Phase sollen grosse PV-Anlagen in höheren Lagen individuell unterstützt werden. Später sind Auktionen denkbar, deren Ausgestaltung alpine PV-Anlagen spezifisch berücksichtigen. Auch für kleine PV-Anlagen sind minimale Rücklieferatarife zur Senkung des Marktpreisrisikos zielführend. Der heutige Fassadenbonus sollte dabei auf alle Winterstrom-optimierten Anlagen ausgeweitet werden. Die Finanzierung soll durch einen zusätzlichen Zuschlag auf den Strompreis von den Stromkundinnen getragen werden, da sie schliesslich von einer erhöhten Versorgungsqualität durch erhöhte Stromproduktionskapazitäten im Winter profitieren. Schliesslich braucht es für die Realisierung von grossen PV- und Windkraftanlagen in den Alpen die Bereitstellung geeigneter Flächen, wofür eine institutionalisierte Abgeltung denkbar wäre, die die Vergütung für die Eigentümerinnen und Gemeinden regelt.

### 3.6 Zusammenfassung der Forderungen

- *Projekt-spezifischer minimaler Rückliefertarif für grosse, winterstrom-optimierte PV-Anlagen im Gebirge*
- *Winterstrom-Bonus für kleine PV-Anlagen*
- *Finanzierung der zusätzlichen Unterstützungsleistungen durch eine Erhöhung des Zuschlags auf den Strompreis*
- *Formal geregelte Abgeltung für die Bereitstellung geeigneter Flächen*

## 4 Investitionsrahmen für Alpenstrom

Florian Egli

### 4.1 Kontext Schweiz

Die Schweiz braucht dringend mehr Investitionen in erneuerbare Energien. Die schweizerische Bankiervereinigung schätzt, dass die Transformation zu einer klimaneutralen Gesellschaft jährliche Investitionen in der Höhe von 13 Milliarden Schweizer Franken bedingt. Die Erneuerbaren sind dabei ein wichtiger Bestandteil, um die vom Netz gehenden AKWs zu kompensieren und um den höheren Strombedarf, zum Beispiel aufgrund der Elektromobilität, zu decken. Nicht zuletzt braucht es zusätzliche Investitionen in die Erneuerbaren, um die Strom- und Energieversorgungen geopolitisch unabhängiger zu gestalten.

Rund 30 % der globalen grenzüberschreitenden Vermögensverwaltung ist in der Schweiz beheimatet. Hält man sich an die [Zahlen von Swiss Sustainable Finance](#), so verschieben sich diese Vermögenswerte stark in Richtung Nachhaltigkeit mit Wachstumsraten von ca. 30 % jährlich. Diese Vermögenswerte treiben aber die Energiewende in der Schweiz nicht voran, weil ein Grossteil davon in Aktienindizes fließt, woraus nicht zwingend Investitionen in der Realwirtschaft folgen. Zudem investieren Schweizer Vermögensverwalter nur einen Bruchteil der verwalteten Summen im Inland.

Grosse Energieversorger könnten in die Bresche springen. Unterstützt mit Fremdkapital von Banken, sind sie die Hauptinvestoren in Erneuerbare – jedoch vor allem im Ausland. Bis 2019 haben axpo und BKW, die zwei grössten Auslandsinvestorinnen, Wind- und Solaranlagen [im Umfang von 1.3 GW im europäischen Ausland finanziert](#). Die inländischen Erneuerbaren machen im Vergleich dazu [nur 5 % aus](#)<sup>1</sup>. Auch kleinere Energieversorger wie das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ) besitzen Windparks in Deutschland, Frankreich, Norwegen und Schweden. Alpiq, die Schweizer Stromversorgerin Nummer eins, hat kürzlich das grösste Solarprojekt der Schweiz auf über 2000 Metern über Meer angekündigt. Gondosolar im Wallis soll jedoch frühestens 2030 ans Netz gehen und der Widerstand aus Naturschutzkreisen [formiert sich schon jetzt](#). Wieso wird also nicht in Erneuerbare in der Schweiz investiert?

### 4.2 Investitionsrisiken

Die einfache Antwort ist: Es gibt keine Investitionsmöglichkeiten (vgl. z.B. [Vision ewb](#)). Tatsächlich ist es regulatorisch noch schwierig, in der Schweiz grosse Freiflächen für die Solarenergie zu nutzen (→ Markus Schreiber), jedoch gibt es Potenziale im alpinen Raum (→ Marius Schwarz), die gegebenenfalls für Investoren attraktiv sein könnten. Der Investitionsentscheid in grossflächige Solaranlagen ist wie jede Investition abhängig vom zugrunde liegenden Risiko-Rendite-Profil. Eine [breite Literaturübersicht](#) hat gezeigt, dass Förderinstrumente, welche die Investitionsrisiken mindern, grundsätzlich erfolgsversprechender sind als Instrumente, welche die Rendite erhöhen.

Bei einer Investition in grossflächige Solaranlagen dominieren drei Risiken: Preisrisiko, Kontingenzrisiko und Politikrisiko. Das Preisrisiko beschreibt die Unsicherheit bezüglich des zukünftigen Strompreises und damit des Umsatzes der Anlage: Je mehr die Anlage den variierenden Marktpreisen ausgesetzt ist, desto höher ist dieses Risiko. Das Risiko steigt ebenso, wenn mehr Erneuerbare mit ähnlichen Lastprofilen am Netz sind. Die gleichzeitige Produktion führt zu einer

<sup>1</sup> Siehe auch BKW Geschäftsbericht 2020.

Kannibalisierung, bei der die Preise sinken, weil u.a. durch Solaranlagen ein temporärer Stromüberschuss entsteht. Das Kontingentierungsrisiko beschreibt das Risiko, dass aufgrund einer Netzüberlastung nicht die ganze Strommenge eingespeist werden kann. Schlussendlich beschreibt das Politikrisiko die Möglichkeit, dass Förderinstrumente zur Unterstützung von Anlagen frühzeitig abgebaut oder verringert werden.

### 4.3 Solarstrom aus dem alpinen Raum

Für die europäischen Märkte Deutschland, Grossbritannien und Italien sinkt das Investitionsrisiko generell. Marktrisiken und Kontingentierungsrisiken werden im Vergleich jedoch wichtiger. Da Solarstrom aus den Alpen ein ergänzendes Produktionsprofil aufweist zu anderen Erneuerbaren (→ Marius Schwarz), ist das Kontingentierungsrisiko als tief einzuschätzen. Gleichzeitig ist das Produktionsprofil von Solaranlagen im Alpenraum ausgeglichener über die Jahreszeiten mit höherer Produktion im Winter im Vergleich zu Anlagen im Flachland. Dies führt dazu, dass das Kannibalisierungrisiko kleiner ist, was auch die Wahrscheinlichkeit extrem tiefer Marktpreise verringert. Jedoch treiben die Kosten für die Installation (über Boden wegen Schnee, Materialtransport aufwendig, etc.) und den Netzanschluss in abgelegenen Gebieten die Investitionskosten für Solarstrom aus dem Alpenraum in die Höhe. Umso wichtiger ist es, dass die Risiken tief sind, was günstige Finanzierungsbedingungen und entsprechend tiefere Gesamtkosten ermöglicht (→ Marius Schwarz)<sup>2</sup>.

### 4.4 Regulatorisches Umfeld für Investitionen

Grosse Solaranlagen werden in der Schweiz aktuell mit Investitionsbeiträgen oder einer Einspeisevergütung gefördert. Ab 2023 sieht das Fördersystem voraussichtlich Auktionen für Investitionsbeiträge vor und schon jetzt sind de facto nur Investitionsbeiträge möglich, da die Warteliste für Einspeisevergütungen bis Ende 2022 voll ist. Für Investoren machen Investitionsbeiträge, auktioniert oder nicht, jedoch wenig Sinn, denn sie reduzieren das Risiko nicht. Weil Kapital ausreichend vorhanden ist, bringt eine Senkung des Investitionsbedarfs im kommerziellen Bereich wenig. Effektiver wäre es, mit einer auktionierten Einspeisevergütung das Risiko der unsicheren zukünftigen Erträge zu eliminieren. Das ginge zum Beispiel über sogenannte «contracts-for-differences». Dabei wird ein Fixpreis für eine Laufzeit von zum Beispiel 20 Jahren auktioniert. Liegt der Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung unter dem Fixpreis, so erhält der Investor die Differenz. Je nach Ausgestaltung der Auktion, bezahlt der Investor dem Regulator die Differenz ebenfalls, wenn der Marktpreis darüber liegt. Damit wird einerseits ein kompetitiver Strompreis erreicht, andererseits werden die Marktrisiken eliminiert, was günstige Finanzierungsbedingungen ermöglicht.

Zuletzt berücksichtigt ein solcher Auktionsmechanismus auch automatisch die herrschenden Inflationserwartungen der Investoren, welche sich im Auktionsresultat spiegeln. Aktuell sind die Finanzierungsbedingungen in weiten Teilen Westeuropas sehr günstig, weil die Risiken tief sind und der allgemeine Zinssatz niedrig ist. Weil jedoch Finanzierungskosten für Erneuerbare übermässig wichtig sind (hohe Kapitalintensität, siehe Fussnote 1) besteht das Risiko, dass eine steigende Inflation Erneuerbare im Vergleich zu anderen Energieträgern verteuert. Auch steigende Gaspreise führen nicht unbedingt dazu, dass Erneuerbare gegenüber Gaskraftwerken bevorzugt werden, weil Gas- und Energiepreise ein

<sup>2</sup> Bei einer typischen Solaranlage kann ca. ein Drittel der Stromgestehungskosten auf die Finanzierungskosten, das heisst, auf die Eigen- und die Fremdkapitalrendite, anfallen (Egli et al., 2020). Und ca. 40 % der Kostenreduktion der Solarenergie über die vergangenen 15 Jahre ist das Resultat von verbesserten Finanzierungskosten (Egli et al., 2018).

wichtiger Treiber der Inflation sind. Unabhängig vom gewählten Politikinstrument scheint es daher zentral, dass ein Förderinstrument eine solche «automatische» Komponente enthält.

Gegebenenfalls lohnt es sich zusätzliche Prämien für Solarstrom aus dem Alpenraum festzusetzen, weil dieser mit seinem winterlastigen Produktionsprofil einen Nutzen für die Systemstabilität generiert. Zum Beispiel könnten «contract-for-differences» Auktionen abhängig vom Produktionsprofil gestaltet werden, wobei sich die Menge am modellierten Strombedarf ausrichten würde (→ Marius Schwarz). Dabei kann erwartet werden, dass der Markt höhere Preise für winterlastige Anlagen erzielt, weil diese auch mit höheren Investitionskosten (siehe oben) verbunden sind. Gleichzeitig könnte versucht werden, die Laufzeiten der Auktionen tiefer als die üblichen 20 Jahre anzusetzen, weil Speicherkapazitäten rapide billiger werden und damit in Zukunft der Umsatz von Anlagen im Alpenraum höher liegen könnte. Dies wäre flexibler und mit grosser Wahrscheinlichkeit auch administrativ einfacher umzusetzen als zusätzliche Auktionen für Investitionsbeiträge.