



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und  
Kommunikation UVEK

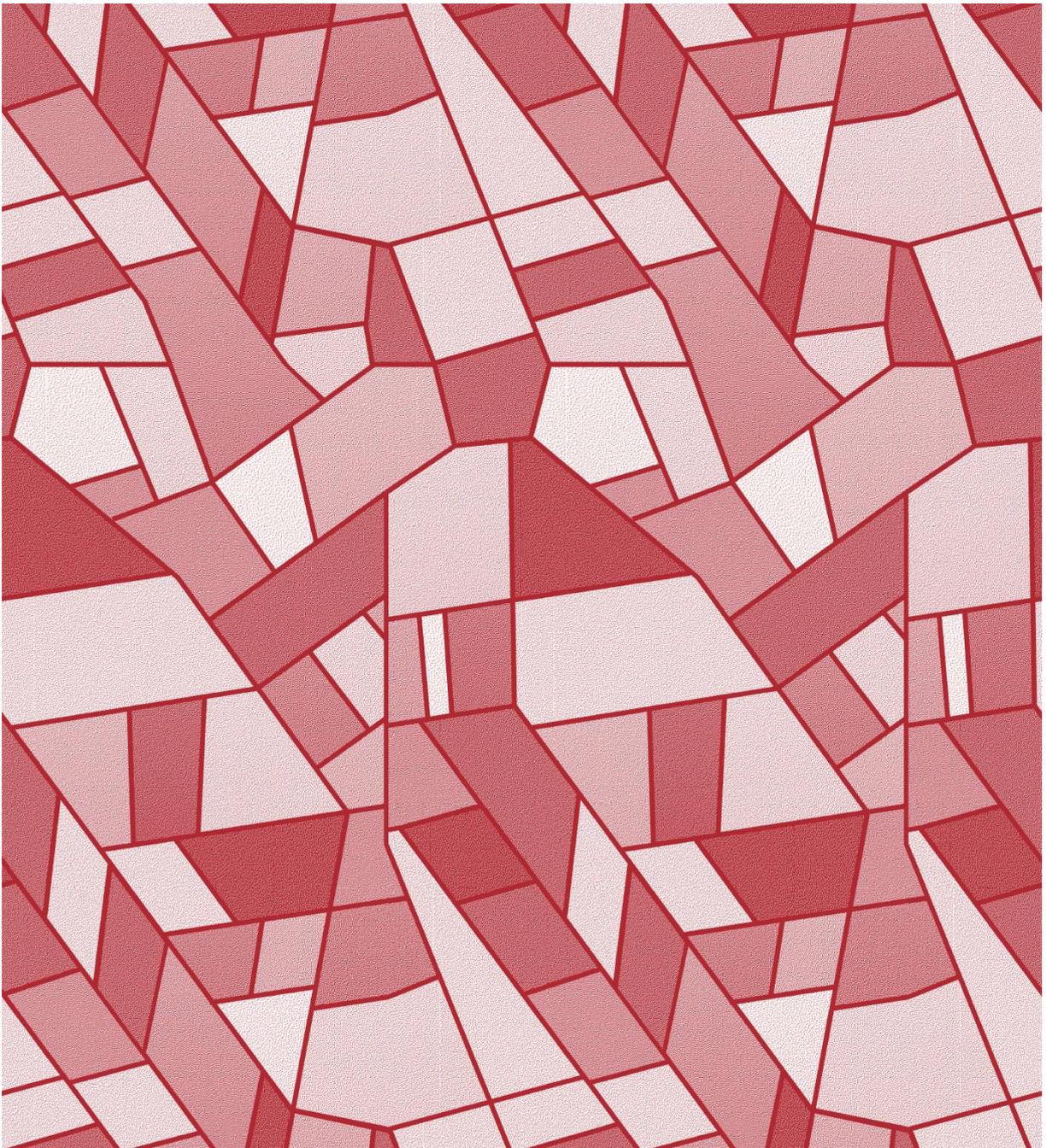
**Bundesamt für Energie BFE**  
Sektionen Erneuerbare Energien und Marktregulierung

Bericht vom 22. Dezember 2021

---

# Vermarktungsmodelle für Solarstrom

---





**Datum:** 22. Dezember 2021

**Ort:** Bern

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer/in:**

EBP Schweiz AG  
Mühlebachstrasse 11  
8032 Zürich  
Schweiz  
Telefon +41 44 395 16 16  
[info@ebp.ch](mailto:info@ebp.ch)  
[www.ebp.ch](http://www.ebp.ch)

**Autor/innen:**

Felix Ribi, EBP Schweiz AG, [Felix.Ribi@ebp.ch](mailto:Felix.Ribi@ebp.ch)  
Sabine Perch-Nielsen, EBP Schweiz AG, [Sabine.Perch-Nielsen@ebp.ch](mailto:Sabine.Perch-Nielsen@ebp.ch)

**BFE-Projektbegleitung:**

Beat Goldstein  
Wieland Hintz  
Yuliya Blondiau

**BFE-Vertragsnummer:** SI/200355-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autor/innen dieses Berichts verantwortlich.**

## Zusammenfassung

Die Stromproduktion aus Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) soll in den nächsten Jahrzehnten zu einer tragenden Säule der Schweizer Stromerzeugung werden. Um dieses Ziel zu erreichen, braucht es einen grossen Zubau. Dieser wird in den Energieperspektiven 2050+[3] des Bundesamtes für Energie (BFE) auf knapp 34 TWh jährliche Produktion bis ins Jahr 2050 beziffert. Zum Erreichen dieses Ziel will der Bund einerseits die Förderung erhöhen. Andererseits sollen Vermarktungsmodelle Anreize für einen Zubau schaffen. Die vorliegende Studie gibt einen Überblick über verschiedene Vermarktungsmodelle und deren Eigenschaften. Zudem zeigt sie, welche Vermarktungsmodelle mit einer vollständigen Strommarktöffnung möglich werden bzw. welche Modelle an Potenzial gewinnen.

### Überblick über die Vermarktungsmodelle

Die erzeugte Strommenge einer PV-Anlage kann mittels verschiedener Modelle vermarktet werden. Dabei gibt es die Modelle auf der Basis eines Verbrauchs vor Ort (vor allem Eigenverbrauch) und die Modelle auf der Basis einer Stromeinspeisung. Diese Unterscheidung ist bedeutend, da bei der Nutzung vor Ort für den Abnehmer des Stroms keine Netzkosten und Abgaben anfallen, was einen wesentlichen Vermarktungsvorteil darstellt. Die Modelle auf Basis einer Stromeinspeisung lassen sich in die beiden Unterkategorien Verkauf an lokalen Abnehmer und Verkauf an auswärtigen Abnehmer aufteilen. Die Abbildung 1 gibt einen Überblick über die Modelle und deren Eigenschaften, die in den Kapiteln 3 bis 5 detailliert beschrieben werden.

	Produktion am Ort der Nutzung		Eigentümer = Endabnehmer	Langfristige Preisfixierung	Vermarktungsaufwand	Bei Teilmarktöffnung möglich	Bei vollständiger Marktöffnung möglich	Heutige Verbreitung in der Schweiz
<b>Modelle auf der Basis von Verbrauch vor Ort</b>								
Eigenverbrauch	X	X	X	tief	ja	ja	gross	
Zusammenschluss zum Eigenverbrauch	X	X	X	mittel	ja	ja	klein	
PV-Anlagen-Contracting für Verbrauch vor Ort	X		X	mittel	ja	ja	gross	
<b>Verkauf an lokalen Abnehmer</b>								
Verkauf an lokalen Verteilnetzbetreiber				tief	ja	ja	gross	
Direkter Verkauf an lokalen Endverbraucher				mittel	eingeschränkt	ja	Pilotprojekt	
<b>Verkauf an auswärtige Abnehmer</b>								
Langfristiger physischer Verkauf			X	hoch	eingeschränkt	ja	klein	
Langfristiger virtueller Verkauf			X	hoch	ja	ja	nicht	
Verkauf der Produktion an Vermarkter (inkl. Weitervermarktung)				tief	eingeschränkt	ja	klein	
Verkauf von standardisierten Produkten an der Börse				tief	ja	ja	klein	

Abbildung 1: Vermarktungsmodelle und deren Eigenschaften

### **Vermarktungsmodelle unter heutigen Rahmenbedingungen**

Die heutigen ökonomischen Rahmenbedingungen von PV-Anlagen in der Schweiz sind vor allem durch Gestehungskosten, die meist über den Strommarktpreisen liegen, und hohe Preisrisiken geprägt. Folglich führen sie bisher gesamthaft nur zu einem relativ kleinen Zubau (2020: 475 MW[8]). Dieser Zubau beruht auf der Förderung durch die Einmalvergütung und auf Vermarktungsmodellen, die heute ökonomisch genügend attraktiv sind. Zu diesen gehören insbesondere Eigenverbrauchsmodelle, das PV-Anlagen-Contracting für den Verbrauch vor Ort und der Verkauf an den lokalen Verteilnetzbetreiber. Die Hauptvorteile der Modelle mit Verbrauch vor Ort sind vor allem das Wegfallen von Abgaben und Netzgebühren und die langfristige Preisfixierung, welche die Preisrisiken eliminiert. Den Vorteil der langfristigen Preisfixierung haben auch der langfristige physische oder virtuelle Verkauf. Die übrigen Vermarktungsmodelle weisen die genannten beiden Vorteile nicht auf. Folglich sind sie heute in der Schweiz kaum verbreitet, abgesehen vom Verkauf an den lokalen Verteilnetzbetreiber. Durch die Verbesserung der ökonomischen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise das weitere Sinken der Gestehungskosten, eine stärkere finanzielle Förderung oder den Anstieg der Strommarktpreise kann sich das Zubaupotenzial jedoch stark erhöhen.

### **Auswirkungen der vollständigen Marktöffnung**

Durch die vom Bundesrat geplante vollständige Strommarktöffnung nimmt das Vermarktungspotenzial von Solarstrom zu. Beispielsweise wird das Modell des direkten Verkaufs an kleine Endverbraucher sowohl auf lokaler als auch auf nationaler Ebene möglich. Zudem gewinnen die Modelle des langfristigen physischen Verkaufs und des Verkaufs der Produktion an Vermarkter an Potenzial. Beim langfristigen physischen Verkauf könnte der Strom auch an Filialen von Grossunternehmen verkauft werden, die einen Strombezug unter 100 MWh/a haben. Beim Verkauf der Produktion an Vermarkter wird die Weitervermarktung an kleine Endkonsumenten für alle möglich, was sich positiv auf die Nachfrage von Vermarktern auswirkt.

## Synthèse

La production d'électricité à partir d'installations photovoltaïques (installations PV) doit devenir un pilier essentiel de la production suisse d'électricité. Un développement important des capacités est nécessaire pour atteindre cet objectif. Cette augmentation est chiffrée dans les Perspectives énergétiques 2050+ [3] de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) à près de 34 TWh de production annuelle d'ici 2050. Pour atteindre cet objectif, la Confédération veut d'une part renforcer les mesures d'encouragement. D'autre part, les modèles de commercialisation ont pour but de créer des incitations au développement. La présente étude donne un aperçu des différents modèles de commercialisation et de leurs caractéristiques. En outre, elle montre quels modèles de commercialisation deviennent possibles avec une ouverture totale du marché de l'électricité, resp. quels modèles gagnent en potentiel.

### Aperçu des modèles de commercialisation

La quantité d'électricité produite par une installation PV peut être commercialisée par le biais de différents modèles. À savoir des modèles basés sur la base d'une consommation sur site (principalement la consommation propre) et des modèles basés sur une injection d'électricité. Cette distinction est importante, car l'utilisation sur site n'entraîne pas de frais de réseaux ni de taxes pour l'acquéreur, ce qui constitue un avantage commercial essentiel. Les modèles basés sur une injection de courant se répartissent en deux catégories : vente à des acquéreurs locaux et vente à des acquéreurs extérieurs. La figure 1 donne un aperçu des modèles et de leurs caractéristiques qui sont détaillées dans les chapitres 3 à 5.

	Production sur le site d'exploitation	Propriétaires = acquéreur final	Fixation des prix à long terme	Frais de commercialisation	Possible à l'ouverture partielle du marché	Possible à l'ouverture totale du marché	Diffusion actuelle en Suisse
<b>Modèles sur la base de la consommation sur place</b>							
Consommation propre	X	X	X	faibles	oui	oui	grande
Regroupement dans le cadre de la consommation propre	X	X	X	moyens	oui	oui	faible
Contracting d'installations PV pour la consommation sur site	X		X	moyens	oui	oui	grande
<b>Vente à des acquéreurs locaux</b>							
Vente à des gestionnaires de réseaux de distribution locaux				faibles	oui	oui	grande
Vente directe à des consommateurs finaux				moyens	limitée	oui	Projet pilote
<b>Vente à des acquéreurs extérieurs</b>							
Vente physique à long terme			X	élevée	limitée	oui	faible
Vente virtuelle à long terme			X	élevés	oui	oui	aucune
Vente de la production à des distributeurs (recommercialisation incl.)				faibles	limitée	oui	faible
Vente de produits standardisés à la bourse				faibles	oui	oui	faible

Figure 2 : modèles de commercialisation et de leurs caractéristiques

**Modèles de commercialisation dans les conditions-cadres actuelles**

Les conditions-cadres économiques actuelles des installations PV en Suisse sont principalement caractérisées par des coûts de revient qui sont généralement supérieurs aux prix du marché de l'électricité et par des risques de prix élevés. Il s'ensuit qu'elles ne génèrent jusqu'ici et dans l'ensemble qu'un développement relativement faible des capacités (en 2020 : 475 MW[8]). Ce développement est basé sur l'encouragement par le biais de la rétribution unique et sur des modèles de commercialisation qui sont actuellement suffisamment attractifs d'un point de vue économique. En font notamment partie les modèles de consommation propre, le contracting d'installations PV pour la consommation sur site et la vente aux gestionnaires de réseau de distribution. Les principaux avantages des modèles avec consommation sur site sont notamment la suppression des taxes et des frais de réseau et la fixation des prix à long terme qui éliminent les risques liés aux prix. La vente physique ou virtuelle à long terme bénéficie également de l'avantage de la fixation des prix à long terme. Les autres modèles de commercialisation ne présentent pas les deux avantages susmentionnés. Ils sont en conséquence peu répandus en Suisse aujourd'hui, abstraction faite de la vente aux gestionnaires de réseaux de distribution. Toutefois l'amélioration des conditions-cadres économiques telles que la poursuite de la baisse des coûts de revient, un soutien financier plus important ou la hausse des prix du marché de l'électricité, peut contribuer à un développement substantiel des capacités.

**Impacts de l'ouverture totale du marché**

L'ouverture totale du marché de l'électricité planifiée par le Conseil fédéral accroît le potentiel de commercialisation de l'électricité solaire. Par exemple, le modèle de vente directe aux petits consommateurs finaux devient possible tant sur le plan local que national. En outre, les modèles de la vente physique à long terme et de la vente de la production à des distributeurs gagnent en potentiel. En cas de vente physique à long terme, l'électricité pourrait aussi être vendue à des filiales de grandes entreprises dont la consommation d'électricité est inférieure à 100 MWh/a. En cas de vente de la production à des distributeurs, la recommercialisation à des petits consommateurs finaux devient possible pour tous, ce qui a un impact positif sur la demande des distributeurs.

## Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	9
1.1	Ausgangslage	9
1.2	Ziele	9
1.3	Abgrenzungen	10
1.4	Methodik	10
2.	Übersicht über Vermarktungsmodelle	10
3.	Kategorie Verbrauch vor Ort	11
3.1	Eigenverbrauch	12
3.2	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch	15
3.3	PV-Anlagen-Contracting für Verbrauch vor Ort (on-site Power Purchase Agreement - PPA)	18
4.	Kategorie Einspeisung und Verkauf an lokalen Abnehmer	22
4.1	Verkauf an lokalen Verteilnetzbetreiber (Abrechnung auf der Basis Rücklieferarif)	23
4.2	Direkter Verkauf an lokale Endverbraucher	27
5.	Kategorie Einspeisung und Verkauf an Drittpartei	31
5.1	Langfristiger physischer Verkauf	31
5.2	Langfristiger virtueller Verkauf (virtual oder synthetic PPA)	37
5.3	Verkauf der Produktion an Vermarkter	40
5.4	Vermarktung von standardisierten Produkten über die Börse	43
6.	Weitere wichtige Aspekte der Vermarktung	46
6.1	Standardisierung in der Vermarktung	46
6.2	Bündelung	46
7.	Fazit	47
7.1	Eignung von Vermarktungsmodellen	47
7.2	Heutige Marktsituation in der Schweiz	48
7.3	Auswirkungen der vollständigen Marktöffnung	49
A1	Literaturverzeichnis	50
A2	Befragte Fachleute	52



# 1. Einleitung

## 1.1 Ausgangslage

### **Energiepolitische Situation**

Die Stromproduktion aus Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) soll in den nächsten Jahrzehnten zu einer tragenden Säule der Schweizer Stromerzeugung werden. Die Energieperspektiven 2050+[3] des Bundesamtes für Energie (BFE) skizzieren einen Ausbau auf knapp 34 TWh jährliche Produktion bis ins Jahr 2050.

Der Bund fördert PV-Anlagen heute mit einem Investitionsbeitrag, der maximal 30% der Investitionskosten beträgt. Diese Förderung und die Möglichkeit des Eigenverbrauchs verbessern die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen deutlich. Da grössere Anlagen mit keinem (oder geringem) Eigenverbrauch heute meist nicht wirtschaftlich sind, wird ein relevantes und tendenziell günstig erschliessbares Potenzial für den Zubau von PV-Anlagen derzeit nicht erschlossen. Daher sind in der Revision des Energiegesetzes für solche Anlagen Auktionen für die Einmalvergütungen vorgesehen, die bis zu 60% der Investitionskosten betragen können.

Vor diesem Hintergrund und dem Fokus auf eine langfristige Förderung über Investitionsbeiträge, rückt vermehrt die Frage in den Fokus, inwieweit die Vermarktung des produzierten Stroms einen stärkeren Anreiz zum Ausbau leisten könnte.

Zudem lässt die geplante Strommarktöffnung neue Vermarktungsmodelle zu. So stellt sich auch hier die Frage, inwieweit solche neuen Modelle einen Beitrag zum Ausbau leisten können.

### **Ökonomische Herausforderungen bei PV-Anlagen**

Die ökonomischen Herausforderungen von PV-Anlagen bestehen heute in der Schweiz in:

- den hohen Kapitalkosten von PV-Anlagen
- der volatilen Produktion und dem entsprechenden energiewirtschaftlichen Wert
- der Unsicherheit der Strommarktpreise
- den Strompreisen, welche die Gestehungskosten vieler Anlagen nicht decken

Durch Investitionsbeiträge können die Kapital- und damit auch die Gestehungskosten gesenkt werden. Es bleiben jedoch die Preis- und Ertragsrisiken. Somit stellt sich die Frage, ob mit geeigneten Vermarktungsmodellen diese angemessen reduziert werden können.

## 1.2 Ziele

Das übergeordnete Ziel der Studie ist eine Auslegeordnung der heutigen und künftigen Vermarktungsmöglichkeit von Solarstrom in der Schweiz. Zur Zielgruppe gehören: das BFE, Schweizer Marktakteure und weitere Interessierte. Die Auslegeordnung dient der Zielgruppe, die verschiedenen Vermarktungsmodelle, deren Eigenschaften und deren Potenziale zu kennen. Zudem erhält das BFE eine Grundlage, die für die politische Diskussion und die Ausgestaltung der künftigen regulatorischen Rahmendbedingungen genutzt werden kann.

### 1.3 Abgrenzungen

Wie bei jeder Stromerzeugungsart bestehen die Energiedienstleistungen, die bei der Photovoltaik vermarktet werden können, aus dem physischen Strom, den Systemdienstleistungen (z.B. Flexibilität und Kapazität) sowie den Herkunftsnachweisen (HKN). Die Systemdienstleistungen von PV-Anlagen sind derzeit nicht von relevanter Bedeutung. Deshalb beschränkt sich der Bericht auf die Vermarktung des Stroms und der HKN.

Zudem beschränkt sich die Studie auf die Vermarktung des Stroms und der HKN von PV-Anlagen, die in der Schweiz stehen.

### 1.4 Methodik

Die Studie basiert auf einer Literaturrecherche (siehe Anhang 1) sowie Interviews mit Schweizer und ausländischen Fachleuten (siehe Anhang 2). Auf diesen Grundlagen hat EBP die vorliegende Auslegeordnung der Vermarktungsmodelle erarbeitet und weitere relevante Themen bearbeitet. Die Resultate wurden in verschiedenen Phasen mit Vertreter/innen des BFE besprochen.

## 2. Übersicht über Vermarktungsmodelle

Die erzeugte Strommenge einer PV-Anlage kann mittels verschiedener Modelle vermarktet werden. Dabei gibt es die Modelle auf der Basis eines Verbrauchs vor Ort (vor allem Eigenverbrauch) und die Modelle auf der Basis einer Stromeinspeisung. Diese Unterscheidung ist bedeutend, da bei der Nutzung vor Ort für den Abnehmer des Stroms keine Netznutzung und somit keine Netzkosten und Abgaben anfallen, was einen wesentlichen Vermarktungsvorteil darstellt. Die Modelle auf Basis einer Stromeinspeisung lassen sich in die beiden Unterkategorien Verkauf an lokalen Abnehmer und Verkauf an auswärtigen Abnehmer aufteilen. Hinter dieser Kategorisierung stehen die Aspekte des lokalen Stromverkaufs und einer eventuellen höheren Zahlungsbereitschaft für lokal produzierten Strom sowie die Netznutzung, die sich ggf. auf das lokale Netz beschränkt.

Die im Rahmen dieser Studie betrachteten Modelle sind in Abbildung 3 dargestellt und werden im folgenden Kapitel detailliert beschrieben, abgesehen vom Stromaustausch mit dem lokalen Energieversorger (net metering), der in der Schweiz nicht erlaubt ist (siehe Seite 22).

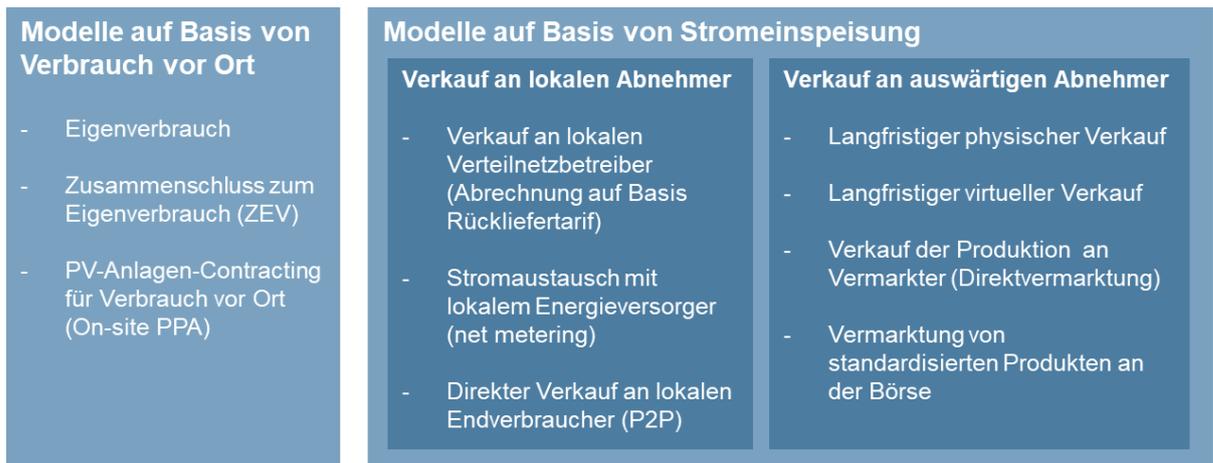


Abbildung 3: Übersicht über die Vermarktungsmodelle

Für die Vermarktung des Stroms von PV-Anlagen können Modelle auf der Basis von Verbrauch vor Ort und Modelle auf der Basis einer Stromeinspeisung kombiniert werden. Das heisst, ein Teil des erzeugten Stroms kann vor Ort genutzt werden und die überschüssige Strommenge kann eingespeist werden.

### 3. Kategorie Verbrauch vor Ort

Beim Verbrauch vor Ort wird ein Teil der erzeugten Energie vor Ort genutzt. Der grosse Vorteil ist, dass dafür das Stromnetz nicht beansprucht wird und folglich beim Abnehmer keine Netzkosten und Abgaben anfallen. Diese Einsparung wird üblicherweise aufgeteilt, so, dass sowohl der Produzent als auch der Abnehmer von einem Preis profitieren, der für den Produzenten höher ist als bei einer andersartigen Vermarktung und für den Abnehmer tiefer ist als beim Strombezug aus dem Netz.

Da der Gesamtstrombedarf vor Ort mengen- und zeitmässig nicht mit der Stromerzeugung übereinstimmt, wird einerseits die benötigte Reststrommenge für die Deckung des Gesamtbedarfs zugekauft. Andererseits wird der überschüssige Strom verkauft. Das heisst, dass der Verbrauch vor Ort mit einem anderen Vermarktungsmodell kombiniert wird.



Abbildung 4: Abgleich von Gesamtstromerzeugung und -bedarf

## 3.1 Eigenverbrauch

### Funktionsweise

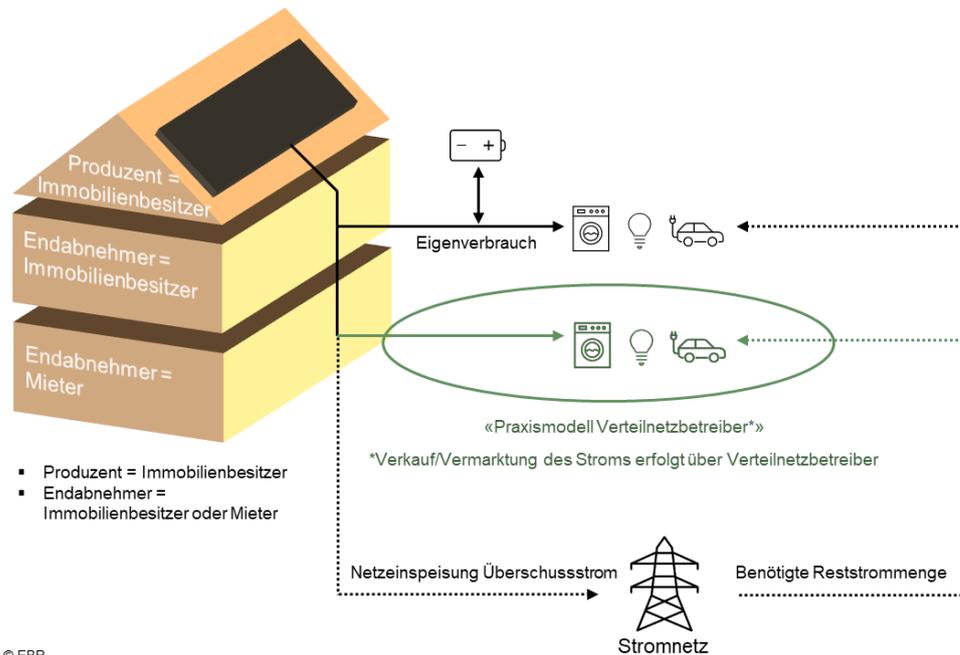


Abbildung 5: Eigenverbrauch

Eigentümer von PV-Anlagen in der Schweiz dürfen die selbst produzierte Energie ganz oder teilweise selbst verbrauchen, ohne dass sie darauf ein Entgelt für die Nutzung des Stromverteilnetzes oder Abgaben an die öffentliche Hand bezahlen müssen. Der Stromverbrauch erfolgt dabei entweder direkt oder durch die Speicherung in einer Batterie und dem späteren Verbrauch vor Ort.

#### Beteiligte Parteien und Funktionen

Typischerweise investiert der Eigentümer des Gebäudes in die Anlage und verbraucht selbst einen Teil des Stroms. Als Untervariante gibt es die «Praxismodelle Verteilnetzbetreiber». In diesem Fall wird der vor Ort produzierte sowie der aus dem Netz bezogene Strom über den Verteilnetzbetreiber an weitere Endabnehmer im Gebäude verkauft. Für die Vermarktung des überschüssigen Stroms kommen je nach Vermarktungsmodell weitere Parteien dazu.

#### Rechtliche Grundlage

Energiegesetz Art. 16 ermöglicht explizit den Eigenverbrauch.

#### Dauer der Abnahme

Normalerweise hält der Eigenverbrauch über die Lebensdauer der Anlage an.

#### Flexibilität

Gegenüber sich selbst hat der Eigentümer und Eigenverbraucher keine vertragliche Bindung und der erzeugte Strom kann jederzeit anders vermarktet werden. Da in der Praxis kaum höhere Preise durch andere Vermarktungsmodelle erzielt werden können, wird diese Flexibilität nicht genutzt.

Bei den «Praxismodellen Verteilnetzbetreiber» können die übrigen Endabnehmer entscheiden, ob sie den Solarstrom beziehen möchten und können jederzeit in die Grundversorgung zurück wechseln.

### **Preis für Solarstrom**

Der Preis ergibt sich durch die Gestehungskosten der PV-Anlage und bleibt während der ganzen Abschreibungsdauer der Anlage, die üblicherweise rund 25 Jahre beträgt, gleich. Somit sind die Erträge langfristig gesichert. Der Eigentümer bezahlt für den selbst verbrauchten Strom kein Netznutzungsentgelt und keine Abgaben an die öffentliche Hand. Dies führt zu eher hohen Erträgen. Bei Strombezügern, die den Strom auf Niederspannungsebene beziehen, ist das Einsparpotenzial grösser als bei grossen Strombezügern, die einen Netzanschluss auf der Mittelspannungsebene haben und damit tiefere Netzkosten zahlen.

Falls der Strom über den Verteilnetzbetreiber zusätzlich an weitere Endabnehmer im Gebäude vermarktet wird, wird der Strom zu einem Preis angeboten, welcher der Verteilnetzbetreiber bestimmt. Der Endabnehmer kann frei wählen, ob er den Solarstrom zum angebotenen Preis oder über eine andere Quelle bezieht. Üblicherweise liegt der angebotene Preis zwischen den Gestehungskosten und dem Endverbrauchertarif, den der Mieter beim Bezug aus dem Netz zu bezahlen hätte.

### **Vermarktungsaufwand**

Kein Vermarktungsaufwand

### **Kombination mit HKN**

Bei kleinen Anlagen werden für den Eigenverbrauch meist keine HKN ausgestellt. Bei grösseren Anlagen (ab 30 kW) müssen HKN für die gesamte Produktion ausgestellt werden. Der Anteil für den Eigenverbrauch wird jedoch gleich wieder entwertet und steht für die Vermarktung nicht zur Verfügung.

### **Bedeutung der vollständigen Marktöffnung**

Das Modell ist sowohl bei einer vollständigen Marktöffnung als auch bei einer Teilmarktöffnung möglich.

Eine vollständige Marktöffnung wird kaum einen Einfluss auf die Verbreitung dieses Marktmodells haben. Das Modell besteht unabhängig von der Marktform. Die finanziellen Vorteile des Modells sind gross, da keine Netzgebühren und Abgaben anfallen.

### **Heutige Verbreitung**

Dieses Modell ist heute in der Schweiz sehr weit verbreitet. Die grosse Mehrheit der Anlagen wird mit Eigenverbrauchsanteil realisiert.

### **Potenzial für Verbreitung**

Das Potenzial für eine stärkere Verbreitung ist bei PV-Anlagen auf Gebäuden gross. Sehr viele Gebäude in der Schweiz werden von ihren Eigentümern genutzt und verbrauchen Strom und eignen sich daher für einen Eigenverbrauch. Der Anteil Eigenverbrauch ist jedoch beschränkt. Der Eigenverbrauch setzt einen Anreiz, die Anlage auf den Eigenverbrauch auszurichten. Heute wird das vorhandene Flächenpotenzial auf Dächern in relevantem Ausmass nicht ausgenutzt, da die Anlage auf den Eigenverbrauch des Gebäudes ausgerichtet werden [5].

### **Vorteile**

- Investitionssicherheit für den Eigentümer durch die langfristige Sicherung der eigenen Abnahme
- Investitionssicherheit für den Eigentümer durch langfristig stabile Preise, die durch die Gestehungskosten gegeben sind
- Gutes Preisniveau für den Eigentümer und die Abnehmer, da keine Netzkosten und Abgaben bezahlt werden müssen

- Keine Vermarktungskosten für den Eigentümer

**Nachteile**

- Keine Abnahmesicherheit im Fall der «Praxismodelle Verteilnetzbetreiber», weil Endabnehmer den Bezug kurzfristig kündigen können.
- Verbrauchsprofil mit vergleichsweise grossen Schwankungen und damit geringerer Eigenverbrauch möglich
- Da Stromproduktion und -bedarf nicht übereinstimmen, muss der überschüssige Strom anders vermarktet werden.
- Beschränktes Potenzial von Grossanlagen durch die Kopplung an Verbrauch vor Ort
- Flächenpotenziale der Schweiz werden nicht ausreichend genutzt, da Anlagen mehrheitlich auf den Eigenverbrauch ausgerichtet werden

## 3.2 Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

### Funktionsweise

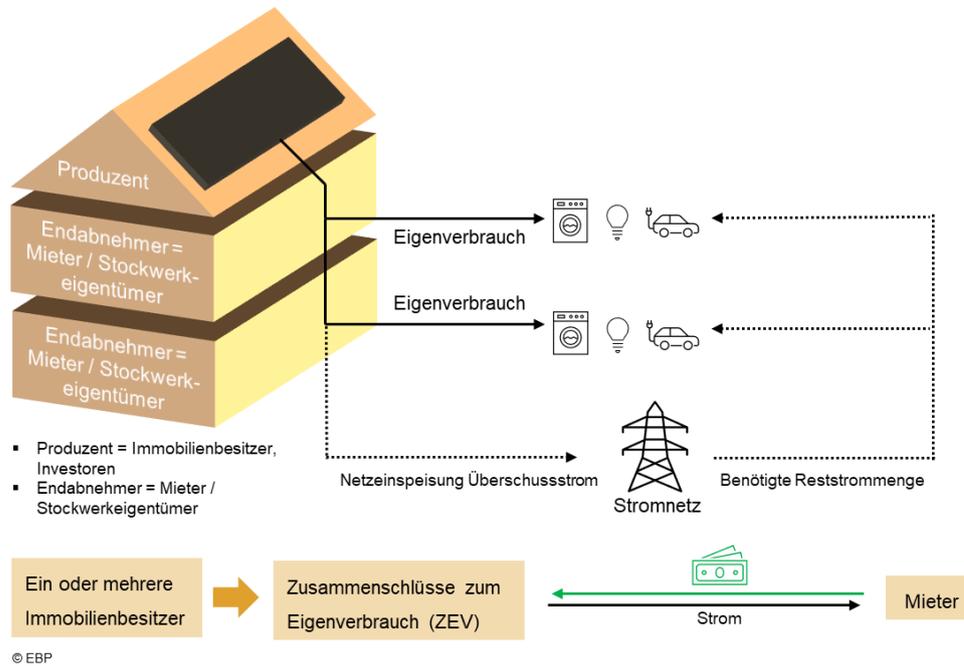


Abbildung 6: Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Bei den «Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch» (ZEV) können sich Immobilieneigentümer für den gemeinsamen Verbrauch zusammenschließen oder auch ihre Mieter oder Pächter mit dem vor Ort produzierten Strom versorgen. Wie beim Eigenverbrauch generell gilt, darf dieser nur auf der Parzelle, auf der die Anlagen steht, oder auf den angrenzenden Parzellen erfolgen. Klassische Beispiele sind Mehrfamilienhäuser, in denen der Solarstrom den Mietern verkauft wird. Weitere Beispiele sind Reiheneinfamilienhäuser (angrenzende Parzellen), die sich zusammenschließen oder auch Stockwerkeigentümer.

### Beteiligte Parteien und Funktionen

Ein oder mehrere Grundeigentümer schließen sich zusammen und bilden einen ZEV. Dieser tritt gegenüber dem lokalen Netzbetreiber als ein Endverbraucher mit einem einzigen Messpunkt auf. Die einzelnen Teilnehmende eines ZEV haben kein vertragliches Verhältnis mehr zum Verteilnetzbetreiber, sondern beziehen den Strom vom ZEV. Der ZEV ist neu für die Versorgung aller am ZEV Beteiligten verantwortlich. Die interne Organisation für die Produktion, Verteilung und Messung ist Sache des ZEV. Kann der Grundeigentümer die Versorgung des ZEV nicht gewährleisten, so hat der Netzbetreiber die Pflicht einzuspringen. Für die Vermarktung des überschüssigen Stroms kommen je nach Vermarktungsmodell weitere Parteien dazu.

### Rechtliche Grundlage

Art. 17 und 18 des Energiegesetzes ermöglichen und regeln die ZEV.

### Dauer der Abnahme

Normalerweise hält ein ZEV über die Lebensdauer der Anlage an.

**Flexibilität**

Mieter und Pächter können sich bei der Einführung eines ZEV für eine Teilnahme oder für die Grundversorgung entscheiden. Danach ist ein Ausstieg nur möglich, falls der Grundeigentümer seinen Pflichten nicht nachkommt. Die Ausnahme bilden die ZEV Teilnehmenden, die markt-berechtigt sind (Verbrauch über 100 MWh pro Jahr). Diese können jederzeit aus dem ZEV austreten.

**Preis für Solarstrom**

Der Preis ergibt sich durch Gestehungskosten der PV-Anlage und bleibt während der ganzen Abschreibungsdauer der Anlage, die üblicherweise rund 25 Jahre ist, gleich. Somit sind die Erträge langfristig gesichert.

Auf den im Rahmen des ZEV selbst verbrauchten Strom müssen kein Netznutzungsentgelt und keine Abgaben an die öffentliche Hand bezahlt werden. Der Solarstrom muss gemäss Energieverordnung für die Mieter billiger sein als der Netzstrom vor dem Zusammenschluss. Als Referenzpreis gilt das externe Standardstromprodukt, konkret der Preis, den die Mieterschaft ohne ZEV bezahlen würde. Die Preisdifferenz zwischen den Solarstromkosten und dem Referenzpreis darf maximal zur Hälfte den Mietern in Rechnung gestellt werden. Dabei sind zur Berechnung der Solarstromkosten die anrechenbaren Kapitalkosten und der angemessene Satz für Verzinsung und Amortisation vorgegeben.

**Vermarktungsaufwand**

Am Anfang, wenn die Verträge mit allen Parteien des ZEV realisiert werden müssen, ist der Aufwand eher gross. Die Laufzeit der Verträge ist jedoch lang. Deshalb ist der Aufwand im gesamten finanziellen Rahmen nur mittelgross.

**Kombination mit HKN**

Bei kleinen Anlagen werden für den Eigenverbrauch meist keine HKN ausgestellt. Bei grösseren Anlagen (ab 30 kW) müssen HKN für die gesamte Produktion ausgestellt werden. Der Anteil für den Eigenverbrauch wird jedoch anschliessend gleich wieder entwertet und steht für die Vermarktung nicht zur Verfügung.

**Bedeutung der vollständigen Marktöffnung**

Das Modell ist sowohl bei einer vollständigen Marktöffnung als auch bei einer Teilmarktöffnung möglich. Bei einer vollständigen Marktöffnung wären nach heute vorgesehener Regelung alle Teilnehmenden markt-berechtigt und könnten daher jederzeit aus dem ZEV austreten. Durch den Vorteil der wegfallenden Netzkosten und Abgaben, der gemeinsamen Strombeschaffung der ZEV-Mitglieder als «Grossverbraucher» sowie der finanziellen Förderung der Produktionsanlage durch den Bund besteht jedoch auch bei einer vollständigen Marktöffnung immer noch ein relevanter Anreiz für ZEV.

**Heutige Verbreitung**

Dieses Modell ist heute in der Schweiz nicht sehr weit verbreitet. Provisorische Daten aus einer Umfrage des BFE bei den Verteilnetzbetreibern [4] beziffern die Anzahl der ZEV in der Schweiz Ende 2019 auf 3% der PV-Anlagen mit 5% der installierten Leistung.

**Potenzial für Verbreitung**

Das Potenzial für eine stärkere Verbreitung ist bei PV-Anlagen auf Gebäuden gross. Viele Gebäude in der Schweiz verbrauchen Strom und sind vermietet. Das Modell setzt einen Anreiz, die Anlage auf den Eigenverbrauch auszurichten. Heute wird das vorhandene Flächenpotenzial auf Dächern in relevantem Ausmass nicht ausgenutzt, da die Anlagen auf den Eigenverbrauch des Gebäudes ausgerichtet werden [5]. Zudem ist die Investitionssicherheit etwas tiefer als beim direkten Eigenverbrauch.

### **Vorteile**

- Investitionssicherheit für den Produzenten durch die langfristige Sicherung der Abnahme
- Gutes Preisniveau für den Produzenten und die Abnehmer, da keine Netzkosten und Abgaben bezahlt werden müssen
- Gleichmässigeres Verbrauchsprofil in Mehrfamilienhäusern und damit höherer Eigenverbrauchsanteil möglich als im klassischen Eigenverbrauchsmodell im Einfamilienhaus
- Setzt Anreiz für grössere Anlagen auch auf vermieteten Gebäuden
- Eher geringe Vermarktungskosten für den Produzenten über die gesamte Laufzeit

### **Nachteile**

- Abnahmesicherheit weniger hoch als in anderen Modellen (Wechsel in den freien Markt, insbesondere im Fall der vollständigen Marktöffnung)
- Da Stromproduktion und -bedarf nicht übereinstimmen, muss der überschüssige Strom anders vermarktet werden
- Beschränktes Potenzial von Grossanlagen durch die Kopplung an Verbrauch vor Ort
- Flächenpotenziale der Schweiz werden nicht ausreichend genutzt, da Anlagen mehrheitlich auf den Eigenverbrauch ausgerichtet werden.

### 3.3 PV-Anlagen-Contracting für Verbrauch vor Ort (on-site Power Purchase Agreement - PPA)

Das PV-Anlagen-Contracting für den Verbrauch vor Ort ist streng genommen kein eigenständiges Vermarktungsmodell. Es ist eine mögliche Variante des Eigenverbrauchmodells und des Zusammenschlusses für den Eigenverbrauch, in dem nicht der Immobilieneigentümer Eigentümer und Betreiber der Anlage ist, sondern ein Dritter diese Funktionen übernimmt und die Abnehmer am Ort der Erzeugung mit dem Strom beliefert.

#### Funktionsweise

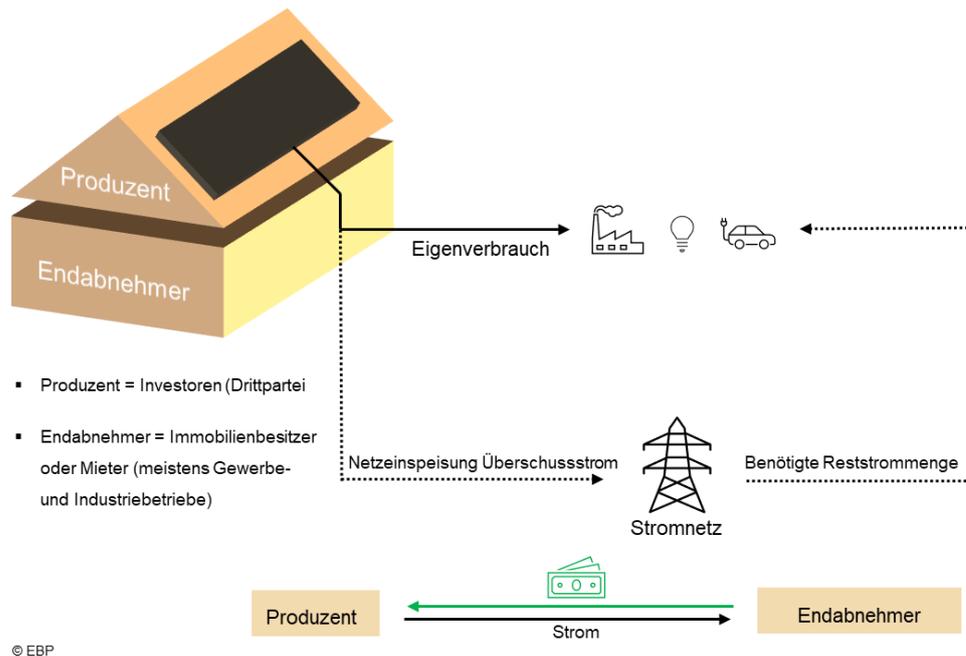


Abbildung 7: PV-Anlage-Contracting für Verbrauch vor Ort

Ein Produzent realisiert eine PV-Anlage und leitet den erzeugten Strom physisch über eine direkte Leitung, das heisst ohne Nutzung des Netzes zu einem Endabnehmer. Dieser nimmt die gesamte Strommenge oder einen Teil davon «as produced» ab. Durch das Contracting deckt der Endkonsument nur einen Teil seines Strombedarfs ab. Auf diesem Teil bezahlt er kein Netznutzungsentgelt und keine Abgaben an die öffentliche Hand. Die Reststrommenge bezieht er durch einen anderen Kanal. Den eventuellen Überschuss vermarktet der Produzent über ein anderes Modell. Damit der Contractor eine genügend grosse Investitionssicherheit hat, schliesst er mit den Stromabnehmern einen langfristigen Abnahmevertrag ab.

#### Beteiligte Parteien und Funktionen

Der Produzent ist Eigentümer und realisiert, betreibt und finanziert die Anlage (bei Bedarf mit Drittparteien). Wird nicht die gesamte Strommenge vom Endabnehmer abgenommen, vermarktet der Produzent den überschüssigen Strom. Der Endabnehmer nimmt einen Teil des erzeugten Stroms der Anlage ab, teilweise auch die ganze produzierte Menge. Den benötigten Reststrom beschafft er auf eine andere Art.

#### Rechtliche Grundlage

Privatrechtlicher Vertrag zwischen dem Stromerzeuger und dem Endkonsumenten. Rechtliche Grundlage für den Eigenverbrauch siehe obige Modelle.

### **Dauer der Abnahme**

Die Abnahmeverträge werden meist über eine Dauer von 20 bis 30 Jahren geschlossen, da die lange Abnahmedauer und der oftmals fixierte Preis dem Investor die nötige Investitionssicherheit geben.

### **Flexibilität**

Der Produzent und der Abnehmer sind während der Vertragsdauer gebunden. Es besteht keine Flexibilität.

### **Preis für Solarstrom**

Auf den selbst verbrauchten Strom müssen kein Netznutzungsentgelt und keine Abgaben an die öffentliche Hand bezahlt werden. Dies wirkt sich für beide Vertragsparteien positiv auf den Preis aus. Der Preis wird von den beiden Vertragsparteien ausgehandelt und üblicherweise über die gesamte Vertragsdauer fixiert. Die Produzenten erhält damit hinsichtlich der Erträge und die Abnehmer hinsichtlich der Energiekosten eine finanzielle Sicherheit. Die Fixierung hat für beide Vertragsparteien jedoch den Nachteil, dass sie gebunden sind und sie vorteilhafte Preisentwicklungen am Markt nicht nutzen können.

### **Vermarktungsaufwand**

Der Aufwand entsteht vor allem in der Anfangsphase durch das Aushandeln und Abschliessen des Vertrags. Werden Standardverträge genutzt, kann der Aufwand reduziert werden. Die Laufzeit des Vertrags ist jedoch lang. Deshalb ist der Aufwand im gesamten finanziellen Rahmen nur mittelgross.

### **Kombination mit HKN**

Das Modell ist ein Eigenverbrauchsmodell. Der Strom wird nicht ins Netz eingespeist. Bei kleinen Anlagen werden für den Eigenverbrauch meist keine HKN ausgestellt. Bei grösseren Anlagen (ab 30 kW) müssen HKN für die gesamte Produktion ausgestellt werden. Der Anteil für den Eigenverbrauch wird jedoch anschliessend gleich wieder entwertet und steht für die Vermarktung nicht zur Verfügung.

### **Bedeutung der vollständigen Marktöffnung**

Das Modell ist sowohl bei einer vollständigen Marktöffnung als auch bei einer Teilmarktöffnung möglich.

Eine vollständige Marktöffnung wird kaum einen Einfluss auf die Stellung dieses Marktmodells am Markt haben. Das Modell besteht unabhängig von der Marktform. Die finanziellen Vorteile des Modells sind gross, da keine Netzgebühren und Abgaben anfallen.

### **Heutige Verbreitung**

Dieses Modell wird heute von vielen Investoren, insbesondere von Energieversorgungsunternehmen angeboten und ist stark verbreitet. Das Modell wird oft bei Gewerbe- und Industriebetrieben angewendet, die einen hohen Strombedarf während des Tags haben, über grosse Dachflächen verfügen, jedoch nicht selbst in eine PV-Anlage investieren wollen bzw. nicht über das nötige Kapital verfügen.

Für Energieversorgungsunternehmen ist das Modell dann zusätzlich interessant, wenn sie dem Contracting-Nehmer auch noch den Reststrom verkaufen können. Contractingverträge, die über 20 bis 30 Jahre geschlossen werden, können so zu einer Kundenbindungsmassnahme werden.

### **Potenzial für Verbreitung**

Das Potenzial ist unter heutigen Marktbedingungen in der Schweiz nicht besonders gross, denn Standorte, an denen sowohl das Erzeugungs- als auch das Nutzungspotenzial gross ist,

sind eher selten. Kleinere Anlagen sind aufgrund der mittelhohen Transaktionskosten meist nicht genügend attraktiv. Grosse Anlagen, die einen eher kleinen Eigenverbrauchsanteil aufweisen (z.B. PV-Anlagen auf Dächern von Bauernhöfen) sind dann attraktiv, wenn ein Energieversorger den Strom seinen Endkunden zu hohen Preisen vermarkten kann. Bei weiter sinkenden Gestehungskosten und/oder steigenden Strommarktpreisen könnte die Attraktivität des Modells und das Potenzial zur Verbreitung stark zunehmen.

### Vorteile

- Ertrags- und Investitionssicherheit für den Produzenten durch die lange Vertragsdauer und die Fixierung des Preises
- Verlässlicher, fixierter Energiepreis für den Endabnehmer
- Gutes Preisniveau für den Produzenten und den Endabnehmer, da keine Netzkosten und Abgaben übernommen werden müssen
- Hohe Convenience für den Endabnehmer, da er nicht investieren muss und sich nicht um die PV-Anlage kümmern muss

### Nachteile

- Kreditorenrisiko der Gegenpartei für den Produzenten. Dies ist besonders relevant, da oft nur ein einziger Endabnehmer den Strom abnimmt.
- Mittelhohe Transaktionskosten
- Da Stromproduktion und -bedarf nicht immer übereinstimmen, muss der überschüssige Strom anders vermarktet werden
- Generell keine Flexibilität für den Produzenten und die Abnehmer durch die lange Vertragsdauer. Ausstiegsklauseln im Vertrag können die Flexibilität erhöhen.
- Beschränktes Potenzial von Grossanlagen durch die Kopplung an Verbrauch vor Ort
- Flächenpotenziale der Schweiz werden nicht ausreichend genutzt, da Anlagen teils auf den Eigenverbrauch ausgerichtet werden.

### Praxisbeispiele

<b>Bezeichnung</b>	PV-Anlagen Contracting zwischen Energieversorger und Gemüsebauer im Kanton Zürich
<b>Funktionsweise</b>	<p>EKZ ist Eigentümer der PV-Anlage, welche sich auf dem Dach des Landwirtschaftsbetriebs befindet, und Produzent des Solarstroms. Der erzeugte Solarstrom wird zu einem fixierten Tarif (Rp/kWh) an die Nutzer der Liegenschaft (hier Grundeigentümer) verkauft. In diesem Modell wurde eine Komplettabnahme des Solarstroms vereinbart (pay-as-produced). Zu Zeitpunkten, an welchen die Produktion der PV-Anlage grösser ist als der lokale Verbrauch, wird die überschüssige Energie ins öffentliche Stromnetz gespeist (Rücklieferung). Der Grundeigentümer wird vom lokalen Netzbetreiber für die Rücklieferung entschädigt. Dieses Modell ist für den Landwirtschaftsbetrieb interessant, weil der Eigenverbrauchsteil hoch ist und der Contractingtarif deutlich tiefer ist als der Tarif für den Bezug der gleichen Energiemenge aus dem öffentlichen Stromnetz. Zudem wird er für die Rücklieferung der Überschussenergie (+HKN) entschädigt.</p>

### Abbildung



<b>Eigentümer Anlage</b>	EKZ (Contractor)	<b>Vermarkter</b>	EKZ (Contractor)
<b>Kunde Strom</b>	Gemüsebauer im Kanton Zürich	<b>Kunde HKN</b>	Gemüsebauer im Kanton Zürich
<b>Verbindlichkeit und Dauer Abnahme</b>	100% pay-as-produced, 25 Jahre		
<b>Weitere Hinweise</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- EKZ als Contractor übernimmt die Aufgaben von der Planung über Projektleitung, Bau- leitung, Monitoring, Wartung und Unterhalt, sowie die Finanzierung inkl. Ersatzinvestitio- nen. Da die Abrechnung auf Basis eines Arbeitspreises gemacht wird, ist der Kunde von einem allfälligen Risiko durch Produktionsausfälle befreit.</li> <li>- Während der Vertragsdauer (25 Jahre) hat der Vertragspartner die Möglichkeit, die PV- Anlage dem Contractor zum Restwert abzukaufen.</li> <li>- Im Falle, dass sich Nutzer und Eigentümer einer Liegenschaft unterscheiden (z.B. Miet- verhältnis), kann der PV-Contractingvertrag auch mit der Mietpartei abgeschlossen wer- den, sofern der Grundeigentümer der Erstellung einer PV-Anlage auf seiner Liegen- schaft zustimmt.</li> </ul>		

Tabelle 1: Praxisbeispiel PV-Anlagen Contracting zwischen Energieversorger und Gemüsebauer im Kanton Zürich

<b>Bezeichnung</b>	On-site PPA auf L'Oréal-Fabrik in Turin (Italien)[21]
<b>Funktionsweise</b>	Der Strom aus der PV-Anlage wird an L'Oréal über ein on-site PPA (Power Purchase Agreement) verkauft. Die Stromlieferung erfolgt über eine Direktleitung. L'Oréal, der französische Kosmetikhersteller, ist einen 20-Jahres-Vertrag mit einer "take or pay"- Klausel mit dem Energieunternehmen Enersol eingegangen. Diese Klausel verpflich- tet L'Oréal, den Strom in jedem Fall zu bezahlen, unabhängig ob L'Oréal den Strom selbst verbraucht oder der Strom weitervermarktet wird. Enersol investierte 3 Mio. € für diese 3 MWp-Anlage. 100% des erzeugten Solarstroms wird vor Ort verbraucht, und es deckt 30% des Gesamtbedarfs der L'Oréal Fabrik. Dieses Projekt hat keine Subventionen erhalten. Die PV-Anlage erzeugt 3.6 GWh/Jahr.

Abbildung



<b>Eigentümer Anlage</b>	Enersol SPV	<b>Vermarkter</b>	Enersol SPV
<b>Kunde Strom</b>	L'Oréal	<b>Kunde HKN</b>	L'Oréal
<b>Verbindlichkeit und Dauer Ab- nahme</b>	20-Jahres-Vertrag mit einer "take or pay"-Klausel, 100% des erzeugten Stroms		
<b>Weitere Hinweise</b>	100% des erzeugten Stroms wird vor Ort verbraucht		

Tabelle 2: Praxisbeispiel On-site PPA auf L'Oréal-Fabrik in Turin

## 4. Kategorie Einspeisung und Verkauf an lokalen Abnehmer

Wird der Strom nicht vor Ort genutzt, wird er physisch ins Netz eingespeist. Die Verteilnetzbetreiber sind heute gesetzlich verpflichtet (ausser bei Grossanlagen ab 3 MW Leistung), Einspeisungen von Produzenten anzunehmen und zu vergüten. Der Produzent kann wählen, ob er die Energie dem lokalen Energiedienstleister, der das Verteilnetz betreibt, oder einem dritten Energiedienstleister verkauft. In diesem Kapitel werden die Vermarktungsmodelle präsentiert, bei denen die Vermarktung lokal erfolgt, das heisst an den lokalen Verteilnetzbetreiber oder direkt an einen lokalen Endabnehmer. Bei der lokalen Vermarktung können die höhere Zahlungsbereitschaft für Strom aus lokaler Herkunft sowie die lokale Nutzung des Stromnetzes, die sich auf die Verteilnetzebene beschränkt, eine Rolle spielen.

### **Net-Metering**

Beim Net-Metering speist der Produzent den überschüssigen Strom ins Netz ein und bezieht er den Reststrom aus dem Netz. Die beiden Stromflüsse werden innerhalb eines Abrechnungszeitraums miteinander verrechnet, und nur der Saldo wird in Rechnung gestellt. Der Endkunde bzw. der Produzent bezahlt dadurch die Abgaben und Netzgebühren nur auf dem Saldo und nicht auf dem gesamten Reststrom. Dieses Modell wird in mehreren Ländern zur Förderung von kleineren PV-Anlagen angewendet. In den Niederlanden hat das Modell zu einem beträchtlichen Zubau von Kleinanlagen geführt, wird aber mittlerweile wieder abgebaut. In der Schweiz ist das Net-Metering gesetzlich nicht erlaubt, da dies zu einer Quersubventionierung von PV-Anlagen aus den Netzgebühren führen würde.

## 4.1 Verkauf an lokalen Verteilnetzbetreiber (Abrechnung auf der Basis Rückliefer tariff)

### Funktionsweise

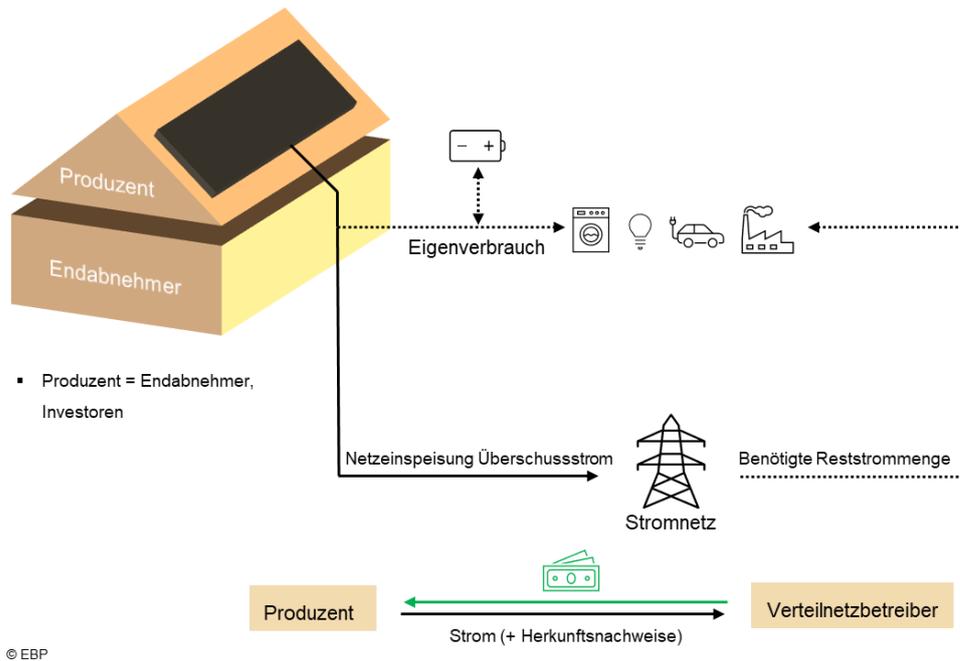


Abbildung 8: Verkauf an lokalen Verteilnetzbetreiber

Der Produzent speist Strom ins Verteilnetz ein und wird dafür vom Verteilnetzbetreiber entschädigt.

Die Weitervermarktung des Stroms durch den Verteilnetzbetreiber kann über verschiedene Kanäle erfolgen. Da die Verteilnetzbetreiber in aller Regel auch die Funktion des lokalen Stromversorgers haben, erfolgt die Vermarktung an dessen Endkunden in Form von Ökostromprodukten oder indem der Solarstrom der Grundversorgung beigemischt wird und die Kosten überwältigt werden. Die Weitervermarktung des lokalen Ökostroms an lokale Grosskunden kann durch den lokalen Stromversorger zur Differenzierung gegenüber auswärtigen Stromanbietern und somit zur Kundenbindung genutzt werden.

Die Abnahme des Stroms kann für den Verteilnetzbetreiber zusätzlich interessant sein, wenn er aufgrund dieser Kundenbeziehung den Kunden mit dem benötigten Reststrom beliefern kann.

### Beteiligte Parteien und Funktionen

Der Produzent ist Eigentümer einer Anlage und realisiert, betreibt und finanziert diese (bei Bedarf mit Drittparteien). Den Strom, den er nicht selbst für den Eigenbedarf braucht, speist er ins Netz ein. Der Verteilnetzbetreiber nimmt den überschüssigen Strom («as produced» minus Eigenverbrauch) ab und entschädigt den Produzenten dafür.

### Rechtliche Grundlage

Die rechtliche Grundlage für das Vermarktungsmodell ist EnG Art. 15, der die Abnahme- und Vergütungspflicht für Strom aus Anlagen bis zu einer Maximalgrösse vorschreibt.

In der Praxis wenden die Parteien das Vermarktungsmodell meist auf der gesetzlichen Grundlage an. Vereinzelt schliessen die beiden Parteien auch einen privatrechtlichen Vertrag ab. In

diesem werden teils auch Bedingungen vereinbart, die über das gesetzliche Minimum hinausgehen, beispielweise Preise, die über dem gesetzlichen Minimum liegen und über mehrere Jahre zugesichert werden.

### Dauer der Abnahme

Die Dauer der Abnahme ist gesetzlich unbeschränkt.

### Flexibilität

Der Anlagebetreiber hat jederzeit das Recht, auf ein anderes Vermarktungsmodell umzuschwenken. Werden Verträge geschlossen, gelten die vereinbarten Bedingungen. Der Verteilnetzbetreiber ist nicht flexibel und muss den Strom gemäss rechtlicher Grundlage abnehmen.

### Preis für Solarstrom

Gemäss EnV, Art. 12/1 richtet sich die minimale Vergütung nach den Kosten des Netzbetreibers für den Bezug gleichwertiger Elektrizität bei Dritten sowie den Gesteuerungskosten der eigenen Produktionsanlagen; die Kosten für allfällige HKN werden nicht berücksichtigt. Die Gleichwertigkeit bezieht sich auf die technischen Eigenschaften der Elektrizität, insbesondere auf die Energiemenge und das Leistungsprofil sowie auf die Steuer- und Prognostizierbarkeit.

In der Praxis sind die Netzbetreiber teilweise bereit, mehr als das gesetzliche Minimum zu bezahlen. Die nachfolgende Abbildung zeigt die grosse Bandbreite der heutigen Preise für Solarstrom (inkl. HKN, Leistung der Anlage: 10 kVA).

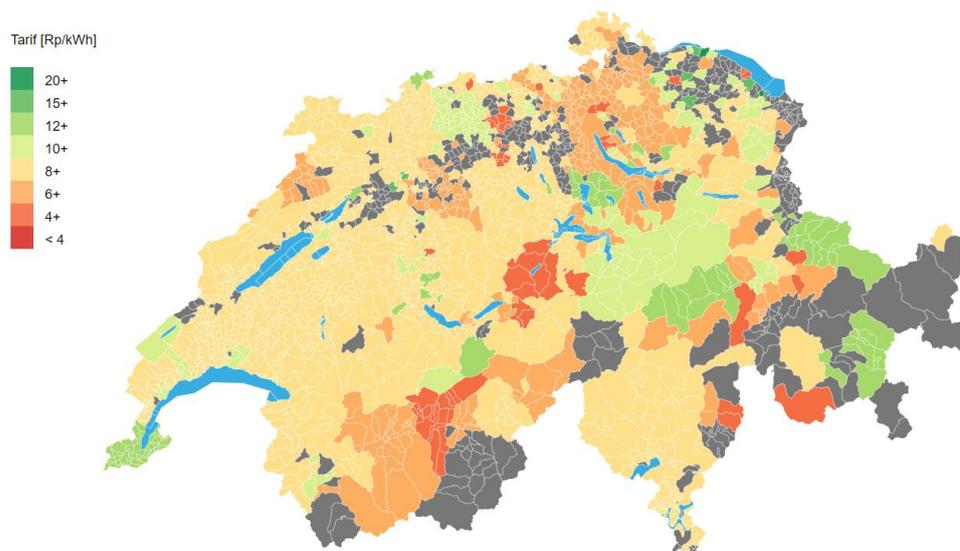


Abbildung 9: Preise für Solarstrom (inkl. HKN) [24]

Bei den grössten 30 Energieversorgern liegen heute die Preise zwischen 3.5 Rp. und 13 Rp. für eine Kilowattstunde Strom (bei IWB inklusive HKN) sowie zwischen 0 Rp. und 6 Rp. für den HKN einer Kilowattstunde.

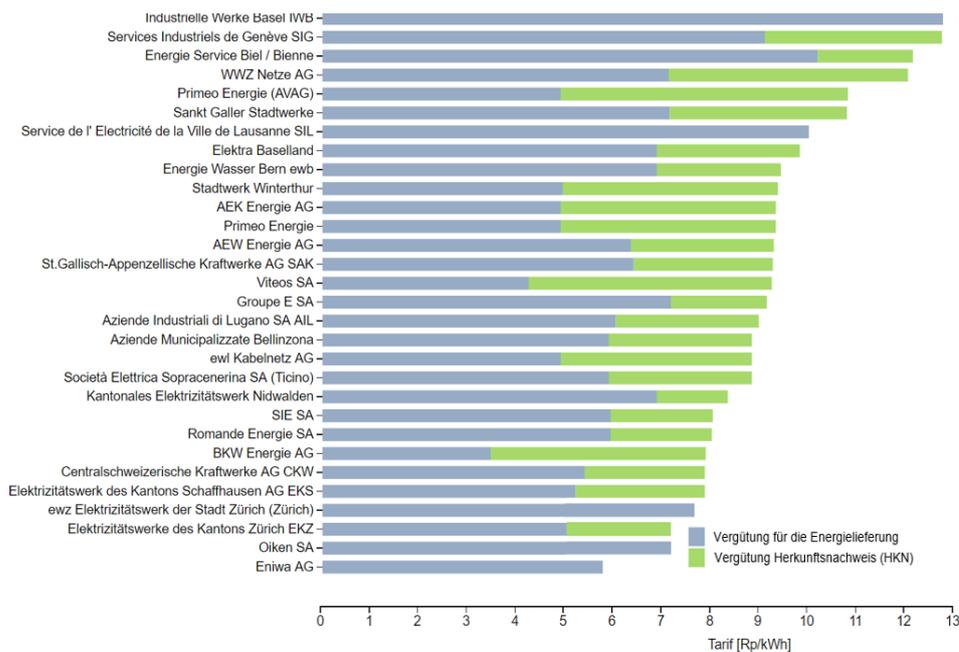


Abbildung 10: Preise für Solarstrom und HKN, VESE 2021[24]

Der Preis kann vom Stromversorger quartalsweise angepasst werden. Teilweise garantieren Stromversorger den Anlagebetreibern Preise über eine längere Zeitdauer. Zum Beispiel werden heute bei der IWB die vergleichsweise hohen Preise für 12 Jahre zugesichert.

### Vermarktungsaufwand

Der Aufwand für die Vermarktung ist für den Anlagebetreiber sehr gering.

### Kombination mit HKN

Grundsätzlich können der Strom und der HKN separat vermarktet werden. Heute wird der HKN aber oft zusammen mit dem Strom dem Stromversorger verkauft. Die Gründe sind der geringe Vermarktungsaufwand für den Anlagebetreiber und die heute meist attraktiven Preise der Stromversorger. Teils werden die HKN auch an die Eigentümer der Anlage verkauft bzw. weitergegeben (z.B. bei Solargenossenschaften).

### Bedeutung der vollständigen Marktöffnung

Gemäss den aktuellen Plänen des BFE soll auch bei einer vollständigen Marktöffnung die Abnahme- und Vergütungspflicht des Verteilnetzbetreibers bestehen bleiben. Bei einer vollständigen Marktöffnung soll sich die Vergütungshöhe für den Strom nach dem Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung richten [5]. Dies bedeutet, dass der Referenzpreis viel stärker schwanken wird. Zudem haben die Versorger keine gebundenen Kunden mehr, denen die gegebenenfalls gegenüber dem Marktpreis höheren Kosten überwältzt werden können. Folglich wird das Modell durch die vollständige Marktöffnung an Attraktivität verlieren.

### Heutige Verbreitung

Dieses Modell ist heute stark verbreitet, insbesondere bei Kleinanlagen, deren Reststrommengen oft über dieses Modell vermarktet werden.

### Potenzial für Verbreitung

Das Modell hat bei Kleinanlagen ein grosses Verbreitungspotenzial.

**Vorteile**

- Abnahmesicherheit für den Produzenten
- Tiefe Transaktionskosten für den Produzenten
- Der Produzent ist flexibel und kann jederzeit das Vermarktungsmodell wechseln
- Teilweise werden von den Verteilnetzbetreibern relativ hohe Preise bezahlt, da sie als lokale Stromversorger die Kosten auf die gebundenen Kunden überwälzen können und/oder sie aus politischen Gründen mit hohen Preisen die PV-Anlagen fördern wollen

**Nachteile**

- Der Energiepreis ist nicht fixiert und kann quartalsweise angepasst werden
- Teilweise wird von den Verteilnetzbetreibern nur das gesetzliche Minimum bezahlt, was bei kleinen Eigenverbrauchanteilen ein relativ geringer Anreiz für den Zubau von Anlagen ist
- Keine Abnahmegarantie für Grossanlagen über 3 MW
- Bei einer vollständigen Marktöffnung wird das Modell an Attraktivität verlieren, da der Referenzpreis viel stärker schwanken wird und die Kosten nicht mehr an gebundene Kunden überwältigt werden können

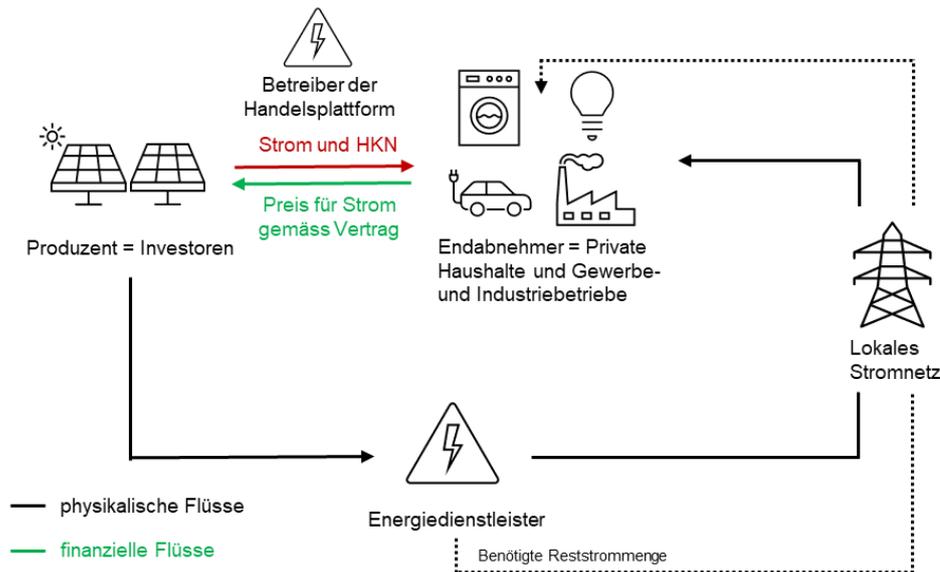
**Ökostrombörsen**

An Ökostrombörsen werden die HKN von PV-Anlagen sowie weiteren Kraftwerken, die erneuerbare Energien nutzen, gehandelt. Die Ökostrombörsen sind meist nicht eigentliche Börsen, an denen Börsenhändler grosse Volumina von standardisierten Energieprodukten handeln und durch den Abgleich von Angebot und Nachfrage permanent den aktuellen Preis ermitteln. Meist sind es Vermittlungsplattformen, oder Kauf- und Verkaufsstellen, die teilweise aufgrund von Angebot und Nachfrage den Preis bestimmen. Die Handelsvolumen der Schweizer Ökostrombörsen sind heute relativ klein. Da kein Strom, sondern HKN gehandelt werden, können heute in der Schweiz nicht nur grosse, sondern auch kleine Endkunden an Ökostrombörsen handeln. Zurzeit sind die Preise eher tief, da europäische HKN in die Schweiz importiert werden können, Schweizer HKN jedoch nicht in die EU exportiert werden, und somit ein grosses Angebot besteht.

Für den Verkauf von HKN von kleinen bis mittelgrossen Anlagen sind Ökostrombörsen oft ein attraktiver Vermarktungskanal, sofern der lokale Versorger nicht viel für die HKN bezahlt.

## 4.2 Direkter Verkauf an lokale Endverbraucher

### Funktionsweise



© EBP

Abbildung 11: Verkauf an lokalen Endverbraucher

Ein Investor realisiert eine PV-Anlage und verkauft den zu vermarktenden Strom über eine elektronische Plattform direkt an lokale Endabnehmer. Dabei wird das lokale Verteilnetz genutzt, nicht aber die übergeordneten Netzebenen. Findet der Produzent keinen Abnehmer für seinen Strom, wird der überschüssige Strom an den Verteilnetzbetreiber verkauft. Alle lokalen Endabnehmer decken ihren Reststrombedarf über ihren Stromversorger. Ein solches Modell eines lokalen Strommarktes zwischen Stromkonsumenten und -produzenten wird auch als «peer-to-peer» (P2P) Handel bezeichnet. Dabei ist jedoch zu beachten, dass der Begriff P2P nicht klar eingegrenzt und je nach Akteur anders interpretiert wird [16]. Der Verkauf an lokale Endverbraucher kann verschiedene Formen annehmen. So kann er als offene Kaufs- und Verkaufsplattform mit klassischerweise kurzfristiger Verbindlichkeit gestaltet werden.

Die «peer-to-peer»-Vermarktung ist mit der EU-Richtlinie zur Bürgerenergiegemeinschaft[15] auch auf nationaler Ebene vorgespurt. In der Praxis hat dieses Vermarktungsmodell jedoch noch keine Bedeutung erreicht.

Eine andere Möglichkeit ist in Österreich derzeit in Planung. Ein Gesetzesentwurf sieht die Gründung von so genannten Energiegemeinschaften im „Nahbereich“ vor. Mehrere Konsumenten und Produzenten gründen eine Energiegemeinschaft, in welcher sie nach bestimmten Regeln Strom kaufen/verkaufen. Für den Reststrombedarf kann jeder Endabnehmer weiterhin seinen Stromlieferanten frei wählen. Die Energiegemeinschaften nutzen dabei das öffentliche Netz. Es gilt dabei ein reduziertes Netzentgelt, nämlich der «lokale Ortsnetztarif» im Einzugsbereich einer Trafostation und der «regionale Ortsnetztarif», der die Verbindung auch mittels Mittelspannungsleitungen erlaubt. Zudem gelten Erleichterungen bei den Abgaben [19].

### Beteiligte Parteien und Funktionen

Der Produzent ist Eigentümer einer Anlage und realisiert, betreibt und finanziert diese (bei Bedarf mit Drittparteien). Den Strom, den er nicht selbst für den Eigenbedarf braucht, speist er ins lokale Verteilnetz ein. Lokale Endabnehmer nehmen je nach aktuellem Bedarf Strom ab.

Der Verteilnetzbetreiber stellt das Netz zur Verfügung und wird dafür vergütet. Er bzw. ein Energiedienstleister ist zudem Käufer der überschüssigen Strommengen. Der Stromlieferant liefert den Produzenten und den Endkonsumenten die benötigten Reststrommengen. Zudem besteht je nach Modell ein Betreiber einer Plattform für den Kauf und Verkauf des Stroms.

### **Rechtliche Grundlage für den Stromverkauf**

Je nach Ausgestaltung. Eine Möglichkeit sind standardisierte Verträge zwischen dem Stromerzeuger und dem Endkonsumenten (unter anderem Smart Contracts, also mit Hilfe einer passenden Software automatisch erfüllte Verträge).

### **Rechtliche Grundlage für das Vermarktungsmodell**

Dieses Vermarktungsmodell funktioniert auf der Basis eines vollständig geöffneten Strommarkts, in welchem alle lokalen Endabnehmer in der Wahl ihrer Produzenten frei sind. Daher gibt es in der Schweiz heute keine lokalen Strommärkte. In einem Pilotprojekt in Walenstadt wurden die technischen, kommerziellen und regulatorischen Hürden beschrieben.

Eine wichtige Grundlage für das Modell ist zudem, dass der lokale Handel nur die untersten Ebenen des Stromnetzes belastet und damit weniger Kosten verursacht als der überregionale Stromhandel. Beim gegenwärtigen Schweizer Netznutzungsmodell bezahlen die Endverbraucher die Netzkosten jedoch solidarisch. Somit bezahlen die Endverbraucher bei jedem Strombezug die vorgelagerten Netzebenen, auch wenn sie lokal produzierten Strom beziehen. Somit besteht heute in der Schweiz kein tariflicher Vorteil für einen lokalen Stromhandel. Neue Tarifierungsmodelle werden jedoch derzeit auf nationaler Ebene geprüft [10].

### **Dauer der Abnahme**

Die Dauer der Abnahme ist von der Ausgestaltung des Modells abhängig. Im Grundsatz handelt es sich bei einer Stromhandelsplattform um eine sehr kurzfristige Abnahme. Das in Österreich angedachte Modell sieht jedoch die Bildung einer gemeinsamen Rechtspersönlichkeit mit entsprechend langfristigen Verträgen vor.

### **Flexibilität**

Die Flexibilität ist von der Ausgestaltung des Modells abhängig.

### **Preis für Solarstrom**

Auch beim Preis sind verschiedene Modelle möglich. Im Pilotprojekt in Walenstadt definierten die Produzenten einen minimalen Verkaufspreis und die Konsumenten einen maximalen Einkaufspreis. So ergab sich der Preis zwischen Angebot und Nachfrage [19]. In Österreich ist in den Energiegemeinschaften hingegen ein festgelegter Preis vorgesehen. Falls die Einsparungen durch tiefere Netztarife hoch genug sind, kann der Preis für beide Vertragsparteien vorteilhaft sein.

### **Vermarktungsaufwand**

Es besteht zu Beginn eines solchen Vermarktungsmodells ein Initialaufwand (bspw. Teilnahme an der Plattform oder Gründung der Energiegemeinschaft). Zudem können die Vermarktungskosten bei kleinen Handelsvolumina auf lokalen Handelsplattformen im Vergleich zum Börsenhandel hoch sein. Wichtige Faktoren, die den Vermarktungsaufwand positiv beeinflussen sind: Richtige Technologie für die Vermarktungsplattform, grosse Anzahl Teilnehmende, nationaler Datenhub.

### **Kombination mit HKN**

Theoretisch könnten der Strom und der HKN separat vermarktet werden. Das Konzept des lokalen Verbrauchs erneuerbaren Stroms führt jedoch vermutlich eher dazu, dass in den meisten Modellen Strom und HKN zusammen verkauft werden.

### **Bedeutung der vollständigen Marktöffnung**

Nur bei einer vollständigen Marktöffnung bestehen genügend lokale Endabnehmer, damit dieses Modell entstehen kann. Um genügend Marktvolumen zu generieren, braucht es die kleinen Endkunden. Wird der Strommarkt in der Schweiz vollständig geöffnet, besteht jedoch zum Verkauf an lokale Endverbraucher weiterhin die Hürde der distanzunabhängigen Netztarife.

### **Heutige Verbreitung**

Dieses Modell gibt es heute in der Schweiz nicht.

### **Potenzial für Verbreitung**

Es besteht ein relevantes Potenzial, falls der Strommarkt in der Schweiz vollständig geöffnet wird und insbesondere, wenn zusätzlich für den lokalen Strombezug aus kleinen und mittleren Anlagen reduzierte Netztarife gelten würden. Eine Reduktion lokaler Netztarife hätte den Charakter einer Subvention, da die distanzunabhängige Tarifierung weitgehend kostengerecht ist[7].

### **Vorteile**

- Hohe Zahlungsbereitschaft der Endabnehmer für lokal produzierten Strom
- Je nach Ausgestaltung: Hohe Flexibilität
- Kein Kreditorenrisiko für den Produzenten und den Abnehmer bei kurzfristigen Verträgen
- Hohe Convenience für den Endabnehmer, da er sich nicht um die PV-Anlage kümmern muss

### **Nachteile**

- Mit den heutigen Rahmenbedingungen in der Schweiz nicht umsetzbar
- Je nach Ausgestaltung hoher Aufwand zum Einstieg in das Modell
- Bei kleinem Handelsvolumen über die Handelsplattform hohe Transaktionskosten
- Je nach Ausgestaltung keine oder nur kleine Investitionssicherheit für den Investor, da die Erträge und die Preise nicht langfristig gesichert sind.

## Praxisbeispiel

<b>Bezeichnung</b>	Quartierstrom 2.0 (Schweiz)		
<b>Funktionsweise</b>	<p>Heute nehmen fast 40 Parteien am lokalen Strommarkt in Walenstadt teil, die meisten davon als «Prosumer» mit eigener Solaranlage, rund 10 davon als reine Konsumenten, eine reine Produktionsanlage sowie acht Stromspeicher.</p> <p>Die Vermarktung erfolgt über eine digitale Handelsplattform, die der Energieversorger bereitstellt. Die Marktteilnehmer stellen ihren überschüssigen Strom zum Verkauf bereit. Dies basiert auf den 15-minütigen Messungen der Smart Meters und via digitaler Handelsplattform. Die Preisbildung geschieht automatisch basierend auf dem lokalen Angebot und der lokalen Nachfrage.</p> <p>Bei einer vollständigen Marktöffnung erfolgt der Verkauf direkt vom Produzenten an den Endkonsumenten. Da es sich in Walenstadt alles um kleine Endkunden handelt und der Markt nicht voll geöffnet ist, erfolgt der Verkauf über das lokale EW Walenstadt.</p>		
<b>Abbildung</b>			
<b>Eigentümer Anlagen</b>	Privathaushalte (heute 28)	<b>Vermarkter</b>	Heute Privathaushalte
<b>Kunde Strom und HKN</b>	<p>Der Produzent verkauft den Strom und die HKN heute nur indirekt an den lokalen Endverbraucher. Aus rechtlichen Gründen verkauft der Produzent den Strom und die HKN zurzeit an das EW Walenstadt (Plattformbetreiber und Vertragspartei des Vermarkters). Das EW Walenstadt verkauft anschliessend den Strom und die HKN an die Endverbraucher.</p> <p>Bei einer vollständigen Marktöffnung erfolgt der Verkauf direkt. Die Strom- und HKN-Kunden sind dann Privathaushalte, Unternehmen sowie die Gemeinde.</p>		
<b>Verbindlichkeit Abnahme</b>	Verbindlich gehandelt werden 15-minütige Energieeinheiten. Es besteht keine langfristige Abnahmegarantie des Käufers.		
<b>Dauer Abnahme</b>	15 Minuten		
<b>Weitere Hinweise</b>	<p>Für den lokalen Energieversorger ist der Betrieb der Handelsplattform eine Dienstleistung zur Kundenbindung. Die Produzenten machen heute mit, weil sie einen Beitrag zu Energiewende leisten wollen. Im besten Fall führt die Vermarktung zu einem höheren Ertrag, da die lokalen Endabnehmer bereit sind, für den lokalen Strom mehr zu bezahlen. Für die Direktvermarktung vom Produzenten zum Endabnehmer ist die vollständige Marktöffnung notwendig.</p> <p>Flexible Lasten sollen in den Markt eingebunden werden, damit Lasten gezielt verschoben werden können. Im Rahmen des Projekts sollen in Zukunft neue Funktionalitäten für den Strommarkt bereitgestellt werden, z.B. bilaterale Verträge zwischen einzelnen Teilnehmern der Gemeinschaft.</p>		

Tabelle 3: Praxisbeispiel Quartierstrom 2.0

## 5. Kategorie Einspeisung und Verkauf an Drittpartei

Wird der Strom nicht vor Ort genutzt und auch nicht lokal verkauft, kann er an einen auswärtigen Abnehmer verkauft werden. Dafür bestehen verschiedene Modelle, die in den folgenden Kapiteln im Detail vorgestellt werden. Die folgende Tabelle zeigt die vier wichtigsten Modelle und die Eigenschaften, die sie unterscheiden.

	<b>Abnehmer</b>	<b>Lieferprofil</b>	<b>Dauer</b>	<b>Gutschrift</b>
Langfristiger physischer Verkauf	Händler, Energieversorger oder Endabnehmer	Produktion oder definiertes Lieferprofil	langfristig	buchhalterisch
Langfristiger virtueller Verkauf	Händler, Energieversorger oder Endabnehmer	Produktion oder definiertes Lieferprofil	langfristig	virtuell
Verkauf der Produktion an Vermarkter	Händler	Produktion	mittelfristig	buchhalterisch
Verkauf von standardisierten Produkten an der Börse	Händler	Standardisierte Stromprodukte	kurz- bis mittelfristig	buchhalterisch

Tabelle 4: Wichtigste Modelle und deren Unterschiede

Die ersten drei Modelle können im Einzelfall sehr unterschiedlich ausgestaltet sein, beruhen auf bilateralen Verträgen und werden in der Praxis auch als sogenannte «over the counter»-Geschäfte bezeichnet (OTC-Geschäfte). Der Handel an der Börse beruht auf standardisierten und somit einfach austausch- bzw. handelbaren Produkten.

### 5.1 Langfristiger physischer Verkauf

Beim physischen Verkauf, der auf einem bilateralen Vertrag basiert, gibt es verschiedene Unterformen. Der Abnehmer kann entweder ein Händler, ein Energieversorger oder ein Endabnehmer sein. In der Praxis wird folglich im englischen Sprachraum von Merchant-, Utility- oder Corporate-Power-Purchase-Agreements (PPAs) gesprochen. Weiter können sich die Kontrakte im Lieferprofil unterscheiden. Teilweise entspricht das Lieferprofil dem Produktionsprofil. Die Lieferung wird dann «as produced» bezeichnet. Teilweise wird jedoch nicht die Produktion verkauft, sondern ein spezifisches Lieferprofil. Dies bedeutet, dass der Produzent den überschüssigen Strom separat verkauft und den zusätzlich benötigten Reststrom separat zukaufen muss. Generell werden in Märkten, die noch einen kleinen PV-Anteil haben, eher «as produced»-Lieferprofile realisiert. In Märkten mit einem hohen PV-Anteil sind jedoch vor allem spezifische Lieferprofile gefragt.

Eine spezielle Untervariante ist der Verkauf via einen Energiedienstleister, der als Vermittler zwischen dem Produzenten und dem Endabnehmer fungiert und verschiedene Leistungen erbringt. In der internationalen Praxis wird von einem sleeved Power-Purchase-Agreement gesprochen. Der Energiedienstleister erbringt zum Beispiel folgende Dienstleistungen: die Bilanzgruppenführung, das Zusammenschliessen verschiedener Stromproduzenten zu einem Anlagenportfolio, die Lieferung von Reststrommengen oder der Verkauf von Überschussmengen, die Erstellung von Einspeiseprognosen, die Vermarktung von HKN oder auch die Übernahme von verschiedenen Risiken, die sich etwa aus Ausgleichsenergiekosten oder Ausfallrisiken eines Vertragspartners (Insolvenz) ergeben[18].

Letztlich unterscheiden sich die Verkäufe auch in Ihren Vertragsdauern, die teils mittelfristig (1 bis 5 Jahre) und teils langfristig (15 bis 30 Jahre) sind.

## Funktionsweise

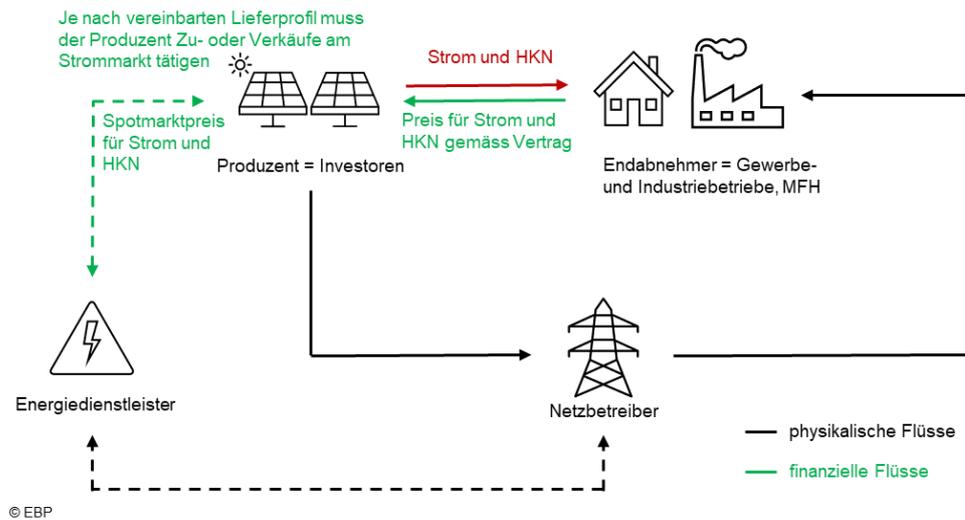


Abbildung 12: Direkter Verkauf

Der Produzent schliesst mit einem Abnehmer einen Verkaufsvertrag ab, in dem alle relevanten Aspekte des individuell vereinbarten Stromverkaufs definiert sind. Je nach vereinbartem Lieferprofil hat der Produzent ergänzende Beschaffungen oder Verkäufe am Strommarkt vorzunehmen.

### Beteiligte Parteien und Funktionen

Der Produzent realisiert, betreibt und finanziert eine PV-Anlage (bei Bedarf mit Drittparteien). Er speist den zu vermarktenden Strom physikalisch ins Netz ein. Der Strom wird buchhalterisch der Bilanzgruppe des Abnehmers gutgeschrieben. Je nach vereinbartem Lieferprofil muss der Produzent die Differenz zwischen dem überschüssigen Strom und dem vereinbarten Verkauf ausgleichen, beispielsweise mittels Ver- und Zukäufen am Strommarkt bzw. an/von einem Energiedienstleister. Der Netzbetreiber übernimmt den eingespeisten Strom physikalisch und liefert die Messwerte an die Swissgrid und den Abnehmer.

### Rechtliche Grundlage

Privatrechtlicher Vertrag zwischen dem Produzenten und dem Abnehmer

### Dauer der Abnahme

Die Dauer der Abnahmeverträge kann sehr unterschiedlich sein. In der Praxis werden beispielsweise bei Bestandsanlagen, die schon amortisiert sind, Verträge für 1 bis 5 Jahre abgeschlossen. Bei Neuanlagen, bei denen die Produzenten auf eine Fremdkapitalfinanzierung angewiesen sind, werden oft Verträge über eine Dauer von 10 bis 25 Jahren abgeschlossen. Die Vertragsdauer hat einen Einfluss auf den bezahlten Strompreis. Generell gilt, je länger der Vertrag, desto tiefer ist der bezahlte Preis.

### Flexibilität

Die Vertragsparteien sind während der Vertragsdauer gebunden, und es besteht keine Flexibilität. Teils werden jedoch spezielle Klauseln vereinbart, dass bei grossen Veränderungen, die zu massiven Vorteilen zugunsten der einen und zu massiven Nachteilen der anderen Vertragspartei führen, der Vertrag angepasst werden kann.

### Preis für Solarstrom

Der Preis wird von den beiden Vertragsparteien ausgehandelt und üblicherweise über die gesamte Vertragsdauer fixiert. Die Produzenten erhalten damit auf der Ertragsseite und die Ab-

nehmer auf der Aufwandseite eine finanzielle Sicherheit. Die Fixierung hat für beide Vertragsparteien jedoch den Nachteil, dass sie gebunden sind und sie vorteilhafte Preisentwicklungen am Markt nicht nutzen können.

### **Vermarktungsaufwand**

Die Realisierung von bilateralen, individuellen Verkaufsverträgen ist eher aufwendig. Deshalb eignet sich das Modell vor allem für grössere Anlagen. Die Nutzung standardisierter Vertragsvorlagen kann den Aufwand reduzieren.

### **Kombination mit HKN**

In der Praxis wird der Strom meist mit den HKN verkauft. Bei Corporate PPAs, die z.B. in Spanien realisiert werden, sind heute die Endkunden meist grosse Firmen, die bezüglich Ihrer Reputation ein grosses Interesse haben und folglich an Strom mit einer hohen ökologischen Qualität aus Neuanlagen (Zubau zur Erreichung von Ausbauzielen) und aus einer bestimmten geografischen Herkunft interessiert sind. Diese Qualitäten des Stroms, die mit dem HKN bescheinigt werden, nutzen die Firmen zur Reduktion ihres ökologischen Fussabdrucks sowie zur Demonstration des Engagements für energie- und klimapolitische Ziele und von Beiträgen für die regionale Entwicklung.

Händler kaufen heute auch meist beides, den Strom und die HKN. Anschliessend verkaufen sie die beiden Produkte teils kombiniert, teils separat.

### **Wichtig Vertragsbestandteile**

Wichtige Aspekte, die in einem Verkaufsvertrag vereinbart werden: Lieferprofil der Strommenge, verkaufte HKN, Dauer, Preisbestimmungen, Übernahme der Balancing-Funktion, Regelung bei Veränderung der regulatorischen Rahmenbedingungen, Übernahme von Risiken. Zudem ist für beide Parteien die Kreditwürdigkeit der Gegenpartei wichtig, damit die vereinbarten Leistungen über die vereinbarte Dauer erbracht werden.

### **Bedeutung der vollständigen Marktöffnung**

Für den Verkauf an Endkunden braucht es grundsätzlich einen offenen Markt. Eine vollständige Marktöffnung, die auch Endkunden umfasst, die weniger als 100 MWh/Jahr beziehen, würde das Vermarktungspotenzial vergrössern, da grosse Endkunden für ihre Filialen, die unter dem Grenzwert liegen, Strom mittels PPA beschaffen könnten. Für die meisten Kleinkunden ist das Modell jedoch unattraktiv, da der Transaktionsaufwand im Verhältnis zum Strombezug zu hoch ist.

### **Heutige Verbreitung**

Individuelle langfristige Verträge für den Verkauf von Strom aus PV-Anlagen sind heute in der Schweiz nicht verbreitet. Gemäss einer Untersuchung von Energy Brainpool[14] wurden in den Jahren 2019 bis April 2021 in der Schweiz nur für 2 MW Solarstrom-Verkaufsverträge abgeschlossen. Gründe für das kleine Volumen sind gemäss Aussagen von Marktteilnehmern die hohen Gestehungskosten in der Schweiz, die kleine Grösse der Schweizer Anlagen, die sich negativ auf den Transaktionskostenanteil auswirken, und die eher geringe Nachfrage. Bei steigenden Strompreisen könnte das Volumen jedoch stark ansteigen.

In den USA sowie in Spanien sind individuelle langfristige Verkaufsverträge stark verbreitet[14]. Im Unterschied zur Schweiz sind in diesen beiden Ländern die Anlagen viel grösser. Zudem ist die Sonneneinstrahlung in Spanien und einigen Teilen der USA viel grösser als in der Schweiz. Die Kapitalkosten von grossen Freiflächenanlagen sind viel tiefer als die Kapitalkosten von Schweizer PV-Anlagen. In Teilen der USA kann Solarstrom zu Gestehungskosten von 2 – 2.5 US Cent / kWh erzeugt werden. Solarstrom ist in grossen Regionen dieser beiden Länder günstiger als Strom aus nicht erneuerbaren Quellen. Eine Förderung ist nicht mehr

notwendig. Zudem ist die Nachfrage von Grossfirmen (Endabnehmer bei Corporate PPA), die günstige Energie nachfragen und am Kommunikationsnutzen von erneuerbaren Energien interessiert sind, gross. Durch die langfristige Sicherung der Erträge, dienen die PPA in den USA und in Spanien den Produzenten vor allem auch der Kapitalbeschaffung. Insbesondere Banken aber auch andere Kapitalgeber sind nur bereit PV-Anlagen zu finanzieren, wenn die Erträge mittels fixierter Preisen gesichert sind.

Zurzeit erfreuen sich in Deutschland direkte Verkäufe von Stromproduktionen aus Bestandsanlagen, die aus der EEG-Förderung ausscheiden, ebenfalls grosser Beliebtheit. Bei diesen Verträgen liegt die Vertragsdauer üblicherweise zwischen 1 und 5 Jahren. In Deutschland gibt es aber auch PPAs, die auf der Produktion grosser Neuanlagen basieren. Deren Leistung liegt teils über 20 MW.

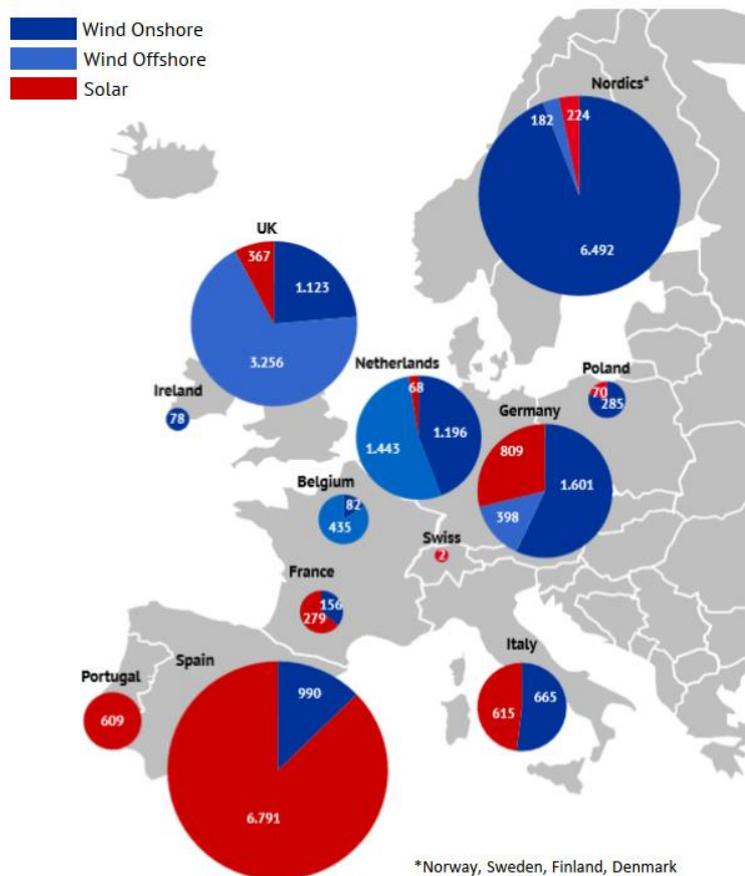


Abbildung 13: PPA-Volumen in Europa (Angabe in MW) 2019 – 2021, Energy Brainpool (2021)[14]

In den letzten fünf Jahren war das Vertragsvolumen der Utility-PPA in der EU beinahe doppelt so hoch wie jenes der Corporate-PPA[14].

### Potenzial für Verbreitung

Das wirtschaftliche Potenzial in der Schweiz ist zurzeit noch relativ gering, weil die Gesteungskosten hoch und der Transaktionsaufwand für die Realisierung eines individuellen Verkaufsvertrags gross sind. Steigende Strompreise, das neue Fördermodell mit hohen Einmalvergütungen bis zu 60% der Investitionskosten ab 2023, sinkende Technologiekosten, eine Steigerung der Nutzungseffizienz sowie eine effiziente Vermarktung mittels standardisierten Vertragsvorlagen, effizienten Handelsplattformen und der effizienten Bündelung von Anlagen können das Potenzial erhöhen.

Zudem könnte die vollständige Öffnung des Marktes das Potenzial erhöhen, indem Strom auch an Filialen von Grossunternehmen verkauft werden kann, die einen Strombezug unter 100 MWh/a haben.

### **Vorteile**

- Investitionssicherheit für den Produzenten / Investor durch die langfristige Sicherung der Erträge im Fall von langen Vertragsdauern und der Fixierung des Preises.
- Durch gesicherte Erträge wird es für den Produzenten einfacher, bei Kapitalgebern (Banken) eine Fremdfinanzierung zu erhalten. Mittels des Fremdkapitals kann die Eigenkapitalrendite erhöht werden (Leverage-Effekt).
- Verlässlicher, fixierter Energiepreis für den Endabnehmer und somit Schutz vor steigenden und volatilen Preisen.
- Grosser Gestaltungsraum bei den individuell definierten Vertragsinhalten. Dies gilt insbesondere bezüglich des Preises und der Übernahme von Risiken.
- Hohe Convenience für den Endabnehmer, da er sich nicht um die PV-Anlage kümmern muss.

### **Nachteile**

- Komplexe individuelle Verträge, deren Vereinbarung hohe Transaktionskosten verursacht.
- Heute tiefere Preise als bei der kurzfristigen Vermarktung.
- Kreditorenrisiko der jeweiligen Gegenpartei, für den Produzenten und den Endabnehmer.
- Preisliches up-side-Potenzial kann aufgrund der vertraglichen Bindung nicht genutzt werden.

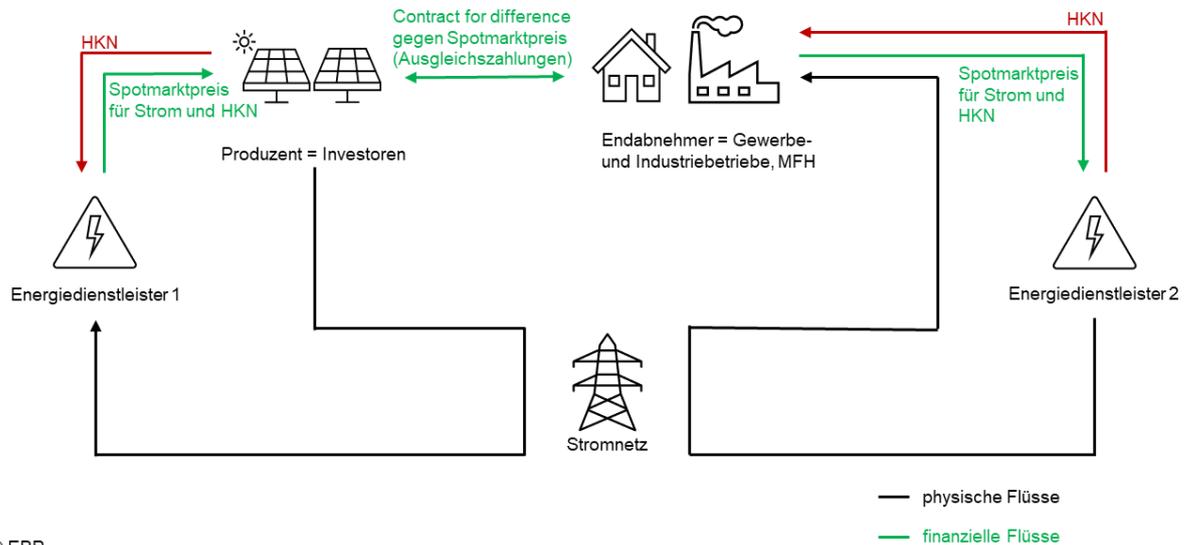
**Praxisbeispiel**

<b>Bezeichnung</b>	AlpinSolar[1] off-site PPA		
<b>Funktionsweise</b>	Axpo und IWB bauen gemeinsam eine PV-Anlage mit einer Leistung von 2.2 MW und einer Jahresproduktion von rund 3.3 GWh Strom auf der Staumauer des Muttsees im Kanton Glarus. Denner verpflichtet sich, im Rahmen eines Stromabnahmevertrags den ganzen Strom «as produced» ab 2022 über einen Zeitraum von 20 Jahren zu beziehen.		
<b>Abbildung</b>	 <p><i>Axpo: Visualisierung Muttsee-Staumauer aus der Vogelperspektive</i></p>		
<b>Eigentümer Anlage</b>	Axpo (51%) und IWB (49%)	<b>Vermarkter</b>	Projektgesellschaft Muttsee AlpinSolar AG
<b>Kunde Strom</b>	Denner	<b>Kunde HKN</b>	Denner
<b>Verbindlichkeit und Dauer der Abnahme</b>	Zwanzigjähriger Abnahmevertrag: Denner nimmt die ganze Produktion, as produced zu einem Fixpreis ab. Denner kann damit aktuell 5% des Strombedarfs decken.		
<b>Weitere Hinweise</b>	Die PV-Anlage und auch das PPA haben Leuchtturmcharakter. Die PV-Anlage zeichnet sich durch die Nutzung einer besonders hohen Sonneneinstrahlung aus. Gründe für diese sind: Alpine Lage, Albedoeffekt, bifaziale Module. Die Gestehungskosten liegen bei 13 bis 15 Rappen pro kWh (bei WACC 5%).		

Tabelle 5: Praxisbeispiel AlpinSolar (off-site PPA)

## 5.2 Langfristiger virtueller Verkauf (virtual oder synthetic PPA)

### Funktionsweise



© EBP

Abbildung 14: Langfristiger virtueller Verkauf

Der virtuelle Verkauf ist im Kern ein Finanzgeschäft, bei dem der Strompreis für die produzierte Strommenge einer Anlage oder einer frei bestimmten Strommenge langfristig fixiert wird. Zwischen den beiden Vertragsparteien findet weder eine physische noch eine buchhalterische Lieferung statt.

Die Fixierung des Preises erfolgt durch eine Vertragsklausel, in der festgehalten wird, dass bei einer Differenz zwischen dem fixierten Preis und einem definierten Referenzwert für den effektiven Spotmarktpreis, die Vertragspartei, die im Vorteil liegt, der anderen Vertragspartei die Preisdifferenz für die vereinbarte Strommenge bezahlen muss.

Parallel zum Ausgleich der Preisdifferenz betreibt der Produzent eine PV-Anlage, speist den erzeugten Strom in das Netz ein und verkauft den Strom und die HKN einem Energiedienstleister zum aktuellen Spotmarktpreis. Gleichzeitig beschafft der Endabnehmer bei seinem Energiedienstleister die benötigte Menge Strom und HKN zum aktuellen Spotmarktpreis.

Bei einem virtuellen Verkauf hat jeder Vertragspartner zwei Zahlungsströme (einmal mit dem jeweiligen Energiedienstleister und einmal mit dem Vertragspartner des virtuellen Verkaufs), welche jeweils in Summe den vertraglich definierten Preis ergeben. Damit ergibt sich auf beiden Seiten die gewünschte Preissicherheit. Zwischen den beiden Vertragsparteien findet weder eine physikalische noch eine buchhalterische Lieferung statt.

### Beteiligte Parteien und Funktionen

Der Produzent realisiert, betreibt und finanziert die PV-Anlage (bei Bedarf mit Drittparteien), speist den erzeugten Strom ins Netz ein, bezahlt oder erhält für die Strommenge die Differenz zwischen dem fixierten Preis und Strommarktpreis.

Der Abnehmer beschafft von seinem Energiedienstleister die mit dem Produzenten vereinbarte Strommenge und bezahlt oder erhält die Differenz zwischen dem fixierten Preis und dem Strommarktpreis.

Der Energiedienstleister des Produzenten nimmt die Energie des Einspeiseprofils der PV-Anlage auf und entschädigt den Produzenten. Der Energiedienstleister des Abnehmers versorgt

den Abnehmer mit einer Stromlieferung, die der vereinbarten Strommenge entspricht und stellt die entsprechenden Kosten dem Abnehmer in Rechnung.

#### **Dauer der Abnahme**

Die Vertragsdauer ist üblicherweise zwischen 10 und 20 Jahren.

#### **Heutige Verbreitung**

Gemäss Aussagen von Marktakteuren sind virtuelle Verkäufe von Solarstrom in der Schweiz und auch in Deutschland nicht verbreitet. In den USA sind langfristige virtuelle Solarstromverkäufe verbreitet, besonders weil sie auch über Netzgebiete hinaus angewendet werden können.

#### **Übrige Aspekte**

Siehe direkter Verkauf (Kapitel 5.1.1)

#### **Vorteile (ergänzend zum direkten Verkauf)**

- Die buchhalterische Übertragung über die Bilanzgruppen entfällt, was zu einer Kosteneinsparung führt
- Es können Verträge über verschiedene Netzgebiete geschlossen werden, da keine physischen Anforderungen bestehen

#### **Nachteile (ergänzend zum direkten Verkauf)**

- Die Komplexität ist relativ hoch
- Für Privatfirmen (Endabnehmer), ist der kommunikative Nutzen geringer als beim direkten Kauf, da weder der Strom noch die HKN von der Anlage stammen, deren Stromerzeugung der Preisfixierung dient.
- Je nach regulatorischen Rahmenbedingungen des Landes bestehen für den Produzenten und den Abnehmer buchhalterische Schwierigkeiten. Zum Beispiel bestehen in Deutschland Anforderungen an die Buchführung, die virtuelle Verkäufe faktisch verhindern.

## Praxisbeispiel

<b>Bezeichnung</b>	Foresight Group's Vale Matanças' off-site virtual PPA[21]		
<b>Funktionsweise</b>	<i>Siehe Abschnitt Funktionsweise weiter oben</i>		
<b>Abbildung</b>			
<b>Eigentümer Anlage</b>	Foresight Group	<b>Vermarkter</b>	Foresight Group
<b>Vertragsparteien für virtuelles PPA</b>	Foresight Group und spanisches EVU		
<b>Abnehmer Strom</b>	Portugiesisches EVU	<b>Abnehmer HKN</b>	Nicht bekannt
<b>Dauer der Abnahme</b>	10 Jahre		
<b>Weitere Hinweise</b>	Die Anlage mit einer Leistung von 7.2 MWp wurde im Dezember 2018 in Portugal an das Netz angeschlossen und soll 12 GWh erneuerbaren Strom pro Jahr erzeugen. Es wurde ein 10-jähriges PPA mit einem spanischen Versorgungsunternehmen abgeschlossen. Das Projekt war die erste Investition in eine portugiesische Solaranlage im grösseren Massstab, die ohne staatliche Subventionen errichtet wurde.		

Tabelle 6: Praxisbeispiel Virtuelles PPA, Foresight Group's Vale Matanças'

## 5.3 Verkauf der Produktion an Vermarkter

### Funktionsweise

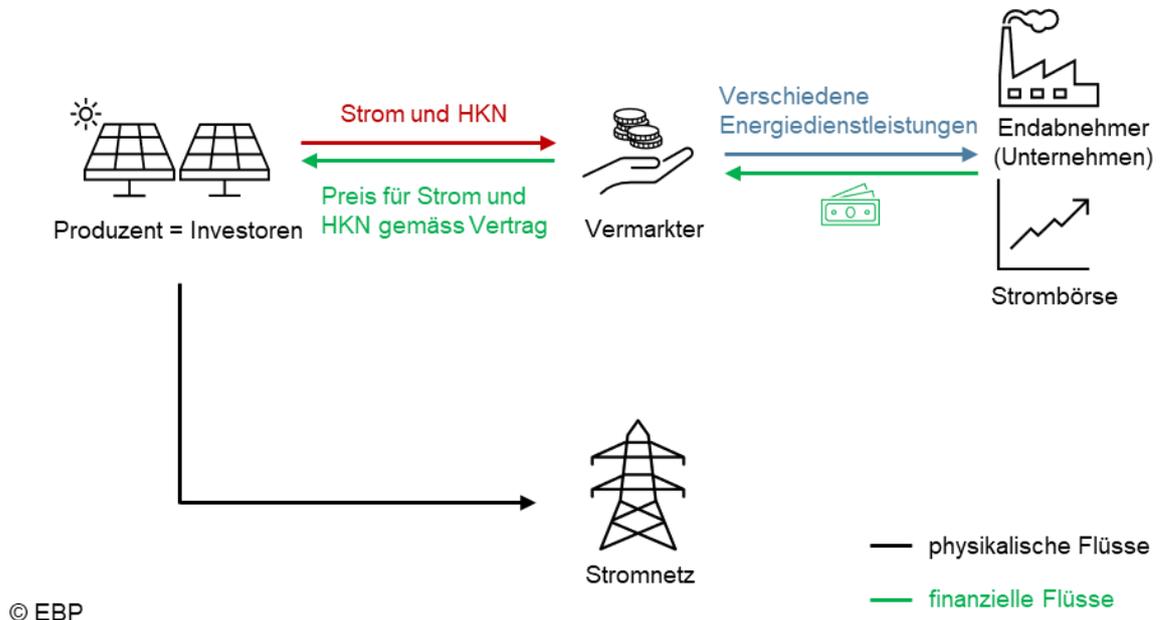


Abbildung 15: Verkauf der Produktion an Vermarkter

Ein Produzent realisiert eine PV-Anlage und speist den nicht vor Ort verbrauchten Strom physikalisch in das lokale Verteilnetz ein. Der Investor schliesst mit einem Energiedienstleister (Vermarkter) einen Vermarktungsvertrag ab, in dem der Produzent die gesamte produzierte Strommenge «as produced» dem Vermarkter verkauft. Der eingespeiste Strom wird direkt der Bilanzgruppe des Vermarkters buchhalterisch gutgeschrieben.

Der Vermarkter vermarktet den Strom und die HKN anschliessend über den Stromgrosshandel, über Stromverkaufsverträge oder mittels anderen Vermarktungsmodellen an Energieversorger, Endkonsumenten oder Händler weiter. Der Vermarkter verkauft die eingekauften Leistungen meist nicht in der gleichen Form weiter. Oftmals kombiniert er die verschiedenen Bestandteile seines Portfolios und erstellt neue Energiedienstleistungen, die ein attraktives Lieferprofil aufweisen und somit gute Preise in der weiteren Vermarktung erzielen.

Für den Vermarkter besteht zudem die Möglichkeit, mittels den Herkunftsnachweisen Endkunden Stromprodukte anzubieten, die sich auf eine spezifische lokale oder regionale Herkunft beziehen oder eine spezifische ökologische Qualität aufweisen. In Ländern mit vollständig geöffneten Märkten, beispielsweise in den Niederlanden, gibt es einerseits lokale Vermarktungsplattformen und andererseits mehrere spezialisierte Ökostromanbieter (z.B. EnergieVanOns, GreenChoice), die landesweit Endkunden unspezifische oder anlagenspezifische Ökostromprodukte anbieten. Vermarktungsplattformen wie z.B. Power Peers laufen unter dem Titel «peer-to-peer», praktizieren aber in Wirklichkeit eine Vermarktung über eine Drittpartei (Plattform). Denn die Vertragsbeziehung ist nicht direkt zwischen dem Produzenten und dem Endkonsumenten, sondern läuft über die Plattform. Diese sorgt auch für den Ausgleich von Überschuss bzw. Reststrom. Die Plattform unterstützt die lokalen Solarstromproduzenten mit Beratung, nimmt den Strom und die HKN zu vorteilhaften Konditionen ab und verkauft diese dann an interessierte Endverbraucher.

In Deutschland hat sich die Vermarktung vom sogenannten Regionalstrom etabliert. Stadt-, Regionalwerke oder Energiegenossenschaften kaufen die Produktionsmengen von regionalen

PV-Anlagen und verkaufen Solarstrom- oder Mischprodukte an Endkonsumenten. Zur Garantie der regionalen Erzeugung dient der regionale Herkunftsnachweis. Der Verkauf von regionalen Ökostromprodukten dient oftmals auch der Kundenbindung.

### **Ökostromlabels für die Vermarktung**

Zur Kennzeichnung der ökologischen Qualität einer Stromproduktion bzw. eines Stromprodukts für die Endkunden gibt es verschiedene Ökostromlabels. Die Labels werden als Gütesiegel bei der Vermarktung eingesetzt. Die verbreitetsten Labels in der Schweiz sind: naturremade star (2%) und basic (9%) und TÜV EE01 und EE02, in Klammer Marktanteil am Schweizer Stromverbrauch in % im Jahr 2019[25].

### **Beteiligte Parteien und Funktionen**

Der Produzent plant, realisiert, betreibt und finanziert die Anlage (bei Bedarf mit Drittparteien). Der Verteilnetzbetreiber nimmt den physikalischen Strom im Netz auf und liefert die Messwerte an die Swissgrid und den Vermarkter. Der Vermarkter kauft die Stromproduktion der PV-Anlage (as produced) und verkauft sie am Markt.

### **Rechtliche Grundlage**

Privatrechtlicher Vertrag zwischen dem Stromerzeuger und dem Vermarkter

### **Dauer der Abnahme**

Die Abnahmeverträge werden meist über eine Dauer von 1 bis 5 Jahren geschlossen.

### **Flexibilität**

Während der Vertragsdauer sind die Vertragsparteien gebunden. Anschliessend stehen dem Produzenten und dem Endabnehmer wieder alle Vermarktungsmodelle offen.

### **Preis für Solarstrom**

Der Preis wird von den beiden Vertragsparteien ausgehandelt und üblicherweise über die gesamte Vertragsdauer fixiert. Die Produzenten erhalten damit auf der Ertragsseite und die Abnehmer auf der Aufwandseite eine finanzielle Sicherheit. Die Fixierung hat für beide Vertragsparteien jedoch den Nachteil, dass sie gebunden sind und sie vorteilhafte Preisentwicklungen am Markt nicht nutzen können.

### **Vermarktungsaufwand**

Es entsteht ein Initialaufwand beim Aushandeln und Erarbeiten des Vertrags. Heute bestehen jedoch Standardverträge, die als Vorlage genutzt werden können. Anschliessend entsteht dem Investor kein Vermarktungsaufwand mehr.

### **Kombination mit HKN**

Meist wird die gesamte Produktion bestehend aus Strom und HKN verkauft.

### **Bedeutung der vollständigen Marktöffnung**

Für das Modell braucht es einen Markt, in dem der Vermarkter vom Produzenten frei gewählt werden kann. Dies ist heute in der Schweiz gegeben. Die Vermarktung an kleine Endkunden ist heute jedoch beschränkt. Mit einer vollständigen Marktöffnung wird die Anzahl der Endkundenlieferanten steigen und somit wird das Potenzial dieses Modells steigen.

Der Verkauf an den lokalen Verteilnetzbetreiber ist in einem vollständig geöffneten Markt stark vom Verhältnis der Preise abhängig: Es ist unattraktiv, wenn der Referenzpreis sich dem Marktpreisniveau anpasst und der Marktpreis unter dem Referenzpreis liegt. Liegt der Marktpreis über dem Referenzpreis gewinnt das Modell an Attraktivität. Verliert der Verkauf an den lokalen Verteilnetzbetreiber an Attraktivität, gewinnt der Verkauf an Vermarkter indirekt an Attraktivität.

### **Heutige Verbreitung**

Eine Sonderform dieses Modells wird heute in der Schweiz im Rahmen der Direktvermarktung des Einspeisevergütungssystem (EVS) praktiziert. Die Direktvermarktung nach Art. 21 EnG enthält jedoch eine Förderkomponente, weswegen der HKN nicht vermarktet werden darf. Das Modell kann sein Potenzial erst richtig entfalten, wenn der ökologische Mehrwert zusammen mit dem Strom vermarktet werden kann, dies bedingt jedoch eine Marktöffnung.

Bei Anlagen, die nicht im EVS sind, ist das Modell heute nicht verbreitet, da die Konditionen für den Verkauf an den Verteilnetzbetreiber attraktiver waren. Mit den stark gestiegenen Marktpreisen wird das Modell attraktiver, der Wechsel zu einem Vermarkter ist aber auch mit Transaktionsaufwand verbunden.

### **Potenzial für Verbreitung**

Das Potenzial war bisher aufgrund des oben genannten Grundes klein. Einzig durch die Vermarktung des Stroms (ohne ökologischen Mehrwert) aus EVS-Anlagen besteht heute ein kleines Volumen.

Mit einer vollständigen Marktöffnung wird die Vermarktung an Endverbraucher für alle Marktakteure möglich und somit wird das Potenzial dieses Modells steigen.

In einem vollständig geöffneten Markt muss die Zahlungsbereitschaft der Endkunden über den Gestehungskosten des Solarstroms liegen, damit der Vermarkter eine genügend attraktive Marge erzielen kann. Da die Gestehungskosten von Solarstrom in der Schweiz noch relativ hoch sind, ist das Potenzial zurzeit klein, könnte aber bei steigenden Strommarktpreisen, sinkenden Technologiekosten und einer Steigerung der Nutzungseffizienz rasch zunehmen.

### **Vorteile**

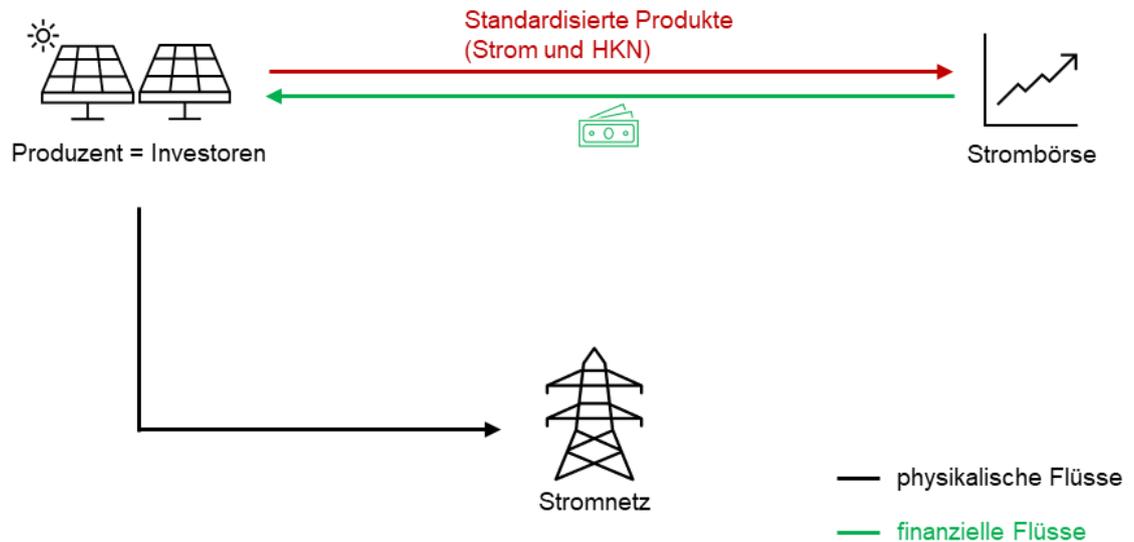
- Abnahmesicherheit während der Vertragsdauer durch «paid as produced»
- Mittelfristige Ertragssicherheit durch fixierten Strompreis während der Vertragsdauer
- Meist höhere Preise als bei langfristigen Vermarktungen
- Eher kleiner Vermarktungsaufwand
- Durch die Abnahme «as produced» muss der Produzent nicht weitere energiewirtschaftliche Dienste einkaufen
- Hohe Convenience für den Endabnehmer, da er sich nicht um die PV-Anlage kümmern muss

### **Nachteile**

- Keine langfristig gesicherten Erträge, die zu einer gewissen Investitionssicherheit führen würden
- Kreditorenrisiko der jeweiligen Gegenpartei, für den Produzenten und den Endabnehmer
- Keine Flexibilität während der Vertragsdauer, preisliches up-side-Potenzial kann aufgrund der vertraglichen Bindung nicht genutzt werden

## 5.4 Vermarktung von standardisierten Produkten über die Börse

### Funktionsweise



© EBP

Abbildung 16: Vermarktung von standardisierten Produkten über die Börse

Ein Produzent realisiert eine PV-Anlage und speist den erzeugten Strom in das Netz ein, abzüglich einem allfälligen Eigenverbrauch. Den Strom verkauft er in Form von standardisierten Produkten über eine Börse einem Abnehmer. Für die direkte Teilnahme am Börsenhandel braucht es eine Zulassung. Die fixen Kosten eines Börsenhändlers sind hoch, was zur Folge hat, dass nur wenig Marktakteure, die ein sehr grosses Volumen umsetzen, direkt an der Börse handeln. Für Solarstrom-Produzenten ist es jedoch möglich, indirekt über einen zugelassenen Börsenhändler, der im Auftrag handelt, Strom an der Börse zu verkaufen.

Es können sowohl Spotmarktgeschäfte, bei denen der Vertragsabschluss und die Erfüllung fast zusammenfallen, als auch Terminmarktgeschäfte, bei denen zwischen dem Vertragsabschluss und der Erfüllung mindestens eine Woche liegt, abgeschlossen werden.



Abbildung 17: Geschäftsarten des Börsenhandels

In Börsengeschäften werden der Strom und die HKN separat vermarktet. Die Energie wird buchhalterisch über Bilanzgruppen dem Abnehmer gutgeschrieben.

**Beteiligte Parteien und Funktionen**

Der Produzent realisiert, betreibt und finanziert die PV-Anlage. Er verkauft indirekt über einen Strombörsenhändler ein standardisiertes Produkt an der Börse. Der Strombörsenhändler verkauft im Auftrag des Investors das standardisierte Produkt an der Börse. Die Strombörse vermittelt einerseits als Handelsplattform die Verkauf- und Kaufangebote. Der Abnehmer (Endkunde oder Händler) kauft das Stromprodukt über einen Strombörsenhändler. Der Verteilnetzbetreiber ist für die physikalische Abnahme des Stroms und die Lieferung der Messwerte an die Swissgrid und den Abnehmer zuständig.

**Rechtliche Grundlage**

Privatrechtlicher Vertrag zwischen dem Stromerzeuger und dem Strombörsenhändler

**Dauer der Abnahme**

Die Vertragsdauer ist generell kurz und durch das verkaufte Produkt definiert. Termingeschäfte gehen maximal über 3 Jahre.

**Flexibilität**

Da die Vertragsdauer kurz ist, ist der Produzent nicht lange gebunden und in der weiteren Vermarktung flexibel.

**Preis für Solarstrom**

Der Preis bzw. der Kurs wird durch Angebot und Nachfrage an der Börse bestimmt. Da sich dieses Verhältnis stetig ändert, schwankt der Kurs an der Börse. Produzenten, die am Spotmarkt den Strom verkaufen, haben keine Sicherheit bezüglich ihrer Erträge. Doch ist der Preis tendenziell höher als bei einem Verkaufsvertrag mit einem langfristig fixierten Preis. Zur Absicherung des Preises über eine bestimmte Zeit besteht die Möglichkeit des Verkaufs über den Terminmarkt.

**Vermarktungsaufwand**

Durch die Standardisierung der Stromprodukte und ein grosses Handelsvolumen an der Börse resultieren vergleichsweise tiefe Vermarktungskosten. Hinzu kommen jedoch die Kosten für Prognoseerstellung, Fahrplanmanagement und Ausgleichsenergie. Für individuelle Produzenten, die keine Handelslizenz haben, entsteht ein gewisser Initialaufwand für den Aufbau des Absatzkanals.

**Kombination mit HKN**

Der Strom und die HKN werden separat vermarktet.

**Bedeutung der vollständigen Marktöffnung**

Der Verkauf erfolgt in grossen Mengen und nicht an kleine Endkunden. Eine vollständige Marktöffnung auf der Endkundenseite ist deshalb nicht nötig.

Die vollständige Marktöffnung hat keinen Einfluss auf die Stellung des Vermarktungsmodells am Markt.

**Heutige Verbreitung**

Die meisten Solarstromanlagen in der Schweiz sind zu klein für eine Vermarktung des Stroms an der Börse. Für Neuanlagen, die auf eine langfristige Fremdkapitalfinanzierung angewiesen sind, eignet sich der Verkauf an der Börse nicht, da damit die Erträge nicht gesichert werden können und folglich die Banken keine Kredite sprechen. Der Verkauf an der Börse eignet sich für Anlagen, die bereits amortisiert sind und tendenziell risikofreudige Investoren.

### **Potenzial für Verbreitung**

In der Schweiz ist das Potenzial von bereits amortisierten Grossanlagen, die eine genügend grosse Menge Strom erzeugen, die für eine Vermarktung an der Börse geeignet ist, klein. Somit ist auch in Zukunft nicht mit einer starken Verbreitung zu rechnen.

### **Vorteile**

- Tendenziell höhere Preise als bei langfristigen Vermarktungen
- Viele Marktteilnehmer, die zu einer liquiden Marktsituation führen
- Relativ tiefe Transaktionskosten, da standardisierte Produkte über effiziente Handelsplattformen verkauft werden
- Hohe Flexibilität
- Kein Kreditorenrisiko für den Produzenten und den Abnehmer
- Hohe Convenience für den Endabnehmer, da er sich nicht um die PV-Anlage kümmern muss

### **Nachteile**

- Keine Investitionssicherheit für den Investor, da die Erträge und die Preise nicht langfristig gesichert sind. Daraus ergibt sich auch ein Problem bei der Fremdkapitalbeschaffung.
- Indirekter Verkauf über Börsenhändler
- Der Produzent, hat den übrigen Strom aus der Produktion über andere Kanäle zu vermarkten
- Gehandelt werden austauschbare Stromprodukte, die keinen Bezug zu einer spezifischen Anlage haben. Somit werden die Vorteile einer spezifischen Anlage (z.B. regionale Herkunft des Stroms) nicht abgegolten. Dies erfolgt dann über die Vermarktung des HKN (siehe Seite 26 Ökostrombörsen).

## 6. Weitere wichtige Aspekte der Vermarktung

### 6.1 Standardisierung in der Vermarktung

#### **Standardisierung von Produkten**

Da die Stromerzeugung mittels PV-Anlagen sehr volatil und langfristig nur ungenau prognostizierbar ist, wird der Strom in der Schweiz heute oft «as produced» vermarktet. Die Aufnahme der eher kleinen Energiemengen bildet heute meist noch keine energiewirtschaftliche Herausforderung. Aufgrund der kleinen Mengen ist der Einfluss der PV auf die Preisbildung in der Schweiz noch unbedeutend.

In Ländern, in denen der Solarstromanteil viel höher ist, erzielen as-produced-Lieferprofile viel tiefere Preise, da die Stromerzeugung mittel- bis langfristig nicht genau prognostizierbar ist, die meisten Anlagen zu ähnlichen Zeiten produzieren, bei Sonnenschein es folglich zu einem grossen Stromangebot kommt und die Preise temporär sinken. Deshalb werden die Produktionen von PV-Anlagen mit anderen Energiedienstleistungen (z.B. mit Batteriespeichern) genauer auf die Nachfrage ausgerichtet und in Form von standardisierten Produkten angeboten, die höhere Preise am Markt erzielen. In der Schweiz wäre eine solche Bündelung mit hoch flexiblen (Speicher-)Wasserkraftwerken denkbar.

#### **Standardisierung von Verträgen**

Einige Vermarktungsmodelle basieren auf bilateralen Verträgen, deren Vereinbarung zu Transaktionskosten führt. Um diese Kosten tief zu halten, empfiehlt es sich insbesondere bei kleinen Volumen, die Transaktionen mit Standardverträgen abzuwickeln.

### 6.2 Bündelung

Die meisten Kleinanlagen-Produzenten vermarkten heute ihren überschüssigen Strom, indem sie ihn ins lokale Verteilnetz einspeisen und dafür vom Verteilnetzbetreiber den Rücklieferarif erhalten. Gemäss Aussagen von Marktakteuren war bisher die Marge zwischen den Rücklieferarif und den Marktpreisen zu klein, als dass eine Vermarktung, die auf der Bündelung von Kleinmengen basiert, attraktiv wäre. Insbesondere, weil die Bündelung zu zusätzlichen Transaktionskosten führt.

Die Bündelung der Stromproduktion aus Schweizer Anlagen führt gemäss Aussagen von Marktakteuren nur zu einer geringen Verbesserung des Produktionsprofils. Solarstrommengen werden jedoch teils mit grossen Strommengen anderer Kraftwerke gebündelt (z.B. Wasserkraftwerke) und kombiniert am Markt verkauft. Da die Nachteile des volatilen Solarstromprofils im gesamten Lieferprofil untergehen, die HKN von Solarstrom jedoch hochwertig sind, können letztlich gute Preise erzielt werden.

Die Bündelung der Produktionen von mehreren Anlagen zur besseren Vermarktung wird heute in den USA insbesondere in Kalifornien praktiziert. Die Bündelung von Abnahmeprofilen von Endkonsumenten für den Einkauf von Strom aus erneuerbaren Energien ist auch üblich.

## 7. Fazit

### 7.1 Eignung von Vermarktungsmodellen

Die nachfolgende Tabelle zeigt, welche Vermarktungsmodelle sich heute für welche PV-Anlagenkategorien in der Schweiz eignen. Die Beurteilung der Eignung beruht auf den heutigen ökonomischen Rahmendbedingungen. Ändern die Rahmenbedingungen (z.B. Anstieg der Strompreise), fallen auch die Beurteilungen anders aus.

<b>Vermarktungsmodelle</b>	<b>Geeignete PV-Anlagenkategorien</b>
Modelle mit Verbrauch vor Ort, ohne Einspeisung	Anlagen mit einem hohen Eigenverbrauchsanteil, meist sind dies kleine bis mittelgrosse Anlagen auf Dächern von Gebäuden, in denen tagsüber ein möglichst hoher Strombedarf anfällt (z.B. hoher Strombedarf: Gewerbe- oder Industriebetrieb, mittlerer Strombedarf: Büro- und grosse Wohnliegenschaften).  Die Vermarktung des überschüssigen Stroms und der HKN ist durch ein anderes Modell zu realisieren.
Abrechnung auf der Basis von Rücklieferntarif	Reststrom von kleinen bis mittelgrossen Anlagen mit Eigenverbrauchsanteil sowie Anlagen in Gebieten von Verteilnetzbetreibern, die einen hohen Rücklieferntarif bezahlen.
Direkter Verkauf an lokalen Endverbraucher	Reststrom von kleinen bis mittelgrossen Anlagen mit Eigenverbrauchsanteil, wenn die Zahlungsbereitschaft der lokalen Endverbraucher für lokalen Solarstrom den Rücklieferntarif des lokalen Verteilnetzbetreibers übersteigt. Die höheren Transaktionskosten der lokalen Vermarktung dürfen die Ertragsdifferenz zwischen den beiden Vermarktungsmodellen jedoch nicht übersteigen. Da der Markt in der Schweiz nicht vollständig geöffnet ist, kann der direkte Verkauf nur an grosse Endkunden erfolgen.
Langfristiger physischer Verkauf an Drittpartei	Stromproduktion einer neuen Grossanlage oder Teile davon, insbesondere wenn eine Finanzierung durch Banken oder andere Investoren angestrebt wird.
Langfristiger virtueller Verkauf	Stromproduktion einer neuen Grossanlage oder Teile davon, insbesondere wenn eine Finanzierung durch Banken oder andere Investoren angestrebt wird und die Anlage nicht im gleichen Netzgebiet liegt.
Verkauf der Produktion an Vermarkter	Stromproduktion von bestehenden Grossanlagen, die bereits buchhalterisch abgeschrieben sind (z.B. Anlagen, die aus der KEV ausscheiden), oder Überschussstrom von kleinen bis mittelgrossen Anlagen, bei denen aus regulatorischen Gründen die Abrechnung auf Basis eines Rücklieferntarifs nicht möglich ist. Letzteres gilt in Ländern, in denen es keine Abnahme- und Vergütungspflicht gibt (z.B. in Frankreich).
Vermarktung von standardisierten Produkten über die Börse	Teile der Stromproduktion von Grossanlagen, die bereits buchhalterisch abgeschrieben sind. Die Teile der Stromproduktion müssen in standardisierte Produkte geformt werden können.

## 7.2 Heutige Marktsituation in der Schweiz

### Anlagen mit Eigenverbrauchanteil

Heute werden in der Schweiz vor allem kleine bis mittelgrosse PV-Anlagen erstellt, deren Strom zu einem grossen Teil vor Ort genutzt wird. Der Überschuss wird ins Netz eingespeist und meist vom lokalen Verteilnetzbetreiber entschädigt. Diese Anlagen, die eher hohe Gestehungskosten aufweisen, können oft wirtschaftlich betrieben werden, da der Investor Investitionsbeiträge erhält, beim Eigenverbrauchsanteil keine Abgaben und Netzgebühren anfallen und da viele Verteilnetzbetreiber, die auch Stromversorger sind, bereit sind, einen stattlichen Preis für die HKN zu bezahlen. Die HKN nutzen sie in der Rolle als Stromversorger oft für den Verkauf ihrer Solarstromprodukte. Oft integrieren die Energieversorger den Solarstrom auch in ihren Mix der Grundversorgung, da sie hier die Beschaffungskosten überwälzen können. Teilweise realisieren und betreiben die Stromversorger die Anlagen auch selbst. Gemäss Aussagen von Marktakteuren besteht die Herausforderung vor allem im Gewinnen von Standorten mit einem hohen Eigenverbrauchsanteil, die zu attraktiven Konditionen genutzt werden können, denn bei diesen Standorten besteht ein grosser Konkurrenzkampf.

### Anlagen ohne Eigenverbrauchanteil

PV-Anlagen, die keinen oder nur einen kleinen Eigenverbrauchanteil aufweisen, können bei den Strompreisen der letzten Jahre selten und oftmals nur dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn ein Abnehmer besteht, der eine hohe Zahlungsbereitschaft für Solarstrom hat. Solche Abnehmer sind beispielsweise einzelne Energieversorger oder einzelne grosse Endkonsumenten, die bereit sind, für den lokal bzw. national produzierten Strom mehr zu bezahlen, weil sie diesen Aspekt für die Vermarktung an die Endkunden (Energieversorger) oder in der Firmenkommunikation (Endkunden) nutzen wollen.

Gemäss Aussagen von Marktakteuren sind die Gestehungskosten heute in der Schweiz noch so hoch (auch von Grossanlagen) bzw. die Strompreise der letzten Jahre so tief, dass rein durch die Investitionsbeiträge und die Erträge aus der Stromvermarktung die Anlagen nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Da der Anteil der Photovoltaik am Stromverbrauch noch klein ist, wird für Lieferprofile von Solaranlagen heute zwar noch relativ viel bezahlt. Mit einem starken Zubau von PV-Anlagen ist jedoch damit zu rechnen, dass die Preise sinken werden.

### Hemmnisse

Die befragten Marktakteure nennen folgende Hemmnisse für den weiteren Ausbau der Photovoltaik in der Schweiz:

Hemmnis	Erklärung
Beschränktes Potenzial von Eigenverbrauch-Anlagen	Das Potenzial von Anlagen, deren Strom zu einem grossen Anteil über den Eigenverbrauch vermarktet werden kann, ist beschränkt.
Hohe Gestehungskosten bzw. tiefe Preise für Strom und HKN	Die Gestehungskosten von Schweizer PV-Anlagen sind im Vergleich zu den Marktpreisen für Strom und HKN hoch. Durch die technologische Entwicklung ist mit leicht sinkenden Technologiekosten zu rechnen. Die Installationskosten werden jedoch voraussichtlich nicht sinken.
Netznutzungsgebühren und Abgaben beim lokalen Verkauf	Wird der Strom eingespeist, muss der Endabnehmer des Stroms Netznutzungsgebühren für das ganze Schweizer Netz und Abgaben bezahlen, auch wenn der Strom lokal vermarktet wird und nur die Netzebenen

	6 und 7 beansprucht werden. Müsste für den lokal vermarkteten Strom nur die Abgaben und Netzgebühren der Ebenen 6 und 7 bezahlt werden, würde die lokale Vermarktung zunehmen.
Preisrisiken	Die Preisrisiken über die Amortisationszeit sind beträchtlich. Viele potenzielle Kapitalgeber sind heute nicht bereit, diese Risiken in Kauf zu nehmen. Dies verunmöglicht oft die Finanzierung der Anlage.
Anforderungen an die Einspeisung in das Verteilnetz	Mehrere Marktakteure haben folgende Anforderungen genannt, mit denen sie in individuellen Fällen konfrontiert waren und ein Hemmnis waren: Absicherung bei Anlagen grösser 30 kW, Einspeisegebühren von Gemeinden, Regelung bezüglich des maximalen Abstands zwischen dem Dach und der PV-Anlage, viele unterschiedliche Formulare und Werkvorschriften

Tabelle 7: Referenzen

### 7.3 Auswirkungen der vollständigen Marktöffnung

Durch die vollständige Marktöffnung nimmt das Vermarktungspotenzial von Solarstrom zu. Beispielsweise wird das Modell der Direktvermarktung an kleine Endkonsumenten sowohl auf lokaler als auch auf nationaler Ebene möglich. Zudem gewinnen die Modelle des langfristigen physischen Verkaufs und des Verkaufs der Produktion an Vermarkter an Potenzial. Beim langfristigen physischen Verkauf könnte der Strom auch an Filialen von Grossunternehmen verkauft werden, die einen Strombezug unter 100 MWh/a haben. Beim Verkauf der Produktion an Vermarkter wird die Weitervermarktung an kleine Endkonsumenten für alle möglich, was sich positiv auf die Nachfrage von Vermarktern auswirkt.

## A1 Literaturverzeichnis

- [1] Alpinsolar, 2021, <https://www.alpinsolar.ch/ch/de/home.html>
- [2] BET, Energieagentur Rheinland-Pfalz, 2017, Attraktive Geschäftsmodelle mit PV-Anlagen
- [3] Bundesamt für Energie, 2020, Energieperspektiven 2050+: Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse.
- [4] Bundesamt für Energie, 2020, Energiestrategie 2050: Monitoring-Bericht 2020 (ausführliche Fassung)
- [5] Bundesamt für Energie, 2021, Externe Evaluation Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch 2018 bis 2020
- [6] Bundesamt für Energie, 2020 Faktenblatt: Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien
- [7] Bundesamt für Energie, 2021, Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie
- [8] Förderung der erneuerbaren Stromproduktion 2022: 450 Millionen Franken für Photovoltaik
- [9] Bundesrat, 2020, Stellungnahme des Bundesrates vom 20. Mai 2020 auf die Interpellation 20.3035 «Verursachergerechte Netzgebühren»
- [10] Consentec et al., 2021, Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie
- [11] DIHK, EFET, 2018, Strombeschaffung und Stromhandel
- [12] EnergieSchweiz, 2021, Eigenverbrauch: Solarstrom ohne Umweg nutzen
- [13] EnergieSchweiz, 2021, Solarstrom für Mieterinnen und Mieter
- [14] Energy Brainpool, 2021, PPA Development in Germany – how to facilitate new deals?
- [15] EU, 2019/944 Artikel 16 Bürgerenergiegemeinschaft
- [16] Global Observatory on Peer-to-Peer Energy Trading, 2021, Peer-to-peer Trading and Energy Community in the Electricity Market: Analysing the Literature on Law and Regulation and Looking Ahead to Future Challenges.
- [17] Institut für Strategisches Management, Wirtschaftsuniversität Wien (2018). Analyse von Geschäftsmodellinnovationen für Erneuerbare Energien in liberalisierten Märkten
- [18] Next, 2021, <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa>
- [19] Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften, 2021: Energiegemeinschaften (EG) – Erstinformation.
- [20] Quartierstrom, 2020, “Quartierstrom” – Feldphase des ersten lokalen Strommarkts der Schweiz erfolgreich abgeschlossen.

- [21] RE-Source, European Platform for corporate renewable energy sourcing, 2020, Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe
- [22] Rödl & Partner, 2021, Power Purchase Agreement
- [23] Universität St. Gallen, Rolf Wüstenhagen, 2016, Neue Geschäftsmodelle auf dem Prüfstand
- [24] VESE, 2021, [pvtarif | VESE](#)
- [25] VUE, 2021, naturemade in Zahlen

## A2 Befragte Fachleute

### Schweizer Fachleute

Person	Funktion	Organisation
Liliane Ableitner	Co-Founder und CEO	Quartierstrom 2.0
Ralph Baumann	Head of Origination Swiss Portfolio	Alpiq
Willy Bischofberger	Partner, Verwaltungsrat	Swiss Renewables Market Place
Christoph Buholzer	Senior Originator	AXPO
Markus Chrétien	Geschäftsleiter	Solarspar
David Gautschi	Leiter Erneuerbare Energie	AEW
Aurel Schmid	Geschäftsführer	Solarify
Pascal Semlitsch	Investment Manager PV	IWB
Paul Sidler	Geschäftsführer	EKZ Renewables
Bernhard Signer	Head of Sales and Origination	RePower
Amadeus Wittwer	Geschäftsführer	Energiegenossenschaft
Urs Zahnd	Geschäftsführer	Flecopower

### Internationale Fachleute

Deutschland	Andreas Metschke	Senior Originator	AXPO Deutschland
Niederlande	Otto Bernsen	Senior Advisor	Netherlands Enterprise Agency RVO
Österreich	Hubert Fechner	Obmann	Technologieplattform Photovoltaik
USA	Anthony Danti	Chief Legal Officer	Bay Wa r.e. renewable
USA	Edward May	Managing Partner	Energy Intelligence Partners