



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

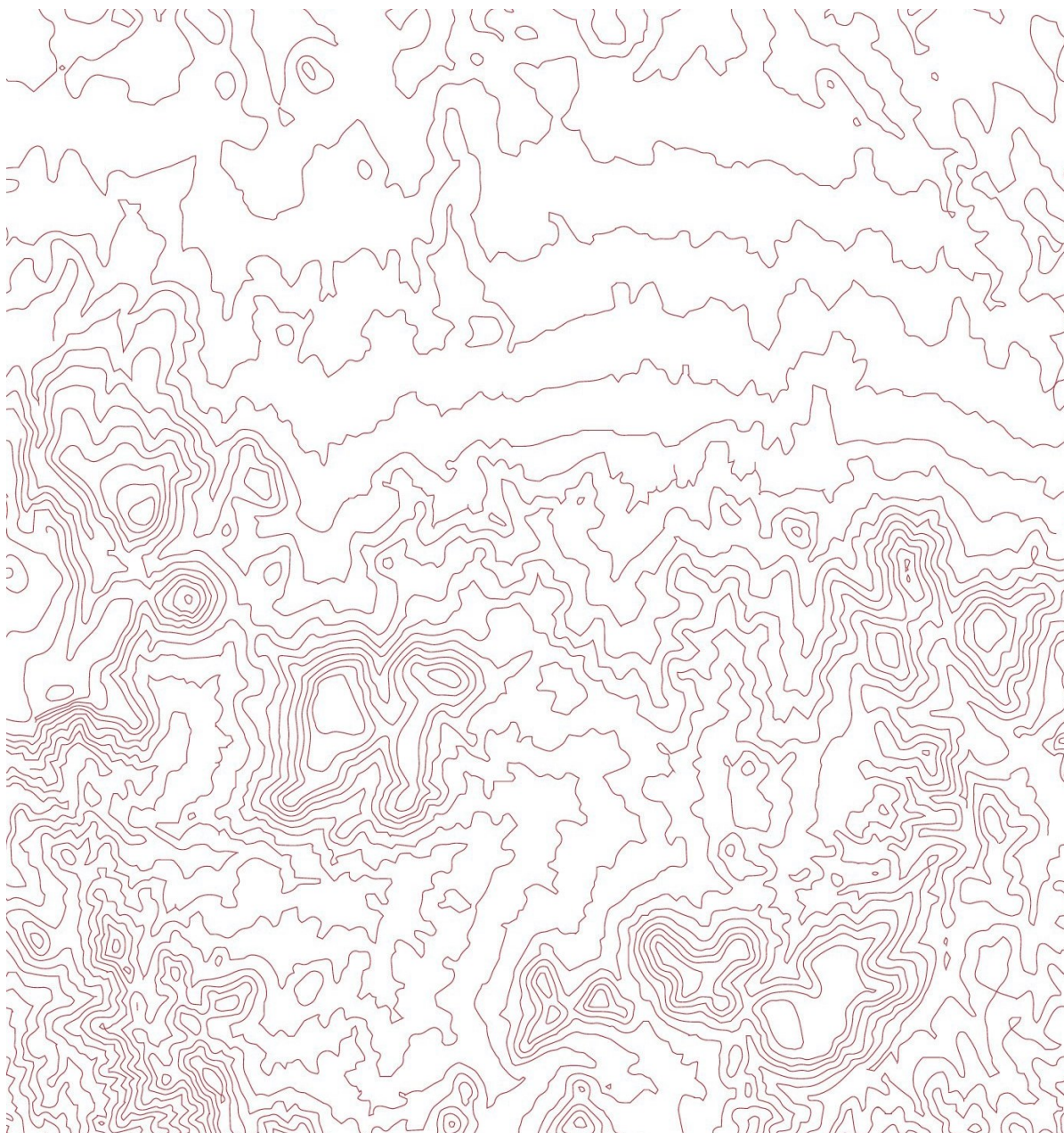
Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Erneuerbare Energien

Bericht vom Juli 2025

Konzept Photovoltaik-Förderung und Nutzungsstrategie Photovoltaik Potenziale

Zusatzauswertungen zum Grundlagenbericht





Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

Dr. Sabine Perch-Nielsen
Lukas Lanz
Ramona Stoll
Jimmy Kochuparampil
Daniel Andersen
Dr. Michel Müller

EBP Schweiz AG
Mühlebachstrasse 11
8032 Zürich
Schweiz
Telefon +41 44 395 16 16
info@ebp.ch
www.ebp.ch

BFE-Bereichsleitung: Wieland Hintz, wieland.hintz@bfe.admin.ch

BFE-Projektnummer: 224395

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittingen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Zusammenfassung

Einleitung und Hintergrund: Im Auftrag des Bundesamts für Energie erarbeitete EBP einen Grundlagenbericht zur Koordination der Anreize für den Ausbau der Photovoltaik (PV) in der Schweiz und zur Nutzung der Potenziale. Aufbauend auf den umfassenden Datengrundlagen aus den Arbeiten im Grundlagenbericht wurden vertiefende Analysen durchgeführt. Ziel der vorliegenden Zusatzauswertungen ist es, die bisherigen finanziellen Anreize durch die Abnahmevergütung und durch Steuerabzüge sowie deren Wirkung auf den Ausbau der Photovoltaik in der Schweiz noch genauer zu beleuchten.

Zusatzbericht analysiert ausgewählte finanzielle Anreize und deren Wirkung

Wirkung der Abnahmevergütung: Anhand von rund 140'000 PV-Anlagen wurde untersucht, ob ein Zusammenhang zwischen der Höhe der Abnahmevergütung in einem Verteilnetzgebiet und der Ausschöpfung der Dachflächen mit Photovoltaik besteht. Die Analyse zeigt, dass höhere Abnahmevergütungen im Grundsatz zu einer leicht höheren Ausschöpfung der Dachflächen mit Photovoltaik führt (siehe Abbildung 1) - der Zusammenhang ist jedoch insbesondere bei 10-30 kW Anlagen nicht sehr ausgeprägt. Ausnahme bilden Anlagen <10 kW. Die Analyse zeigt auf, dass diese zu grossen Anteilen auf Dächern mit viel grösserem Potenzial gebaut werden. Dies lässt vermuten, dass sich in dieser Kategorie diejenigen Anlagen «sammeln», die eigenverbrauchsoptimiert werden und die Grösse des Daches nicht ausschöpfen.

Abnahmevergütung relevant für Ausbau, Eigenverbrauchsoptimierung auch

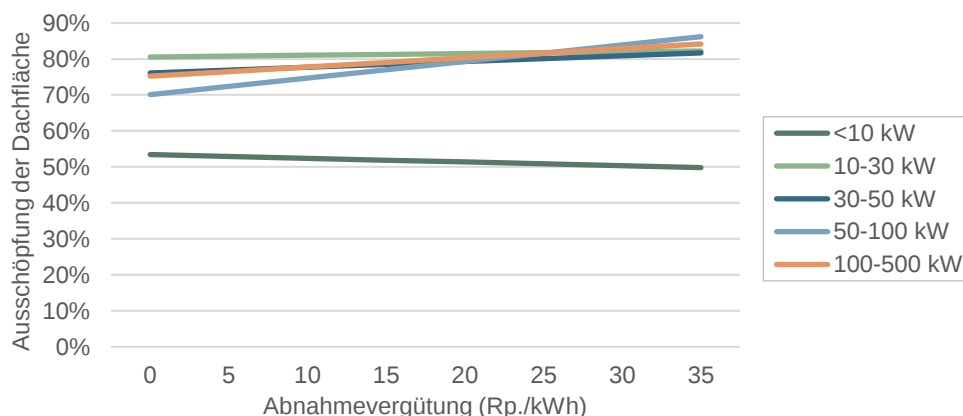


Abbildung 1: Interaktion zwischen der Höhe der Abnahmevergütung und der Anlagengrösse zur Ausschöpfung der verfügbaren Dachfläche

Finanzielle Anreize in Form von Differenzen zwischen Abnahmevergütung und Grosshandelspreisen: Mit dem gleichen Datensatz wurde die Höhe der finanziellen Anreize durch die Abnahmevergütungen von 2017 bis 2024 bestimmt (zusätzliche Abnahmevergütung im Vergleich zu Grosshandelspreisen). Die Analyse zeigt, dass die Preisdifferenzen über die Jahre insb. auch wegen der Energiekrise 2021/22 erheblich schwankten (siehe Abbildung 2). Netto haben die Verteilnetzbetreibenden über die vergangenen acht Jahre rund 52 Mio. Fr. (0.4 Rp/kWh) als finanziellen Anreiz in Form von zusätzlichen Abnahmevergütungen über den Grosshandelspreisen an Betreibende

Abnahmevergütung mit leicht positivem finanziellem Anreiz, Einzelfälle können stark variieren

von PV-Anlagen ausbezahlt. Die Abnahmevergütungen unterschieden sich dabei nicht so stark nach Anlagengrösse und waren oft jährlich stabil. Dies führte zu höheren finanziellen Anreizen im Sommerhalbjahr und für grosse Anlagen (relativ an den Gestehungskosten).

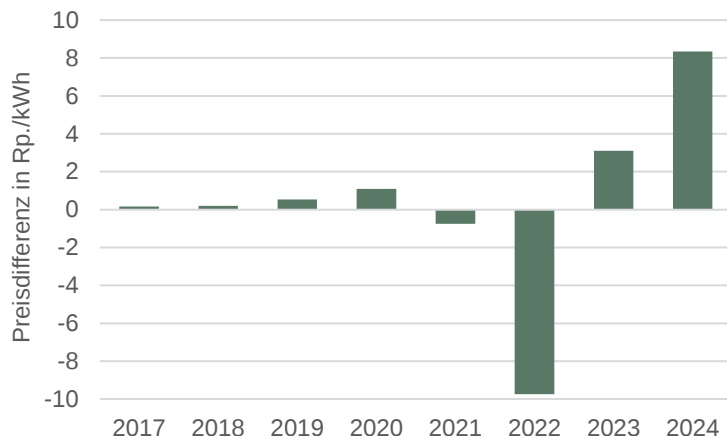


Abbildung 2: Differenz zwischen Abnahmevergütung und Grosshandelspreisen über alle PV-Anlagen von 2017 bis 2024

Entgangene Steuererträge: Neben den Abnahmevergütungen wurde die bisher ebenso unbekannte Rolle von Steuererleichterungen bei PV-Anlagen analysiert. Es zeigt sich, dass eine Privatperson beim Bau einer 15 oder 50 kW PV-Anlage im Schnitt von einer Steuerersparnis von 8'000 bis 10'000 Fr. profitiert. Die Ersparnis variiert jedoch regional stark und ist insbesondere abhängig vom Haushaltseinkommen: Während einkommensschwache Haushalte fast nicht profitieren, beträgt die Ersparnis einer identischen PV-Anlage für einkommensstarke Haushalte über 15'000 Fr. Grob hochgerechnet auf die ganze Schweiz sind dem Schweizer Fiskus zwischen 2013 und 2023 Steuererträge von Privatpersonen zwischen 0.7 bis 1 Mrd. Fr. entgangen (siehe Abbildung 3). Die finanziellen Anreize durch die Steuerabzüge bewegen sich damit in der Grössenordnung der Einmalvergütung.

Entgangene Steuererträge von 2013 bis 2023: rund 0.7 bis 1 Mrd. Fr.

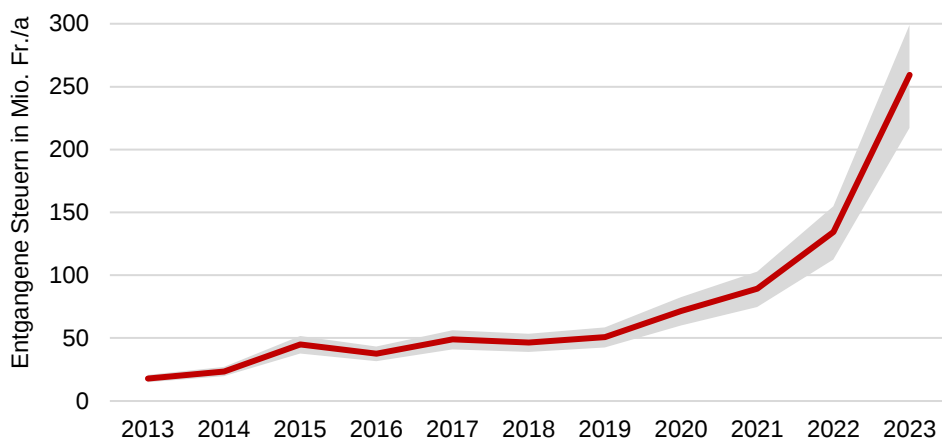


Abbildung 3: Erste grobe Abschätzung der entgangenen Steuererträge in der Schweiz durch PV-Anlagen von Privatpersonen von 2013 bis 2023

Résumé

Introduction et contexte : à la demande de l'Office fédéral de l'énergie, EBP a rédigé un rapport de base sur la coordination des incitations visant à développer le photovoltaïque (PV) en Suisse et à exploiter son potentiel. Des analyses approfondies ont été réalisées à partir des données exhaustives issues des travaux menés dans le cadre du rapport de base. L'objectif des présentes évaluations complémentaires est d'examiner de manière encore plus approfondie les incitations financières existantes sous forme de tarifs de reprise et de déductions fiscales, ainsi que leur impact sur le développement du photovoltaïque en Suisse.

Un rapport complémentaire analyse certaines incitations financières et leurs effets

Effet de la rémunération de rachat : sur la base d'environ 140 000 installations photovoltaïques, une étude a été menée afin de déterminer s'il existe un lien entre le montant du tarif de reprise dans une zone de réseau de distribution et l'exploitation des surfaces de toiture pour l'installation de panneaux photovoltaïques. L'analyse montre que des tarifs de reprise plus élevés conduisent en principe à une exploitation légèrement plus importante des surfaces de toiture pour l'installation de panneaux photovoltaïques (voir Figure 1) - le lien n'est toutefois pas très marqué, en particulier pour les installations de 10 à 30 kW. Les installations de moins de 10 kW constituent une exception. L'analyse montre que celles-ci sont en grande partie construites sur des toitures présentant un potentiel beaucoup plus important. Cela laisse supposer que cette catégorie « regroupe » les installations optimisées pour la consommation propre et qui n'exploitent pas pleinement la taille de la toiture.

Tarif de reprise pertinente pour le développement, optimisation de la consommation propre également

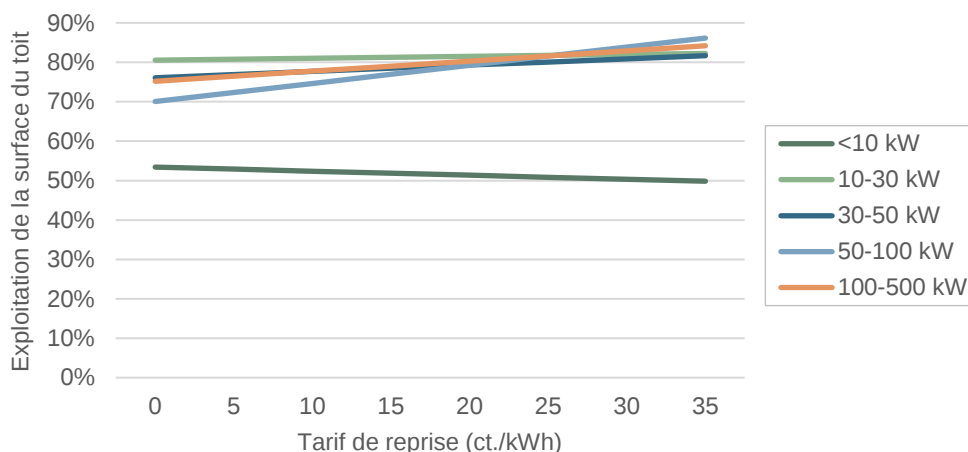


Figure 1 : Interaction entre le montant du tarif de reprise et la taille de l'installation pour exploiter la surface de toiture disponible

Incitations financières sous forme de différences entre le tarif de reprise et les prix de gros : à partir du même ensemble de données, le montant des incitations financières a été déterminé par les tarifs de reprise de 2017 à 2024 (tarif de reprise supplémentaire par rapport aux prix de gros). L'analyse montre que les différences de prix ont considérablement fluctué au fil des ans, notamment en raison de la crise énergétique de 2021/22 (voir Figure 2). Au total, les gestionnaires de réseau de distribution ont versé environ 52 millions de francs (0,4 ct./kWh) au cours des huit dernières années sous

Tarif de reprise avec incitation financière légèrement positive, les cas individuels peuvent varier considérablement

forme d'incitations financières aux exploitants d'installations photovoltaïques, sous la forme de rétributions supplémentaires supérieures aux prix de gros. Les tarifs de reprise ne variaient pas beaucoup en fonction de la taille des installations et étaient souvent stables d'une année à l'autre. Cela a conduit à des incitations financières plus élevées pendant la période estivale et pour les grandes installations (par rapport aux coûts de production).

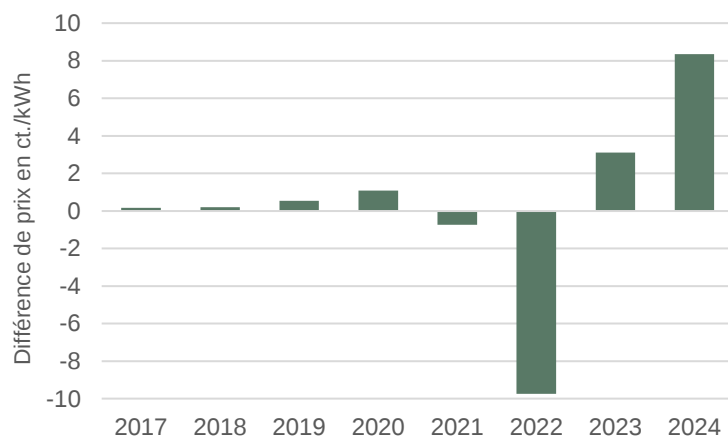


Figure 2 : Différence entre les tarifs de reprise et les prix de gros pour toutes les installations photovoltaïques de 2017 à 2024

Perte de recettes fiscales : outre les tarifs de reprise, le rôle jusqu'ici méconnu des allègements fiscaux pour les installations photovoltaïques a été analysé. Il apparaît qu'un particulier qui construit une installation photovoltaïque de 15 ou 50 kW bénéficie en moyenne d'un allègement fiscal de 8 000 à 10 000 francs. Toutefois, cette économie varie fortement d'une région à l'autre et dépend notamment du revenu du ménage : alors que les ménages à faibles revenus n'en profitent pratiquement pas, l'économie réalisée sur une installation photovoltaïque identique s'élève à plus de 15 000 francs pour les ménages à revenus élevés. Selon une estimation approximative pour l'ensemble de la Suisse, le fisc suisse a perdu entre 0,7 et 1 milliard de francs de recettes fiscales provenant des particuliers entre 2013 et 2023 (voir Figure 3). Les incitations financières liées aux déductions fiscales sont donc du même ordre de grandeur que la rémunération unique.

Perte de recettes fiscales de 2013 à 2023 : environ 0,7 à 1 milliard de francs

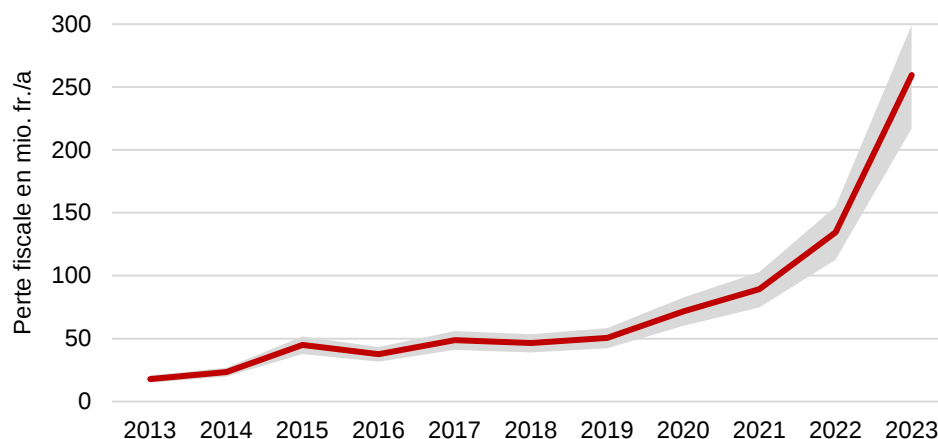


Figure 3 : Première estimation approximative des recettes fiscales perdues en Suisse par les installations photovoltaïques des particuliers entre 2013 et 2023

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	8
2.	Wirkung der Abnahmevergütung	9
2.1	Vorgehen	9
2.2	Resultate	12
3.	Finanzielle Anreize in Form von Differenzen zwischen Abnahmevergütung und Grosshandelspreisen	15
3.1	Vorgehen	15
3.2	Resultate	17
4.	Entgangene Steuererträge	21
4.1	Steuerliche Auswirkungen von PV-Anlagen	21
4.2	Vorgehen	22
4.3	Entgangene Steuererträge von Referenzanlagen	26
4.4	Entgangene Steuererträge in der Schweiz	31

Anhang

A1	Resultate der statistischen Analysen	32
----	--------------------------------------	----

1. Einleitung

Im Auftrag des Bundesamts für Energie erarbeitete EBP einen Grundlagenbericht zur Koordination der Anreize für den Ausbau der Photovoltaik (PV) in der Schweiz und zur Nutzung der Potenziale¹. Der Grundlagenbericht analysiert umfassend die Wirkung und das Zusammenspiel staatlicher Massnahmen zur Förderung der PV in der Schweiz und entwickelt darauf basierend verschiedene Nutzungsszenarien sowie Optimierungsvorschläge für die künftige Ausgestaltung der Förderinstrumente.

Grundlagenbericht:
Förderung und Potenzialnutzung

Im Rahmen dieser Arbeiten wurden detaillierte Datengrundlagen zum bisherigen Ausbau und den Potenzialen von PV-Anlagen, sowie deren Kosten und Förderung erhoben. Diese umfassende Datenbasis wird im vorliegenden Zusatzbericht genutzt, um ausgewählte finanzielle Anreize und deren Wirkung auf den PV-Ausbau noch genauer zu beleuchten. Konkret lag der Fokus auf folgenden drei Bereichen:

Zusatzbericht: Nutzung Datengrundlagen für weitere Analysen

- **Wirkung der Abnahmevergütung auf den bisherigen PV-Ausbau:** Untersuchung des Zusammenhangs zwischen der Höhe der Abnahmevergütung in einem Verteilnetzgebiet und der Ausschöpfung der Dachflächen mit Photovoltaik
- **Höhe der finanziellen Anreize durch die Abnahmevergütung:** Quantifizierung der finanziellen Anreize des PV-Ausbaus durch die Abnahmevergütungen in Form der zusätzlichen Vergütungen im Vergleich zu Grosshandelspreisen
- **Höhe der entgangenen Steuererträge bei PV-Anlagen:** Abschätzung der entgangenen Steuererträge durch Steuererleichterungen auf bisher erstellte PV-Anlagen bei Privatpersonen

1 EBP (2024): Konzept Photovoltaik-Förderung und Nutzungsstrategie Photovoltaik Potenziale. Im Auftrag des Bundesamts für Energie. [Link](#)

2. Wirkung der Abnahmevergütung

Verteilnetzbetreibende (VNB) sind verpflichtet, erneuerbaren Strom in ihrem Netzgebiet auf Anfrage abzunehmen und angemessen zu vergüten (EnG Art. 15). Dabei können Netzbetreibende und PV-Strom-Produzierende eine gemeinsame Vergütungsvereinbarung treffen. Falls keine Einigung erzielt wird, gilt ab dem 1. Januar 2026 ein schweizweit harmonisierter Preis. Bisher galt, dass die VNB den erneuerbaren Strom abnehmen mussten und dazu eine Abnahmevergütung bestimmten, die sich an den Beschaffungskosten gleichwertigen Stroms orientieren musste.

Abnahmepflicht der Netzbetreibenden

Eine höhere Abnahmevergütung für den eingespeisten Strom verbessert im Grundsatz die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage. In diesem Kapitel wird analysiert, welche Wirkung die bisherigen Abnahmevergütungen beim Ausbau der Photovoltaik hatten. Untersucht wird konkret, ob ein Zusammenhang zwischen der Höhe der Abnahmevergütung in einem Verteilnetzgebiet und der Ausschöpfung der Dachflächen mit Photovoltaik besteht.

Zusammenhang Höhe der Abnahmevergütung und Ausschöpfung der Dachfläche

2.1 Vorgehen

Im Folgenden wird das Vorgehen für die Auswertung mit den Datenquellen, Eingrenzungen und Annahmen, sowie der Aufbau des statistischen Modells erläutert. Folgende Datenquellen wurden genutzt:

Vorgehen

— **Pronovo** ist zuständig für die Abwicklung der PV-Förderprogramme des Bundes und erhebt Daten aller geförderten PV-Anlagen. Es lagen für die Auswertung Informationen zu allen geförderten PV-Anlagen mit Inbetriebnahmedatum bis 2. Oktober 2024 vor.

Datenquellen

— **VESE** (Verband unabhängiger Energieerzeuger) betreibt mit pvtarif.ch eine Informationsplattform zu den Abnahmevergütungen einer Vielzahl von VNB und zu den Bedingungen für Betreibende von PV-Anlagen. Für diese Auswertung stellte VESE die Tarife über ein API-Interface zur Verfügung.

Für die Analyse der Wirkung der Abnahmevergütung wurden folgende Eingrenzungen und Annahmen gefällt:

Eingrenzungen und Annahmen

— **Anlagentyp**: Nur Dachanlagen wurden berücksichtigt.

— **Anlagengrösse**: Es wurden nur Anlagen mit einer Leistung bis 500 kW einbezogen. Bei grösseren Leistungen handelt es sich häufig um Industrie- oder Gewerbebetriebe, die Anlagen bisher oft nur mit hohem Eigenverbrauch realisierten. Diese Anlagen sind weniger von der Höhe der Abnahmevergütung abhängig.

— **Berechnete Ausschöpfung der verfügbaren Dachfläche**: Es flossen nur Anlagen in die Analyse ein, für welche die berechnete Ausschöpfung verfügbar war. Anlagen mit einer berechneten Ausschöpfung über 167 % wurden als Ausreisser entfernt (Details zur Herleitung der Grenze folgen

unten). Die Ausschöpfung wird definiert durch die Fläche der geförderten PV-Anlage geteilt durch die geschätzte geeignete Dachfläche.²

- **Zuordnung zu VNB:** Nur Anlagen, für die der VNB ermittelt werden konnte (entweder direkt durch die vorhandene Information von Pronovo oder durch Zuweisung via Postleitzahl), wurden berücksichtigt.
- **Datenverfügbarkeit pvtarif.ch:** Daten zu Abnahmevergütungen sind ab 2017 verfügbar. Es wurden nur PV-Anlagen berücksichtigt, für welche im Inbetriebnahmejahr und im Vorjahr Daten der Tarife vorhanden sind.

Die PV-Anlagen wurden anhand ihrer Leistung in Grössenklassen eingeteilt: <10 kW, 10-30 kW, 30-50 kW, 50-100 kW und 100-500 kW.

Kategorisierung in Leistungsklassen

Die Tarife für die Abnahmevergütung variieren je nach VNB. Es gibt jährliche, halbjährliche oder quartalsweise Vergütungen als auch Nieder- und Hochtarife (z.B. Tag-/Nachtstrom). Einige VNB bieten je nach installierter Leistung der PV-Anlage unterschiedliche Vergütungen an. Die Daten enthalten sämtliche Tarifstrukturen der VNB. Bietet ein VNB den Tarif nicht als Jahrestarif an, berechnet VESE daraus den effektiven Durchschnittstarif pro Jahr. Für diese Auswertung wurde jeweils der Jahrestarif verwendet. Falls der VNB einen leistungsabhängigen Tarif ausweist, wurde dieser berücksichtigt. VESE veröffentlicht auch Daten zur Vergütung für den Herkunftsnachweis (HKN). In dieser Auswertung wurde die Vergütung der Energie und für den HKN gemeinsam betrachtet und summiert.

Systematik der Vergütungen

Es wird angenommen, dass der Entscheid zum (Aus)bau einer PV-Anlage mehrere Monate vor der Inbetriebnahme gefällt wird. Deswegen wird in der statistischen Analyse eine durchschnittliche Abnahmevergütung vom Inbetriebnahmejahr und dem Vorjahr eingesetzt.

Verzögerung zwischen Entscheidung und Inbetriebnahme

Es wurde ein Linear Mixed Model (LMM) aufgestellt, um zu untersuchen, wie die Ausschöpfung der verfügbaren Dachfläche mit der Höhe der Abnahmevergütung zusammenhängt. Bei einem LMM werden sowohl «feste» Effekte, welche allgemeine Zusammenhänge zwischen diesen Variablen beschreiben, als auch «zufällige» Effekte berücksichtigt, um unbeobachtete Variation zwischen Jahren und Anlagengrössen zu erfassen.

Statistische Auswertung (LMM)

Mit dem Modell wurde untersucht, wie die Abnahmevergütung und die Anlagengrösse zusammenwirken und die Ausschöpfung der Dachfläche beeinflussen. Konkret bedeutet dies für die festen Effekte: Es wird nicht nur der einzelne Effekt der Abnahmevergütung oder der Grösse isoliert betrachtet, sondern auch, wie sich diese beiden Faktoren in Kombination auswirken. So wird beispielsweise erfasst, ob eine höhere Vergütung bei grösseren Anlagen zu einer überproportionalen Steigerung der Ausschöpfung führt oder ob der Effekt der Vergütung bei kleineren Anlagen anders ausfällt.

Feste Effekte: Abnahmevergütung und Anlagengrösse

Um Schwankungen durch aussergewöhnliche Ereignisse in einem Jahr im Modell zu berücksichtigen, wurden zufällige Effekte für das Inbetriebnahmejahr eingeführt. Ein Beispiel: Der markante Anstieg der Strompreise im Jahr 2022 hat möglicherweise die Ausschöpfung der Dächer beeinflusst, ist jedoch durch die anderen erklärenden Variablen nicht abgedeckt. Durch den

Zufällige Effekte: Jahr der Inbetriebnahme

2 Für Details zum Vorgehen: siehe Grundlagenbericht ([Link](#))

zufälligen Effekt für das Inbetriebnahmejahr kann dieser spezielle Einfluss für 2022 und vergleichbare Jahre berücksichtigt werden.

Zusätzlich wurden auch zufällige Effekte für die Anlagengrösse eingeführt, die jedoch für jede Grössenklasse in jedem Jahr separat modelliert werden. Das hilft dabei, Unterschiede in der Ausschöpfung zwischen verschiedenen Grössenklassen innerhalb jedes Jahres abzubilden, die nicht direkt mit der Höhe der Abnahmevergütung zusammenhängen. So kann etwa festgestellt werden, dass Anlagen in einer bestimmten Grössenklasse, ungeachtet der Vergütung, sich systematisch anders verhalten bei höheren Abnahmevergütungen als Anlagen in einer anderen Klasse.

Zufällige Effekte:
Anlagengrösse

Betrachtete Anlagen

Zwischen Januar 2018 und Oktober 2024 wurden 150'536 PV-Anlagen, für die eine Ausschöpfung der Dachfläche berechnet werden konnte, mit einer Leistung von 3'313 MW in Betrieb genommen. Nach dem Abzug aller nicht zu betrachtenden Anlagen (siehe Annahmen oben) verbleiben 136'188 PV-Anlagen mit einer Leistung von 2'501 MW (siehe Abbildung 4 für die Anzahl und Abbildung 5 für die Leistung dieser Anlagen). Die Anzahl der Anlagen wird von Leistungen bis zu 30 kW dominiert, die Leistung von Anlagen zwischen 10 und 30 kW.

Analyse von rund
140'000 Anlagen

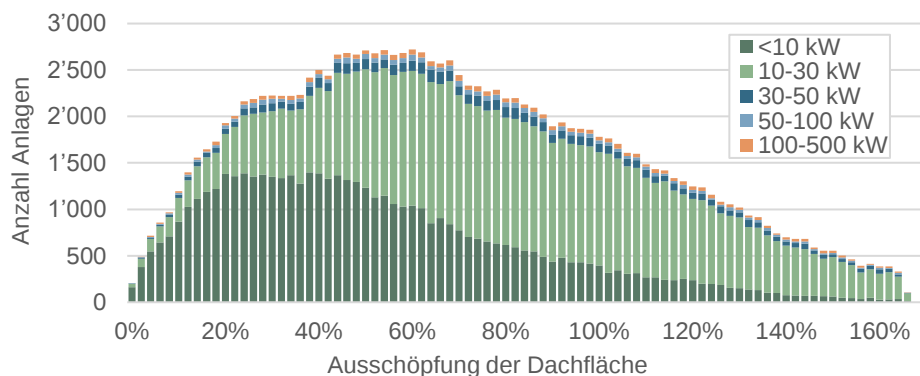


Abbildung 4: Ausschöpfung der Dachfläche und Anlagengrösse von geförderten PV-Anlagen, die zwischen 2018 und Oktober 2024 in Betrieb genommen wurden.

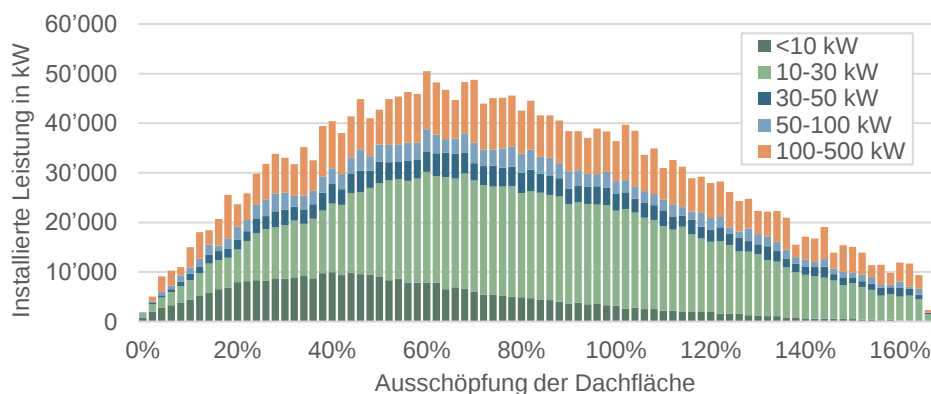


Abbildung 5: Ausschöpfung der Dachfläche und Anlagengrösse der installierten Leistung von geförderten PV-Anlagen, die zwischen 2018 und Oktober 2024 in Betrieb genommen wurden.

Die Abbildungen zeigen, dass Dachflächen oft zu mehr als 100% ausgeschöpft werden. Dafür gibt es mehrere mögliche Gründe:

Überschätzung der Ausschöpfung der Dachfläche

- Es wurde angenommen, dass nur 60% der physisch verfügbaren Dachfläche für PV genutzt werden kann. Dies kann aufgrund von Dachaufbauten wie Lüftungsrohren, Kaminen, Lichtkuppeln oder Dachterrassen sein. Bei einer vollständigen Nutzung der Dachfläche entspräche dies einer theoretischen Ausschöpfung von bis zu 167%. Die Annahme eines Nutzungsgrads von 60 % stützt sich auf bestehende Potenzialabschätzungen³. Die Verteilung der tatsächlichen Ausschöpfung (siehe Abbildung 4 und Abbildung 5) legt jedoch nahe, dass dieser Wert eher konservativ ist. Im Vergleich mit anderen Studien zeigt sich, dass unterschiedliche Reduktionsfaktoren für die nutzbare Dachfläche verwendet werden⁴. Eine differenzierte Annahme des Reduktionsfaktors, beispielsweise abhängig von der Anlagengrösse, könnte die Modellierung weiter verbessern.
- Es wurden nur Dachflächen mit den Eignungsklassen «sehr gut» und «hervorragend» als Potenzial berücksichtigt. Es ist jedoch möglich, dass PV-Anlagen auch auf weniger geeigneten Flächen installiert wurden.
- Es wurden nur Teilflächen über 10 m² als Potenzial berücksichtigt. Es ist jedoch möglich, dass PV-Anlagen auch auf kleineren Teilflächen eines Daches installiert wurden.
- Falls eine PV-Anlage unter einer Adresse registriert ist, aber tatsächlich mehrere Dächer nutzt (wie z.B. bei Reihenhäusern oder Industriegebäuden) kann dies auch zu einer Ausschöpfung über 100% führen.

2.2 Resultate

Die Ergebnisse des entwickelten Linear Mixed Model (LMM) zeigen, dass Anlagen verschiedener Grössen unterschiedlich auf steigende Abnahmevergütungen reagieren (Abbildung 6). Die Resultate der Modellierung sind in Tabelle 3 und Tabelle 4 in Anhang A1 aufgelistet.

Resultate der statistischen Auswertung

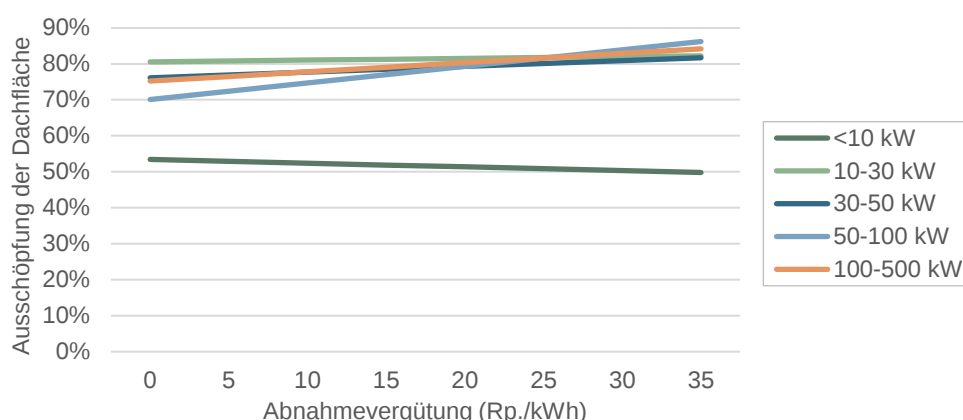


Abbildung 6: Interaktion zwischen der Höhe der Abnahmevergütung und der Anlagengrösse zur Ausschöpfung der verfügbaren Dachfläche

³ Anderegg, D. et al (2022): Photovoltaik Potenzial auf Dachflächen in der Schweiz. [Link](#)

⁴ Berner Fachhochschule (2023): Potential for PV installations in Switzerland. (nicht veröffentlicht)

Zusammenhänge unabhängig von der Vergütung

Das Modell zeigt, dass die kleinsten Anlagen *unabhängig* von der Vergütung die verfügbaren Dachflächen relevant weniger ausnutzen: Bei einer Abnahmevergütung von 0 (= Achsenabschnitt = Ausgangsniveau) liegt die Ausschöpfung für Anlagen < 10 kW bei 53% versus 70 bis 80% bei den grösseren Anlagen.

Unterschiedliches Ausgangsniveau der Ausschöpfung

Um dieses überraschende Resultat zu erklären, stellt sich die Frage, wo die kleinen Anlagen < 10 kW installiert werden. Eine Analyse dazu zeigt: Die kleinen PV-Anlagen <10 kW nutzen nur einen geringen Teil der verfügbaren Dachfläche (siehe Abbildung 7 links). Wenn man stattdessen die Dächer mit einem *Potenzial* von bis 10 kW betrachtet (Abbildung 7 rechts), zeigt sich, dass diese oft voll belegt werden. Die meisten kleinen Dachflächen werden also vollständig mit PV-Anlagen ausgeschöpft, aber viele der kleinen Anlagen werden auch auf grösseren Dächern installiert. Das deutet darauf hin, dass bei grösseren Dachflächen die PV-Anlage für den Eigenverbrauch ausgelegt sind. In der Leistungskategorie < 10 kW sammeln sich also kleine Anlagen auf ganz unterschiedlich grossen Dächern.

Kleine PV-Anlagen werden auf Dächern gebaut mit grösserem Potenzial

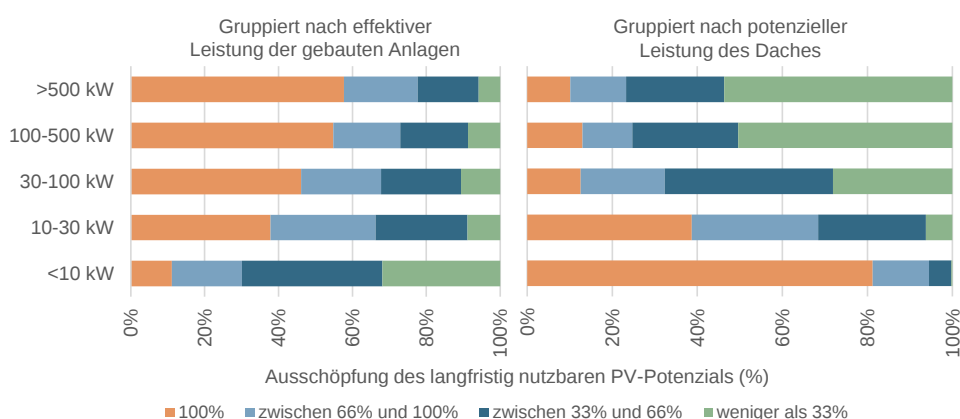


Abbildung 7: Ausschöpfung der Dachflächen nach Leistung der installierten PV-Anlagen (links) und nach dem theoretischen Leistungspotenzial einer Dachfläche (rechts)

Zusammenhänge mit der Vergütung

Die Resultate zeigen auch, dass die Anlagen je nach Grössenklasse unterschiedlich auf eine steigende Abnahmevergütung reagieren. Bei hohen Abnahmevergütungen werden die Dachflächen bei PV-Anlagen ab 10 kW wie erwartet stärker ausgeschöpft. Anlagen im Bereich 50 bis 100 kW weisen dabei den stärksten Anstieg auf. Bei den Anlagen zwischen 10 und 30 kW wird die Dachfläche bei höheren Abnahmevergütungen nur minim stärker ausgeschöpft und bei den kleinsten Anlagen (<10 kW) wird wider Erwarten das Dach bei höherer Abnahmevergütung sogar etwas weniger stark ausgeschöpft.

Ausschöpfung reagiert leistungs-spezifisch auf Abnahmevergütung

Wie oben erläutert, befinden sich die Anlagen <10 kW auf ganz unterschiedlich grossen Dächern. Dies könnte darauf hinweisen, dass sich in dieser Kategorie genau diejenigen Anlagen «sammeln», die eigenverbrauchsoptimiert und damit kleiner gebaut werden. Auch mit hoher Abnahmevergütung wird nicht die allenfalls rentable grosse Anlage gebaut, sondern die rentabelste

Sammlung der eigenverbrauchsoptimierten Anlagen in der Kategorie < 10 kW

eigenverbrauchsoptimierte kleinere Anlage. Der Entscheid für eine eigenverbrauchsoptimierte Anlage wird nicht nur von den Gebäudebesitzerinnen und -besitzern geprägt, sondern auch von den ausführenden Fachbetrieben. Zeigen diese der Kundschaft nur das eine rentabelste Konzept mit einer eigenverbrauchsoptimierten Anlage, werden grössere Anlagen womöglich gar nicht erst in Betracht gezogen.

Die Analyse der zufälligen Effekte zeigt, dass auch unabhängig von der Vergütung die durchschnittliche Ausschöpfung zwischen den Jahren und den Anlagengrössen leicht schwankt (siehe dazu Tabelle 4 in Anhang A1). Damit werden kleinere, aber systematische Unterschiede zwischen den Grössenklassen innerhalb eines bestimmten Jahres abgebildet.

Zufällige Effekte berücksichtigen systematische Unterschiede

Die Restvarianz des Modells (Residuen) weist eine Standardabweichung von 0.351 auf. Ein Teil der Unterschiede zwischen den Anlagen kann also nicht durch Vergütung, Grössenklasse oder diese zufälligen Effekte innerhalb eines Jahres erklärt werden. Dies entspricht den Erwartungen, da es zahlreiche zusätzliche Faktoren gibt, welche die Ausschöpfung des Dachs beeinflussen. So können bauliche Restriktionen (Dachstatik, Ausrichtung und Neigung des Dachs, Verschattungen durch benachbarte Gebäude oder Bäume) eine Rolle spielen. Auch finanzielle Aspekte, etwa der verfügbare Investitionsbetrag, können Haushalte oder Unternehmen davon abhalten, das Dachpotenzial voll auszuschöpfen. Schliesslich bestimmen auch Marktbedingungen, beispielsweise die Verfügbarkeit von Handwerksbetrieben und die Kosten für Planung und Installation, massgeblich, in welchem Umfang die Dachfläche letztlich genutzt wird.

Modell erklärt Unterschiede nur teilweise

Ein zentraler Aspekt, der in der Datenanalyse zudem nicht abgebildet werden kann, ist der Zeitpunkt der Entscheidung für den Bau einer PV-Anlage. Für die vorliegende Auswertung steht lediglich das Inbetriebnahmedatum zur Verfügung. Zwischen der Entscheidungsfindung und der eigentlichen Inbetriebnahme können sich jedoch die Rahmenbedingungen, insbesondere die Höhe der Abnahmevergütung, erheblich verändern. Diesem Umstand wurde zwar Rechnung getragen, in dem die mittlere Vergütung des Inbetriebnahmejahrs und des Vorjahrs betrachtet wurde, aber je nach Anlage kann dieser Mittelwert die Ausgangslage beim Entscheidzeitpunkt besser oder schlechter widerspiegeln.

Grenzen der Methode: Entscheidzeitpunkt

Darüber hinaus bleibt unklar, wer genau die Betreibenden der Anlagen sind und welches Ziel sie mit dem Bau der PV-Anlage verfolgen. Ob es sich um Privatpersonen, Unternehmen oder andere Akteure handelt, lässt sich in der Analyse nicht unterscheiden.

Grenzen der Methode: Anlagenbetreibertyp unklar

Insgesamt zeigt sich, dass höhere Abnahmevergütungen im Grundsatz zu einer höheren Ausschöpfung eines Dachs führen. Es zeigt sich jedoch auch, dass auch die Optimierung auf den Eigenverbrauch immer noch eine wichtige Rolle in der Dimensionierung von Anlagen spielt.

Abnahmevergütung relevant, Eigenverbrauchsoptimierung auch

3. Finanzielle Anreize in Form von Differenzen zwischen Abnahmevergütung und Grosshandelspreisen

Im Sommer 2023 untersuchte die Eidgenössische Finanzkontrolle die Einmalvergütung für PV-Anlagen und das Zusammenspiel mit anderen Massnahmen. Sie kritisierte unter anderem, dass die Höhe der finanziellen Anreize für die Photovoltaik nicht bekannt ist. Zwar liegen Daten für die kosten-deckende Einspeisevergütung (KEV) und der Einmalvergütung (EIV) vor. Die über die Abnahmevergütungen eingesetzten Mittel oder die entgangenen Steuererträge sind nicht bekannt. Die für den Grundlagenbericht erhobenen Daten ermöglichen, dazu erste Schätzungen zu machen, sowohl für die Abnahmevergütungen (aktuelles Kapitel) als auch für einen Teil der Steuererträge (Kapitel 4).

Kritik der eidgenössischen Finanzkontrolle

Wie zu Beginn des Kapitels 2 bereits erläutert sind VNB verpflichtet, erneuerbaren Strom in ihrem Netzgebiet abzunehmen und angemessen zu vergüten (EnG Art. 15). Bis Ende 2025 hatten die VNB eine Abnahmevergütung zu bestimmen, die sich an den Beschaffungskosten von gleichwertigem Strom und den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen orientierte (EnV Art. 12). Solange eine Einigung zwischen VNB und Produzentin erzielt werden konnte, waren die VNB bei der Definition der Abnahmevergütung bisher aber grundsätzlich frei. Den so abgenommen inländischen erneuerbaren Strom durften die VNB bisher zu Beschaffungskosten inkl. Kosten für die Herkunftsnachweise in die Tarife der Grundversorgung überwälzen (StromVG Art. 6 Abs. 5bis)⁵. Um Investitionen in die PV anzuregen, setzten viele VNB ihre Abnahmevergütungen bewusst über dem laufenden Grosshandelspreis an. Für diese Studie werden die Differenzen der Abnahmevergütung zu den Grosshandelspreisen als finanzielle Anreize definiert und quantifiziert. Abnahmevergütungen über dem Grosshandelspreis werden als positive finanzielle Anreize betrachtet, solche darunter als negative.

Abnahmevergütung oft über dem Grosshandelspreis angesetzt

Im Gegensatz zu den volatilen Grosshandelspreisen am Strommarkt bietet die Abnahmevergütung üblicherweise einen jährlich festen Tarif. Das erhöht zwar die wahrgenommene Planungssicherheit, doch bei einer Betriebsdauer von Jahrzehnten bleibt die Rentabilitätsberechnung unscharf: Es lässt sich nicht genau feststellen, wann sich die Investitionen amortisiert haben.

Jährliche Abnahmevergütung führt zu unsicherer Rentabilitätsrechnung

3.1 Vorgehen

Der oben definierte finanzielle Anreiz (Differenz zwischen Abnahmevergütung und Grosshandelspreis) wird für alle geförderten PV-Anlagen in der Schweiz berechnet. Für jede Anlage wird die Abnahmevergütung erhoben

Quantifizierung der finanziellen Anreize

⁵ Ab 1. Januar 2026 ändert die Gesetzgebung in EnG Art. 15: Falls keine Einigung über die Vergütung erzielt wird, gelten neu schweizweit harmonisierte Abnahmevergütungen, die sich am vierteljährlich gemittelten Grosshandelspreis orientieren. Für Anlagen unter 150 kW werden zudem Minimalvergütungen eingeführt. Der abgenommene erneuerbare PV-Strom darf weiterhin zu durchschnittlichen Beschaffungskosten in die Grundversorgung überwälzt werden.

(Rp./kWh), der Grosshandelspreis (Rp./kWh) abgezogen und schliesslich mit der abgeschätzten Jahresproduktion multipliziert.

Für die Analyse der finanziellen Anreize wurden als Basis dieselben Datenquellen von **Pronovo** und **VESE** (siehe Kapitel 2) verwendet. Dabei wurde die Abnahmevergütung jeder Anlage für jedes Jahres seit ihrer Inbetriebnahme berücksichtigt.

Datenquellen und Methodik

Zusätzlich wurden Daten von folgenden Quellen bezogen:

- Die **Eigenverbrauchsanteile** basieren auf Annahmen vom Grundlagenbericht⁶ und den gemessenen Werten der EIV-Evaluation⁷.
- **Grosshandelspreise:** Die stündlichen Day-Ahead Preise⁸ (Euro/MWh) wurden zunächst in Franken⁹ umgerechnet. Anschliessend wurden für jeden Tag nur die Stunden ausgewählt, in denen Sonnenschein herrschte, basierend auf monatlichen Durchschnittswerten der Sonnenscheindauer¹⁰. Aus den so gefilterten Tagespreisen wurde für jedes Quartal im Zeitraum 2017 bis 2024 ein durchschnittlicher Grosshandelspreis berechnet.
- Die **spezifischen Erträge** (kWh/kW) von Dach- und Fassadenanlagen skalieren die finanziellen Anreize proportional zur installierten Leistung der Anlagen¹¹.

Auf Basis der aufbereiteten Daten und Annahmen wurden zwei zentrale Kennzahlen ermittelt:

Berechnete Kennzahlen

- **Preisdifferenz:** Differenz in Rappen pro Kilowattstunde zwischen der jährlichen Abnahmevergütung des Verteilnetzbetreibers und dem quartalsweise berechneten Grosshandelspreis. Die Preisdifferenz wird für jedes Quartal und jede Anlage berechnet.
- **Summe der Preisdifferenzen:** Effektiver finanzielle Anreiz in Franken (positiv oder negativ) pro Anlage und Quartal, berechnet aus der Preisdifferenz unter Berücksichtigung von Eigenverbrauch, installierter Leistung (kW) und spezifischem Ertrag (kWh/kW). Diese Kennzahl lässt sich nach Anlagengrösse oder zeitlich aggregiert auswerten.

Die Analysen wurden für Dach- und Fassadenanlagen vorgenommen, bei denen alle notwendigen Grundlagen vorhanden. Dies bedeutet konkret:

Eingrenzung: Dach und Fassadenanlagen mit allen Daten

- **Berechnete Ausschöpfung der verfügbaren Dachfläche:** Es flossen nur Anlagen in die Analyse ein, für welche die berechnete Ausschöpfung verfügbar war (vgl. Hinweise zur Methodik in Kapitel 2.1).

6 EBP (2024): Konzept Photovoltaik-Förderung und Nutzungsstrategie Photovoltaik Potenziale. Im Auftrag des Bundesamts für Energie. [Link](#)

7 EBP (2022): Externe Evaluation der Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und der Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) 2018 bis 2020. [Link](#)

8 ENTSO-e Transparency Platform: Day-ahead Prices Switzerland (2017-2024). [Link](#)

9 Europäische Zentralbank (EZB): Euro/Schweizer Franken, täglicher Wechselkurs. [Link](#)

10 Sonnenauf- und untergang nach Monat (Bern). [Link](#)

11 Bundesrat (2021): Stromerzeugung im Winter dank Fotovoltaik. [Link](#)

- **Zuordnung zum VNB:** Nur Anlagen, für die der VNB ermittelt werden konnte (entweder direkt durch die vorhandene Information von Pronovo oder durch Zuweisung via PLZ), wurden berücksichtigt.
- **Datenverfügbarkeit pvtarif.ch:** Daten zu Abnahmevergütungen sind ab 2017 verfügbar. Es wurden nur PV-Anlagen berücksichtigt, für welche im Inbetriebnahmejahr Daten der Tarife vorhanden sind.

Die Dach-Anlagen wurden anhand ihrer Leistung in Grössenklassen eingeteilt (<30 kW, 30-100 kW, 100-500 kW und >500 kW).

Kategorisierung in Leistungsklassen

Betrachtete Anlagen

Zwischen Januar 2017 und Oktober 2024 wurden 157'737 PV-Anlagen mit einer Leistung von 3'469 MW in Betrieb genommen, die die Kriterien für die Analyse vollständig erfüllen. Als Grundlage diente der gleiche Datensatz wie in Kapitel 2 – wegen den geringeren Einschränkungen flossen jedoch fast 20'000 PV-Anlagen mehr in die Analyse ein. Konkret wurden Anlagen im Jahr 2017, Anlagen über 500 kW und Fassadenanlagen ebenfalls betrachtet. Da die berechnete Ausschöpfung der Dachfläche nicht in die Analyse einfließt, wurden keine entsprechenden Ausreisser entfernt.

Analyse von rund 158'000 Anlagen

3.2 Resultate

Überblick

Die Preisdifferenz von Abnahmevergütung und Grosshandelspreisen schwankt für PV-Anlagen in der Schweiz über die Jahre erheblich. Die Differenz pro Kilowattstunde lag 2017 bis 2020 zwischen 0.1 und 1.1 Rp./kWh (siehe Abbildung 8). Während der Strommarktverwerfungen infolge des Ausbruchs des Ukrainekriegs kam es zu negativen Preisdifferenzen von - 0.7 Rp./kWh im Jahr 2021 und sogar - 9.7 Rp./kWh im Jahr 2022. Die von den VNB bezahlten Abnahmevergütungen für PV-Strom lagen in diesen Jahren also unter den jeweiligen Grosshandelspreisen am Strommarkt. Seither ist die Preisdifferenz wieder angestiegen auf durchschnittlich 8.3 Rp./kWh im Jahr 2024. Mengengewichtet ergibt sich daraus über die 8 Jahre eine Preisdifferenz von 0.4 Rp./kWh.

Preisdifferenz seit 2017 im Schnitt 0.4 Rp./kWh, aber stark schwankend

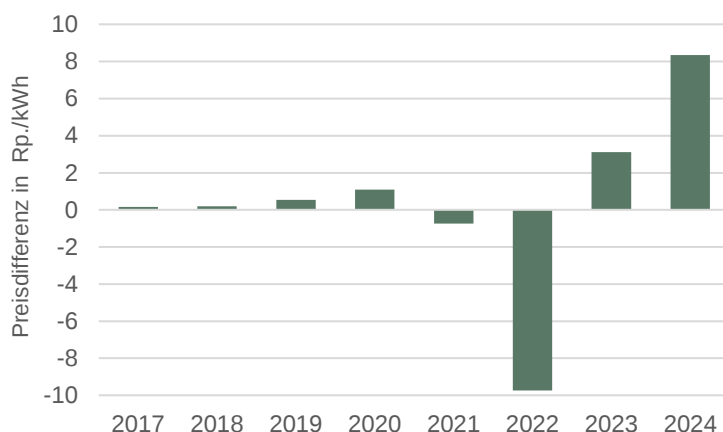


Abbildung 8: Preisdifferenz zwischen Abnahmevergütung und Grosshandelspreisen über alle PV-Anlagen von 2017 bis 2024

Im Durchschnitt erhielten die Anlagenbetreibenden also über die Abnahmevergütung einen leichten zusätzlichen finanziellen Anreiz im Vergleich zu den Grosshandelspreisen. Zudem wurden die Erträge geglättet, sowohl nach oben als auch nach unten. Im Einzelfall kann die Situation anders aussehen. Wer im Jahr 2021 gebaut hat, hat je nach VNB bisher netto keinen Anreiz erhalten. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die VNB unterschiedliche Vergütungssysteme umsetzen. Viele VNB setzten bewusst auf Jahrestarife, die sich auch von Jahr zu Jahr eher wenig veränderten, um für den Bau von Anlagen Investitionssicherheit zu gewährleisten. Andere wie beispielsweise die BKW entwickelten ein viel marktnaheres System mit vierteljährlichen Tarifen, die sich am Grosshandelspreis ausrichten. Für Anlagebetreibende in diesem Netzgebiet lag die Preisdifferenz über die Jahre entsprechend nahe bei Null.

Einzelfälle können stark variieren

Der Blick auf die Entwicklung der Summe der Preisdifferenzen aller Anlagen (als Mass der finanziellen Anreize durch die Abnahmevergütung) zeigt ein ähnliches Muster (Abbildung 9). Ohne Berücksichtigung der Jahre mit negativen finanziellen Anreizen zeigt sich ein stetiger Anstieg. Dieser ist vor allem von der laufend höheren Anzahl installierten Anlagen geprägt. Insgesamt haben die VNB über die vergangenen acht Jahre bei den betrachteten Anlagen durch die Abnahmevergütungen positive finanzielle Anreize von 254 Mio. Fr. geleistet. Demgegenüber stehen negative Anreize von 202 Mio. Fr., v.a. in den Jahren 2021 und 2022, da die Abnahmevergütungen in diesen Jahren unter den Grosshandelspreisen lagen. Netto ergibt sich daraus im Vergleich zu den Grosshandelspreisen ein finanzieller Anreiz durch die Abnahmevergütung von 51.5 Mio. Fr. über 8 Jahre, ca. 6.5 Mio. Fr. pro Jahr.

Totale positive und negative Anreize je über 200 Mio. Fr. (netto finanzieller Anreiz von 51.5 Mio. Fr.)

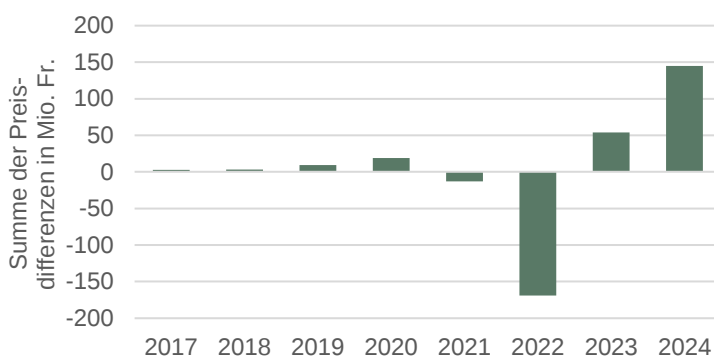


Abbildung 9: Entwicklung der gesamten, jährlich aggregierten Preisdifferenzen von Abnahmevergütungen im Vergleich zu Grosshandelspreisen von 2017 bis 2024, als Mass der finanziellen Anreize durch die Abnahmevergütung

Auswertung nach Anlagentypen

Beim Vergleich der durchschnittlichen Preisdifferenz je Anlagentyp und Leistungskategorie werden nur sehr geringe Unterschiede sichtbar (siehe Abbildung 10). Für alle Anlagentypen lagen 2024 die Abnahmevergütungen zwischen 7.5 und 8.7 Rp./kWh über den Grosshandelspreisen.

Preisdifferenz über alle Anlagentypen ähnlich

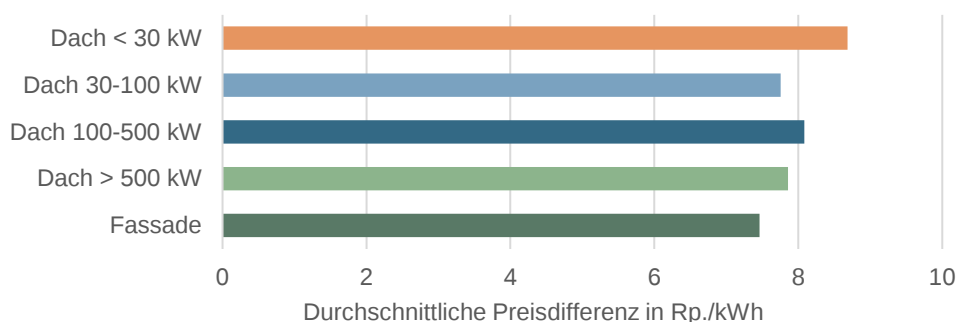


Abbildung 10: Durchschnittliche Preisdifferenz zwischen Abnahmevergütung und Grosshandelspreisen nach Anlagentyp im Jahr 2024

Grosse Anlagen kosten im Durchschnitt pro installierte Leistung weniger als kleine Anlagen. Die recht leistungsunabhängige Preisdifferenz deckt also bei grossen Anlagen einen höheren Anteil ihrer Gestehungskosten. Grössere Anlagen erhalten also absolut gesehen die gleiche Preisdifferenz, relativ gesehen ist der finanzielle Anreiz höher.

Höherer finanzieller Anreiz bei grossen Anlagen (relativ an den Gestehungskosten)

Beim Blick auf die Summe der Preisdifferenzen zu den Grosshandelspreisen zeigt sich, dass über die Zeit anteilig immer mehr zusätzliche Vergütungen in grössere Dachanlagen fliessen (siehe Abbildung 11). Da sich die spezifischen Preisdifferenzen kaum unterscheiden, ist dies vor allem darauf zurückzuführen, dass vermehrt grosse Anlagen realisiert werden. Die zusätzlichen Vergütungen für Fassadenanlagen spielen aufgrund ihrer geringen Verbreitung kaum eine Rolle in der Gesamtfördersumme.

Steigender Anteil finanzieller Anreize bei grossen Anlagen durch vermehrten Bau

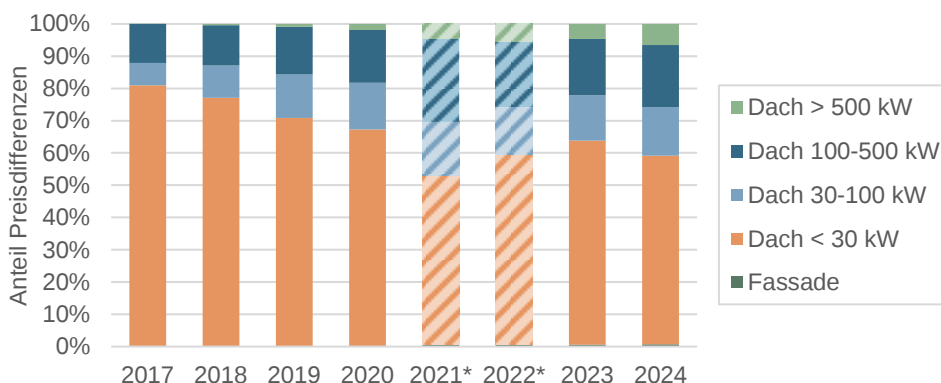


Abbildung 11: Anteil der Summe der Preisdifferenzen zwischen Abnahmevergütung und Grosshandelspreisen nach Anlagentyp über die Zeit. *In den Jahren 2021 und 2022 handelt es sich um negative Preisdifferenzen (eingesparte Kosten seitens VNB, entgangene Erträge seitens Betreibenden).

Saisonale Auswertung

Eine Auswertung der Preisdifferenzen pro Quartal zeigt, dass diese im Sommerhalbjahr typischerweise höher liegen als im Winterhalbjahr (siehe Abbildung 12). Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Grosshandelspreis im Winterhalbjahr höher ist und die meisten VNB jährlich stabile Abnahmevergütungen zahlen. Diese über ein Jahr stabile Abnahmevergütung leistet also im Sommerhalbjahr im Vergleich zu den Grosshandelspreisen höhere finanzielle Anreize als im Winterhalbjahr. In den Winterhalbjahren 2017/18 und 2018/19 betrugen die Grosshandelspreise um 7-9 Rp./kWh. Die

Preisdifferenz im Sommerhalbjahr höher als im Winterhalbjahr

Abnahmevergütungen waren in diesen Quartalen ähnlich hoch und leisteten damit keine zusätzlichen finanziellen Anreize. In den Jahren 2023 und 2024 sind die Abnahmevergütungen deutlich gestiegen: Trotz höheren Grosshandelspreisen in den Winterhalbjahren 2023/2024 und 2024/2025 (8-11 Rp./kWh) sind diese Preise weiterhin zu tief, um die Ausbauförderung durch die Abnahmevergütung zu tragen.

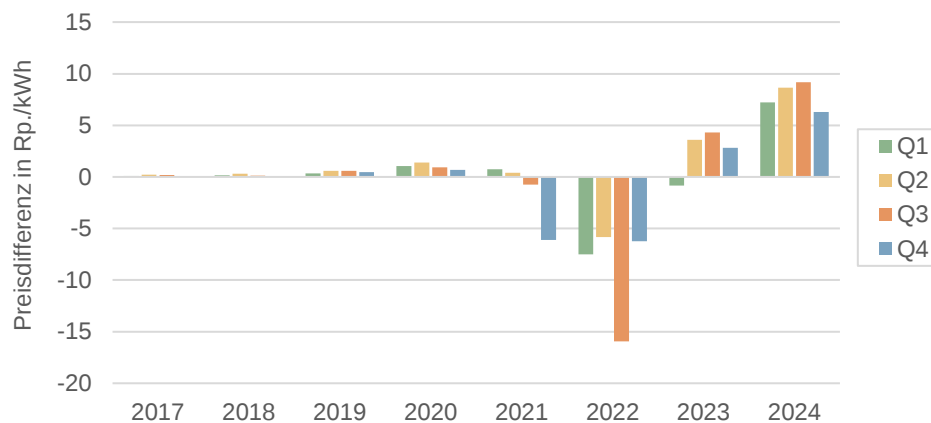


Abbildung 12: Preisdifferenz zwischen Abnahmevergütung und Grosshandelspreisen nach Quartal von 2017 bis 2024

4. Entgangene Steuererträge

Wie im Kapitel 3 erläutert, kritisierte die Eidgenössische Finanzkontrolle bei einer Prüfung im Bereich PV, dass die Höhe der finanziellen Anreize für die Photovoltaik nicht bekannt ist, unter anderem im Bereich Abnahmevergütungen (siehe oberes Kapitel) und im Bereich Steuererträge (aktuelles Kapitel). Ziel der Analysen in diesem Kapitel ist es, die Rolle der Steuererleichterungen bei PV-Anlagen zu analysieren und zu quantifizieren.

Kritik der eidgenössischen Finanzkontrolle

4.1 Steuerliche Auswirkungen von PV-Anlagen

Der Bau und Betrieb einer PV-Anlage führen zu Steuererleichterungen und Steuererhöhungen. Die Auswirkungen auf die Steuern unterscheiden sich je nach PV-Anlage stark. Relevant ist unter anderem, ob die PV-Anlage angebaut oder im Gebäude integriert ist und ob sie einer juristischen oder einer natürlichen Person gehört. Eine Übersicht der vielen relevanten Faktoren ist in der folgenden Abbildung 13 dargestellt.

PV-Anlage hat diverse steuerliche Auswirkungen

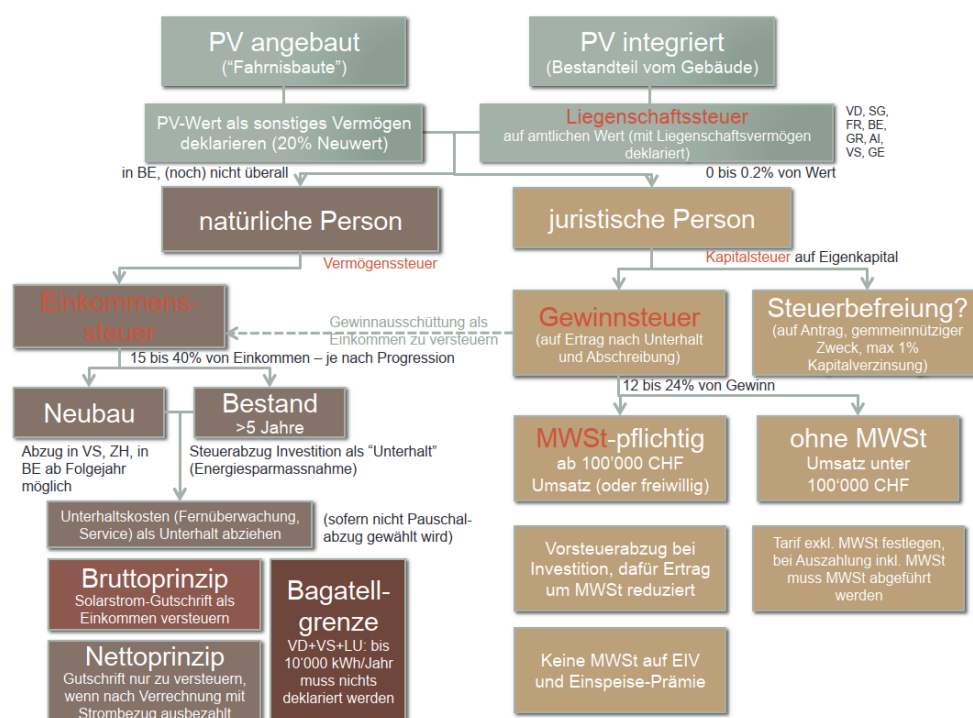


Abbildung 13: Übersicht über die Besteuerung und Steuerreduktionen einer PV-Anlage (Quelle: Lüthi & Russi 2023)¹².

Die Wirkung von PV-Anlagen auf die Steuererträge von Unternehmen kann aufgrund der Komplexität kaum quantifiziert werden. Daher beschränkt sich diese erste Analyse ausschliesslich auf PV-Anlagen im Besitz von Privatpersonen. Die fachlichen Grundlagen der folgenden Analyse basieren alle auf einer Publikation von EnergieSchweiz zur Besteuerung von PV-Anlagen¹³.

Nur PV-Anlagen von Privatpersonen betrachtet

12 Lüthi, H., & Russi, K. (2023): Besteuerung von Solarstrom-Anlagen. Bern: EnergieSchweiz.

13 Lüthi, H., & Russi, K. (2023): Besteuerung von Solarstrom-Anlagen. Bern: EnergieSchweiz.

Privatpersonen können die Investitionskosten und die jährlichen Unterhaltskosten einer PV-Anlage vom steuerbaren Einkommen abziehen und damit den Steuerbetrag senken. Sie müssen jedoch Erträge durch den Verkauf des Solarstroms als Einkommen versteuern, was den Steuerbetrag erhöht. Dies sind die beiden wichtigsten steuerliche Aspekte. Daneben wirken sich PV-Anlagen bei Privatpersonen auch auf die Vermögens-, Grundstücksgewinn- und Liegenschaftssteuer aus. Die Auswirkungen sind jedoch oft nur sehr gering.

Investitionskosten und Unterhalt sind abziehbar. Erträge aus Stromverkauf sind zusätzlich zu versteuern.

Kantone wenden bei der Besteuerung unterschiedliche Prinzipien an. Am meisten verbreitet ist das Netto-Prinzip: Dabei wird der Verkauf des Solarstroms erst steuerpflichtig, wenn die Einnahmen des Solarstromverkaufs die Ausgaben für den vom Netz bezogenen Strom im ganzen Jahr übersteigen. In einzelnen Kantonen wird alternativ das Brutto-Prinzip angewendet. Dabei müssen sämtliche Einnahmen aus dem Verkauf von Solarstrom versteuert werden.

Prinzipien der Besteuerung je nach Kanton unterschiedlich

4.2 Vorgehen

Übergeordnet wurden in einem ersten Schritt die Steuereinsparung für zwei Referenzanlagen berechnet. Anschliessend wurde anhand dieser eine erste grobe Hochrechnung entgangener Steuererträge von Privatpersonen in der gesamten Schweiz vorgenommen.

Hochrechnung anhand von Referenzanlagen

In der Abschätzung wurden die zentralen steuerlichen Aspekte auf die Einkommenssteuer berücksichtigt: der Abzug von Investitions- und Betriebskosten und die Besteuerung von Erträgen aus dem Solarstromverkauf. Nicht berücksichtigt wurden die Auswirkungen auf die Vermögens-, Grundstücksgewinn- und Liegenschaftssteuer. Für die Besteuerung des Solarstromverkauf wurde das in der Schweiz am meisten verbreitete Netto-Prinzip angewendet.

Betrachtete Aspekte und Prinzip der Besteuerung

In den meisten Kantonen sind die Investitionskosten von PV-Anlagen nur bei bestehenden Bauten abzugsfähig, nicht jedoch bei Neubauten. Die betroffenen PV-Anlagen auf bestehenden Gebäuden sind fast ausschliesslich Dachanlagen mit einer Leistung < 100 kW. Für die Analyse wurden diese in zwei verschiedene Kategorien unterteilt. Analog zum Grundlagebericht wurde für die kleineren Anlagen < 30 kW eine 15 kW-Referenzanlage definiert, für die grösseren Anlagen zwischen 30 und 100 kW eine 50 kW-Referenzanlage. Die Annahmen für die beiden Referenzanlagen sind in Tabelle 1 dargestellt. Ihre Herleitung ist im Grundlagenbericht erläutert¹⁴.

Auswahl Referenzanlagen

14 Ausnahme: Der Stromverbrauch der Gebäude wird im Grundlagenbericht nicht verwendet. Herleitung der Annahmen: Das Mehrfamilienhaus besteht aus acht Wohnungen. Bei beiden Gebäuden wurde angenommen, dass eine Wärmepumpe installiert ist, da diese in Kombination mit einer PV-Anlage besonders rentabel sind. Deshalb liegt der Stromverbrauch auch über dem Schweizer Durchschnitt (vgl. Stromverbrauch eines typischen Haushalts, Faktenblatt August 2021, EnergieSchweiz)

	15 kW Referenzanlage	50 kW Referenzanlage
Jährliche Energieproduktion	950 kWh/kW/a	950 kWh/kW/a
Jährliche Degradation	0.15 %/a	0.15 %/a
Gebäude-Eigenverbrauch	40 %	40 %
Investitionskosten	2'260 Fr./kW	1'590 Fr./kW
Kleine Einmalvergütung	364 Fr./kW	339 Fr./kW
Betriebskosten	3 Rp./kWh	3 Rp./kWh
Abnahmevergütung inkl. HKN	6 Rp./kWh	6 Rp./kWh
Kaufpreis für Bezug von Netzstrom	18.6 Rp./kWh	21.0 Rp./kWh
Verkaufspreis Solarstrom an Mietende	—	16.8 Rp./kWh (80% des Strompreises)
Gesamter Stromverbrauch Gebäude	12 MWh/a	50 MWh/a
Lebensdauer PV-Anlage	25 Jahre	25 Jahre
Diskontierungszinssatz	4.3 %	4.3 %

Tabelle 1: Übersicht der Annahmen für die beiden Dach-Referenzanlagen

Zur Berechnung der Steuereinsparung müssen Annahmen zum steuerbaren Haushaltseinkommen getroffen werden. Für einen Haushalt mit Wohneigentum wurde ein konfessionsloses, verheiratetes Ehepaar ohne Kinder angenommen^{15 16 17}, da so die Personen mit Wohneigentum am besten repräsentiert werden. Bei der 15 kW-Anlage wurde angenommen, dass das Ehepaar diese Anlage auf ihrem selbstbewohnten Einfamilienhaus installiert hat. Bei den grösseren 50 kW-Anlagen wurde angenommen, dass das Ehepaar nicht im Mehrfamilienhaus wohnt und den Strom in einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) an ihre Mietenden zu 80% des Strompreises verkauft¹⁸ oder ins Netz zurückspeist. Der an die Mietenden verkaufte Solarstrom muss vollständig versteuert werden, hier gilt das Netto-Prinzip also nicht.

Annahmen zum Haushalt

Aus der Haushaltsbudgeterhebung HABE¹⁹ des Bundes wurde das Median-Haushaltseinkommen von natürlichen Personen mit Wohneigentum ermittelt. Die verfügbaren Daten beschreiben Brutto-Einkommen ohne Eigenmietwert –

Annahmen zur Steuersituation

15 Bundesamt für Statistik BFS (2024): Religionen. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bevoelkerung/sprachen-religionen/religionen.html>. Erläuterung: Personen ohne Religionszugehörigkeit machen den grössten Anteil der ständigen Wohnbevölkerung aus. Ausserdem muss dieser Haushalt keine Kirchensteuer bezahlen, wodurch die entgangenen Steuererträge tiefer ausfallen. Diese Annahme wurde also auch getroffen, um eine konservative Schätzung der entgangenen Steuererträge zu erhalten.

16 REMAX: Wohneigentümer werden älter. <https://www.remax-winterthur.ch/wohneigentuemern-werden-aelter/>

17 Bundesamt für Statistik BFS (2024): Bevölkerungsstatistik - Paare. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bevoelkerung/familien/paare.html>

18 Bundesamt für Energie BFE (2023): Leitfaden Eigenverbrauch, Version 3.0

19 Bundesamt für Statistik BFS (2024): Haushaltsbudgeterhebung HABE. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/wirtschaftliche-soziale-situation-bevoelkerung/einkommen-verbrauch-vermoege/haushaltsbudget.html>

für die Berechnung der Steuereinsparung relevant ist jedoch das steuerbare Einkommen. Es wurde vereinfachend angenommen, dass sich der Eigenmietwert und die Steuerabzüge in etwa ausgleichen und damit der Steuerbetrag mit dem Brutto-Einkommen ermittelt werden kann. Für den Steuerbetrag werden die Bundes-, Kantons- und Gemeindesteuern in einer für die Schweiz möglichst repräsentativen Gemeinde berücksichtigt. Es wurde dafür jene Gemeinde gewählt, die beim Median-Haushaltseinkommen gemäss HABE die Median-Steuerbelastung aller Gemeinden aufweist²⁰. Zudem wurde je auch eine Gemeinde mit einer tiefen und einer hohen Steuerbelastung analysiert. Die tiefe Steuerbelastung entspricht dem 30%-Quantil, sprich 30% aller Schweizer Gemeinden haben beim Median-Haushaltseinkommen eine tiefere Steuerbelastung als diese Gemeinde. Für die hohe Steuerbelastung wurde analog dazu das 70%-Quantil ausgewählt. Die Verteilung des Haushaltseinkommens und die Gemeinden für die Steuerbelastung sind in Tabelle 2 dargestellt.

	30%-Quantil	Median	70%-Quantil
Haushaltseinkommen ¹⁹	80'000 Fr.	120'000 Fr.	160'000 Fr.
Gesamtsteuerbelastung beim Median-Haushaltseinkommen ²⁰	9.85% (Rain, LU)	11.84 % (Deisswil bei Munchenbuchsee, BE)	13.04 % (Aigle, VD)

Tabelle 2: Verteilung des Haushaltseinkommen und der Steuerbelastung.

Unter diesen Annahmen wurden zuerst die entgangenen Steuererträge der beiden Referenzanlagen über die gesamte Lebensdauer der Anlage ermittelt. Dazu wurden alle steuerlichen Auswirkungen jeweils diskontiert auf das Jahr der Inbetriebnahme der Anlage. Die resultierenden Steuereinsparungen wurden in Abhängigkeit des steuerbaren Einkommens und weiterer Faktoren analysiert und miteinander verglichen.

Quantifizierung der entgangenen Steuererträge je Referenzanlage

Basierend darauf wurde grob abgeschätzt, wie hoch die entgangenen Steuererträge in der ganzen Schweiz für Privatpersonen bis 2023 waren. Dazu musste zuerst berechnet werden, wie sich die Schweizer Bevölkerung aus den verschiedenen Haushaltseinkommen und Gesamtsteuerbelastungen in Tabelle 2 zusammensetzt. Für jede der Kombinationen wurde der Bevölkerungsanteil bestimmt. Dazu wurde vereinfachend angenommen, dass sowohl die Haushaltseinkommen von Wohneigentum-Besitzenden als auch die kommunale Steuerbelastung normalverteilt und unabhängig voneinander sind. Damit konnte der durchschnittliche entgangene Steuerertrag je Anlage über alle Steuersituationen hinweg bestimmt werden. Diese mittlere Steuerreduktion wurde dann multipliziert mit der Anzahl der zwischen 2013 und Oktober 2024 geförderten PV-Anlagen bis max. 100 kW auf bestehenden Wohngebäuden²¹. Dabei entsprechen die Anlagen bis 30 kW der kleinen Referenzanlage von 15 kW, die Anlagen zwischen 30-100 kW der grösseren, 50 kW Referenzanlage. Die verwendeten Datenquellen sind im Grundlagenbericht beschrieben.

Hochrechnung der schweizweit entgangenen Steuererträge

20 Eidgenössische Steuerverwaltung ESTV (2024): Steuern berechnen. <https://swisstaxcalculator.estv.admin.ch/#/home>

21 Gebäude mit GKAT 1020, 1030 und 1040 und Baujahr mind. 5 Jahre vor Inbetriebnahme der PV-Anlage (Quelle: Eidgenössisches Gebäude- und Wohnungsregister).

Aus den verfügbaren Daten kann nicht bestimmt werden, ob die PV-Anlage auf dem Gebäude im Besitz einer Privatperson gebaut wurde. Deshalb wurden nur Gebäude mit Wohnnutzung betrachtet, da wir davon ausgehen, dass diese Gebäude häufiger im Besitz von Privatpersonen sind als solche ohne Wohnnutzung. Falls das Wohngebäude im Besitz einer juristischen Person ist, sind ebenfalls Steuerabzüge möglich– sie unterscheiden sich jedoch von den Steuerabzügen bei Privatpersonen (siehe Abbildung 13). In dieser Analyse wurde vereinfachend angenommen, dass alle PV-Anlagen bis 100 kW auf bestehenden Wohngebäuden von Privatpersonen gebaut wurden. Um die Unsicherheiten bei dieser Berechnung besser zu repräsentieren, wurde sowohl die Steuerbelastung als auch das Haushaltseinkommen mit je +/- 10 % verändert, um eine Bandbreite der jährlichen, schweizweiten entgangenen Steuererträge zu erhalten.

Grosse Unsicherheiten für die schweizweiten Steuerausfälle

Wie werden der Steuerbetrag und die Steuerersparnis berechnet?

Der geschuldete Steuerbetrag ergibt sich aus dem steuerbaren Einkommen und dem darauf geschuldeten Steuersatz. Der Steuersatz erhöht sich bei Bundes-, Kantons- und Gemeindesteuern mit steigendem steuerbarem Einkommen stufenweise (stufenweise Progression, siehe grüne Line in Abbildung 14. Exemplarisch sind die Bundessteuersätze dargestellt.). Auf die ersten 30'000 Fr. des steuerbaren Einkommens müssen keine Steuern bezahlt werden. Das Einkommen zwischen 30'000 bis 53'000 Fr. wird mit 1% versteuert, der Teil zwischen 53'000 bis 60'000 Fr. mit 2%, usw.

Beim Bau einer PV-Anlage können die Kosten für Bau und Unterhalt vom steuerbaren Einkommen abgezogen werden. Die Mehreinnahmen aus dem Verkauf des Stromertrags sind (teilweise) steuerpflichtig. Netto reduziert sich das steuerbare Einkommen um den gleichen fixen Betrag, unabhängig des Einkommens (siehe Pfeile in Abbildung 14). Die effektive Steuerersparnis resp. der entgangene Steuerertrag ergibt sich aus dem jeweiligen Steuersatz auf dem Steuerabzug (siehe Flächen in Abbildung 14). Die Steuerersparnis hängt deshalb wesentlich vom steuerbaren Einkommen ab: Bei einem exemplarischen Steuerabzug von 30'000 Fr. spart Haushalt B 3'900 Fr. ein (13% auf 30'000 Fr.), Haushalt A jedoch nur 400 Fr. (2% auf 10'000 Fr., 1% auf 20'000 Fr.).

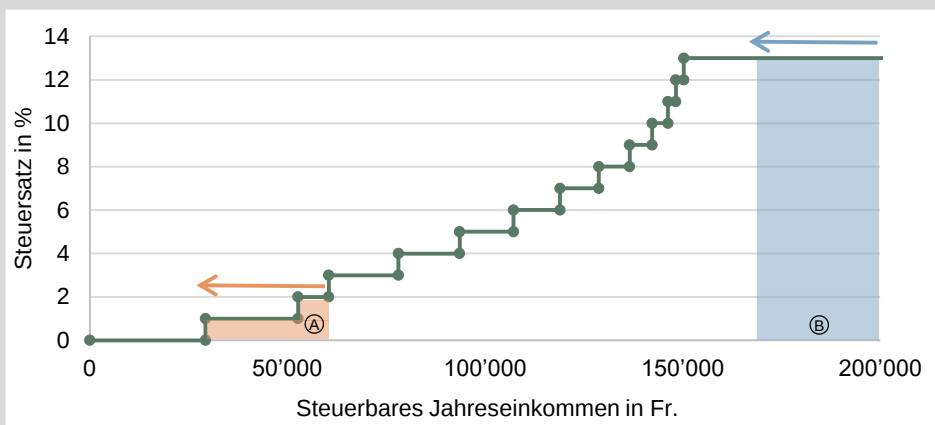


Abbildung 14: Exemplarische Steuerersparnis in zwei Haushalten (A: orange, steuerbares Einkommen von 60'000 Fr. / B: blau, steuerbares Einkommen von 200'000 Fr.)

4.3 Entgangene Steuererträge von Referenzanlagen

15 kW Dachanlage

Bei einem steuerbaren Haushaltseinkommen von 120'000 Fr. betragen die entgangenen Steuererträge über die gesamte Lebensdauer der PV-Anlage insgesamt 9'500 Fr. (siehe Abbildung 15). Das Resultat hängt relevant vom steuerbaren Haushaltseinkommen ab (siehe dazu Box oben): Die entgangenen Erträge steigen mit dem Einkommen an und deckeln bei knapp 14'000 Fr. pro Anlage. Dadurch profitieren einkommensstarke Haushalte stärker vom Abzug der Kosten der PV-Anlage von ihren Steuern. Sie erhalten eine höhere indirekte Förderung für die Anlage durch den Staat.

9'500 Fr. entgangene Steuererträge bei 15 kW Anlage

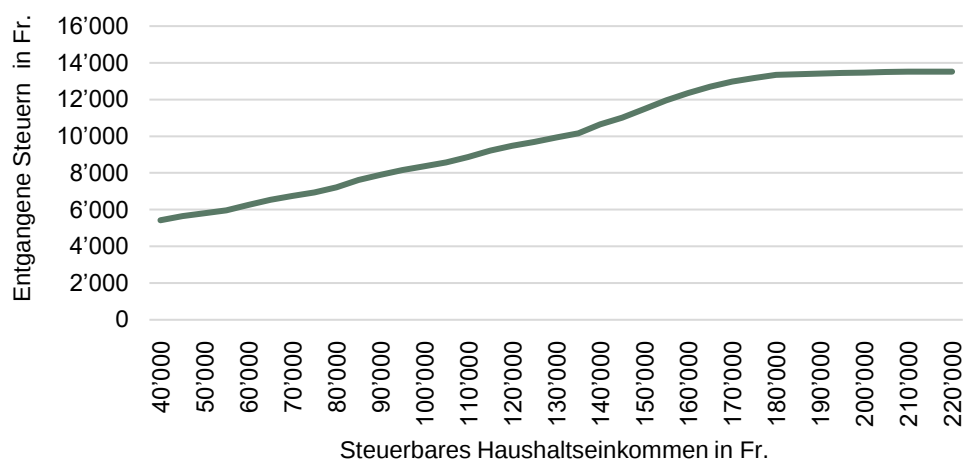


Abbildung 15: 15 kW Referenzanlage: Entgangene Steuererträge über die Lebensdauer der PV-Anlage in Abhängigkeit vom steuerbaren Haushaltseinkommen

So profitiert beispielsweise ein Haushalt mit 160'000 Fr. Einkommen von einer beinahe doppelt so hohen Steuerersparnis (13'300 Fr.) wie ein Haushalt mit einem halb so grossen Einkommen (Steuerersparnis von 7'200 Fr. bei 80'000 Fr. Einkommen). Über einem steuerbaren Einkommen von 180'000 Fr. nimmt die Ersparnis kaum noch zu, da in der ausgewählten Beispielgemeinde der Steuersatz über einem Einkommen von 180'000 Fr. kaum mehr steigt. Daher wird der anrechenbare Steuerabzug mit dem jeweils (beinahe) gleichen Steuersatz besteuert (siehe auch Rechenbeispiel in Box oben).

Bis 180'000 Fr. Jahreseinkommen nimmt Steuerersparnis linear zu

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, welche Faktoren neben dem Einkommen die entgangenen Steuererträge beeinflussen (Abbildung 16). Dazu wurden alle in Tabelle 1 beschriebenen Faktoren um +/- 15 % verändert. Zudem wurden auch das Haushaltseinkommen und die Steuerbelastung verändert (30%- und 70%-Quantil in Tabelle 2). Das steuerbare Haushaltseinkommen und die Steuerbelastung haben den grössten Einfluss auf die entgangenen Steuererträge, gefolgt von den Investitionskosten der Anlage. Die Energieproduktion, die Betriebskosten und die Lebensdauer der Anlage haben einen kleinen Einfluss von wenigen hundert Franken, da die Betriebskosten von der produzierten Energiemenge abhängen und in allen Betriebsjahren steuerlich abziehbar sind. Alle anderen Faktoren haben keinen Einfluss. Die

Sensitivitätsanalyse zu entgangenen Steuererträgen

Ursache dafür ist das Netto-Prinzip (siehe Kapitel 4.1): Da die gesamten Einnahmen aus dem Rückspeisen des Solarstromes ins Netz deutlich kleiner sind als die gesamten Ausgaben für den Strombezug vom Netz, muss der rückgespiesene Strom nie versteuert werden, auch wenn der Eigenverbrauch, die Abnahmevergütung, der Strompreis oder der Stromverbrauch um +/- 15% verändert werden.

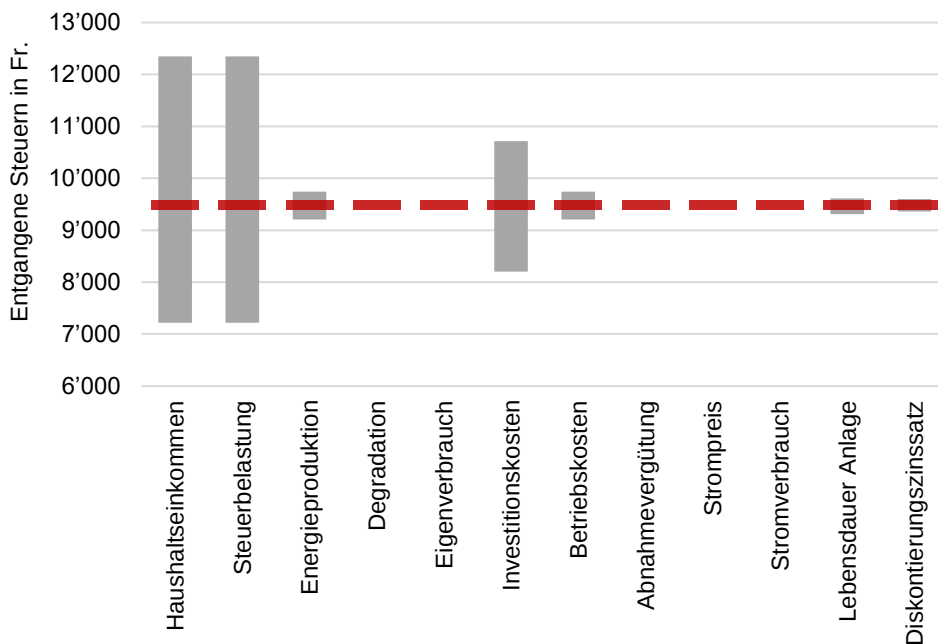


Abbildung 16: Einfluss der verschiedenen Faktoren auf die Steuerersparnis bei einer 15 kW Dachanlage. Haushaltseinkommen und Steuerbelastung: 30%/70% Quantil / andere Faktoren: +/-15%

50 kW Dachanlage

Beim Median-Einkommen von 120'000 Fr. betragen die entgangenen Steuererträge bei einer 50 kW Dachanlage über die Anlagenlebensdauer rund 8'000 Fr. (siehe Abbildung 17). Wiederum hat das steuerbare Einkommen einen grossen Einfluss.

8'000 Fr. entgangene Steuererträge bei 50 kW Anlage

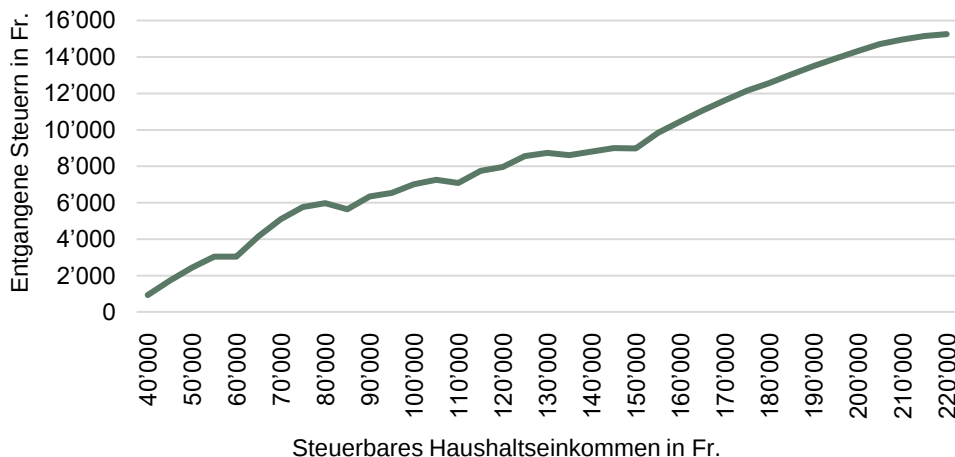


Abbildung 17: 50 kW Referenzanlage: Entgangene Steuererträge über die Lebensdauer der PV-Anlage in Abhängigkeit vom steuerbaren Haushaltseinkommen.

Die entgangenen Steuererträge nehmen im Unterschied zur 15 kW Anlage jedoch nicht stetig zu. Dies hat mit der Annahme zu tun, dass der Solarstrom an die Mietenden verkauft wird. Diese Erträge sind steuerpflichtig. Im Unterschied zur kleinen Anlage übersteigen diese zusätzlichen Steuern (3'200 Fr. pro Jahr) die jährlich abziehbaren Betriebskosten der Anlage (1'400 Fr. pro Jahr). Nach dem ersten Jahr mit dem grossen Abzug der Investitionskosten führt die grosse Anlage in allen anderen Jahren zu einer steuerlichen Mehrbelastung.

PV-Anlage auf Mehrfamilienhaus führt im Betrieb zu leichter steuerlicher Mehrbelastung

Diese Mehrbelastung in allen Betriebsjahren kann so gross sein, dass die entgangenen Steuern bei einem höheren Haushaltseinkommen sogar leicht abnehmen, wie das in Abbildung 17 beispielsweise zwischen 80'000 und 85'000 Fr. Einkommen der Fall ist. In diesem Fall muss der Haushalt mit 85'000 Fr. Einkommen seine Mehreinnahmen aus dem Solarstromverkauf an die Mietenden zu einem höheren Steuersatz versteuern als der Haushalt mit 80'000 Fr. Jahreseinkommen. Der Haushalt mit 85'000 Fr. Einkommen profitiert auch von einer etwas höheren Steuerreduktion im Baujahr der PV-Anlage verglichen mit dem Haushalt mit 80'000 Fr. Einkommen. Doch die höheren Betriebskosten überwiegen die höheren Abzüge im Investitionsjahr, weshalb der einkommensstärkere Haushalt (mit 85'000 Fr.) über die ganze Lebensdauer der Anlage weniger Steuern einspart.

Tiefere entgangene Steuer bei höherem Einkommen möglich

Ebenfalls interessant ist die deutliche Zunahme der entgangenen Steuererträge über einem Einkommen von 150'000 Fr. Der Grund dafür liegt an der stufenweisen Erhöhung der Steuersätze in der gewählten Median-Gemeinde bis zu einer Plafonierung des Steuersatzes bei 150'000 Fr. (vgl. Abbildung 14). An einem Beispiel illustriert: Bei der 50 kW Dachanlage kann ein Haushalt im ersten Jahr 62'500 Fr. vom steuerbaren Einkommen abziehen, muss dann aber in allen anderen Jahren zusätzlich 1'800 Fr. versteuern. Ein fiktiver Haushalt A mit einem steuerbaren Einkommen von 150'000 Fr. muss also im Investitionsjahr anstatt auf 150'000 nur noch auf 87'500 Fr. Einkommenssteuern bezahlen. Der durchschnittliche Steuersatz auf den getätigten Steuerabzug liegt bei knapp 7%. Die Zusatzeinnahmen in allen Folgejahren hingegen werden beim Einkommen von 150'000 Fr. mit einem Steuersatz von 12% besteuert. Der fiktive Haushalt B verdient hingegen 212'500 Fr. und muss nach Steuerabzug von 62'500 Fr. im Investitionsjahr noch 150'000 Fr. Einkommen versteuern. Der Steuerabzug liegt vollumfänglich in einem Bereich mit Steuersatz von 12%. Die jährlichen Zusatzeinnahmen werden bei Haushalt B, analog zu Haushalt A, mit einem Steuersatz von 12% besteuert. Das bedeutet, dass der einkommensstärkere Haushalt B eine deutlich höhere Steuerersparnis gegenüber Haushalt A hat, da bei ihm sowohl die Abzüge aus den Investitionskosten als auch die Zusatzeinnahmen in den Betriebsjahren mit dem gleichen Steuersatz besteuert werden. Deshalb steigen die entgangenen Steuern in Abbildung 17 bei höheren Einkommen ab 150'000 Fr. nochmals deutlich an.

Je rascher die Steuerprogression plafoniert wird, desto höher die entgangenen Steuererträge

Für die 50 kW Dachanlage wurde analog zur 15 kW Anlage eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt (siehe Abbildung 18). Sie zeigt, dass das Haushaltseinkommen, die Investitionskosten und der Eigenverbrauch einen grossen Einfluss auf die entgangenen Steuererträge haben. Die Investitionskosten beeinflussen die entgangenen Steuern deshalb stark, da diese nun mit 62'500 Fr. einen beachtlichen Teil des Haushaltseinkommens ausmachen. Der Eigenverbrauch wird beim Mehrfamilienhaus ebenfalls wichtig, da er bestimmt, wie viel Strom an die Mietenden verkauft und damit auch versteuert werden muss. Danach folgen in abnehmender Reihenfolge die Energieproduktion, die Betriebskosten, die Steuerbelastung, die Lebensdauer der Anlage und anschliessend der Diskontierungszinssatz. Diese Faktoren haben einen kleineren Einfluss von gut 1'000 Fr. bis wenigen 100 Fr. Die übrigen Faktoren haben einen vernachlässigbaren Einfluss.

Sensitivitätsanalyse: Einkommen, Investitionskosten und Eigenverbrauch sind am wichtigsten

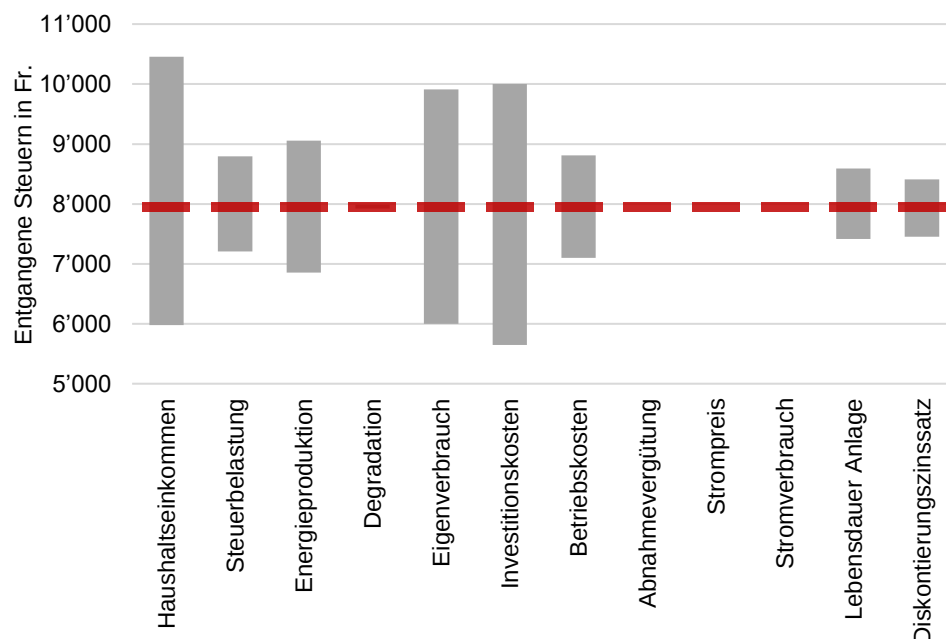


Abbildung 18: Einfluss der verschiedenen Faktoren auf die Steuerersparnis bei einer 50 kW Dachanlage. Haushaltseinkommen und Steuerbelastung: 30%/70% Quantil / andere Faktoren: +/-15%

Vergleich der Referenzanlagen

Die wichtigsten Einflussfaktoren der beiden Referenzanlagen sind in Abbildung 19 dargestellt. Der mittlere Wert der entgangenen Steuererträge ist als horizontale, schwarze Linie dargestellt. Die farbigen Balken zeigen die Auswirkungen auf die Steuerersparnis, wenn sich der Faktor um +/- 15 % verändert oder wenn das 30%- resp. das 70%-Quantil des Haushaltseinkommens und der Steuerbelastung verwendet wird.

Vergleich der 15 kW und der 50 kW Anlage

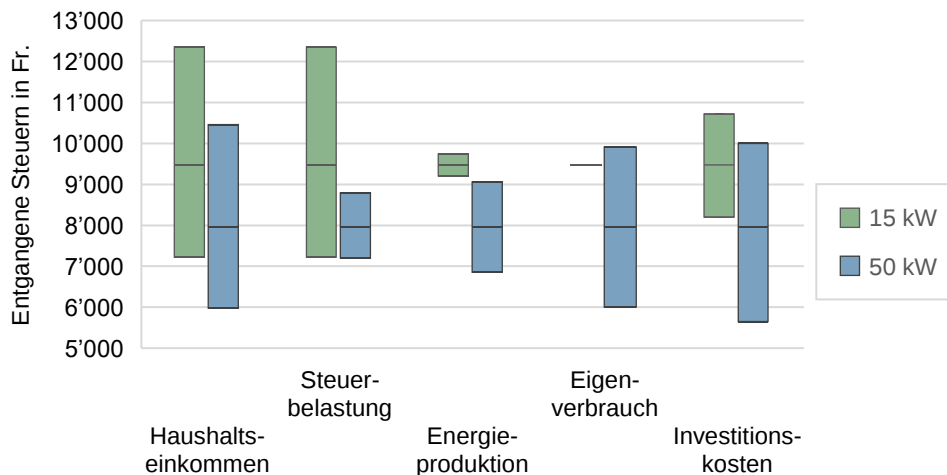


Abbildung 19: Der Einfluss der relevantesten Faktoren auf die Steuerersparnis einer 15 kW und einer 50 kW Anlage. Haushaltseinkommen und Steuerbelastung: 30%/70% Quantil / andere Faktoren: +/-15%

Die entgangenen Steuererträge sind bei der kleinen Anlage höher, obwohl die Investitionskosten deutlich tiefer sind. Dies ist dadurch zu erklären, dass das Netto-Prinzip bei der Versteuerung des verkauften Solarstroms angewendet wird. Sowohl der Haushalt mit der 15 kW als auch derjenige mit der 50 kW muss deshalb keine Steuern bezahlen für den Solarstrom, der ins Netz gespiesen wird. Der vor Ort verbrauchte Solarstrom bei der 15 kW Anlage ist als Eigenverbrauch steuerfrei. Bei der 50 kW Anlage auf dem Mehrfamilienhaus hingegen wird der lokal verbrauchte Solarstrom mittels ZEV an die Mietenden verkauft – diese Einnahmen müssen versteuert werden.

Höhere Steuereinsparung trotz tieferen Investitionskosten bei 15 kW Anlage dank Netto-Prinzip und Eigenverbrauch

Das Haushaltseinkommen hat bei beiden Anlagen einen starken Einfluss. Veränderungen der Steuerbelastung, also in welcher Gemeinde Steuer bezahlt werden, haben bei der 15 kW Anlage einen viel grösseren Einfluss als bei 50 kW Anlage. Der Grund dafür ist, dass in einer Gemeinde mit höherer Steuerbelastung der Haushalt mit einer teureren 50 kW Anlage zwar höhere Abzüge geltend machen kann, aber in den Betriebsjahren aufgrund des Solarstromverkaufs höhere Steuern zahlen muss. Diese beiden Faktoren wirken gegenläufig, sodass die Höhe der entgangenen Erträge beim angenommenen Mehrparteiengebäude weniger von der lokalen Steuerbelastung abhängig ist.

Einkommen mit starkem Einfluss, Steuerbelastung je nach Anlagegrösse

Da der verkaufte Solarstrom bei der 50 kW Anlage versteuert werden muss, führen Veränderungen in der Energieproduktion und im Eigenverbrauch, sprich dem Verkauf des Solarstroms an die Mietenden innerhalb des ZEVs, auch zu deutlich grösseren Auswirkungen auf die Steuerersparnis bei dieser Anlage. Prozentuale Veränderungen der Investitionskosten fallen bei der grossen Anlage auch stärker ins Gewicht, da die Investitionskosten dort deutlich höher sind.

Relevanter Einfluss von Energieproduktion und Eigenverbrauch bei Stromverkauf über ZEV

4.4 Entgangene Steuererträge in der Schweiz

Die schweizweit entgangenen Erträge wurden von den beiden Referenzanlagen sehr grob und vereinfacht hochgerechnet (siehe Methodik in Kap. 4.2). Die Bandbreite²² der entgangenen Steuererträge von Privatpersonen beim Bau von PV-Anlagen auf bestehenden Gebäuden lag zwischen 2013 und 2019 bei zwischen rund 20 und 50 Mio. Fr. pro Jahr (siehe Abbildung 20). Danach stieg der Betrag stark an auf zwischen 220 und 300 Mio. Fr. im Jahr 2023. Die zwischen 2013 und 2023 schweizweit entgangenen Steuererträgen lagen sehr grob geschätzt zwischen 0.7 bis 1 Mrd. Fr.

Schweizweit entgangene Steuererträge von ca. 250 Mio. Fr. im Jahr 2023

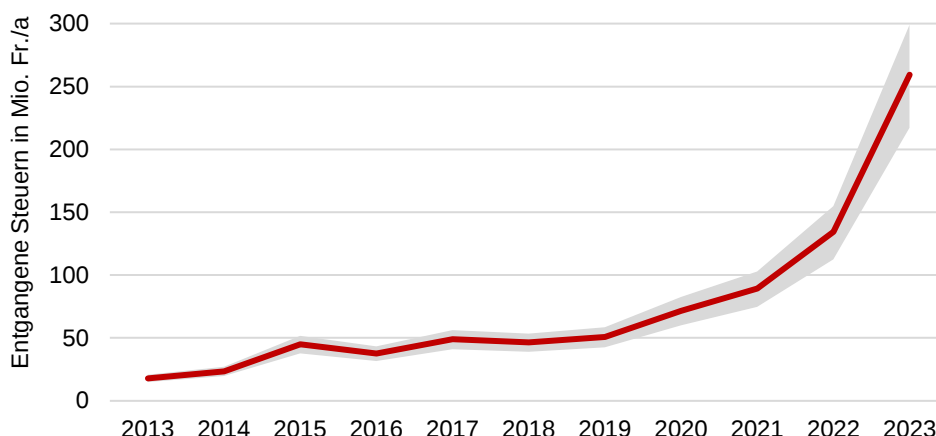


Abbildung 20: Erste sehr grobe Abschätzung der entgangenen Steuererträge in der Schweiz durch PV-Anlagen von Privatpersonen von 2013 bis 2023. Sämtliche steuerliche Auswirkungen werden diskontiert im Jahr der Inbetriebnahme der Anlage ausgewiesen.

Die finanziellen Anreize für den Bau von PV-Anlagen durch Steuererleichterungen bei Privatpersonen sind in etwa vergleichbar mit diejenigen durch die Einmalvergütung. 2022 betrugen die entgangenen Steuererträge für PV-Anlagen bis 100 kW rund 110 bis 160 Mio. Fr. Im Rahmen der kleinen Einmalvergütung wurden im gleichen Zeitraum für die gleichen Anlagentypen insgesamt rund 180 Mio. Fr. an direkten Investitionsbeiträgen ausbezahlt²³.

Steuerliche Anreize in gleicher Größenordnung wie Einmalvergütung

Die Berechnungen zu den schweizweiten Steuerreduktionen sind jedoch aufgrund der in Kapitel 4.2 erwähnten Unsicherheiten nur als erste grobe Abschätzung der Größenordnung zu verstehen: Erstens wurden bei Wohngebäuden die Steuerersparnisse von juristischen Personen vereinfachend als identisch zu denen von natürlichen Personen angenommen. Zweitens erfolgte die Hochrechnung der entgangenen Erträge sehr grob. Drittens wurden Steuerersparnisse von PV-Anlagen über 100 kW und PV-Anlagen auf Nichtwohngebäuden nicht berücksichtigt. Viertens wurde der Fall mit Nettoprinzip berechnet, einige Kantone besteuern PV-Anlagen jedoch nach Bruttoprinzip. Zuletzt wurden auch PV-Anlagen auf Neubauten nicht analysiert, obwohl diese Investitionskosten in immer mehr Kantonen ebenfalls steuerlich abziehbar sind²⁴.

Resultate mit vielen Unsicherheiten verbunden

²² Variation der Steuerbelastung als auch des Haushaltseinkommens mit +/- 10 %

²³ Pronovo (2023): Jahresbericht 2022. [Link](#)

²⁴ Lüthi, H., & Russi, K. (2023): Besteuerung von Solarstrom-Anlagen. Bern: EnergieSchweiz.

A1 Resultate der statistischen Analysen

Fester Effekt	Beschreibung	Wert	Standardfehler	Freiheitsgrade (DF)	t-Wert	p-Wert
Intercept (Achsenabschnitt)	Basiswert der Ausschöpfung, wenn die Abnahmevergütung 0 Rp/kWh ist (Referenzgruppe: Anlagengrösse <10 kW)	0.5339754	0.016510259	136156	32.34204	< 0.0001
Abnahmevergütung	Haupteffekt der Abnahmevergütung auf die Ausschöpfung	-0.0010206	0.000523581	136156	-1.94935	0.0513
Anlagengrösse 10-30 kW	Unterschied der Ausschöpfung dieser Kategorie im Vergleich zur Referenzgruppe	0.2713953	0.009717316	24	27.92903	< 0.0001
Anlagengrösse 30-50 kW	Unterschied der Ausschöpfung dieser Kategorie im Vergleich zur Referenzgruppe	0.2267777	0.015196074	24	14.92344	< 0.0001
Anlagengrösse 50-100 kW	Unterschied der Ausschöpfung dieser Kategorie im Vergleich zur Referenzgruppe	0.1664178	0.020562395	24	8.09331	< 0.0001
Anlagengrösse 100-500 kW	Unterschied der Ausschöpfung dieser Kategorie im Vergleich zur Referenzgruppe	0.2178013	0.019295491	24	11.28768	< 0.0001
Abnahmevergütung * Anlagengrösse 10-30 kW	Zusätzlicher Effekt der Abnahmevergütung in der Kategorie 10 bis 30 kW (Interaktionseffekt).	0.0015080	0.000621302	136156	2.42718	0.0152
Abnahmevergütung * Anlagengrösse 30-50 kW	Zusätzlicher Effekt der Abnahmevergütung in der Kategorie 30 bis 50 kW (Interaktionseffekt).	0.0026286	0.001120230	136156	2.34649	0.0190
Abnahmevergütung * Anlagengrösse 50-100 kW	Zusätzlicher Effekt der Abnahmevergütung in der Kategorie 50 bis 100 kW (Interaktionseffekt).	0.0056323	0.001627734	136156	3.46019	0.0005
Abnahmevergütung * Anlagengrösse 100-500 kW	Zusätzlicher Effekt der Abnahmevergütung in der Kategorie 100 bis 500 kW (Interaktionseffekt).	0.0035978	0.001503732	136156	2.39258	0.0167

Tabelle 3: Übersicht der festen Effekte im Linear Mixed Model

Zufällige Effekte	Beschreibung	Gruppierung	Standard-abweichung
Intercept (Achsenabschnitt)	Erfasst jährliche Abweichungen der Ausschöpfung des gruppenspezifischen Achsenabschnitts unabhängig der Abnahmevergütung (systematische Unterschiede zwischen den Jahren)	Jahr	0.0389002
Intercept (Achsenabschnitt)	Modelliert zusätzliche Schwankungen innerhalb der jeweiligen Grössenklassen pro Jahr	Anlagengrösse innerhalb des Jahres	0.0123397
Residuen	Erfasst die Restvarianz, also die Variation zwischen den Grössenklassen, die nicht durch die erklärten Effekte im Modell aufgefangen werden.	Anlagengrösse innerhalb des Jahres	0.3505890

Tabelle 4: Übersicht der zufälligen Effekte im Linear Mixed Model