

EIDGENÖSSISCHE FINANZKONTROLLE
CONTRÔLE FÉDÉRAL DES FINANCES
CONTROLLO FEDERALE DELLE FINANZE
SWISS FEDERAL AUDIT OFFICE



Wirkungsprüfung der Subventionen an grosse Photovoltaikanlagen

Bundesamt für Energie

Bestelladresse	Eidgenössische Finanzkontrolle (EFK)
Adresse de commande	Monbijoustrasse 45
Indirizzo di ordinazione	3003 Bern
Ordering address	Schweiz
Bestellnummer	805.22325
Numéro de commande	
Numero di ordinazione	
Ordering number	
Zusätzliche Informationen	www.efk.admin.ch
Complément d'informations	info@efk.admin.ch
Informazioni complementari	+ 41 58 463 11 11
Additional information	
Abdruck	Gestattet (mit Quellenvermerk)
Reproduction	Autorisée (merci de mentionner la source)
Riproduzione	Autorizzata (indicare la fonte)
Reprint	Authorized (please mention source)

Mit Nennung der männlichen Funktionsbezeichnung ist in diesem Bericht, sofern nicht anders gekennzeichnet, immer auch die weibliche Form gemeint.

Inhaltsverzeichnis

Das Wesentliche in Kürze.....	5
L'essentiel en bref	7
L'essenziale in breve	10
Key facts.....	13
1 Auftrag und Vorgehen	16
1.1 Ausgangslage	16
1.2 Prüfungsziel und -fragen.....	17
1.3 Prüfungsumfang und -grundsätze	17
1.4 Unterlagen und Auskunftserteilung	17
1.5 Schlussbesprechung	17
2 Koordination der Fördermassnahmen zugunsten der Solarstromproduktion.....	18
2.1 Zahlreiche Massnahmen beeinflussen die Solarstromproduktion.....	18
2.2 Verbesserungspotenzial beim Gesamtüberblick der Massnahmen.....	21
2.3 Ungenügende Abstimmung der wichtigsten finanziellen Anreize	22
3 Zielerreichung der Förderung und Rolle grosser Photovoltaikanlagen.....	26
3.1 Ziele und Strategie für Winter-Solarstromproduktion sind zu klären	26
3.2 Aktualisierte Strategie zur Nutzung der Solarstrom-Potenziale fehlt	27
3.3 Ungenutzte Potenziale verursacht durch heterogene finanzielle Anreize.....	31
3.4 Rechtliche Möglichkeiten für grosse Freiflächenanlagen bisher ungenutzt	35
4 Kosteneffizienz der Fördermassnahmen	38
4.1 Grundlagen zur Optimierung der Wirtschaftlichkeit verbessern	38
4.2 Einsparpotenzial durch Förderung grosser Solaranlagen.....	39
4.3 Rolle der Stromversorger bei der Solarstromproduktion stärken.....	41
4.4 Einmalvergütung punktuell vereinfachen	43
Anhang 1: Rechtsgrundlagen.....	46
Anhang 2: Abkürzungen.....	47
Anhang 3: Glossar.....	49
Anhang 4: Methoden	50

Anhang 5: Bibliographie.....51

Anhang 6: Analyse und Reduktion bestehender Mitnahmeeffekte53

Wirkungsprüfung der Subventionen an grosse Photovoltaikanlagen

Bundesamt für Energie

Das Wesentliche in Kürze

Zur Erreichung seiner Ziele im Bereich der Energie- und Klimapolitik hat der Bund Massnahmen ergriffen, um die Stromproduktion mittels Photovoltaik (PV) wesentlich zu erhöhen. Die PV soll bis 2050 die Kernkraft als wichtigste Säule der Schweizer Stromproduktion nebst der Wasserkraft ersetzen. Die Produktionsziele für Solarstrom wurden mehrfach angehoben, während die Massnahmen wiederholt angepasst wurden. Seit 2014 löste die als Investitionsbeitrag ausgestaltete Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen (EIV) die seit 2009 ausbezahlte kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) als wichtigste Subvention für Solarstrom schrittweise ab. Bis Ende 2022 wurden im Rahmen der EIV insgesamt 1,5 Milliarden Franken Fördergelder aus dem Netzzuschlagsfonds für 130 000 PV-Anlagen mit einer Jahresproduktion von 2,6 Terawattstunden gewährt. Darüber hinaus beeinflussen Regelungen des Bundes zusätzliche finanzielle Anreize und die rechtlichen Möglichkeiten für den Zubau von Solarstromanlagen. Dazu gehören insbesondere Bestimmungen zum Eigenverbrauch des produzierten Solarstroms, zur Rücklieferung an die Stromnetzbetreiber und zur Raumplanung. PV-Pflichten bei Neubauten, Informationsmassnahmen und steuerliche Regelungen von Bund und Kantonen sowie ergänzende Subventionen einzelner Kantone und Gemeinden wirken sich ebenfalls auf den Zubau von Solarstromanlagen aus.

Bessere Koordination und Kosteneffizienz bei der Nutzung von Solarstrompotenzialen im Fokus

Die Eidgenössische Finanzkontrolle (EFK) hat geprüft, ob die EIV im Zusammenspiel mit weiteren Massnahmen geeignet und ausreichend koordiniert ist, um die vorhandenen Solarstrompotenziale für eine möglichst wirksame und wirtschaftliche Erreichung der energiepolitischen Ziele des Bundes zu nutzen. Dabei wurde insbesondere die Rolle grosser PV-Anlagen berücksichtigt.

Die EFK beurteilt das starke Wachstum des PV-Zubaus in den vergangenen drei Jahren als positiv und zielkonform. Für die Erreichung der langfristigen Ziele bis 2050 identifiziert sie jedoch verschiedene Risiken. Die EFK richtet fünf Empfehlungen an das Bundesamt für Energie (BFE). Diese betreffen die Nutzung vorhandener PV-Potenziale, die Koordination finanzieller Anreize zugunsten von Solaranlagen, die Ausgestaltung und Nutzung des rechtlichen Rahmens für Solarkraftwerke auf Freiflächen und die Beobachtung der Wirtschaftlichkeit sowie punktuelle Vereinfachungen bei der EIV.

Nachhaltigkeit des aktuellen Booms beim Zubau von Solaranlagen sicherstellen

Nachdem der jährliche PV-Zubau zwischen 2013 und 2019 bei durchschnittlich rund 300 Megawatt Leistung stagnierte, stieg er ab 2020 rapide an auf eine Grössenordnung von 1000 Megawatt im Jahr 2022. Das Wachstum erfolgte in einer Periode mit reduzierten Unsicherheiten bei der EIV (Abbau der Wartelisten) und steigenden Strompreisen. Die geltenden Richtwerte für die erneuerbare Stromerzeugung ohne Wasserkraft für 2020 konnten vor allem dank dem PV-Zubau erreicht werden. Auch die aktuell vom Bundesrat

angestrebten mittel- und langfristigen Zielwerte für 2035 und 2050 können bei einer Fortführung des gegenwärtigen Zubautempos erreicht werden. Risiken für die Zielerreichung resultieren aus Sicht der EFK aus der Möglichkeit sinkender Marktstrompreise sowie aus einer übermässigen Abhängigkeit von der Nutzung des PV-Potenzials auf Gebäuden. Eine Festlegung von im Parlament bereits diskutierten ambitionierteren Zielen könnte die Zielerreichung ebenfalls schwieriger machen.

Ungenügende Koordination der finanziellen Anreize für die Solarstromproduktion

Die verschiedenen bundesrechtlichen Bestimmungen, welche die finanziellen Anreize für den PV-Zubau beeinflussen, wurden bisher kaum untereinander und mit den schwankenden Marktstrompreisen koordiniert, um eine möglichst wirksame und wirtschaftliche Förderung zu erreichen. Dies betrifft insbesondere die Bestimmungen für EIV, Eigenverbrauch, Rückliefer- und Stromtarife. Die mangelnde Abstimmung führt zu sehr unterschiedlichen Rentabilitäten von ansonsten vergleichbaren Projekten. So werden PV-Projekte in einigen Fällen trotz Subventionen nicht gebaut, während andernorts ähnliche Projekte auch ohne Subventionen rentabel betrieben werden können und Fördermittel somit wirkungslos bleiben (Mitnahmeeffekte). Ab 2023 gibt es eine punktuelle Koordination durch einen gesetzlich vorgesehenen höheren EIV-Förderansatz für PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch.

Anzustrebende Verbesserungen bei der Wirtschaftlichkeit der Fördermassnahmen

Die Gestehungs- wie auch die Förderkosten sind in der Schweiz wie in anderen Ländern bei grossen PV-Anlagen insgesamt deutlich geringer als bei kleinen Anlagen. Bei der EIV für kleine PV-Anlagen unter 100 Kilowatt Leistung (KLEIV) lagen die Förderkosten pro Kilowatt geförderte Leistung bisher um 44 % höher als bei der EIV für grosse PV-Anlagen ab 100 Kilowatt Leistung (GREIV). Daher wirkt es sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit aus, dass bereits heute das PV-Potenzial grosser Dächer besser ausgeschöpft wird als jenes kleiner Dächer. Es verbleibt jedoch ein substanzielles Einsparpotenzial durch eine weitergehende Nutzung grosser anstelle von kleinen Anlagen. Die Kosteneffizienz der EIV könnte durch eine stärkere Fokussierung auf die günstigeren grossen PV-Anlagen und wirksamere Massnahmen gegen Mitnahmeeffekte verbessert werden, insbesondere durch den Ausschluss des bereits rentablen Eigenverbrauchs von der Förderung. Die 2023 erstmals angewendeten Auktionen für die Vergabe bestimmter Einmalvergütungen beurteilt die EFK für die Zukunft bei allen grösseren PV-Anlagen über einer bestimmten Schwelle als angezeigt.

Klärung der zukünftigen Rolle grosser Solarkraftwerke

Schon beschlossen und unmittelbar in Kraft gesetzt hat das Parlament im Herbst 2022 eine wesentliche Erleichterung und spezielle Förderung des Baus von PV-Grossanlagen auf Freiflächen in den Alpen. Die bereits bestehenden rechtlichen Möglichkeiten zugunsten grosser Freiflächenanlagen ausserhalb von Bauzonen wurden vom BFE und anderen involvierten Bundesämtern aufgrund der verfolgten Fokussierung auf den Gebäudebereich bewusst eher behindert als proaktiv genutzt. Eine Aktualisierung der bisher auf die Nutzung des PV-Potenzials von Gebäuden fokussierten Strategie ist angesichts immer ambitionierterer Zubauziele und der kurzfristig gefällten Beschlüsse des Parlaments zugunsten grosser Freiflächenanlagen in den Alpen angezeigt. Damit soll in der längeren Frist bis 2050 ein kriterienbasierter, verlässlicher, kostengünstiger und der Versorgungssicherheit im Winter dienender Zubau begünstigt werden.

Audit de l'impact des subventions allouées aux grandes installations photovoltaïques

Office fédéral de l'énergie

L'essentiel en bref

Afin d'atteindre ses objectifs en matière de politique énergétique et climatique, la Confédération a pris des mesures pour augmenter considérablement la production d'électricité au moyen du photovoltaïque (PV). D'ici 2050, ce dernier doit remplacer l'énergie nucléaire comme principal pilier de la production d'électricité suisse, avec l'énergie hydraulique. Les objectifs de production d'électricité solaire ont été relevés à plusieurs reprises et les mesures adaptées régulièrement. Depuis 2014, la rétribution unique pour les installations photovoltaïques (RU), conçue comme une contribution à l'investissement, a progressivement remplacé la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), versée depuis 2009, en tant que principale subvention pour l'électricité solaire. Jusqu'à fin 2022, un total de 1,5 milliard de francs de subventions provenant du Fonds alimenté par le supplément a été alloué dans le cadre de la RU pour 130 000 installations photovoltaïques avec une production annuelle de 2,6 térawattheures. En outre, les réglementations fédérales ont une incidence sur les incitations financières supplémentaires et les possibilités légales qui ont trait au développement des installations solaires. Il s'agit en particulier de dispositions relatives à la consommation propre de l'électricité solaire produite, à la restitution d'électricité aux exploitants de réseaux et à l'aménagement du territoire. Les obligations en matière de PV pour les nouvelles constructions, les mesures d'information et les réglementations fiscales de la Confédération et des cantons ainsi que les subventions complémentaires de certains cantons et communes ont aussi un impact sur le développement des installations solaires.

Accent mis sur l'amélioration de la coordination et de la rentabilité de l'exploitation du potentiel de l'électricité solaire

Le Contrôle fédéral des finances (CDF) a examiné si la RU, en combinaison avec d'autres mesures, est appropriée et suffisamment coordonnée pour exploiter le potentiel de l'électricité solaire existant pour atteindre les objectifs énergétiques de la Confédération de la manière la plus efficace et la plus économique possible. L'audit a porté en particulier sur le rôle des grandes installations PV.

Le CDF estime que la forte croissance des installations PV au cours des trois dernières années est positive et conforme aux objectifs. Il identifie toutefois plusieurs risques pour la réalisation des objectifs à long terme d'ici 2050. Le CDF adresse cinq recommandations à l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). Celles-ci concernent l'exploitation du potentiel PV existant, la coordination des incitations financières en faveur des installations solaires, la conception et l'utilisation du cadre juridique pour les centrales solaires sur les surfaces libres et le suivi de la rentabilité ainsi que des simplifications ponctuelles de la RU.

Assurer la durabilité de l'essor actuel dans la construction d'installations solaires

Après avoir stagné entre 2013 et 2019 avec une puissance moyenne d'environ 300 mégawatts, la construction annuelle de PV a rapidement augmenté à partir de 2020 pour atteindre un ordre de grandeur de 1000 mégawatts en 2022. Cette croissance a eu lieu dans une période où les incertitudes liées à la RU ont été réduites (réduction des listes d'attente) et où les prix de l'électricité ont augmenté. Les valeurs indicatives en vigueur pour la production d'électricité renouvelable hors énergie hydraulique pour 2020 ont pu être atteintes principalement grâce au développement du PV. Les objectifs à moyen et long terme présentement visés par le Conseil fédéral pour 2035 et 2050 peuvent également être atteints si le rythme actuel de construction se poursuit. Du point de vue du CDF, les risques pour la réalisation des objectifs résultent de la possibilité d'une baisse des prix de l'électricité sur le marché et d'une dépendance excessive à l'égard de l'exploitation du potentiel PV sur les bâtiments. La fixation d'objectifs plus ambitieux, déjà débattus au Parlement, pourrait aussi rendre la réalisation des objectifs plus difficile.

Coordination insuffisante des incitations financières pour la production d'énergie solaire

Jusqu'à présent, les différentes dispositions fédérales qui influencent les incitations financières au développement du PV n'ont guère été coordonnées entre elles ni avec les prix fluctuants de l'électricité sur le marché afin d'obtenir une subvention aussi efficace et économique que possible. C'est particulièrement le cas pour les dispositions sur la RU, la consommation propre, les tarifs de restitution d'électricité aux exploitants de réseaux et ceux de l'électricité. Le manque de coordination conduit à des écarts de rentabilité de projets par ailleurs comparables. Ainsi, dans certains cas, les projets PV ne sont pas construits malgré les subventions, alors que dans d'autres cas, des projets similaires peuvent être exploités de manière rentable sans subventions, ce qui rend les subventions inefficaces (effet d'aubaine). À partir de 2023, il y aura une coordination ponctuelle grâce à un dispositif d'encouragement RU renforcé prévu par la loi pour les installations PV sans consommation propre.

Améliorations à apporter à la rentabilité des mesures d'encouragement

En Suisse comme dans d'autres pays, les coûts de production et de subventions sont dans l'ensemble nettement plus faibles pour les grandes installations PV que pour les petites. Dans le cas de la RU pour les petites installations PV d'une puissance inférieure à 100 kilowatts (PRU), les coûts de subventions par kilowatt de puissance subventionnée étaient jusqu'à présent 44 % plus élevés que pour les grandes d'une puissance supérieure à 100 kilowatts (GRU). Le fait que le potentiel PV des grandes toitures soit déjà mieux exploité que celui des petites a donc un impact positif sur la rentabilité. Il reste cependant un important potentiel d'économies en utilisant davantage les grandes installations plutôt que les petites. Le rapport coût-efficacité de la RU pourrait être amélioré en se concentrant davantage sur les grandes installations PV moins chères et en prenant des mesures plus efficaces pour contrer les effets d'aubaine, notamment en excluant la consommation propre de la subvention, déjà rentable. Le CDF estime que la mise aux enchères pour l'attribution de certaines rétributions uniques, appliquée pour la première fois en 2023, est indiquée à l'avenir pour toutes les grandes installations PV au-delà d'un seuil défini.

Clarification du rôle futur des grandes centrales solaires

À l'automne 2022, le Parlement a déjà décidé et mis en vigueur immédiatement un assouplissement substantiel et un soutien spécifique à la construction de grandes installations PV sur des surfaces libres dans les Alpes. L'OFEN et d'autres offices fédéraux concernés ont délibérément entravé les possibilités juridiques existantes en faveur des grandes installations sur des surfaces libres hors des zones à bâtir plutôt que de les exploiter de manière proactive, en raison de la focalisation sur le domaine du bâtiment. Une mise à jour de la stratégie, qui s'est jusqu'à présent concentrée sur l'exploitation du potentiel PV des bâtiments, s'impose au vu des objectifs de développement toujours plus ambitieux et des décisions prises à court terme par le Parlement en faveur des surfaces libres dans les Alpes. L'objectif est de favoriser, à plus long terme jusqu'en 2050, un développement fondé sur des critères, fiable, moins coûteux et servant à la sécurité de l'approvisionnement en hiver.

Texte original en allemand

Verifica dell'efficacia dei sussidi per i grandi impianti fotovoltaici

Ufficio federale dell'energia

L'essenziale in breve

Per raggiungere i suoi obiettivi nel settore della politica energetica e climatica, la Confederazione ha adottato misure volte ad aumentare in modo significativo la produzione di energia elettrica per mezzo di impianti fotovoltaici. Entro il 2050 il settore fotovoltaico dovrà sostituire l'energia atomica e costituire il secondo pilastro portante, dopo l'energia idroelettrica, nella produzione svizzera di elettricità. Gli obiettivi di produzione per l'energia di origine solare sono stati innalzati a più riprese gli e le relative misure sono state ripetutamente adeguate. Dal 2014 la remunerazione unica per impianti fotovoltaici, concepita come contributo d'investimento, sostituisce gradualmente la remunerazione per l'immissione di elettricità a copertura dei costi, versata dal 2009 come sussidio principale nella promozione dell'energia solare. Nel quadro della remunerazione unica per impianti fotovoltaici, fino a dicembre 2022 dal Fondo per il supplemento rete sono stati versati complessivamente 1,5 miliardi di franchi per la promozione di 130 000 impianti fotovoltaici, con una produzione annua di 2,6 terawattora. In aggiunta vi sono regolamentazioni federali che contribuiscono a creare ulteriori incentivi finanziari e condizioni legali a favore del potenziamento degli impianti solari. In particolare, tra queste rientrano le disposizioni sul consumo proprio dell'energia solare prodotta, sull'immissione nella rete dei gestori di elettricità e sulla pianificazione del territorio. Contribuiscono al maggior numero di impianti solari anche gli obblighi relativi all'installazione di impianti fotovoltaici per gli edifici di nuova costruzione, le misure a sostegno dell'informazione e della formazione e le disposizioni fiscali a livello federale e cantonale, nonché i sussidi complementari elargiti da alcuni Cantoni e Comuni.

Obiettivo prioritario: migliorare il coordinamento e l'efficienza dei costi nello sfruttamento del potenziale dell'energia solare

Il Controllo federale delle finanze (CDF) ha verificato se la remunerazione unica per gli impianti fotovoltaici e le altre misure siano adeguatamente e sufficientemente coordinate tra loro, al fine di sfruttare il potenziale esistente dell'energia solare per raggiungere nella maniera più efficace ed economica possibile gli obiettivi di politica energetica della Confederazione. La verifica ha esaminato in particolare il ruolo dei grandi impianti fotovoltaici.

Il CDF ritiene che la forte crescita degli impianti fotovoltaici installati negli ultimi tre anni sia positiva e conforme agli obiettivi perseguiti. Tuttavia identifica diversi rischi legati al raggiungimento degli obiettivi entro il 2050 e formula cinque raccomandazioni per l'Ufficio federale dell'energia (UFE). Tali raccomandazioni riguardano lo sfruttamento del potenziale esistente degli impianti fotovoltaici, il coordinamento degli incentivi finanziari a favore degli impianti solari, l'impostazione e l'impiego del quadro giuridico per le centrali solari su superfici libere, l'osservanza del criterio di redditività e semplificazioni puntuali relative alla remunerazione unica per impianti fotovoltaici.

Garantire la continuità dell'attuale trend di crescita degli impianti solari

Dal 2013 al 2019 il potenziamento annuale degli impianti fotovoltaici è rimasto pressoché invariato, con una potenza media di circa 300 megawatt. Dal 2020 in poi esso ha registrato un grande balzo in avanti, attestandosi su 1000 megawatt nel 2022. Questo aumento è avvenuto in un periodo caratterizzato da maggiori certezze nell'ambito della remunerazione unica (riduzione delle liste d'attesa) e dall'impennata dei prezzi dell'energia elettrica. È soprattutto grazie al potenziamento degli impianti fotovoltaici che i valori di riferimento per la produzione di elettricità da energie rinnovabili (esclusa la forza idrica) per il 2020 sono stati raggiunti. Se l'attuale trend di crescita continuasse, sarebbe possibile conseguire anche gli obiettivi a medio e lungo termine stabiliti dal Consiglio federale per il 2035 e il 2050. Secondo il CDF, una possibile riduzione dei prezzi di mercato dell'elettricità e un'eccessiva dipendenza dallo sfruttamento del potenziale degli impianti fotovoltaici sugli edifici potrebbero compromettere il raggiungimento degli obiettivi. Anche l'eventuale adozione di valori di riferimento ancora più ambiziosi, peraltro già discussi in Parlamento, potrebbe rappresentare un ostacolo in tal senso.

Coordinamento carente nell'ambito degli incentivi finanziari per la produzione di energia solare

Finora non è stato fatto praticamente alcun confronto tra le diverse disposizioni del diritto federale che incidono sugli incentivi finanziari per il potenziamento degli impianti fotovoltaici e la fluttuazione dei prezzi di mercato dell'elettricità. Un siffatto confronto consentirebbe invece di garantire una promozione efficace ed economicamente vantaggiosa. Ciò riguarda in particolare le disposizioni sulla remunerazione unica per impianti fotovoltaici, sul consumo proprio e sulle tariffe per l'immissione in rete e l'energia elettrica. Questo coordinamento carente comporta indici di redditività molto diffusi per progetti analoghi. Ad esempio, in alcuni casi non si procede alla costruzione di impianti fotovoltaici nonostante l'opportunità di avvalersi di incentivi, mentre in altri progetti analoghi è possibile gestire gli impianti in maniera redditizia anche senza sussidi, vanificando così l'efficacia dei fondi di promozione (effetto di trascinamento). Dal 2023 è previsto uno sforzo puntuale in questo senso attraverso la remunerazione unica elevata per gli impianti fotovoltaici senza consumo proprio.

Miglioramenti auspicabili nella redditività delle misure di promozione

In Svizzera, come in altri Paesi, i costi di produzione e promozione dei grandi impianti fotovoltaici sono, nel complesso, notevolmente più bassi rispetto agli impianti di piccole dimensioni. I costi di promozione per kilowatt delle remunerazioni uniche per piccoli impianti fotovoltaici fino a una potenza di 100 kilowatt superavano finora del 44 per cento i costi di promozione per gli impianti grandi da 100 kilowatt. Pertanto, il fatto che il potenziale degli impianti fotovoltaici sui tetti di grandi dimensioni sia già sfruttato maggiormente rispetto a quello dei tetti di dimensioni più piccole influisce positivamente sulla redditività. Tuttavia, un maggiore sfruttamento dei grandi impianti rispetto a quelli piccoli consentirebbe di ottenere risparmi sostanziali. L'efficienza dei costi della remunerazione unica potrebbe essere ottimizzata privilegiando i grandi impianti fotovoltaici e adottando misure più incisive che contrastino l'effetto di trascinamento, in particolare l'esclusione dagli incentivi di promozione del consumo proprio, ad oggi già redditizio. Secondo il CDF, per tutti i grandi impianti fotovoltaici che superano una determinata soglia sarebbe opportuno eseguire in futuro le aste per l'aggiudicazione di remunerazioni uniche, condotte per la prima volta nel 2023.

Chiarire quale ruolo ricopriranno le grandi centrali solari

Nell'autunno 2022 il Parlamento ha deciso e posto immediatamente in vigore un'importante semplificazione e una promozione speciale per la costruzione di grandi impianti fotovoltaici su superfici libere nelle regioni alpine. Incentrando le loro attività sul settore degli edifici, l'UFE e gli altri Uffici federali coinvolti hanno consapevolmente evitato di sfruttare in maniera proattiva le condizioni legali già esistenti per promuovere l'installazione di grandi impianti su superfici libere al di fuori delle aeree edificate. Il CDF ritiene che sarebbe opportuno adeguare la strategia nella quale gli impianti fotovoltaici sugli edifici ricoprono tuttora un ruolo preponderante, soprattutto in vista degli obiettivi di potenziamento sempre più ambiziosi e delle recenti decisioni del Parlamento a favore dei grandi impianti su superfici libere nelle regioni alpine. Così facendo si favorirebbe un potenziamento degli impianti fino al 2050 che sia basato su criteri specifici, affidabile, economico e utile all'approvvigionamento energetico nei mesi invernali.

Testo originale in tedesco

Audit of the effectiveness of subsidies for large photovoltaic installations

Swiss Federal Office of Energy

Key facts

In order to achieve its targets in terms of energy and climate policy, the Confederation has taken measures to substantially increase electricity production by means of photovoltaics (PV). Photovoltaics are to replace nuclear power as the most important pillar of Swiss electricity production, along with hydropower, by 2050. The production targets for solar electricity have been raised several times, while the measures have been repeatedly modified. Since 2014, the non-recurrent remuneration for photovoltaic installations, designed as an investment contribution, has gradually replaced the cost-covering remuneration for feed-in to the electricity grid (CRF), which has been paid out since 2009, as the most important subsidy for solar power. By the end of 2022, a total of CHF 1.5 billion in subsidies from the grid supplement fund was granted under non-recurrent remuneration for 130,000 PV installations, with an annual production of 2.6 terawatt hours. Furthermore, federal regulations are driving additional financial incentives and the legal possibilities for more solar power plants. These include, in particular, regulations on self-consumption of the solar power produced, on feeding back to the electricity grid operators and on spatial planning. Mandatory PV for new buildings, information measures and federal and cantonal tax regulations, as well as supplementary subsidies from individual cantons and communes, also have an impact on the increase in the number of solar power installations.

Focus on better coordination and cost efficiency in exploiting solar power potential

The Swiss Federal Audit Office (SFAO) examined whether the non-recurrent remuneration, in conjunction with other measures, is suitable and sufficiently coordinated to exploit the existing solar power potential to meet the Confederation's energy policy objectives as effectively and economically as possible. In particular, the role of large PV installations was considered.

The SFAO views the strong growth in PV construction over the past three years as positive and in line with the objectives. However, it identified various risks to achieving the long-term objectives by 2050. The SFAO made five recommendations to the Swiss Federal Office of Energy (SFOE). These relate to the use of existing PV potential, the coordination of financial incentives in favour of solar installations, the design and use of the legal framework for solar power plants on unbuilt land, the monitoring of economic viability, and specific simplifications to the non-recurrent remuneration.

Ensuring the sustainability of the current construction boom in solar installations

After stagnating at an average of around 300 megawatts between 2013 and 2019, annual additional PV output rose rapidly from 2020 onwards to around 1,000 megawatts in 2022. This growth occurred in a period with reduced uncertainties regarding the non-recurrent remuneration (drop in waiting lists) and rising electricity prices. The applicable guideline values for renewable electricity generation excluding hydropower for 2020 were achieved

primarily thanks to the increase in PV. It will also be possible to meet the Federal Council's current medium- and long-term targets for 2035 and 2050 if the present rate of expansion continues. In the SFAO's view, the risks to achieving the targets lie in the possibility of falling market electricity prices and from excessive dependence on the use of PV potential on buildings. If more ambitious targets, which have already been discussed in Parliament, are set, this could also make it more difficult to achieve the targets.

Insufficient coordination of financial incentives for solar power production

The various federal legal provisions that influence the financial incentives for PV constructions have so far scarcely been coordinated with each other or with the fluctuating market electricity prices in order to achieve the most effective and economic support possible. This applies in particular to the provisions for non-recurrent remuneration, self-consumption, feeding back and electricity tariffs. The lack of coordination leads to very different levels of profitability for otherwise comparable projects. In some cases, PV projects are not built despite subsidies, while elsewhere similar projects can be operated profitably without subsidies, meaning funding is thus ineffective (deadweight loss). Since 2023, there has been occasional coordination through a higher non-recurrent remuneration subsidy rate for installations without self-consumption, as provided for by law.

Improvements needed in the cost-effectiveness of the subsidy measures

In Switzerland, as in other countries, the production and subsidy costs for large PV installations are significantly lower than for small installations. In the case of the non-recurrent remuneration for small installations with a capacity of less than 100 kilowatts, the subsidy costs per kilowatt of subsidised output have so far been 44% higher than in the case of the non-recurrent remuneration for large installations with an output of 100 kilowatts or more. For this reason, the fact that the PV potential of large roofs is already better exploited than that of small roofs has a positive effect on economic efficiency. However, there is still substantial potential for savings through greater use of large rather than small installations. The cost efficiency of the non-recurrent remuneration could be improved by a stronger focus on the cheaper large installations and more effective measures against deadweight loss, in particular by excluding already profitable self-consumption from the subsidy. The SFAO considers the auctions for the award of certain one-off payments, which were held for the first time in 2023, to be appropriate for all larger installations above a certain threshold in the future.

Clarification of the future role of large solar power plants

In autumn 2022, Parliament already decided on and immediately enacted a significant simplification and special support for the construction of large installations on unbuilt land in the Alps. Due to their focus on buildings, the SFOE and other federal offices involved intentionally hindered rather than proactively exploited the existing legal options for large installations on unbuilt land outside building zones. An updated strategy, which has so far focused on exploiting the PV potential of buildings, is appropriate in view of the increasingly ambitious expansion targets and the decisions taken by Parliament in the short term in favour of large installations on unbuilt land in the Alps. In the longer term, until 2050, this should favour a criteria-based, reliable, cost-effective increase in installations that ensures supply security in winter.

Original text in German

Generelle Stellungnahme des Bundesamts für Energie

Die von der EFK festgestellten unterschiedlichen Bedingungen bei der Höhe der Rücklieferatarife entsprechen dem Willen des Gesetzgebers. Artikel 15 des Energiegesetzes koppelt die Vergütungshöhe an die Beschaffungskosten des jeweiligen Netzbetreibers, die sich bei 640 Schweizer Netzbetreibern natürlicherweise unterscheiden. Auf der anderen Seite schreibt der Gesetzgeber bei der Festlegung der Höhe der Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen (EIV) lediglich vor, dass sich diese an den Kosten von Referenzanlagen zu orientieren hat. Dies vor dem Hintergrund, die Förderung für die Investoren möglichst einfach verständlich und einheitlich zu handhaben. Die Festlegung der Höhe der EIV anhand der Ertragsmöglichkeiten von einzelnen Anlagen oder Anlagentypen und damit ihrer individuellen Wirtschaftlichkeit ist hingegen im Gesetz nicht vorgesehen und aus Sicht des BFE auch nicht praktikabel im Vollzug. Trotzdem hat der Bundesrat die Vergütungssätze der EIV jährlich angepasst und die Fördereffizienz seit der Einführung deutlich erhöht.

In Bezug auf grosse Anlagen ist festzuhalten, dass deren Kosten nicht automatisch geringer ausfallen als diejenigen kleinerer Anlagen. Insbesondere im alpinen Bereich liegen die Kosten gemäss Erkenntnissen des BFE pro installierter Leistung aktuell drei- bis viermal höher als bei grossen Aufdachanlagen im Flachland, da die Erschliessung und Verankerung im Gebirge deutlich aufwändiger ist. Diese erhöhten Kosten stehen in einem schlechten Verhältnis zu der zusätzlichen Winterproduktion, die je nach Standort zwei- bis dreimal höher liegt. Des Weiteren ist zu beachten, dass die Umsetzung von Freiflächenanlagen praktisch immer Nutzungskonflikte hervorruft (z.B. mit der Landwirtschaft sowie dem Natur- und Landschaftsschutz). Der grosse Vorteil der Nutzung von Dächern und Fassaden für die Photovoltaik ist der weitestgehende Wegfall dieser Nutzungskonflikte sowie die bereits vorhandene Erschliessung, ein weiterer sind Doppelnutzungen solcher Anlagen z.B. als Wetterschutz. In Anbetracht der Nutzung von lediglich 7% des ausschöpfbaren Solarpotenzials im Gebäudereich bis Ende 2022, sollte dieses Potenzial aus Sicht des BFE weiterhin mit hoher Priorität ausgenutzt werden.

1 Auftrag und Vorgehen

1.1 Ausgangslage

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 und der Klimastrategie verfolgt der Bundesrat den Ausstieg aus der Kernenergie sowie eine Reduktion des Verbrauchs fossiler Energien (Netto-Null-Ziel für 2050). Daraus ergibt sich der Bedarf für eine deutlich höhere Nutzung erneuerbarer Energien. Anfangs machte die Nutzung der «neuen» erneuerbaren Energien (Windkraft, Sonnenenergie, Geothermie) zur Stromerzeugung aufgrund der noch hohen Produktionskosten ohne staatliche Förderung kaum Fortschritte. Dies machte eine finanzielle Förderung notwendig.

Im heute geltenden Energiegesetz (EnG) sind Richtwerte für die erneuerbare Stromproduktion festgelegt. Diese möchte der Bundesrat im Rahmen der aktuellen Revision noch erhöhen, präzisieren und als Ziele verbindlicher festschreiben. Die 2021 publizierten Energieperspektiven 2050+ sind sowohl für die Energie- als auch für die Klimastrategie eine massgebliche Planungsgrundlage. Sie sehen vor, dass die Photovoltaik in der Schweiz bis 2050 die Kernkraft als zweiten Grundpfeiler der Stromversorgung nebst der Wasserkraft ersetzen wird. Dazu sehen die Energieperspektiven bis 2050 einen Ausbau der inländischen Solarstromproduktion auf jährlich 34 TWh vor.

Die Nutzung der Photovoltaik wird in der Schweiz vom Bund und teilweise auch von Kantonen und Gemeinden durch eine breite Palette von Massnahmen beeinflusst, welche den Zubau von Photovoltaikanlagen fördern oder hemmen. Dabei spielen sowohl finanzielle Anreizmassnahmen (Subventionen und Tarifregulierungen) wie auch rechtliche Vorschriften (Gebote und Verbote) sowie Informationsmassnahmen eine Rolle.

Nach der schrittweisen Ablösung der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) stellt heute die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen (EIV) die wichtigste direkte Subvention dar. Bei der Förderung wird unterschieden zwischen der EIV für grosse Anlagen ab 100 kW (GREIV) und der EIV für kleine Anlagen unter 100 kW (KLEIV). Darüber hinaus gibt es weitere Massnahmen, welche die finanziellen Anreize zum Bau von PV-Anlagen beeinflussen. Dazu gehören Regelungen zum Eigenverbrauch der selbst produzierten Elektrizität, die Pflicht zur Abnahme und Vergütung des produzierten Solarstroms durch die Netzbetreiber, Regulierungen zu den Stromtarifen für Endverbraucher (relevant für die Einsparungen durch Eigenverbrauch), steuerliche Regelungen bzw. Subventionen für PV-Anlagen sowie einzelne weitere Subventionen auf Ebene der Kantone und Gemeinden.

Einzelne wichtige Massnahmen wie etwa die EIV wurden bereits im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) evaluiert. Zu weiteren Einzelaspekten der PV-Nutzung liegen verschiedene Studien und Berichte vor. Es stellt sich jedoch die Frage, wie weit es zu den bestehenden Massnahmen eine übergeordnete Strategie gibt, ob die verschiedenen Massnahmen hinreichend koordiniert werden und ob deren Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit bei der Weiterentwicklung der Förderung genügend berücksichtigt werden.

Insbesondere in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit stellt sich dabei auch die Frage nach der Rolle grosser Photovoltaikanlagen bis hin zu grösseren Solarkraftwerken bei der zukünftigen Stromversorgung der Schweiz. Im Vergleich zu vielen anderen europäischen Ländern gibt es in der Schweiz weniger grosse Solaranlagen und kaum grössere Solarkraftwerke. Dies kann zu einem grossen Teil durch die unterschiedliche Ausgestaltung der finanziellen Anreize und rechtlichen Rahmenbedingungen erklärt werden. Zumindest in gut erschlosse-

nen Gebieten können grosse PV-Anlagen sowohl in der Schweiz wie auch in anderen Ländern in der Regel zu geringeren Gestehungskosten produzieren und kommen mit weniger Fördermittel aus als kleinere Anlagen.

1.2 Prüfungsziel und -fragen

Das Ziel der Prüfung ist es zu beurteilen, ob die EIV im Zusammenspiel mit weiteren vorgesehenen Massnahmen geeignet ist, das vorhandene Potenzial für die Solarstromproduktion auf möglichst wirksame und wirtschaftliche Weise zu nutzen, um die energiepolitischen Ziele des Bundes zu erreichen. Dabei soll insbesondere auch das Potenzial grosser Photovoltaikanlagen berücksichtigt werden.

1. Konzeption – Koordination der Massnahmen: Werden die Massnahmen zur Förderung grosser PV-Anlagen hinreichend koordiniert?
2. Wirksamkeit – Erreichung der Ziele: Erreichen die Massnahmen zur Förderung grosser PV-Anlagen die angestrebten Ziele?
3. Wirtschaftlichkeit – Effizienz bei der Zielerreichung: Sind die Massnahmen zur Förderung grosser PV-Anlagen genügend wirtschaftlich?

1.3 Prüfungsumfang und -grundsätze

Die Prüfung wurde von Alkuin Kölliker (Revisionsleitung) und Roger Lanicca zwischen Februar und November 2022 durchgeführt. Sie erfolgte unter der Federführung von Mathias Rickli. Roger Pfiffner und Giolitta Gruber haben die Prüfung im Bereich der Datenauswertung unterstützt. Der vorliegende Bericht berücksichtigt nicht die weitere Entwicklung nach der Prüfungsdurchführung. Während der Untersuchung bereits beschlossene Rechtsänderungen mit Inkrafttreten im Jahr 2023 werden hingegen beachtet. Die Prüfung wurde in methodischen Modulen umgesetzt, die in Anhang 4 beschrieben sind.

1.4 Unterlagen und Auskunftserteilung

Die notwendigen Auskünfte wurden der EFK vom BFE sowie von der Vollzugsstelle Pronovo umfassend und zuvorkommend erteilt. Die gewünschten Unterlagen standen dem Prüfungsteam vollumfänglich zur Verfügung.

1.5 Schlussbesprechung

Die Schlussbesprechung fand am 6. April 2023 statt. Das BFE wurde vom Leiter der Sektion Erneuerbare Energien, vom Verantwortlichen für Solarenergie innerhalb der Sektion Erneuerbare Energien sowie von einem Fachspezialisten der Sektion Risikomanagement und Finanzaufsicht vertreten. Seitens der EFK haben der Mandatsleiter, der Federführende und der Revisionsleiter teilgenommen.

Die EFK dankt für die gewährte Unterstützung und erinnert daran, dass die Überwachung der Empfehlungsumsetzung den Amtsleitungen bzw. den Generalsekretariaten obliegt.

EIDGENÖSSISCHE FINANZKONTROLLE

2 Koordination der Fördermassnahmen zugunsten der Solarstromproduktion

2.1 Zahlreiche Massnahmen beeinflussen die Solarstromproduktion

Massnahmen zugunsten der erneuerbaren Stromerzeugung wurden zunächst im Rahmen des Energiegesetzes von 1998 beschlossen und in verschiedenen Gesetzesrevisionen schrittweise ausgebaut. Zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 trat 2018 das totalrevidierte neue Energiegesetz in Kraft, das diese Entwicklung fortsetzte. Seither wurden vom Parlament weitere Anpassungen der Massnahmen im Energiegesetz beschlossen. Die Tabelle 1 enthält eine Übersicht zu den im vorliegenden Abschnitt vorgestellten wichtigsten staatlichen Massnahmen, welche die Solarstromproduktion durch Anreize, Vorschriften oder Informationen beeinflussen.

Massnahmen	Erläuterungen zu Art der Massnahmen und Wirkung auf Solarstromproduktion	Rechtsgrundlagen
Einspeisevergütungssystem (EVS) (zuvor: Kostendeckende Einspeisevergütung, KEV)	Subvention des Bundes für eingespeiste Energie (pro kWh), finanziert durch Netzzuschlag (garantiert Einkünfte aus PV-Anlage)	EnG Art. 19–23
Einmalvergütung für PV-Anlagen (EIV)	Subvention / Investitionsbeitrag des Bundes für zugebaute Leistung (pro kW), finanziert durch Netzzuschlag (senkt selbst zu tragende Investitionskosten)	EnG Art. 25–25a
Regelungen zum Eigenverbrauch von selbst produziertem Strom und zu Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV)	Regulierung des Bundes mit Auswirkungen auf finanzielle Anreize (ermöglicht Einsparungen durch Eigenverbrauch)	EnG Art. 16–17
Regelungen zur Abnahme- und Vergütungspflicht von selbst produziertem Strom durch die Netzbetreiber (Rücklieferartarife)	Regulierung des Bundes mit Auswirkungen auf finanzielle Anreize (beeinflusst Erlöse)	EnG Art. 15
Regelungen zu Stromtarifen für feste Endverbraucher (allgemein)	Regulierung des Bundes mit Auswirkungen auf finanzielle Anreize (beeinflusst Einsparungen durch Eigenverbrauch)	StromVG Art. 6
Regelungen zu Stromtarifen für feste Endverbraucher (Einrechnung Gestehungskosten)	Regulierung des Bundes mit Auswirkungen auf finanzielle Anreize (beeinflusst Erlöse)	StromVG Art. 6 Abs. 5 ^{bis}
Kantonale und kommunale Subventionen für PV-Anlagen	Diverse Investitionsbeiträge einzelner Kantone und Gemeinden; meist pro kW zugebaute Leistung, analog zu EIV des Bundes (senken selbst zu tragende Investitionskosten)	Kantonales / kommunales Recht
Regelungen zu Herkunftsnachweisen für produzierten Strom	Regulierung des Bundes mit Auswirkungen auf finanzielle Anreize für Solarstromproduktion (beeinflusst Erlöse)	EnG Art. 9
Steuerliche Regelungen zu erneuerbarer Stromproduktion / PV-Anlagen	Diverse steuerliche Regelungen von Bund und Kantonen zu PV-Investitionen, teilweise mit Subventionscharakter (beeinflussen Netto-Investitionskosten / Netto-Erlöse von PV-Anlagen)	Steuerrecht Bund / Kantone
Pflicht zur Nutzung der Solarenergie	Vorschriften von Bund und Kantonen zur Erstellung von Solaranlagen (inkl. Solarstromanlagen) bei Neubauten sowie bei Infrastrukturanlagen des Bundes	EnG Art. 45a–45b MuKE n 2014
Informationsmassnahmen im Energiebereich	Massnahmen von Bund und Kantonen bzgl. Information und Beratung sowie Aus- und Weiterbildung	EnG Art. 47–48

Tabelle 1: Übersicht zu ausgewählten staatlichen Massnahmen mit Auswirkungen auf die Solarstromproduktion;
Quelle: EFK, eigene Darstellung

Zur Umsetzung der aus dem Netzzuschlagsfonds finanzierten Massnahmen (Einspeisevergütung, Einmalvergütung) wurden Aufgaben vom BFE als zuständigem Bundesamt an die verwaltungsexterne Vollzugsstelle Pronovo ausgelagert.

Von der kostendeckenden Einspeisevergütung zur Einmalvergütung für PV-Anlagen

Ein erster starker Anstieg des PV-Zubaus in der Schweiz erfolgte von 2009 bis 2013 nach der Einführung der *kostendeckenden Einspeisevergütung* (KEV). Bei der KEV bestand die Subvention darin, dass für jede ins Netz eingespeiste Kilowattstunde Strom einer geförderten Anlage während einer bestimmten Zeit (bei Einführung zunächst 25 Jahre) ein im Voraus festgelegter kostendeckender Einspeisetarif bezahlt wurde. Dieser wurde aufgrund von Referenzanlagen bestimmt und überstieg im Normalfall den Marktpreis deutlich. Die KEV wurde später in das sogenannte Einspeisevergütungssystem (EVS) überführt.

Mit dem schrittweisen Übergang zur *Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen* (EIV) ab 2014 erfolgte bei der Förderung der Photovoltaik ein fundamentaler Wechsel beim Fördermodell.¹ Bei der KEV richtet sich die Förderung nach der Energieproduktion (in kWh), bei der EIV nach der installierten Leistung (in kW). Statt als Einspeisevergütung wurde die EIV somit als Investitionsbeitrag ausgestaltet, die maximal 30 % der Investitionskosten von Referenzanlagen übernehmen sollte. Dies senkt die von den Investoren selbst zu tragenden Kosten der PV-Anlagen. Die EIV wurde bis 2017 nur für Anlagen unter 30 kW Leistung ausbezahlt, steht heute jedoch im Zentrum der Förderpolitik des Bundes im Bereich Solarstrom. Sie wird gleich wie die KEV aus dem von den Stromkonsumenten bezahlten Netzzuschlag finanziert. Seit 2018 wird unterschieden zwischen einer Einmalvergütung für kleine PV-Anlagen unter 100 kW Leistung (KLEIV) und einer Einmalvergütung für grosse PV-Anlagen mit mindestens 100 kW Leistung (GREIV). Bis Ende 2022 wurden im Rahmen der EIV insgesamt 1,5 Mrd. Franken Fördergelder aus dem Netzzuschlagsfonds für rund 130 000 PV-Anlagen mit einer Leistung von 2700 MW und einer geschätzten Jahresproduktion von 2,6 TWh gewährt.² Die Abbildung 1 zeigt die entsprechenden Kennzahlen für grosse und kleine Anlagen (GREIV bzw. KLEIV). Für die zwischen 2012 bis 2021 erstellten Anlagen wurden jährlich Einmalvergütungen zwischen 100 Mio. und 196 Mio. Franken ausbezahlt (durchschnittlich 130 Mio. Franken).³



Abbildung 1: Kennzahlen zu im Rahmen der EIV bis Ende 2022 geförderten grossen und kleinen PV-Anlagen;
Quelle: Pronovo-Cockpit, Stand 1. Januar 2023

¹ Seit 1. Januar 2023 wird im EnG für die Einmalvergütung zusätzlich auch die Bezeichnung «Investitionsbeitrag für Photovoltaikanlagen» verwendet.
² Quelle: Pronovo, Pronovo-Cockpit, Stand 1. Januar 2023 (gerundete Werte).
³ Quelle: Auswertung EFK aufgrund von EIV-Daten Pronovo (Stammdatenreport, Stand 30. September 2022).

Wichtige Regelungen zu Eigenverbrauch und Rücklieferung von produziertem Solarstrom

Sehr wichtig als finanzieller Anreiz für den Zubau von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) sind zudem die Bestimmungen des Energiegesetzes zum *Eigenverbrauch* (EnG Art. 16–17). Diese erlauben es den Eigentümern von PV-Anlagen, den produzierten erneuerbaren Strom selbst zu konsumieren und dadurch Kosten für Strom (inklusive Netzgebühren und Abgaben) einzusparen. Dazu können Eigentümer und (weitere) Stromkonsumenten am Produktionsstandort auch Zusammenschlüsse für den Eigenverbrauch (ZEV) bilden. Die Einsparungen aufgrund des Eigenverbrauchs werden bei Kleinverbrauchern ohne freien Strommarktzugang durch Art. 6 des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) zu den Stromtarifen für feste Endverbraucher beeinflusst und stabilisiert.⁴

Für die *Rücklieferung* des produzierten erneuerbaren Stroms an die Netzbetreiber sieht das Energiegesetz eine Abnahme- und Vergütungspflicht vor (EnG Art. 15) und verbessert damit die Möglichkeiten und finanziellen Anreize für die unabhängigen Solarstromproduzenten.

Potenziell hat auch die Detailbestimmung gemäss Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG Einfluss auf die Rückliefertarife für PV-Strom. Diese gibt Stromversorgern die Möglichkeit, feste Endkunden mit einheimischem erneuerbarem Strom zu *Gestehungskosten* zu beliefern. Die Stromversorger können auf diesem Weg auch eingekauften PV-Strom ohne finanzielle Verluste zu vollen Gestehungskosten vermarkten.

Weitere staatliche Anreizmassnahmen sowie Vorschriften mit Einfluss auf PV-Zubau

Zusätzliche Subventionen gibt es in Form von *Investitionsbeiträgen einzelner Kantone und Gemeinden* für PV-Anlagen, welche ebenfalls die selbst zu tragenden Kosten der Investoren senken. Weitere Einnahmen für PV-Anlagen können sich durch Erlöse aus dem Verkauf von *Herkunftsnachweisen* nach dem Energiegesetz (EnG Art. 9) ergeben. Herkunftsnachweise erlauben es, den ökologischen Mehrwert des produzierten PV-Stroms zu vermarkten. Schliesslich können auch *steuerliche Regelungen* bzw. Finanzhilfen in Form von Steuererleichterungen für PV-Investitionen oder PV-Erlöse die selbst zu tragenden Investitionskosten senken bzw. die Erlöse steigern.

Über staatliche Massnahmen mit Einfluss auf finanzielle Anreize hinaus beeinflussen *rechtliche Möglichkeiten und Pflichten* den PV-Zubau wesentlich. Dies gilt insbesondere für die Möglichkeiten im Rahmen der rechtlichen Bestimmungen zur Raumplanung, zum Natur- und Heimatschutz sowie zum Umweltschutz. Von den Kantonen und jüngst auch vom Bund wurden zudem gewisse Verpflichtungen für PV-Anlagen bei Neubauten und öffentlichen Bauten eingeführt (MuKE 2014, EnG Art. 45a–45b).

Auf *Informationen* beruhende Massnahmen gemäss Energiegesetz (EnG Art. 47–48) spielen ebenfalls eine Rolle bei der Förderung der PV-Nutzung (Information, Beratung, Aus- und Weiterbildung), wurden bei der vorliegenden Prüfung aber ausgeklammert.

⁴ Bei Grossverbrauchern mit Strommarktzugang sind die stärker schwankenden Marktstrompreise für die Einsparungen massgeblich. Dementsprechend variieren auch ihre Einsparungen durch Eigenverbrauch im Zeitverlauf stärker als die Einsparungen gebundener Endkunden mit regulierten Preisen.

2.2 Verbesserungspotenzial beim Gesamtüberblick der Massnahmen

Zu einzelnen der oben aufgeführten Massnahmen liegen in unterschiedlicher Form öffentlich zugängliche Übersichten vor. So hat etwa das BFE zur EIV und zu den Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch (inkl. Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch) zwei externe Evaluationen in Auftrag gegeben, welche die Perioden 2014–2017 bzw. 2018–2020 abdecken.⁵ Die Evaluationen thematisieren die Einzelwirkungen der EIV und der Eigenverbrauchsregelungen sowie teilweise auch deren kombinierte Wirkungen. Dabei wurden punktuell auch die Rückliefertarife für eingespeisten Strom und die Stromtarife im Zusammenhang mit den Einsparungen durch Eigenverbrauch berücksichtigt. Die steuerliche Behandlung von PV-Anlagen wurde am Rande angesprochen. Die Darstellung der Massnahmen als solche steht nicht im Zentrum der beiden Evaluationen. Sie enthalten jedoch gewisse Angaben zur EIV, zum Eigenverbrauch und punktuell zu einzelnen anderen Massnahmen.

Nebst den EIV-Evaluationen des BFE liegen insbesondere aus jüngster Zeit zahlreiche Studien und Berichte vor, welche weitere Teilaspekte der Nutzung der Photovoltaik in der Schweiz thematisieren. Im Fokus stehen dabei oft gewisse Potenziale zur PV-Nutzung (z. B. Dächer, Fassaden, Infrastrukturen, Freiflächen inkl. alpine Zonen). Weniger oft und vertieft werden weitere Instrumente und Massnahmen behandelt, welche die PV-Nutzung fördern oder hemmen (z. B. raumplanerische oder steuerliche Aspekte).

Daneben gibt es Einzelbereiche, in denen das BFE über keine geeignete Übersicht über die getroffenen Massnahmen und deren Wirkungen verfügt. Dies gilt etwa für die Subventionen von Kantonen und Gemeinden in Form von Investitionszuschüssen und Steuererleichterungen.

Investitionsbeiträge von Kantonen und Gemeinden für PV-Anlagen

Auswertungen der EFK auf Grundlage von Daten der von Bund geförderten Plattform Energiefranken.ch haben ergeben, dass nebst sieben Kantonen mit rund 12 % der Schweizer Bevölkerung auch 152 Gemeinden (7 % der Gemeinden der Schweiz) PV-Anlagen mit Investitionsbeiträge unterstützen. Deren Höhe wird typischerweise als Anteil der EIV des Bundes (im Durchschnitt rund 50 %) berechnet oder ergibt sich wie bei der EIV selbst aus einem Leistungsbeitrag (durchschnittlich rund 300 Fr./kW) und einem Grundbeitrag (durchschnittlich rund 2300 Franken). Kleinere Anlagen werden bei dieser Förderung gegenüber grösseren Anlagen teilweise zusätzlich begünstigt durch eine Obergrenze von meist einigen tausend Franken bei den Fördergeldern.

Eine umfassende Gesamtübersicht mit allen wesentlichen staatlichen Massnahmen, welche auf die PV-Nutzung einwirken, ist aktuell nicht vorhanden. Dies gilt ebenso für eine Gesamtsicht zu den einzelnen und kombinierten Wirkungen dieser Massnahmen.⁶ Unter anderem fehlen Informationen dazu, in welchem Umfang welche finanziellen Anreize (Subventionen, Rückliefertarife, Einsparungen durch Eigenverbrauch, Herkunftsnachweise,

⁵ Infrac / EZS 2020, EBP / Planair 2022.

⁶ Auch in wichtigen energiepolitischen Grundlagendokumenten wie dem jüngsten Monitoringbericht zur Energiestrategie 2050 (BFE 2021a) oder der bundesrätlichen Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18. Juni 2021 findet sich keine zusammenfassende Gesamtschau der Massnahmen und Wirkungen.

Steuereinsparungen etc.) die bisherigen PV-Investitionen in der Schweiz insgesamt finanziert haben.⁷ Die Gesamtsumme dieser Anreize ist nicht bekannt.

Eine Empfehlung der EIV-Evaluation von 2020 an das BFE, das Zusammenspiel der verschiedenen Förderinstrumente transparent zu machen, wurde somit bis jetzt nicht umgesetzt.⁸ Das BFE ist aus eigener Sicht bereits gut informiert über alle relevanten Aspekte der PV-Förderung. Die Erstellung einer Gesamtübersicht hätte gemäss BFE keinen genügenden Mehrwert erbracht.

Im Oktober 2020 hat das BFE in einer Notiz zuhanden des Generalsekretariats des UVEK zumindest einen Überblick zu fünfzehn Hürden und entsprechenden Lösungsansätzen für den PV-Ausbau erstellt.

Beurteilung

Die EFK beurteilt die vom BFE im Rahmen von bisherigen Evaluationen bereitgestellte Übersicht zu einzelnen wichtigen Massnahmen zur Förderung der PV-Nutzung sowie zu deren Wirkungen als gut.

Hingegen existiert aus Sicht der EFK kein hinreichender Gesamtüberblick über alle wesentlichen Massnahmen und deren Wirkungen im gegenseitigen Zusammenspiel. Damit fehlt eine wichtige Grundlage für eine zweckmässige Koordination dieser Massnahmen.

Die Empfehlung 1 (Abschnitt 2.3) thematisiert nebst der Koordination auch den dazu notwendigen Gesamtüberblick zu den wichtigsten Massnahmen.

2.3 Ungenügende Abstimmung der wichtigsten finanziellen Anreize

Eine ungenügende Koordination der vielfältigen Massnahmen zur Förderung der PV-Nutzung kann zu Einbussen bei deren Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit führen. Je höher die Anzahl der Massnahmen und je stärker sich deren Wirkungen überschneiden, desto mehr Koordination ist generell notwendig. Für eine optimale Abstimmung sollte aber die Koordination nur erfolgen, soweit deren Nutzen die Kosten übersteigt. Eine Begrenzung der Anzahl und eine gute Abgrenzung der Massnahmen kann somit Koordinationskosten sparen und das Anstreben von Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit erleichtern. Innerhalb der eingangs aufgeführten Massnahmen (vgl. Abschnitt 2.1) hat die EFK hauptsächlich geprüft, inwiefern die Abstimmung der finanziellen Anreizmassnahmen zum Ausbau der Solarstromproduktion hinreichend ist.

Die KEV stellte durch die grosszügig bemessenen Einspeisetarife die Rentabilität von PV-Anlagen über ihre Lebensdauer sicher. Die Finanzierung der vollen Kosten der geförderten Anlagen (inkl. Investitionskosten, Betriebskosten, Fremd- und Eigenkapitalkosten) wurde im Prinzip durch die KEV allein bereits sichergestellt und bedurfte grundsätzlich keiner weiteren finanziellen Anreize. Bei der KEV erübrigte sich ausserdem eine Koordination zur Berücksichtigung des Eigenverbrauchs, der von der KEV nicht gefördert wird, oder von Rücklieferatarifen, welche durch den KEV-Tarif ersetzt werden.

⁷ Beispielsweise ist etwa unbekannt, in welchem Umfang und zu welchen genauen Tarifen die Verteilnetzbetreiber gemäss der Regelung von StromVG Art. 6 Abs. 5^{bis} eigenen oder eingekauften inländischen PV-Strom zu Gestehungskosten an gebundene Endkunden verkaufen. Theoretisch würde dies weitere Subventionen und finanzielle Anreize für die betroffenen PV-Anlagen überflüssig machen.

⁸ Vgl. Infras / EZS 2020, S. 11.

Die Abgrenzung der EIV vom vorhergehenden Förderinstrument der Einspeisevergütung ist dadurch sichergestellt, dass die Energieförderungsverordnung (EnFV Art. 31) eine Doppelförderung mit beiden Instrumenten bei den einzelnen Anlagen ausschliesst. Abgesehen davon gab es von der Einführung der EIV im Jahr 2014 bis zum Jahr 2022 keine weitergehende Koordination oder Abgrenzung der EIV mit bzw. von den wichtigsten anderen finanziellen Anreizen zur Solarstromproduktion.

Mit der hohen Einmalvergütung (HEIV) für PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch wurde 2023 eine partielle Abstimmung zwischen EIV und Eigenverbrauchsregelung eingeführt (EnG Art. 25 Abs. 3).⁹ Bei Anlagen mit Eigenverbrauch ist die Höhe der EIV aber weiterhin unabhängig vom genauen Eigenverbrauchsanteil. Es spielt somit für die EIV immer noch keine Rolle, ob der Eigenverbrauchsanteil einer Anlage bei 10 % oder bei 90 % liegt.

Ebenso bleibt die Höhe der EIV unabhängig von weiteren finanziellen Anreizen. Dazu gehören Einnahmen aus Rückliefer-Vergütungen und dem Verkauf von Herkunftsnachweisen, wie auch allfällige Subventionen und steuerliche Begünstigungen von Kantonen und Gemeinden. Auch die Höhe der Stromtarife, welche die konkreten Einsparungen bei gegebenem Eigenverbrauchsanteil bestimmen, bleibt unberücksichtigt.

Zum heutigen Zeitpunkt wird der Vollzug der EIV auf Bundesebene nicht mit den zusätzlichen Investitionsbeiträgen der Kantone für Solarstromanlagen koordiniert. Das Subventionsgesetz (SuG) sieht vor, dass Kantone in der Regel am Vollzug zu beteiligen sind, wenn sie die Finanzhilfen des Bundes ergänzen. Die Tätigkeit der beteiligten Behörden ist zu koordinieren und mehrfacher Verwaltungsaufwand zu vermeiden (SuG Art. 8).

Für die Gestaltung der Rückliefer tarife sind nebst den grundlegenden Bestimmungen von EnG Art. 15 auch die Bestimmungen des Stromversorgungsgesetzes zur Tarifgestaltung für feste Endverbraucher (gebundene Monopolkunden mit einem Jahresverbrauch unter 100 MWh) potenziell wichtig. Gemäss StromVG Art. 6 Abs. 5^{bis} dürfen Verteilnetzbetreiber die Gestehungskosten von inländischem erneuerbarem Strom in die Tarife einrechnen. Auf dieser Grundlage könnten die Verteilnetzbetreiber ihren Monopolkunden theoretisch die vollen und ansonsten nicht subventionierten Gestehungskosten von PV-Strom verrechnen. Auch bei dieser Bestimmung, welche im Prinzip eine kostendeckende Einspeisevergütung in alternativer Form ermöglicht, ist keine besondere Abstimmung mit der EIV oder anderen finanziellen Anreizmassnahmen ersichtlich.

Ebenfalls keine Abstimmung besteht zwischen der EIV und den PV-Obligationen bei Neubauten, welche inzwischen in den meisten Kantonen und ab 2023 aufgrund von EnG Art. 25a auch auf Bundesebene gelten.

Verschiedene Studien enthalten punktuelle Grundlagen für eine weitergehende Koordination von Massnahmen, welche aber bis jetzt noch nicht beschlossen wurde.¹⁰

Aus der fehlenden Abstimmung der EIV und weiterer finanzieller Anreize zugunsten der Solarstromproduktion ergeben sich Mitnahmeeffekte. Diese wurden im Rahmen der beiden EIV-Evaluationen im Auftrag des BFE erhoben. Zu deren Verringerung wurden bereits

⁹ Die Bezeichnung «hohe Einmalvergütung» findet sich in den Ausführungsbestimmungen (EnFV Art. 33 und Art. 35) und leitet sich aus den damit ermöglichten höheren Fördersätzen von bis zu 60 % der Investitionskosten ab.

¹⁰ Beispielsweise identifiziert die Studie InfraSolaire (EVS 2021a, S. 4–5, S. 40–41) verschiedene Hürden für den Bau von PV-Anlagen auf Infrastrukturen und Konversionsflächen. Die Studie weist auf Möglichkeiten hin, die Wirtschaftlichkeit und Realisierbarkeit solcher Anlagen zu verbessern. Damit legt sie auch Grundlagen für eine bessere Koordination. Letzteres trifft ebenfalls zu für die Studie «Synopsis Photovoltaik Gesetzgebung», welche unter anderem den Einfluss von Regelungen zu Strom- und Rückliefer tarifen auf die Rentabilität von PV-Anlagen thematisiert (EVS 2021b, S. 4).

punktuellen Massnahmen ergriffen. Die Erhebung und die Reduktionsmassnahmen zu den Mitnahmeeffekten sind im Anhang 6 dargestellt. Dabei werden auch die möglichen Gründe für die festgestellten eher hohen Mitnahmeeffekte erörtert.

Beurteilung

Die Abstimmung zwischen den verschiedenen finanziellen Anreizen (Subventionen, Tarifregulierungen) ist lückenhaft oder fehlt. Die bisherige Koordination der Massnahmen ist nicht ausreichend, um vermeidbare Beeinträchtigungen der Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit des PV-Zubaus zu verhindern.

Es gibt eine unkoordinierte und gewissermassen zufällige Kumulation der EIV mit verschiedenen weiteren finanziellen Anreizen, welche sich je nach Verteilnetzbetreiber, Kanton und Gemeinde unterscheiden sowie im Zeitverlauf schwanken. Daraus ergeben sich keine gleichmässigen und ökonomisch sinnvollen Gesamtanreize für den Zubau von PV-Anlagen (vgl. Abschnitt 3.3).

Die wiederholte Erhebung der Mitnahmeeffekte im Rahmen von zwei EIV-Evaluationen im Auftrag des BFE wird von der EFK als sorgfältig und sehr umfassend beurteilt. Den Umfang der dabei festgestellten Mitnahmeeffekte erachtet die EFK, wie auch von den Autoren beurteilt, als eher hoch.

Die in den vergangenen Jahren getroffenen Massnahmen schätzt die EFK als geeignet ein, um die Höhe der Mitnahmeeffekte bei einzelnen Projekten in bestimmten Teilbereichen zu reduzieren. Hingegen sind die Massnahmen nicht geeignet, einzelne Projekte mit Mitnahmeeffekten ganz von der Förderung auszuschliessen und die Mitnahmeeffekte insgesamt deutlich zu reduzieren. Für eine stärkere Reduktion von Mitnahmeeffekten fehlen die Berücksichtigung der Rentabilität von Projekten bei der Vergabe der EIV und damit verbunden die Koordination mit anderen finanziellen Anreizen zugunsten des PV-Zubaus.

Insgesamt bleibt aus Sicht der EFK das Risiko hoher Mitnahmeeffekte bei der EIV somit auch nach den Rechtsänderungen ab 2023 bestehen. Um die effektiven Auswirkungen der getroffenen Massnahmen auf die Mitnahmeeffekte abzuschätzen, wäre allerdings eine neue Erhebung der Mitnahmeeffekte bei den ab 2023 geförderten PV-Anlagen nötig. Eine solche könnte im Rahmen der Umsetzung von Empfehlung 4 (Abschnitt 4.1) erfolgen.

Eine bessere Koordination der finanziellen Anreize für die Solarstromproduktion erscheint der EFK als notwendig. Die Koordination sollte auf einem Konzept mit einer integrierten Gesamtübersicht der bisherigen Massnahmen beruhen und das Ziel haben, die Wirksamkeit von Fördermassnahmen zu erhöhen und Mitnahmeeffekte zu reduzieren. Dabei sollen regulierungsbedingte, sachfremde Unterschiede bei der Rentabilität von PV-Anlagen sowie Ertragsschwankungen im Zeitverlauf reduziert werden, welche zu gesamtwirtschaftlich ineffizienten Investitionsentscheidungen führen können. Insbesondere ist auszuschliessen, dass die bereits rentable Stromproduktion zum Eigenverbrauch zusätzlich durch Subventionen gefördert wird, und dass dies zu einer Minimierung einzelner PV-Anlagen mit dem Zweck der Eigenverbrauchsmaximierung beiträgt.

Empfehlung 1 (Priorität 1)

Die EFK empfiehlt dem BFE, ein Konzept zur besseren Koordination der finanziellen Anreize für die Nutzung der Photovoltaik zu erarbeiten und dazu stufengerecht geeignete Massnahmen vorzuschlagen, damit die Fördergelder effizienter und wirksamer eingesetzt werden können.

Die Empfehlung ist akzeptiert.

Stellungnahme des Bundesamts für Energie

Die fehlende Abstimmung ist allerdings v.a. ein Ergebnis der politischen Vorgaben. Bei den Beratungen zum Mantelerlass sind beispielsweise folgende Anreize für die Photovoltaik vom Gesetzgeber eingebracht worden: Solarpflicht für Neubauten und Parkplätze, gleitende Marktprämie als Wiedereinführung der KEV als Alternative zur Förderung der EIV, Neudefinition der Rückliefertarife basierend auf Marktpreisen mit einem Minimaltarif, Neuregelung der Durchschnittpreismethode zur Weiterverrechnung der Kosten der Netzbetreiber bei der Abnahme von Elektrizität. Ein solches Konzept kann vom BFE erstellt werden, wird aber die gesetzlichen Rahmenbedingungen berücksichtigen müssen. Da demnächst mit neuen Beschlüssen zu rechnen ist, wird das BFE diese bei der Erstellung des Konzeptes einfließen lassen und es dementsprechend bis zum 31.12. 2024 erstellen.

3 Zielerreichung der Förderung und Rolle grosser Photovoltaikanlagen

3.1 Ziele und Strategie für Winter-Solarstromproduktion sind zu klären

Verschiedene Ziele, Richtwerte und Szenarien zur erneuerbaren Stromproduktion im Allgemeinen sowie zur PV-Stromproduktion im Besonderen finden sich in den bisherigen und für die Zukunft vorgeschlagenen Bestimmungen des Energiegesetzes, in den entsprechenden Botschaften des Bundesrates sowie in den Energieperspektiven des Bundes. Die angestrebten Werte gelten jeweils für die Jahresproduktion in bestimmten Zieljahren und wurden seit der ersten Nennung von quantitativen Zielen im Energiegesetz ab 2009 schrittweise erhöht (vgl. Abbildung 2).

In der Fassung von 2009 sah das Energiegesetz eine Erhöhung der Jahresproduktion von Strom aus erneuerbaren Energien bis 2030 um mindestens 5,4 TWh vor (davon mindestens 2 TWh aus Wasserkraft). Ab 2018 wurden im Energiegesetz für Strom aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft Richtwerte von 4,4 TWh für 2020 und von 11,4 TWh für 2035 festgelegt. In seiner energiepolitischen Botschaft vom 18. Juni 2021 (Mantelerlass zur Revision von Energiegesetz und Stromversorgungsgesetz) schlug der Bundesrat dem Parlament vor, diese Richtwerte durch Ziele von 17 TWh für 2035 und von 39 TWh für 2050 zu ersetzen.¹¹ Für die PV-Stromproduktion werden im Gesetz selbst weiterhin keine spezifischen Zielwerte vorgesehen.

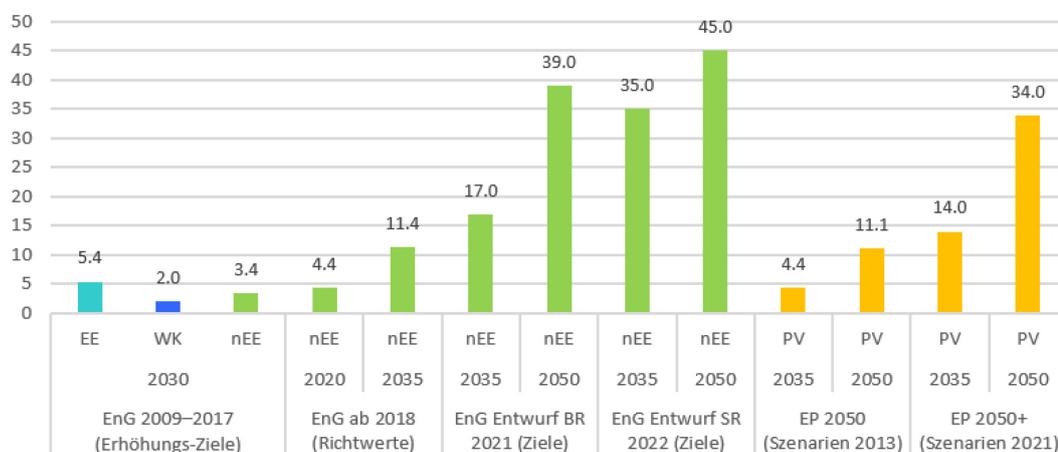


Abbildung 2: Entwicklung der Zielwerte für die erneuerbare Stromproduktion (Jahresproduktion in TWh). Erläuterungen: Erneuerbare Energien (EE = WK + nEE), Wasserkraft (WK), neue Erneuerbare Energien (nEE = EE – WK), Photovoltaik (PV), Energiegesetz (EnG), Bundesrat (BR), Ständerat (SR), Energieperspektiven (EP); Quelle: EFK, eigene Darstellung

Die neuen Energieperspektiven 2050+ aus dem Jahr 2021 gehen von 14 TWh PV-Stromproduktion im Jahr 2035 und von 34 TWh im Jahr 2050 aus.¹² Der Wert von 14 TWh PV-Strom für 2035 wird auch in der Botschaft vom 18. Juni 2021 im Zusammenhang mit den Ausbauzielen genannt. Die vorhergehenden Energieperspektiven 2050 aus dem Jahr 2013 hatten

¹¹ Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18. Juni 2021.

¹² BFE 2021b, S. 60.

noch mit 4,4 TWh PV-Stromproduktion für 2035 und 11,1 TWh für 2050 gerechnet, also mit rund einem Drittel der heute angestrebten Werte.¹³

Bei der Beratung der Vorlage zu dieser Botschaft im Parlament hat der Ständerat im September 2022 als Erstrat eine Verdoppelung des Ausbauziels für neue erneuerbare Energien für 2035 von 17 TWh auf 35 TWh und eine Erhöhung des entsprechenden Ziels für 2050 von 39 TWh auf 45 TWh beschlossen.

In jüngerer Zeit wurde verstärkt die Problematik einer in Zukunft zusammen mit dem PV-Stromanteil wachsenden Winterstromlücke thematisiert, unter anderem auch in Studien im Auftrag des Bundes. Punktuell wurden von Bundesrat und Parlament auch bereits Massnahmen getroffen, um den Winteranteil bei der Solarstromproduktion zu erhöhen. Dazu gehören der Neigungswinkel- und der Höhenbonus bei PV-Anlagen ab 2022 bzw. ab 2023 gemäss Energieförderungsverordnung und die Förderung von PV-Grossanlagen in den Alpen gemäss Energiegesetz-Revision vom 30. September 2022 (EnG Art. 71a).

Unabhängig von diesen Massnahmen ist es bis jetzt unklar, in welchem Umfang zusätzlicher Winter-Solarstrom zur Reduktion der prognostizierten zunehmenden Winterstromlücke beitragen soll und welche Strategie zur Zielerreichung verfolgt wird.

Auffällig ist, dass über die Gesamtziele zur Solarstromproduktion hinaus keine spezifischen Ziele für einzelne Massnahmen ersichtlich sind. So fehlen etwa in den energiepolitischen Botschaften des Bundesrates zu neuen oder angepassten Massnahmen wie der EIV Angaben zum angestrebten genaueren Beitrag dieser Massnahmen zur Solarstromproduktion.¹⁴

Beurteilung

Der Bund verfügt für die Jahresproduktion von Solarstrom zunehmend über spezifische, messbare und termingebundene Zielwerte, welche stufengerecht in unterschiedlichen Grundlagen verankert sind. Ob die Produktionsziele im Hinblick auf den zukünftigen Stromverbrauch angemessen sind, war nicht Teil dieser Prüfung und muss vom BFE beurteilt werden.

Während zur Reduktion einer zunehmenden Winterstromlücke bereits punktuelle Massnahmen im Bereich der Solarstromproduktion ergriffen wurden, fehlen dem Bund dazu spezifische Ziele und eine Strategie. Diesbezügliche Verbesserungen werden von der EFK im Rahmen der Empfehlung 2 (Abschnitt 3.2) vorgeschlagen.

Das Fehlen von spezifischen Zielen für einzelne Massnahmen zur PV-Förderung erschwert die Erfolgskontrolle und die Auswahl der am besten geeigneten Massnahmen.

3.2 Aktualisierte Strategie zur Nutzung der Solarstrom-Potenziale fehlt

Langfristige Zielerreichung erfordert dauerhaft hohen Zubau

Der im Energiegesetz festgeschriebene Richtwert für das Jahr 2020 von 4,4 TWh aus erneuerbarer Stromproduktion ohne Wasserkraft wurde im Rahmen der bisherigen Massnahmen mit einer effektiven Produktion von 4,7 TWh leicht übertroffen. Die Zielerreichung beruhte hauptsächlich auf dem Produktionszuwachs beim Solarstrom.¹⁵ Um das vom Bundesrat

¹³ BFE 2013, S. 21.

¹⁴ Vgl. Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013; Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18. Juni 2021.

¹⁵ Quellen: BFE 2021a, S. 18; BFE 2022a.

angestrebte Ziel von 14 TWh Solarstromproduktion im Jahr 2035 zu erreichen, ist ab 2022 ein durchschnittlicher jährlicher Leistungszubau von rund 800 MW notwendig.¹⁶ Im Anschluss daran ist ab 2035 ein Zubau von jährlich etwas über 1300 MW notwendig, um auch das bis 2050 im Rahmen der Energieperspektiven angestrebte Produktionsziel von jährlich 34 TWh zu erreichen.

Nach einer ersten Wachstumsphase ab 2007 stagnierte die für den Zubau in der Schweiz verkaufte PV-Leistung zwischen 2013 und 2019 bei rund 300 MW (vgl. Abbildung 3). Wichtige Gründe dafür dürften die Unsicherheit, die langen Wartezeiten und die geringere Förderhöhe beim Übergang von der KEV zur EIV sowie die in dieser Zeitperiode tiefen Strommarktpreise gewesen sein. Danach stieg die verkaufte Leistung rasant an auf rund 700 MW im Jahr 2021. Die zugebaute Leistung entspricht mit einer geringen Verzögerung der verkauften Leistung. Für 2022 dürfte gemäss dem BFE nochmals ein Zuwachs von 40 bis 50 % gegenüber dem Vorjahr resultieren. Damit würde ein Zubau in der Grössenordnung von 1000 MW erreicht. Die steigenden Strompreise und reduzierte Unsicherheiten bei der EIV (Abbau der Wartelisten) haben dieses Wachstum vermutlich begünstigt.

In der Solarstromstatistik des BFE bis zum Jahr 2021 ist dieser Übergang zu einem höheren Wachstumspfad noch nicht ersichtlich (vgl. Abbildung 3). Er dürfte sich aber in den darauffolgenden Jahren zeigen. Die jährliche Gesamtproduktion von PV-Strom von 2 842 GWh im Jahr 2021 entsprach 4,9 % des Strom-Endverbrauchs in der Schweiz.

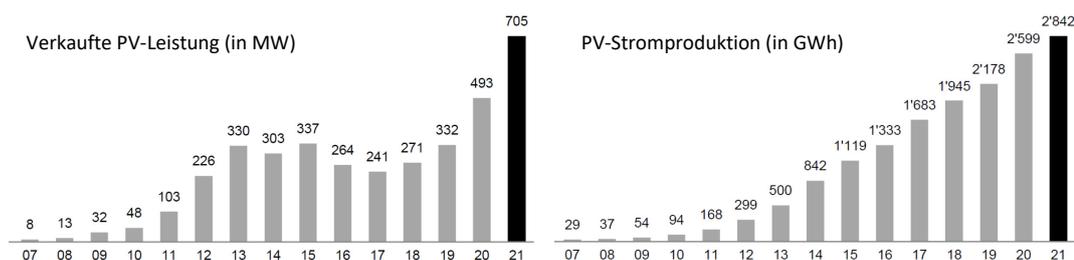


Abbildung 3: Entwicklung der verkauften PV-Leistung und der Stromproduktion von PV-Anlagen in den Jahren 2007–2021; Quelle: Statistik Sonnenenergie, Referenzjahr 2021 (BFE 2022b)

Bei einem Beibehalten des aktuell erreichten Zubautempos könnten demnach die aktuell vom Bundesrat verfolgten PV-Zubauziele für 2035 übertroffen und jene für 2050 erreicht werden.

Die vom Ständerat angestrebte Verdoppelung der Zubauziele für erneuerbare Energien ohne Wasserkraft auf 35 TWh bis 2035 (vgl. Abschnitt 3.1) würde hingegen einen nochmals deutlich ambitionierteren und schnelleren Zubau erfordern. Falls dabei auch die Solarstromproduktion mindestens verdoppelt werden sollte, wovon grundsätzlich auszugehen ist, müssten von 2022 bis 2035 durchschnittlich zumindest 1800 MW PV-Leistung pro Jahr zugebaut werden.

Die bereits bestehenden Evaluationen zur EIV und weiteren Massnahmen lassen nicht im Detail erkennen, welche staatlichen Massnahmen und weiteren Rahmenbedingungen (insbesondere die Strommarktpreise) jeweils in welchem Umfang für die Zielerreichung verantwortlich sind. Daher gibt es Unsicherheiten darüber, ob der PV-Zubau im Rahmen der bestehenden Strategien und Massnahmen bis 2050 im erforderlichen Umfang weitergeführt bzw. noch ausgebaut werden kann. Dies insbesondere bei einer Erhöhung der Zubauziele.

¹⁶ Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18. Juni 2021, S. 19.

Solarstrom-Potenziale bei Gebäuden detaillierter abgeschätzt als in anderen Bereichen

Das PV-Potenzial von Gebäuden wurde in verschiedenen Studien detailliert, aber unterschiedlich hoch beziffert, wobei das geschätzte Potenzial im Zeitverlauf der Publikationen deutlich zunahm. 2012 hat das BFE zusammen mit weiteren Bundesämtern das «technische Potenzial an geeigneten Gebäudeflächen zur Nutzung der Photovoltaik» auf 15 bis 18 TWh Jahresproduktion beziffert.¹⁷ In neueren Schätzungen geht das BFE von einem nutzbaren Potenzial von 50 TWh auf Dächern und 17 TWh bei Fassaden aus.¹⁸ Andere Schätzungen aus den Jahren 2012 bis 2020 für das nutzbare Potenzial liegen mehrheitlich in einem deutlich tieferen Bereich von rund 15 bis 25 TWh für die Dächer und bei 5 bis 8 TWh für die Fassaden.¹⁹

Zu den Potenzialen über Gebäudeflächen hinaus gab es in der Vergangenheit in der Schweiz kaum detaillierte veröffentlichte Studien. Das Potenzial auf Infrastrukturen (Strassen, Parkplätze, Autobahnböschungen) wurde 2019 von Meteotest und Swissolar auf rund 10,3 TWh geschätzt, das Potenzial für Freiflächenanlagen in den Alpen zwischen 1500 und 2500 Meter über Meer auf 3,3 TWh. Eine andere Studie beschreibt ein «im Prinzip nur durch die Fläche der Schweiz begrenztes Potenzial an Freiflächenanlagen».²⁰

Auf Gebäude fokussierte bisherige PV-Nutzungsstrategie konsequent angewendet

Die vom BFE verfolgte Strategie zur Nutzung der vorhandenen Solarstrom-Potenziale war bisher vor allem auf Gebäude ausgerichtet. Allerdings wurden freistehende Anlagen (d. h. Anlagen ohne Verbindung zu Bauten) seit 2009 nebst angebauten und integrierten Anlagen in der Energieverordnung und ab 2018 in der Energieförderungsverordnung als eine von drei zu fördernden Anlagekategorien aufgeführt.

Im Jahr 2012 publizierte das BFE zusammen mit dem Bundesamt für Landwirtschaft (BLW), dem Bundesamt für Raumentwicklung (ARE) und dem Bundesamt für Umwelt (BAFU) ein Positionspapier zu freistehenden PV-Anlagen.²¹ Dieses sah vor, das bestehende PV-Potenzial von Gebäuden und Infrastrukturanlagen prioritär zu nutzen, solange dieses ausreicht. Freistehende PV-Anlagen sollten demgegenüber «nur in Ausnahmefällen zugelassen werden» und erfordern ausserhalb der Bauzonen eine Sonder-Nutzungsplanung nach dem Raumplanungsgesetz sowie allenfalls eine Thematisierung in der Richtplanung. Im geltenden Landschaftskonzept von 2020, einem Konzept des Bundes gemäss Raumplanungsrecht, wurde als Ziel festgehalten, dass Photovoltaikanlagen «grundsätzlich auf Infrastrukturen wie Dächern oder Fassaden realisiert» werden.

Diese Nutzungsstrategie wurde bis in jüngste Zeit konsequent umgesetzt. Allenfalls bestehende rechtliche Möglichkeiten für Freiflächenanlagen wurden bis jetzt kaum genutzt (vgl. Abschnitt 3.4). In der Schweiz wurden daher, in markantem Gegensatz zu verschiedenen anderen Ländern in Europa, bisher keine Freiflächenanlagen in nennenswertem Umfang realisiert.

Bisherige PV-Nutzungsstrategie durch neuere Entwicklungen infrage gestellt

Im Jahr 2022 wurde die auf Gebäude fokussierte Nutzungsstrategie durch verschiedene Entwicklungen und Massnahmen – insbesondere infolge des Angriffs Russlands auf die Ukraine – infrage gestellt. Im Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation

¹⁷ ARE / BAFU / BFE / BLW (2012), S. 1.

¹⁸ BFE 2018; ZHAW 2020, S. 8; Internetseite VESE (<https://www.vese.ch/pvpower>).

¹⁹ Meteotest 2017, S. 10–14; ZHAW 2020, S. 7–10.

²⁰ ZHAW 2020, S. 11.

²¹ ARE / BAFU / BFE / BLW (2012).

(UVEK) wurde das Positionspapier zu freistehenden PV-Anlagen von der Webseite entfernt, während es auf der Internetseite des BLW vorerst weiterhin zu finden war. Im Juli trat eine Revision der Raumplanungsverordnung in Kraft, welche in begrenztem Ausmass «Agro-PV» auf landwirtschaftlichen Flächen ermöglicht.²² Und Ende September änderte das Parlament das Energiegesetz, um PV-Grossanlagen in den Alpen im Umfang von bis zu 2 TWh Jahresproduktion zu ermöglichen und zu fördern.

Eine explizite neue Strategie zur Nutzung von PV-Potenzialen über Gebäude hinaus und ausserhalb von Bauzonen liegt aktuell noch nicht vor. Es bleibt innerhalb des Bundes unstritten, wie weit die Nutzung dieser Potenziale überhaupt notwendig ist, angesichts des aktuell raschen Wachstums und des hohen verbleibenden Potenzials für den PV-Zubau auf Gebäuden. Falls die gemäss den Energieperspektiven 2050+ angestrebte PV-Jahresproduktion von 34 TWh im Jahr 2050 weiterhin im Wesentlichen im Gebäudebereich erfolgen soll, müssten innert den verbleibenden 27 Jahren rund die Hälfte aller geeigneten Dach- und Fassadenflächen der Schweiz mit PV-Panels belegt werden. Bei einer Beschleunigung und Erhöhung der Ausbauziele durch das Parlament (vgl. Abschnitt 3.1) müsste dies noch deutlich schneller geschehen.

Beurteilung

Die EFK beurteilt die vorhandenen PV-Potenzialanalysen für den Gebäudebereich und mit gewissen Einschränkungen auch für den Infrastrukturbereich als positiv und grundsätzlich hinreichend. Ein Risiko ist dabei allerdings, dass vom nutzbaren Potenzial, das von unterschiedlichen Studien aufgezeigt wird, nur ein Bruchteil effektiv realisiert werden wird. Bei Freiflächenanlagen gibt es noch keine hinreichende Abschätzung der Energiepotenziale, welche verschiedene Einschränkungen und Kriterien angemessen berücksichtigen (etwa bzgl. Raumplanungsrecht, Landschaftsschutz, Netzanschlüsse und -kapazitäten).

Das Fehlen einer aktualisierten Nutzungsstrategie, welche auch eine mögliche substanzielle Nutzung von Freiflächen beinhaltet, wird von der EFK kritisch beurteilt. Der Mangel an geeigneten Potenzialanalysen und einer entsprechenden Strategie unter Einschluss von Freiflächen hat dazu beigetragen, dass 2022 Massnahmen zugunsten von umfangreichen Freiflächenanlagen in den Alpen ohne hinreichende Entscheidungsgrundlagen und -kriterien ergriffen wurden.

Aus Sicht der EFK besteht ein erhebliches Risiko, dass die heutigen und zukünftig geltende PV-Zubauziele bis 2050 bei einer Beschränkung auf Gebäude- und Infrastrukturpotenziale mit den bisherigen Massnahmen nicht oder nur mit unnötig höheren Kosten (vgl. Abschnitt 4.2) erreicht werden können.

Es ist aus Sicht der EFK unklar, ob der PV-Zubau mit dem jüngst erreichten hohen Tempo weitergeführt werden kann, bis ein Grossteil der geeigneten Dächer und Fassaden mit PV-Anlagen ausgerüstet sind. Leicht und günstig zu erschliessende Gebäudepotenziale an Standorten mit zufällig besonders guten Erlösmöglichkeiten könnten im weiteren Verlauf des PV-Zubaus knapper werden (vgl. Abschnitt 3.3). Zudem muss antizipiert werden, dass die gegenwärtig hohen Strompreise und die damit einhergehenden Anreize für den PV-Zubau in Zeitverlauf auch wieder sinken. Für unrealistisch hält die EFK, dass die 2022 im

²² Agro-Photovoltaik (Agro-PV) verfolgt das Ziel die Solarentwicklung und Landwirtschaft zum gegenseitigen Nutzen so zu kombinieren, dass für die landwirtschaftliche Produktion sogar ein Zusatznutzen erzielt werden kann. Quelle: <https://www.zhaw.ch/de/lsfm/institute-zentren/iunr/oekotechnologien-energiesysteme/erneuerbare-energien/solarenergie/agro-photovoltaik/>.

Parlament diskutierte Verdoppelung der mittelfristigen Zubauziele bis 2035 im Rahmen der bisherigen auf Gebäude fokussierten PV-Nutzungsstrategie machbar ist.

Daher erachtet die EFK die rechtzeitige und sorgfältige Erarbeitung einer Strategie zur Nutzung zusätzlicher Potenziale als dringlich. Dabei berücksichtigt werden sollen insbesondere eine kriterienbasierte Nutzung von Freiflächen für grosse und kostengünstige Solarkraftwerke, der angestrebte Winteranteil der Solarstromproduktion zugunsten einer verbesserten Versorgungssicherheit (vgl. dazugehörige Beurteilung in Abschnitt 3.1) und eine mögliche weitere Erhöhung der Ausbauziele durch das Parlament.

Empfehlung 2 (Priorität 1)

Die EFK empfiehlt dem BFE, zeitnah eine aktualisierte Strategie zur Nutzung der bestehenden Potenziale für die Solarstromproduktion auszuarbeiten.

Die Empfehlung ist akzeptiert.

Stellungnahme des Bundesamts für Energie

So eine Strategie kann erstellt werden. Das BFE behält sich vor, sie zusammen mit dem Konzept aus der Empfehlung 1 bis zum 31.12. 2024 zu erstellen.

3.3 Ungenutzte Potenziale verursacht durch heterogene finanzielle Anreize

EIV und andere finanzielle Anreize kumulieren sich intransparent nach dem Zufallsprinzip

Die Rentabilität der einzelnen PV-Anlagen ergibt sich aus den Kosten, Erlösen und Einsparungen, welche sich aus deren Installation ergeben. Anders als die mit der KEV geförderten PV-Anlagen sind mit der EIV geförderte Anlagen zu ihrer Finanzierung und Rentabilität auf weitere Erlöse oder Einsparungen angewiesen, welche massgeblich durch staatliche Regelungen bestimmt oder beeinflusst werden: Einsparungen durch Eigenverbrauch, Erlöse durch die Rücklieferung von Strom an die Netzbetreiber, Einkünfte durch Herkunftsnachweise, Subventionen von Kantonen und Gemeinden sowie Steuererleichterungen vonseiten von Bund und Kantonen (vgl. Detailangaben in Abschnitt 2.1).

Die EIV und diese weiteren finanziellen Anreize kumulieren sich bei den einzelnen PV-Anlagen unterschiedlich. Die Höhe der verschiedenen Anreize unterliegt teilweise starken individuellen und räumlichen Unterschieden sowie zeitlichen Schwankungen. Individuelle Unterschiede ergeben sich aufgrund unterschiedlicher Eigenverbrauchsanteile. Räumliche Unterschiede ergeben sich aufgrund der Zuständigkeit unterschiedlicher Verteilnetzbetreiber, Kantone und Gemeinden (unterschiedliche Strom- und Rücklieferertarife der Verteilnetzbetreiber, unterschiedliche steuerliche Regelungen der Kantone, unterschiedliche kantonale und kommunale Subventionen). Dazu kommen Schwankungen im Zeitverlauf. Diese resultieren vor allem aus Marktpreisentwicklungen, welche die Einsparungen durch Eigenverbrauch sowie die Einkünfte durch Rücklieferervergütungen und Herkunftsnachweise beeinflussen.

Die Summe der kombinierten finanziellen Anreize und die Rentabilität der PV-Anlagen sind für einzelne Investoren nicht leicht ersichtlich und müssen individuell berechnet (bzw. bei Unsicherheiten geschätzt) werden. Allerdings gibt es bereits verschiedene vom BFE

geförderte Internetplattformen mit Informationen zu einzelnen finanziellen Anreizen, welche bei der Ermittlung der Rentabilität einzelner Projekte helfen können.²³

Auch für das BFE als Aufsichtsbehörde ist es aufwändig und schwierig, die Höhe und Wirkungen der vorhandenen finanziellen Anreize einzeln und kombiniert genauer abzuschätzen. Im Rahmen der EIV-Evaluationen von 2020 und 2022 hat das BFE jedoch den Einfluss der EIV und des Eigenverbrauchs auf die Rentabilität von PV-Anlagen unterschiedlicher Grössenklassen analysiert. Die Stromtarife sowie die Rückliefertarife wurden bei der Berechnung der Rentabilität berücksichtigt. Deren Einfluss auf die Rentabilität wurde aber nicht separat ausgewiesen. Die Resultate zeigen, dass der Eigenverbrauch einen hohen Einfluss auf die Rentabilität hat, der den Einfluss der EIV deutlich übersteigt. Es ist davon auszugehen, dass die existierenden Unterschiede in weiteren Bereichen (Stromtarife, Rückliefertarife, Anrechnung von Herkunftsnachweisen, kantonale und kommunale Subventionen, Steuererleichterungen) die Heterogenität bei der Rentabilität von ansonsten vergleichbaren Anlagen noch deutlich erhöhen.

Negative Folgen komplexer und heterogener finanzieller Anreize für PV-Projekte

Die Komplexität und die Heterogenität der finanziellen Anreize können dazu führen, dass die Anreize im Einzelfall zu hoch, zu niedrig, zu unsicher und zu intransparent sind. Dies wiederum hat negative Auswirkungen auf die Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit der Fördermassnahmen:

- *Zu hohe Anreize:* Einzelne PV-Anlagen würden auch mit geringeren finanziellen Anreizen gebaut und profitieren von Mitnahmeeffekten (vgl. Anhang 6).
- *Zu niedrige Anreize:* Einzelne mögliche PV-Anlagen werden wegen zu geringer Rentabilität nicht gebaut, während andere PV-Anlagen mit gleichen oder höheren Gestehungskosten gebaut werden.
- *Unsichere Anreize:* Unsicherheiten über die Höhe der finanziellen Anreize im Zeitverlauf verhindern den PV-Zubau oder machen diesen teurer, weil sie zu höheren Risikoprämien und damit höheren Kapitalkosten führen.
- *Intransparente Anreize:* Die Intransparenz aufgrund der komplexen Kumulierung von Anreizen führt zu höheren Entscheidungskosten sowie zu Nicht- oder Fehlentscheidungen bei PV-Investitionen.

Die nachfolgenden beiden Unterabschnitte gehen auf die Folgen von zu niedrigen bzw. zu unsicheren finanziellen Anreizen ein.

Unterschiedlich ausgeschöpfte PV-Potenziale je nach Eigenverbrauch und Region

Die EIV-Evaluationen im Auftrag des BFE haben ergeben, dass vor allem Anlagen mit hohem Eigenverbrauch realisiert werden.²⁴ Dies gilt insbesondere für grosse PV-Anlagen. Bei Anlagen über 500 kW lag der gemessene Eigenverbrauchsanteil gemäss EIV-Evaluation von 2022 bei 75 %, bei Anlagen bis 30 kW hingegen bei lediglich 44 %.²⁵ Zudem wurden einzelne Anlagen minimiert, um einen höheren Eigenverbrauchsanteil und damit eine höhere Rentabilität zu erreichen. Zur besseren Ausschöpfung des Potenzials wird für PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch und unter 150 kW Leistung ab 2023 eine hohe Einmalvergütung (HEIV) von

²³ Vgl. Internetplattform www.energiefranken.ch mit Informationen zu Fördergeldern sowie Internetplattform www.vese.ch/pvtarif/ mit Informationen zu Abnahmevergütungen.

²⁴ Infrac / EZS 2020, EBP / Planair 2022.

²⁵ EBP / Planair 2022, S. 56.

450 Fr./kW vorgesehen. Und um der Minimierung von Anlagen entgegenzuwirken, wurden die von der Grösse der Anlagen unabhängigen EIV-Grundbeiträge in den letzten Jahren stark gekürzt und werden seit Anfang 2023 nur noch bei Anlagen bis 5 kW ausbezahlt. Bei geringen Strom- und Rücklieferatarifen dürfte es aber weiterhin vorkommen, dass vorhandenes PV-Potenzial schlecht ausgeschöpft wird, weil PV-Anlagen in dieser Situation weniger rentabel sind.

Auswertungen des Verbands unabhängiger Energieerzeuger (VESE) zeigen, dass das PV-Potenzial von Gebäuden in den Gemeinden der Schweiz bisher sehr unterschiedlich stark ausgenutzt wird. Während zahlreiche Gemeinden insbesondere in Teilen der Zentral- und Ostschweiz bereits über 7 % des PV-Potenzials nutzen, liegt der Anteil bei einem grossen Teil der Gemeinden in den Berggebieten noch bei unter 2 % (vgl. Abbildung 4). Ähnlich starke Unterschiede lassen sich auch bei einer gleichartigen Auswertung nach Netzbetreibern erkennen.

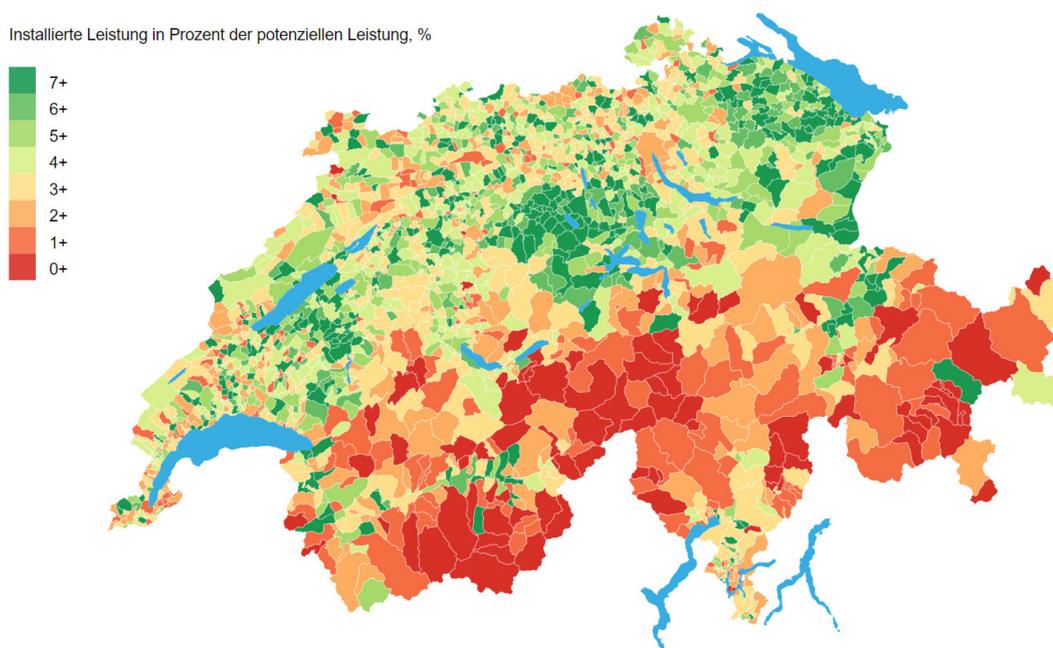


Abbildung 4: Ausschöpfungsgrad des PV-Potenzials von Gebäuden (nach Gemeinden); Quelle: Internetseite VESE (www.vese.ch/pvpower), heruntergeladen am 22. Dezember 2022

Notwendigkeit und Möglichkeiten zur Stabilisierung unsicherer Einkünfte im Zeitverlauf

Eine ungenügende Ertragssicherheit von PV-Anlagen verteuert den Zubau. Nach den Gesetzen der Ökonomie verlangen Investoren für die Inkaufnahme von Risiken und Unsicherheiten bezüglich der Rentabilität ihrer Investitionen eine Risikoprämie in Form höherer Renditen. Das schlägt sich in höheren Eigen- und Fremdkapitalzinsen nieder, wodurch die Kosten für die Bereitstellung des notwendigen Investitionskapitals und damit die Projektkosten insgesamt steigen.²⁶ Staatliche Fördermassnahmen können nebst oder anstelle eines Subventionscharakters auch den Charakter einer Versicherung oder Bürgschaft haben,

²⁶ Die Problematik und mögliche Lösungen bzgl. schwankenden Einkünften wurden in verschiedenen Studien und Berichten thematisiert. Beispiele: Infrac / EZS 2020, S. 120; Schweizerische Energie-Stiftung 2018, S. 4, S. 42. Auch in einer Aktennotiz des BFE zu Hürden beim PV-Ausbau vom Oktober 2020 werden die unsicheren Erlöse aus der Einspeisung als spezifisches Hemmnis thematisiert.

welche eher Risiken absichert als Kosten übernimmt. Nachfolgend wird auf drei Optionen für die Reduktion unnötiger Unsicherheiten aufgrund schwankender Einkünfte von PV-Anlagen eingegangen, von denen die ersten beiden bereits im Parlament thematisiert wurden.

Im Rahmen der Beratung der energiepolitischen Botschaft des Bundesrates vom 18. Juni 2021 hat der Ständerat im September 2022 eine *Vereinheitlichung der Rückliefertarife* beschlossen. Die Rückliefertarife gemäss EnG Art. 15 sollen sich demnach zukünftig an den quartalsweise gemittelten Marktpreisen orientieren. Dabei soll jedoch ein Mindestpreis gelten, der unter Berücksichtigung von Fördergeldern die Amortisation der Investitions-, Betriebs- und Unterhaltskosten sicherstellt. Ein Höchstpreis ist ebenfalls vorgesehen. Mit diesem Vorschlag würden nicht nur die Rückliefertarife landesweit vereinheitlicht. Durch die Mindest- und Maximalpreise würde auch eine Art Versicherung gegen hohe Verluste und übermässige Gewinne bei den grösstenteils subventionierten PV-Anlagen eingerichtet.

Der Gesetzesentwurf des Ständerats sah ausserdem neu eine *gleitende Marktprämie* für erneuerbare Energien vor, von der auch grosse PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch ab 150 kW Leistung profitieren sollen. Die vorgeschlagene gleitende Marktprämie garantiert einen Vergütungssatz für den produzierten Strom, der sich an den Gestehungskosten orientiert. Sie hat auch den Charakter einer Versicherung, weil mit ihr Verluste bei tiefen Marktpreisen ausgeglichen und Gewinne bei hohen Marktpreisen eingezogen werden. Die Ertragsunsicherheit würde deutlich reduziert. Bei PV-Anlagen ab einer vom Bundesrat festzulegenden Leistung kann der Vergütungssatz durch Auktionen bestimmt werden. Im Rahmen einer gleitenden Marktprämie würde der Eigenverbrauch automatisch von der Förderung ausgeschlossen.

Ein privatrechtliches Instrument zur Ertragsstabilisierung sind die ausserhalb der Schweiz in einigen Ländern bereits stärker verbreiteten *Power Purchasing Agreements* (PPA). Damit legen einzelne Stromproduzenten und -bezüger für eine längere Dauer von typischerweise 10 bis 15 Jahren stabile Tarife für Stromlieferungen vertraglich fest. Der Abschluss solcher PPA könnte allenfalls durch geeignete rechtliche Rahmenbedingungen gefördert werden.

Beurteilung

Die von den bisherigen Massnahmen ausgehenden finanziellen Anreize erachtet die EFK als grundsätzlich geeignet, den Zubau von Solaranlagen zu fördern. Sie waren bis jetzt aber nicht für die gleichmässige Nutzung der vorhandenen Potenziale im Gebäudebereich und darüber hinaus geeignet. Die wenig koordinierten Massnahmen führen zu regional unterschiedlichen und im Zeitverlauf schwankenden finanziellen Anreizen für PV-Investitionen.

Dies führte bisher zu einer ungleichmässigen Ausschöpfung der ohne grössere rechtliche Hemmnisse nutzbaren PV-Potenziale, die hauptsächlich im Gebäudebereich liegen. Der Zubau konzentrierte sich vor allem auf Standorte mit hohem Eigenverbrauch und korrelierte mit der Strompreisentwicklung (stärkerer Zubau bei höheren Strompreisen und Rückliefertarifen). Dadurch wurden insbesondere grosse PV-Anlagen auf Dächern von Gewerbe- und Industriebetrieben ohne hinreichenden Eigenverbrauch und mit (im Verhältnis zu Kleinverbrauchern) günstigeren Stromtarifen gehemmt. Der geringe Ausnutzungsgrad in weiten Teilen der Berggebiete ist problematisch, weil damit aus Sicht der Versorgungssicherheit wertvoller PV-Winterstrom verloren geht.

Die ab 2023 ermöglichten höheren EIV-Fördersätze für PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch zielen darauf ab, die Ausschöpfung von PV-Potenzialen insbesondere grosser PV-Anlagen verbessern. Die in den parlamentarischen Beratungen angestrebten vereinheitlichten Rückliefertarife mit einem Mindestpreis würden ebenfalls für insgesamt gleichmässiger verteilte

Anreize für die PV-Produktion sorgen. Ob diese neuen Massnahmen für eine gleichmässige und vollständigere Nutzung der vorhandenen Potenziale hinreichend sind, kann die EFK zurzeit nicht beurteilen und sollte nach deren Inkrafttreten sorgfältig beobachtet werden (Monitoring).

Investitionen in PV-Anlagen werden durch Unsicherheiten bezüglich der zu erwartenden Erträge gehemmt, welche mit geeigneten Massnahmen ohne grössere gesamtwirtschaftliche Folgekosten reduziert werden könnten. Zu solchen Massnahmen gehören stabilere Rücklieferatarife, geeignete Rahmenbedingungen für PPA oder alternativ die Einführung einer gleitenden Marktprämie für die Einspeisung von PV-Strom. Die EFK unterstützt im Grundsatz die Stossrichtung entsprechender Massnahmen, welche teilweise bereits im Parlament behandelt wurden.

Die Umsetzung der Empfehlung 1 (Abschnitt 2.3) beinhaltet eine Gesamtbetrachtung und eine ökonomisch zweckmässigere Ausgestaltung der finanziellen Anreize für die PV-Nutzung.

3.4 Rechtliche Möglichkeiten für grosse Freiflächenanlagen bisher ungenutzt

Innerhalb von Bauzonen sind die rechtlichen Möglichkeiten für den Bau von PV-Anlagen gut, insbesondere aufgrund der Bestimmungen von Art. 18a des Raumplanungsgesetzes (RPG). Letztere gelten auch für PV-Anlagen auf Dächern in Landwirtschaftszonen. Für eigentliche Solarkraftwerke mit einer Leistung von mehreren Megawatt sind die Potenziale in diesen Bereichen aber begrenzt. Das Potenzial von Dachanlagen mit mindestens 400 kW macht beispielsweise nur etwa vier Prozent des gesamten ausschöpfbaren Dachpotenzials aus. Für den Bau von Fassadenanlagen sind die rechtlichen Bedingungen bis jetzt weniger günstig als bei Dachanlagen. Der Bundesrat hat hierzu jedoch Verbesserungen vorgeschlagen.²⁷

Eine Revision der Raumplanungsverordnung (RPV) erleichtert seit Juli 2022 den Bau von «Solaranlagen mit Anschluss ans Stromnetz» ausserhalb von Bauzonen auf bestehenden Infrastrukturen wie etwa Lärmschutzwänden oder Staumauern, schwimmend auf Stauseen sowie in Fällen, wo Solaranlagen «in wenig empfindlichen Gebieten Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion bewirken» (RPV Art. 32c). Es ist im Moment noch nicht im Detail klar, welche betriebswirtschaftlich interessanten Produktionspotenziale für Agro-PV damit nutzbar werden.

Aufgrund der 2012 im «Positionspapier freistehende Photovoltaik-Anlagen» des BFE und anderer betroffener Bundesämter vorgegebenen Strategie wurde die Nutzung der bereits vor 2022 bestehenden rechtlichen Möglichkeiten für Freiflächenanlagen von Bundesseite eher behindert als ermutigt. Die Verwirklichung von Solarkraftwerken wäre im Rahmen von Nutzungszonen gemäss RPG Art. 18 bereits zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Positionspapiers möglich gewesen. Eine Standortgebundenheit gemäss RPG Art. 24 ist dabei keine Voraussetzung. Seit 2018 müssen die Kantone zudem bei der Vorbereitung und Formulierung ihrer Richtpläne die für die Nutzung erneuerbarer Energien geeigneten Gebiete identifizieren bzw. festlegen (RPG Art. 6, Art. 8b). Ebenfalls seit 2018 sieht das Energiegesetz in Art. 12 vor, dass die Nutzung erneuerbarer Energien und ihr Ausbau von nationalem Interesse sind. Die Nutzung erneuerbarer Energien beinhaltet auch die Solarenergie.

²⁷ Gemäss der Vernehmlassungsvorlage vom 2. Februar 2022 zur Änderung des EnG sollen Fassadenanlagen in Bau- und Landwirtschaftszonen in Zukunft gleich wie Dachanlagen keine Baubewilligung mehr benötigen.

All diese bereits bestehenden Rechtsgrundlagen wurden vom BFE nicht genutzt, um für den Bedarfsfall vorausschauend grosse PV-Kraftwerken auf Freiflächen zu ermöglichen. Zudem hat der Bundesrat in seiner Vernehmlassungsvorlage vom Februar 2022 zur Änderung des EnG die Einführung eines raumplanerischen Konzepts für erneuerbare Energien (EnG Art. 9a) vorgeschlagen, welches lediglich Wind- und Wasserkraftanlagen beinhalten soll, nicht jedoch Solaranlagen.

Im Rahmen der dringlichen Massnahmen zur kurzfristigen Bereitstellung einer sicheren Stromversorgung im Winter (Revision des Energiegesetzes vom 30. September 2022, in Kraft seit 1. Oktober 2022) hat das Parlament jüngst auf eigene Initiative eine zeitlich begrenzte Möglichkeit zum erleichterten Bau von PV-Grossanlagen in den Alpen mit einer Mindestproduktion von jährlich 10 GWh pro Anlage und einer Gesamtproduktion von jährlich 2 TWh geschaffen (anwendbar für Gesuche bis Ende 2025). Bei diesen PV-Grossanlagen nach EnG Art. 71a entfallen die Planungspflicht sowie der Nachweis von Bedarf und Standortgebundenheit. Sie werden als «von nationalem Interesse» bezeichnet und gelten gegenüber anderen Interessen grundsätzlich als vorrangig. Sie müssen eine Winterstromproduktion pro Leistungseinheit erzielen, die in der Schweiz nur im Gebirgsraum zu erreichen ist (500 kWh Energie im Winterhalbjahr pro kW Leistung). Anlagen, die bis Ende 2025 mindestens teilweise Elektrizität ins Stromnetz einspeisen, erhalten eine EIV von maximal 60 % der Investitionskosten, welche im Einzelfall und auf Grundlage einer Wirtschaftlichkeitsrechnung festgelegt wird.

Für die Bewilligung und die Subventionsvergabe für PV-Grossanlagen ist keine Priorisierung der Gesuche nach Kriterien zu Wirtschaftlichkeit, Winterstromproduktion und Landschaftschutz vorgesehen. Es ist aktuell nicht absehbar, wie viele Gesuche rechtzeitig bis Ende 2025 eingereicht werden und wie viele PV-Grosskraftwerke (zumindest teilweise) verwirklicht werden können, um von den vorgesehenen Verfahrenserleichterungen bzw. von der grosszügigen EIV profitieren zu können. Verzögerungen aufgrund von Einsprachen bleiben möglich.

Beurteilung

Die rechtlichen Möglichkeiten für den PV-Zubau in den Bauzonen sowie auf Gebäuden und Infrastrukturen ausserhalb von Bauzonen erscheinen theoretisch hinreichend, um die aktuell vom Bundesrat angestrebten Zubauziele bis 2035 bzw. bis 2050 zu erreichen. Da der effektive Zubau aber von weiteren Faktoren wie etwa von der Bereitschaft der Grundeigentümer abhängt, ist die Zielerreichung damit aber noch nicht gesichert.

Eine mangelnde Erreichung bisher gesetzter Ziele sowie ambitioniertere neue Ziele für einen rascheren, höheren, kostengünstigeren und winterspezifischen PV-Zubau (vgl. Abschnitt 3.1) können einen verstärkten Zubau von grossen Freiflächen-Kraftwerken erforderlich machen.

Aufgrund ihrer Fokussierung auf die bisherige, auf Gebäude konzentrierte Nutzungsstrategie haben es das BFE und weitere betroffene Bundesämter verpasst, die bestehenden rechtlichen Möglichkeiten zu nutzen, um für diese Situation vorbereitet zu sein.

Es gab bis jetzt keine hinreichenden Vorbereitungen für eine Nutzung und Weiterentwicklung der rechtlichen Möglichkeiten für Freiflächenanlagen, bei der die Projektauswahl auf zweckmässigen Kriterien beruht.

Effektivität, Kosteneffizienz und Nachhaltigkeit der 2022 vom Parlament beschlossenen dringlichen Massnahmen zugunsten von PV-Grossanlagen in den Alpen sind somit nicht genügend sichergestellt.

Für die Zukunft soll sichergestellt werden, dass bei Bedarf weitere Freiflächen-PV-Kraftwerke verwirklicht werden können, welche breit abgestützte Kriterien insbesondere zum Landschaftsschutz und zur Wirtschaftlichkeit erfüllen. Dabei sind auch die notwendigen Netzanschlüsse und -kapazitäten zu beachten.

Empfehlung 3 (Priorität 1)

Die EFK empfiehlt dem BFE, rechtzeitig rechtliche Anpassungen zu prüfen und anzustreben, welche im Anschluss an die Übergangsbestimmungen gemäss EnG Art. 71a zu PV-Grossanlagen in den Alpen ab 2026 notwendig sein könnten. Gleichzeitig sollen die bereits bestehenden rechtlichen Möglichkeiten im Rahmen des Raumplanungs- und des Energiegesetzes zur Nutzung erneuerbarer Energien (insbesondere RPG Art. 6, Art. 8b und Art. 18 sowie EnG Art. 12) nicht nur für Wind- und Wasserkraftanlagen, sondern auch für grosse Solaranlagen genutzt werden.

Die Empfehlung ist akzeptiert.

Stellungnahme des Bundesamts für Energie

Die angesprochenen Rahmenbedingungen sind auf Stufe Gesetz geregelt. Im Rahmen der Beratungen des Mantelerlasses werden die angesprochenen Artikel geändert bzw. Nachfolgeregelungen beschlossen. Zudem wird der Bundesrat die Botschaft zum so genannten Beschleunigungserlass im Sommer 2023 beschliessen. Das BFE begleitet die parlamentarischen Beratungen in Zusammenarbeit mit anderen zuständigen Bundesämtern intensiv, kann aber auf die Beschlüsse sowie den Zeitplan nur sehr beschränkt Einfluss nehmen.

4 Kosteneffizienz der Fördermassnahmen

4.1 Grundlagen zur Optimierung der Wirtschaftlichkeit verbessern

Die berücksichtigten staatlichen Massnahmen (vgl. Abschnitt 2.1) beeinflussen drei Arten der Wirtschaftlichkeit bei der Nutzung der Photovoltaik: die betriebswirtschaftliche Kosteneffizienz (aus Sicht der einzelnen PV-Investoren), die volkswirtschaftliche Kosteneffizienz (aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive) sowie die Fördereffizienz (Kosteneffizienz von Subventionen aus Sicht des Subventionsgebers).²⁸ Optimierungsmassnahmen führen zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, wenn sie die Wirkungen verbessern oder betriebswirtschaftliche Kosten, gesamtwirtschaftliche Kosten oder Subventionsgelder einsparen.

Die Fördereffizienz pro Kilowattstunde Energie erleichtert Vergleiche zwischen Förderinstrumenten, wird vom BFE und von der Vollzugsstelle Pronovo für die EIV bis jetzt jedoch nicht transparent ausgewiesen. Die Preise für PV-Anlagen werden vom BFE im Rahmen periodischer Preisbeobachtungsstudien erhoben. Die Transparenz bezüglich der Gestehungskosten von PV-Strom unterschiedlicher Anlagentypen ist jedoch begrenzt.

Die EFK hat auf Grundlage bereits verfügbarer Informationen die Fördereffizienz der EIV pro Kilowattstunde geförderte Energie grob berechnet. Demnach lag die bisherige Fördereffizienz ohne Berücksichtigung von Mitnahmeeffekten bei etwas über 2,3 Rp./kWh.²⁹ Bei Berücksichtigung der im Rahmen der EIV-Evaluationen von 2020 und 2022 geschätzten Mitnahmeeffekte in der Grössenordnung von 50 % ergibt sich eine Fördereffizienz von rund 4,7 Rp./kWh.³⁰

Die Kosteneffizienz anderer Massnahmen zugunsten der PV-Nutzung ist nicht im Detail bekannt. Bei durch Regulierungen verursachten oder beeinflussten finanziellen Anreizen (z. B. bei der Abnahme- und Vergütungspflicht nach EnG Art. 15) ist oft nicht klar bestimmbar, in welchem Mass diese den Charakter von Subventionen haben. Dementsprechend unklar bleibt, wie hoch die entsprechende Subventionssumme gegebenenfalls ist.

Beurteilung

Die EFK beurteilt die Transparenz in Bezug auf die Fördereffizienz pro geförderte Leistung (in kW) und Energie (in kWh) bei der EIV und bei weiteren finanziellen Anreizen zugunsten der Solarstromproduktion als teilweise ungenügend. Es fehlen wichtige Grundlagen für den Wirtschaftlichkeitsvergleich und die Optimierung einzelner Förderinstrumente zugunsten von Solarstrom, anderen erneuerbaren Energien und Energieeffizienz in der Schweiz sowie für Vergleiche mit anderen Ländern.

²⁸ Die Fördereffizienz bzw. Kosteneffizienz von Subventionen im Strombereich wird üblicherweise mit dem Subventionsbeitrag pro Kilowattstunde geförderte Energie (Rp./kWh) oder pro Kilowatt geförderte Leistung (Rp./kW) angegeben.

²⁹ Quelle: Berechnung EFK auf Grundlage von EIV-Daten Pronovo (Stammdatenreport, Stand 30. September 2022). Die EFK geht dabei von einer durchschnittlichen Anlagen-Lebensdauer von 25 Jahren und einer Produktion von jährlich 950 kWh PV-Strom pro kW installierte Leistung aus.

³⁰ Infrac / EZS 2020, EBP / Planair 2022.

Empfehlung 4 (Priorität 2)

Die EFK empfiehlt dem BFE, die Wirtschaftlichkeit der Einmalvergütung laufend zu beobachten und transparent zu machen. Dabei ist die Fördereffizienz pro geförderte Leistung und Energie insgesamt sowie für einzelne Anlagenkategorien jährlich und leicht einsehbar zu veröffentlichen. Zusätzlich sollen die dazugehörigen Strom-Gestehungskosten pro Kategorie auf Grundlage periodisch aktualisierter Schätzungen publiziert werden. Bei der Darstellung der Wirtschaftlichkeit soll auch nach Winter- und Sommerstrom sowie nach Grössenklassen unterschieden werden. Die Verringerung der Fördereffizienz durch Mitnahmeeffekte ist ebenfalls aufgrund periodischer Schätzungen separat auszuweisen.

Die Empfehlung ist akzeptiert.

Stellungnahme des Bundesamts für Energie

Die Veröffentlichung der Fördereffizienz kann beispielsweise anhand der Anmeldungen für die Förderung bei Pronovo erfolgen, zuerst ab dem 1.1.2024. Die geschätzten Gestehungskosten können zusammen mit den jährlichen Preisumfragen des BFE publiziert werden, zum ersten Mal Mitte 2024. Für die Abschätzung der Mitnahmeeffekte wird eine separate Untersuchung benötigt, die auf aufwändigen Umfragen bei Investoren basiert. Eine solche wurde 2021 zuletzt durchgeführt, die nächste kann bis zum 31.12. 2025 erfolgen.

4.2 Einsparpotenzial durch Förderung grosser Solaranlagen

Die periodischen Preisbeobachtungsstudien im Auftrag des BFE zum PV-Markt zeigen, dass die Kosten pro installierte Leistung bei kleinen PV-Anlagen deutlich höher sind als bei grossen Anlagen.³¹ So lagen 2020 die Preise pro Kilowatt installierte Leistung bei Anlagen von 2 bis 10 kW mehr als dreimal höher als bei Anlagen über 1000 kW (Medianwert 2692 Franken statt 819 Franken). Anlagen von 10 bis 30 kW waren pro Kilowatt Leistung immerhin um über 80 % teurer als Anlagen von 100 bis 300 kW (Medianwert 2071 Franken statt 1132 Franken).³²

Auch die Kosteneffizienz der eingesetzten Fördermittel unterscheidet sich deutlich zwischen grossen und kleinen Anlagen. Über alle Projekte hinweg waren die Förderkosten pro Kilowatt geförderte Leistung bis September 2022 bei der KLEIV um 44 % höher als bei der GREIV (624 Fr./kW anstelle von 434 Fr./kW). Bei der GREIV lag die Fördereffizienz pro geförderte Kilowattstunde Energie bei 1,8 Rp./kWh, bei der KLEIV bei 2,6 Rp./kWh. Wie die Abbildung 5 zeigt, haben sich die Kosten pro installierte Leistung sowohl bei der GREIV wie auch bei der KLEIV deutlich verringert. Die prozentualen Kostenunterschiede zwischen GREIV und KLEIV haben sich im Zeitverlauf jedoch nicht wesentlich verkleinert (Minimalwert 36 % Differenz im Jahr 2020).³³

³¹ Vgl. Planair 2020, 2021.

³² Vgl. Planair 2021, S. 30.

³³ Quelle: Auswertung EFK von EIV-Daten Pronovo (Stammdatenreport, Stand 30. September 2022). Berechnung der Fördereffizienz pro Kilowattstunde durch die EFK.

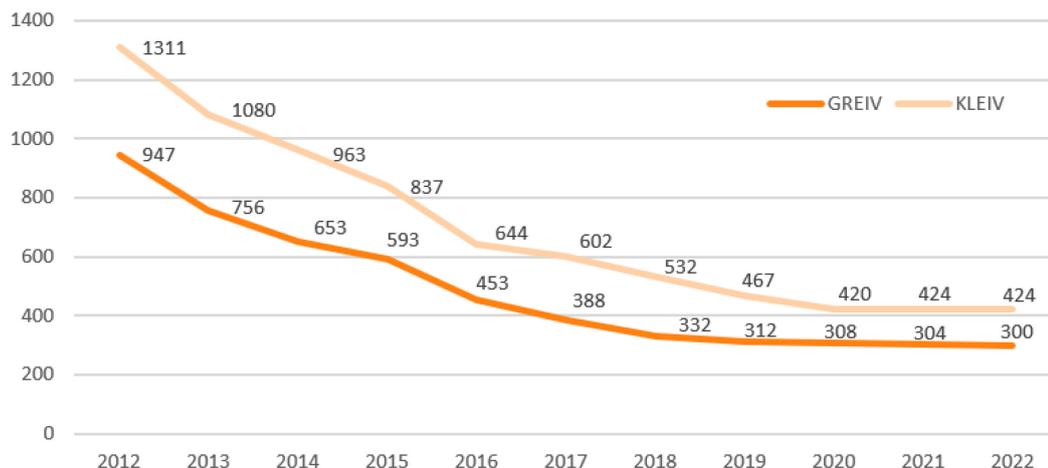


Abbildung 5: Entwicklung der Förderkosten bei GREIV und KLEIV (in Franken pro kW, nach Jahren). Erläuterungen: Die Werte für 2022 berücksichtigen geförderte PV-Projekte mit Abrechnungsdatum bis zum 30. September 2022. Quelle: EFK, eigene Darstellung auf Grundlage von EIV-Daten Pronovo (Stammdatenreport)

Eine hypothetische Rechnung kann das Einsparpotenzial illustrieren: Wären anstelle der bis Mitte 2022 verwirklichten KLEIV-Anlagen ausschliesslich GREIV-Anlagen (gemäss bisherigen Durchschnittswerten von GREIV-Anlagen) gebaut und gefördert worden, hätten von den bis dann ausbezahlten Fördergeldern insgesamt 284 Mio. Franken Fördergelder eingespart werden können (Förderkosten von 658 Mio. statt 942 Mio. Franken).³⁴ Dies entspricht Einsparungen von 30 %.

Bereits heute wird allerdings das Potenzial grosser Dächer besser ausgeschöpft als jenes kleiner Dächer. Dachanlagen ab 100 kW Leistung machen 16 % des entsprechenden Potenzials aus, haben aber einen Anteil von 36 % der Leistung bei den eingereichten EIV-Gesuchen.³⁵ Dachanlagen ab 400 kW Leistung machen noch 4 % des Potenzials aus, repräsentieren aber einen Anteil von 17,6 % der Leistung bei den EIV-Gesuchen.³⁶

Wie weiter oben ausgeführt, gibt es aufgrund der bisherigen rechtlichen Grundlagen und der angewendeten Nutzungsstrategie zum aktuellen Zeitpunkt in der Schweiz kaum Beispiele von grossen PV-Anlagen auf Freiflächen (vgl. Abschnitte 3.2 und 3.4). Dementsprechend fehlen auch Erfahrungswerte zu den Kosten solcher Anlagen. In Europa machten 2018 grosse Freiflächenanlagen hingegen rund einen Drittel des PV-Zubaus aus.³⁷ Solche Anlagen sind generell günstiger als Kleinanlagen (in Deutschland um etwa 50 %) und kommen immer öfter bereits ohne Fördergelder aus, so etwa bei einzelnen Projekten in Deutschland und Dänemark.³⁸

³⁴ Berechnung EFK auf Grundlage von Daten gemäss Pronovo-Cockpit vom 1. Juli 2022.

³⁵ Quellen: Interviewaussagen BFE; EFK-Auswertung von EIV-Gesuchen 2018–2022 (Daten Pronovo). Im Kanton Thurgau war 2020 das Potenzial für Dachanlagen ab 100 kW bereits zu 10 % ausgenutzt, das Potenzial für Dachanlagen unter 100 kW erst zu 3,8 % (Berechnung EFK auf der Grundlage von Interface 2021, S. 12).

³⁶ Quellen: UVEK 2022, S. 11; EFK-Auswertung von EIV-Daten Pronovo (Stammdatenreport, Stand 17. Februar 2022).

³⁷ Quelle: https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_power_in_Spain#Solar_PV_market_segmentation (basierend auf Solar Power Europe, Global Market Outlook 2019–2023). Vgl. auch Frontier Economics / EZS 2019, S. 42.

³⁸ Quellen: Fraunhofer ISE 2021; SolarPower Europe 2021, S. 15; https://de.wikipedia.org/wiki/Photovoltaik-Freiflächenanlage#Förderfreie_Solarparks. Gestehungskosten für PV-Strom gemäss Fraunhofer ISE 2021, S. 19 (gerundete Werte): 6–8 Cent/kWh bei Dachanlagen < 10kW, 5–7 Cent/kWh bei Dachanlagen > 30kW, 3–4 Cent/kWh bei grossen Freiflächenanlagen > 1000 kW.

Bei grossen PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch und einer Leistung ab 150 kW wird die EIV ab 2023 gemäss EnG Art. 25a mittels Auktionen vergeben. Die Einmalvergütung erhalten jene Antragsteller zugesprochen, welche die geringste Förderung pro kW Leistung beantragen. Für jede Auktion wird jeweils ein bestimmtes Gesamtvolumen an Leistung zur Förderung ausgeschrieben. Der Fördersatz darf dabei nicht höher sein als bei der «hohen» EIV, welche für PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch unter 150 kW ausbezahlt wird (aktuell 450 Fr./kW).³⁹ Bei den Auktionen dürfte in der Praxis ein Preissockel von 270 Fr./kW zustande kommen, weil bei einem tieferen Auktionspreis ein Wechsel zum Fördermodell mit Eigenverbrauch möglich ist, bei dem aktuell ein Fördersatz von 270 Fr./kWh für Anlagen ab 100 kW gilt. Somit dürften sich die Auktionspreise zwischen einer Unter- und Obergrenze von 270 bzw. 450 Fr./kW (zuzüglich allfällige Neigungswinkel- und Höhenboni) bewegen.

Die EIV für PV-Grossanlagen in den Alpen gemäss EnG Art. 71a wird nicht mittels Auktionen vergeben, sondern aufgrund einer Wirtschaftlichkeitsrechnung zu den einzelnen Projekten.

Beurteilung

Das PV-Potenzial grosser Dächer wurde bereits bisher deutlich stärker genutzt als das Potenzial kleiner Dächer. Aufgrund der geringeren Investitions- und Förderkosten bei grossen PV-Anlagen beurteilt die EFK dies als positiv. Die Förderkosten sanken bei grossen wie auch bei kleinen Anlagen bis vor wenigen Jahren deutlich, blieben in jüngster Zeit aber praktisch unverändert. Es verbleibt jedoch ein grosses Einsparpotenzial durch die prioritäre Nutzung grosser anstelle von kleinen Dächern und Fassaden bei der Solarstromproduktion. Im Unterschied zu anderen europäischen Ländern wurde in der Schweiz zudem das Potenzial für grosse und kostengünstige Freiflächen-Solarkraftwerke noch kaum genutzt. Die Empfehlungen 2 und 3 (Abschnitt 3.2 bzw. 3.4) streben eine bessere Nutzung der Potenziale für grosse Solarkraftwerke an, unter Anwendung von Auswahlkriterien insbesondere zu Wirtschaftlichkeit und Landschaftsschutz.

Im Interesse einer wirtschaftlichen Mittelvergabe begrüsst die EFK grundsätzlich die Anwendung von Auktionen zur Subventionsvergabe bei grossen PV-Anlagen ab 2023. Vor einer Beurteilung der gegenwärtigen Ausgestaltung und Umsetzung und vor allfälligen Empfehlungen zur Weiterentwicklung der Auktionen sollten zunächst hinreichende Erfahrungen damit gesammelt werden. Die EFK beurteilt jedoch kritisch, dass bei der Subventionsvergabe für PV-Grossanlagen in den Alpen gemäss EnG Art. 71a keine wettbewerblichen Elemente vorgesehen sind.

4.3 Rolle der Stromversorger bei der Solarstromproduktion stärken

Die bestehenden Energieversorgungsunternehmen (EVU) haben bisher nur eine untergeordnete Rolle bei der Produktion von PV-Strom in der Schweiz gespielt.⁴⁰ So verfügte etwa die Axpo als eines der bedeutendsten EVU über keine nennenswerte eigene PV-Produktion in der Schweiz. Gleichzeitig investierte das Unternehmen substanziell in grosse PV-Anlagen

³⁹ Zusätzlich sieht EnFV Art. 38 zugunsten eines höheren Winterstromanteils Neigungswinkel- und Höhenboni vor für Anlagen mit einem Neigungswinkel über 75 Grad bzw. für bestimmte Anlagen auf mindestens 1500 Meter über Meer.

⁴⁰ Gemäss den Umfrageresultaten der EIV-Evaluation von 2022 (Gesuchstellende der Jahre 2018 bis 2020) repräsentierten die EVU lediglich rund 5 % des PV-Leistungszubaus. Quelle: EBP / Planair 2022, S. 19.

im europäischen Ausland.⁴¹ In den vergangenen Jahren gab es allerdings verschiedene mittelgrosse und kleinere EVU, welche verstärkt in die Eigenproduktion von Solarstrom im Inland investiert und dabei auch die Zusammenarbeit mit Gebäudeeigentümern gesucht haben. Dazu gehören beispielsweise CKW, Repower und Romande Energie.⁴²

Gemäss Interviewaussagen ist die PV-Produktion auf Gebäuden für die EVU oft zu kleinteilig und aufgrund der fehlenden Eigentumsrechte schlecht zugänglich. Zudem gibt es Hinweise, dass die Rentabilität von PV-Investitionen von den EVU bis jetzt als zu gering eingestuft wurde.⁴³ Und schliesslich waren grosse Anlagen auf Freiflächen und Infrastrukturen bis 2022 anders als in vielen Ländern in der Schweiz aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen und der auf Gebäude fokussierten PV-Nutzungsstrategie der Behörden kaum realisierbar.

Die Ermöglichung und verstärkte Förderung von PV-Grossanlagen gemäss EnG Art. 71a ist zeitlich, umfangmässig und örtlich begrenzt (Regelung in Kraft bis 2025, maximal zwei TWh Jahresproduktion, realisierbar im Alpenraum). Sie könnte aber die EVU erstmals im grossen Stil zu Solarstromproduzenten machen und ihnen damit ein wirksames Eigeninteresse am PV-Zubau geben. Nach Medienberichten haben verschiedene grosse Stromversorger diesbezüglich bereits umfangreiche Projekte in Vorbereitung.⁴⁴

Bisher brachte es für EVU oft wenig Vorteile, die Solarstromproduktion, den Eigenverbrauch und die Stromeinspeisung durch unabhängige Produzenten proaktiv zu begünstigen. Die Netzbetreiber unter den EVU sind verpflichtet, in ihrem Netzgebiet produzierten Solarstrom abzunehmen und zu vergüten (EnG Art. 15).⁴⁵ Einzelne EVU sind dazu übergegangen, den Bau von Solaranlagen durch Gebäudeeigentümer mit Informationen sowie organisatorisch zu unterstützen.

Für die EVU kann die Netzeinspeisung jedoch eine Konkurrenzierung der eigenen Stromproduktion bedeuten, während der Eigenverbrauch zu einem Wegfall von Einnahmen für Energie und Netznutzung führt. Vor diesem Hintergrund befürworten Vertreter der Strombranche, bei den Netznutzungsgebühren den Anteil der fixen gegenüber den variablen Kosten zu erhöhen. Dies würde die Einsparungen aus dem Eigenverbrauch und damit die finanziellen Anreize für den PV-Zubau verringern.

Vertreter von unabhängigen Solarstromproduzenten und das BFE haben demgegenüber lange Wartezeiten sowie uneinheitliche und teilweise umstrittene Vorgaben der Netzbetreiber bei der Umsetzung der Abnahmepflicht nach EnG Art. 15 als Hürden beim PV-Ausbau identifiziert. Diese Hemmnisse werden durch die angestrebte Vereinheitlichung der Rücklieferatarife (vgl. Abschnitt 3.3) als solche nicht reduziert.

⁴¹ Beispielsweise erreichten die Anteile des Axpo-Konzerns an PV-Produktionskapazitäten in Frankreich 2022 bereits 243 MW. Dies entspricht der gesamten verkauften PV-Leistung in der Schweiz im Jahr 2017 (241 MW).

⁴² Bei Repower erreichte die Solarstromproduktion gemäss dem Geschäftsbericht für das Jahr 2022 einen Anteil von 2 % der Gesamtproduktion von 2138 GWh (Eigenproduktion inkl. Beteiligungsenergie). Bei Romande Energie erreicht die Eigenproduktion von Solarstrom aktuell 26 GWh pro Jahr (Quelle: Internetseite www.romande-energie.ch). Bei der CKW lag der Solarstromanteil beim gelieferten Strom 2021 gemäss der gesetzlichen Stromkennzeichnung bei 1,7 % (<https://www.ckw.ch/gesetzliche-vorgaben>).

⁴³ Siehe z. B. Interface 2021, S. 30.

⁴⁴ Vgl. beispielsweise «Plötzlich Dutzende Projekte: Die Bonanza um alpine Solaranlagen will keiner verpassen», NZZ, 23. November 2022.

⁴⁵ Notwendige Netzverstärkungen für neue PV-Anlagen kann die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) mit Subventionen abgelden, die über Swissgrid ausbezahlt werden. Jährlich werden dafür etwa hundert Verfügungen mit einem Fördervolumen von insgesamt rund 10 Mio. Franken erlassen (Quelle: ElCom).

Beurteilung

Die EVU hatten bisher einerseits begrenzte Möglichkeiten für eine eigene Solarstromproduktion und andererseits mangelhafte Anreize zur Unterstützung fremder Solarstromproduktion. Die EVU waren somit eher Betroffene als Treiber des PV-Zubaus, insbesondere weil die rechtlichen Möglichkeiten, die PV-Nutzungsstrategie der zuständigen Behörden und die Regelungen der finanziellen Anreize eigene grosse Solarkraftwerke nicht begünstigten.

Mit der zunächst begrenzten Ermöglichung von PV-Grossanlagen in den Alpen und eventuell auch mit der hohen Einmalvergütung (HEIV) könnte die Rolle der EVU als Solarstromproduzenten gestärkt werden. Dies kann im Sinne der Ziele des Energiegesetzes (Art. 1) zu einer ausreichenden, breit gefächerten, sicheren und wirtschaftlichen Solarstromproduktion beitragen: PV-Grossanlagen der Stromversorger könnten helfen, die immer ambitionierteren Ziele bei der Solarstromproduktion tatsächlich zu erreichen und die alleinige Abhängigkeit vom PV-Zubau auf Gebäuden zu verringern. Sie könnten zudem dazu beitragen, den PV-Winterstromanteil zu erhöhen und aufgrund der Skaleneffekte grosser Anlagen den Solarstrom günstiger zu produzieren.

Die Empfehlungen 2 und 3 (Abschnitt 3.2 bzw. 3.4) betreffen in besonderem Mass die zukünftige Bedeutung von grossen Solarkraftwerken und damit speziell auch die Rolle der EVU beim PV-Zubau. Bei der Umsetzung der Empfehlungen sollte die Rolle der EVU konsequent berücksichtigt und so ausgestaltet werden, dass die energiepolitischen Ziele beim angestrebten weiteren Solarausbau möglichst gut erreicht werden.

4.4 Einmalvergütung punktuell vereinfachen

Die zu Beginn im Jahr 2014 sehr einfach konzipierte EIV wurde im Zuge ihrer Weiterentwicklung schrittweise komplexer.⁴⁶ Damit stieg tendenziell auch der administrative Aufwand für die Vollzugsbehörden und die Gesuchsteller.⁴⁷ Punktuell gab es parallel dazu auch Vereinfachungen bei den Förderbedingungen, so etwa durch den Verzicht auf Grundbeiträge für PV-Anlagen über 5 kW ab 2023. Es gibt jedoch bei einzelnen Förderbedingungen ein weitergehendes Vereinfachungspotenzial.

Die Unterschiede zwischen den Leistungsbeiträgen für integrierte und andere (freistehende oder angebaute) Anlagen wurden in den letzten Jahren kleiner und betragen 2023 nur noch 10 % (2014 noch bis zu 24 %).⁴⁸ Der Unterschied im Verhältnis zu den gesamten Investitionskosten ist somit marginal (in einer Grössenordnung von 1 bis 2 %).⁴⁹ Für integrierte Anlagen ab 100 kW gelten bereits ab Anmeldedatum 2013 keine abweichenden Fördersätze mehr. Bei der Bestimmung der Fördersätze für integrierte Anlagen werden grundsätzlich die Gesamtkosten der PV-Dachanlage berücksichtigt, und nicht nur die Zusatzkosten gegenüber einem herkömmlichen Dach.⁵⁰ Damit dürften die effektiven Zusatzkosten einer

⁴⁶ Beispiele für diese Entwicklung sind die Unterscheidung in KLEIV und GREIV ab 2018, die Ausbezahlung eines Neigungswinkelbonus ab 2022, die Einführung der HEIV, der EIV-Auktionen und eines Höhenbonus ab 2023 sowie die 2022 beschlossene Einführung einer speziell geregelten EIV für PV-Grossanlagen nach EnG Art. 71a. Mit der HEIV ergeben sich zudem Anreize zur Aufteilung einzelner PV-Anlagen in jeweils zwei Anlagen mit bzw. ohne Eigenverbrauch, was den administrativen Aufwand erhöhen dürfte.

⁴⁷ Für die Auktionen für grosse PV-Anlagen sah die Botschaft vom 18. Juni 2021 zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien beispielsweise zwei neue Stellen im BFE und einen entsprechenden Kredit vor.

⁴⁸ Vgl. EnFV (Stand 1. Januar 2023), Anhang 2.1, Ziff. 2.1, 2.3, 2.8, 2.9.

⁴⁹ Schätzung EFK auf Grundlage von Planair 2021, S. 27, S. 30.

⁵⁰ Vgl. Planair 2021, S. 14.

integrierten gegenüber einer angebauten Anlage bei Neubauten und Dachsanierungen überschätzt werden.

Auch die ab 2023 verbleibenden Grundbeiträge von 200 Franken für Anlagen bis 5 kW sind gemessen an den Investitionskosten marginal (in einer Grössenordnung von 1 bis 3 %).⁵¹ Sie werden zudem nur noch für kleine Anlagen mit Eigenverbrauch ausbezahlt. Bei solchen Anlagen werden besonders hohe Mitnahmeeffekte und eine Tendenz zur Minimierung der Anlagen zur Optimierung des Eigenverbrauchs vermutet. Fast alle dieser Anlagen mit Eigenverbrauch erhalten wegen dieser Grundbeiträge eine höhere EIV als gleich grosse Anlagen ohne Eigenverbrauch.⁵² Dies widerspricht der Grundidee der höheren Förderung für Anlagen ohne Eigenverbrauch (HEIV).

Während bei der ab 2023 neu angewendeten HEIV für Anlagen ohne Eigenverbrauch zwischen 2 und 150 kW ein einheitlicher Fördersatz von 450 Fr./kW gilt, werden für entsprechende Anlagen mit Eigenverbrauch abhängig von der Leistung drei unterschiedlich hohe Leistungsbeiträge ausbezahlt.⁵³

Beurteilung

Die zunehmende Komplexität der EIV ergibt sich in erster Linie aus gewollten Weiterentwicklungen des Förderinstruments. Die bereits bisher parallel dazu erfolgten punktuellen Vereinfachungen bei den Förderbedingungen werden positiv beurteilt. Gleichzeitig gibt es aus Sicht der EFK aber Bereiche, in denen die Förderbedingungen und -ansätze der EIV weiter vereinfacht werden könnten und sollten. Punktuell könnten damit zudem Mitnahmeeffekte verringert werden. Dies insbesondere durch den Verzicht auf bestimmte Unterscheidungen bei PV-Anlagen in Bezug auf die Förderbedingungen, die nicht wesentlich, nicht mehr relevant oder nicht sinnvoll erscheinen. Aus Sicht des administrativen Aufwands und der Wirtschaftlichkeit sind die verbleibenden Grundbeiträge, die fortbestehende Unterscheidung zwischen integrierten und angebauten Anlagen und das Fehlen eines einheitlichen Fördersatzes bei Anlagen mit Eigenverbrauch kritisch zu beurteilen.

Empfehlung 5 (Priorität 2)

Die EFK empfiehlt dem BFE, bei der Einmalvergütung auf die Unterscheidung zwischen integrierten und angebauten PV-Anlagen sowie auf die noch verbleibenden geringfügigen Grundbeiträge zu verzichten und dem Bundesrat die dazu notwendige Änderung der Energieförderungsverordnung zu beantragen. Dabei soll auf die höheren Förderbeiträge für integrierte Anlagen verzichtet werden. Gleichzeitig soll auch ein auf dem niedrigsten Niveau vereinheitlichter Leistungsbeitrag für Anlagen mit Eigenverbrauch geprüft und wenn möglich umgesetzt werden.

Die Empfehlung ist nicht akzeptiert.

Stellungnahme des Bundesamts für Energie

Die Streichung des verbleibenden Grundbeitrages wird durch die Anpassung der Energieförderungsverordnung per 1. Januar 2024 angestrebt. Die Unterschiede der Leistungsbeiträge für die Leistungsklassen sind bereits sehr gering (seit 2023 zwischen 270 CHF/kW und 400 CHF/kW für angebaute Anlagen). Eine weitere Konvergenz der Fördersatzes ist aus Sicht des BFE in Anbetracht der grossen Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen

⁵¹ Schätzung EFK auf Grundlage von Planair 2021, S. 27, S. 30.

⁵² Nur bei angebauten Anlagen zwischen 4 und 5 kW ist dies nicht der Fall.

⁵³ Vgl. EnFV (Stand 1. Januar 2023), Anhang 2.1, Ziff. 2.1, 2.3, 2.8, 2.9.

Anlageklassen und deren jeweiligen Potenziale nicht zielführend für ihre Ausnützung und wird aktuell nicht angestrebt. Auf eine Streichung der höheren Tarife für integrierte Anlagen soll ebenfalls verzichtet werden. Diese Förderung verbessert die Akzeptanz von Photovoltaikanlagen generell, weil sie die Verbreitung von ästhetisch anspruchsvollen Anlagen verbessert. Die zusätzliche Förderung integrierter Anlagen ist relativ gering, wird aber trotzdem rege genutzt, weshalb daran festgehalten werden soll.

Anhang 1: Rechtsgrundlagen

Rechtstexte

Subventionsgesetz (SuG) vom 5. Oktober 1990, SR 616.1

Raumplanungsgesetz (RPG) vom 22. Juni 1979, SR 700

Raumplanungsverordnung (RPV) vom 28. Juni 2000, SR 700.1

Energiegesetz (EnG) vom 30. September 2016, SR 730.0

Energieverordnung (EnV) vom 1. November 2017, SR 730.01

Energieförderungsverordnung (EnFV) vom 1. November 2017, SR 730.03

Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007, SR 734.7

Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK), Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE), Ausgabe 2014, von der EnDK anlässlich der Plenarversammlung vom 9. Januar 2015 verabschiedet ([Link Dokument](#), [Link Internetseite](#))

Parlamentarische Vorstösse

19.4243 – Ausbau der Fotovoltaik. Motion eingereicht von Jacques Bourgeois, Nationalrat, 26.09.2019 ([Link](#))

20.401 – Unterstützung für Fotovoltaikanlagen ohne Eigenverbrauch. Parlamentarische Initiative eingereicht von UREK-N, Nationalrat, 10.02.2020 ([Link](#))

21.3262 – Solardächer auf bestehenden Bauten. Motion eingereicht von Kurt Egger, Nationalrat, 18.03.2021 ([Link](#))

22.3116 – Fotovoltaik in der Landwirtschaft: Potenzial besser ausschöpfen! Postulat eingereicht von Thomas Rechsteiner, Nationalrat, 14.03.2022 ([Link](#))

Botschaften

13.074 – Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)» vom 4. September 2013, BBl 2013 7561 ([Link](#))

21.047 – Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18. Juni 2021, BBl 2021 1666 ([Link](#))

Anhang 2: Abkürzungen

ARE	Bundesamt für Raumentwicklung
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BFE	Bundesamt für Energie
BLW	Bundesamt für Landwirtschaft
EBP	Ernst Basler + Partner
EFK	Eidgenössische Finanzkontrolle
EIV	Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EnFV	Energieförderungsverordnung
EnG	Energiegesetz
EnV	Energieverordnung
EVS	Einspeisevergütungssystem
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EZS	Energie Zukunft Schweiz
GREIV	Einmalvergütung für grosse PV-Anlagen (ab 100 kW Leistung)
GWh	Gigawattstunde
HEIV	Hohe Einmalvergütung (bei PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch)
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KLEIV	Einmalvergütung für kleine PV-Anlagen (unter 100 kW Leistung)
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MuKE	Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich
MW	Megawatt
NZZ	Neue Zürcher Zeitung

PPA	Power Purchasing Agreement
RPG	Raumplanungsgesetz
RPV	Raumplanungsverordnung
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft
StromVG	Stromversorgungsgesetz
SuG	Subventionsgesetz
TWh	Terawattstunde
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VESE	Verband unabhängiger Energieerzeuger
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Anhang 3: Glossar

Photovoltaik (PV)	Umwandlung von Lichtenergie in elektrische Energie mittels Solarzellen
Kilowatt (kW)	Physikalische Masseinheit für Leistung
Megawatt (MW)	Physikalische Masseinheit für Leistung 1 MW = 1000 kW
Kilowattstunde (kWh)	Physikalische Masseinheit für Energie
Gigawattstunde (GWh)	Physikalische Masseinheit für Energie 1 GWh = 1 000 000 kWh
Terawattstunde (TWh)	Physikalische Masseinheit für Energie 1 TWh = 1 000 000 000 kWh
Energie	Energie = Leistung x Zeit Beispiel: Eine Solaranlage, die während 5 Stunden mit einer durchschnittlichen effektiven Leistung von 10 Kilowatt in Betrieb ist, erzeugt eine Energiemenge von 50 Kilowattstunden (5 h x 10 kW = 50 kWh)

Priorisierung der Empfehlungen

Die Eidg. Finanzkontrolle priorisiert die Empfehlungen nach den zugrunde liegenden Risiken (1 = hoch, 2 = mittel, 3 = klein). Als Risiken gelten beispielsweise unwirtschaftliche Vorhaben, Verstösse gegen die Recht- oder Ordnungsmässigkeit, Haftungsfälle oder Reputationsschäden. Dabei werden die Auswirkungen und die Eintrittswahrscheinlichkeit beurteilt. Diese Bewertung bezieht sich auf den konkreten Prüfgegenstand (relativ) und nicht auf die Relevanz für die Bundesverwaltung insgesamt (absolut).

Anhang 4: Methoden

Modul 1: Dokumentenanalyse

Eine umfassende Dokumentenanalyse stellte das Kernstück der Prüfung dar. Die Analyse fokussierte auf die Auswertung von Studien und Berichten im Zusammenhang mit der Förderung der Solarstromproduktion und weiteren relevanten Aspekten der Energiepolitik. Wichtig war zudem die Auswertung der rechtlichen Grundlagen. Darüber hinaus wurden weitere Dokumente aus einzelnen Bundesämtern sowie Medienbeiträge zu aktuellen Entwicklungen berücksichtigt.

Die Umsetzung der Dokumentenanalyse erfolgte mithilfe einer Software für qualitative Datenanalysen (MAXQDA). Als Grundlage der Auswertung wurden mithilfe dieses Programms in ca. 90 erfassten Dokumenten über 1000 relevante Textabschnitte (Segmente) zu rund 70 einzelnen Themen und Unterthemen identifiziert (Codes und UnterCodes, überwiegend nach Prüffragen und berücksichtigten Massnahmen gegliedert). Ergänzend wurden im Einzelfall auch Informationen aus weiteren Dokumenten berücksichtigt, die nicht in MAXQDA erfasst wurden.

In der Bibliographie im Anhang 5 sind nur jene Dokumente aufgeführt, die im Bericht selbst explizit als Quellen genannt werden. Aufgrund des Umfangs der Auswertungen ist es nicht möglich, zu allen Erkenntnissen sämtliche Quellen einzeln aufzuführen.

Modul 2: Interviews

Im Rahmen der Prüfung wurden rund zwanzig leitfadengestützte persönliche und telefonische Interviews durchgeführt. Befragt wurden Verantwortliche aus dem Bundesamt für Energie, weiteren betroffenen Bundesstellen (ARE, BAFU, ElCom, SECO) und der Vollzugsstelle Pronovo, Expertinnen und -experten aus verschiedenen Verbänden der Solar- und Energiebranche und der Wissenschaft sowie Vertreterinnen und Vertreter von Energieversorgern, Solarunternehmen und Solargenossenschaften. Die Gespräche dienten zur Vertiefung einzelner Themenbereiche, zur Erlangung weiterführender Informationen sowie zur Qualitätssicherung von Ergebnissen.

Modul 3: Datenanalyse

Für einen besseren Überblick zur EIV und als Grundlage zur Beantwortung bestimmter Prüfungen hat die EFK Daten der Vollzugsstelle Pronovo zur EIV ausgewertet (Stammdatenreport, mit abgerechneten Förderentscheiden bis zum 30. September 2022). Ziel war eine Übersicht zur Entwicklung der Förderkosten sowie der Anzahl und Leistung der geförderten Anlagen nach dem Jahr des effektiven Zubaus. Daraus werden etwa die Unterschiede bei der Kosteneffizienz der Förderung zwischen GREIV und KLEIV ersichtlich.

Die EFK hat zudem auf Grundlage von Rohdaten der Internetplattform Energiefranken.ch eine erste Auswertung zu Investitionsbeiträgen von Kantonen und Gemeinden für Solarstromanlagen erstellt. Dabei wurden die Anzahl und der Bevölkerungsanteil der Gemeinden bzw. der Kantone mit derartigen Subventionen identifiziert und vorliegende Informationen zur Förderhöhe bei den einzelnen Förderprogrammen gesammelt und zusammengefasst.

Anhang 5: Bibliographie

ARE / BAFU / BFE / BLW (2012), Positionspapier freistehende Photovoltaik-Anlagen, 2 Seiten, 3. Juli 2012

BFE (2013), Energieperspektiven 2050, Zusammenfassung, 5. Oktober 2013, 36 Seiten ([Link](#))

BFE (2018), Sonnendach.ch macht das Solarenergiepotenzial der Schweizer Hausdächer von rund 50 TWh/Jahr sichtbar, Medienmitteilung vom 26. September 2018 ([Link](#))

BFE (2021a), Energiestrategie 2050: Monitoring-Bericht 2021 (ausführliche Fassung), Dezember 2021, 109 Seiten ([Link Bericht](#), [Link Internetseite](#))

BFE (2021b), Energieperspektiven 2050+, Kurzbericht, 26. November 2021, 98 Seiten ([Link](#))

BFE (2022a), Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2021, Datentabellen, September 2022 ([Link](#))

BFE (2022b), Statistik Sonnenenergie, Referenzjahr 2021, 14. Juli 2022, 22 Seiten ([Link](#))

EBP / Planair (2022), Externe Evaluation Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch 2018 bis 2021, Studie im Auftrag des BFE, April 2022, 101 Seiten ([Link](#))

EZS (2021a), Solarstrom auf Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen, Bericht zur Studie InfraSolaire, 23. Juli 2021, 45 Seiten ([Link Bericht](#), [Link Internetseite](#))

EZS (2021b), Synopse Photovoltaik Gesetzgebung: Auswirkungen des Mantelerlasses zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbarer Energie auf die Rentabilität von PV-Anlagen, 25. November 2021, 25 Seiten ([Link](#))

Fraunhofer ISE (2021), Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, Juni 2021, 46 Seiten ([Link Bericht](#), [Link Internetseite](#))

Frontier Economics / EZS (2019), Auktionen für Photovoltaikanlagen, Studie für das Bundesamt für Energie, 17. September 2019, 66 Seiten ([Link](#))

Infras / EZS (2020), Externe Evaluation der Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen und der Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch in den Jahren 2014 bis 2017, Studie im Auftrag des BFE, April 2020, 159 Seiten ([Link](#))

Interface (2021), Konzept für einen stärkeren Zubau von grossen Solarstromanlagen auf Dachflächen und Infrastrukturanlagen im Kanton Thurgau, Schlussbericht zuhanden der Abteilung Energie des Kantons Thurgau, November 2021, 50 Seiten ([Link Bericht](#), [Link Internetseite](#))

Meteotest (2017), Solarpotenzial Schweiz: Solarwärme und PV auf Dächern und Fassaden, Studie im Auftrag von Swissolar, 13. Januar 2017, 14 Seiten ([Link](#))

Planair (2020), Photovoltaikmarkt-Beobachtungsstudie 2019, Finaler Bericht, Studie im Auftrag von EnergieSchweiz, 15. Juni 2020, 55 Seiten ([Link](#))

Planair (2021), Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2020, Abschlussbericht, Studie im Auftrag von EnergieSchweiz, 30. Juni 2021, 49 Seiten ([Link](#))

Schweizerische Energie-Stiftung (Hrsg.) (2018), Photovoltaik als kostengünstigste Stromquelle dauerhaft blockiert? Analyse der Mittelverwendung aus dem Netzzuschlag 2008-2019 und Vorschläge zur Optimierung, 30. Oktober 2018, 58 Seiten ([Link Bericht](#), [Link Internetseite](#))

UVEK (2022), Erläuternder Bericht zur Revision der Energieförderungsverordnung, März 2022, 29 Seiten ([Link](#))

ZHAW (2020), Ausbau der Stromproduktion aus Photovoltaik in der Schweiz: Bedarf, Potential und Umsetzung, Autor: Jürg Rohrer, Wädenswil, Juli 2020, 21 Seiten ([Link](#))

Anhang 6: Analyse und Reduktion bestehender Mitnahmeeffekte

Definition von Mitnahmeeffekten

Als Mitnahmeeffekt wird bezeichnet, wenn die von einer Subvention angestrebte Verhaltensänderung eines Subventionsempfängers (= Zielwirkung einer Subvention) auch ohne die Subvention teilweise oder vollständig zustande gekommen wäre. Kurz zusammengefasst bedeuten Mitnahmeeffekte den Bezug von Fördermitteln ohne entsprechende Zielwirkungen. Mitnahmeeffekte beeinträchtigen somit sowohl die Wirkungen wie auch die Wirtschaftlichkeit von Subventionen. Sie treten insbesondere dort auf, wo geförderte Projekte bereits ohne Subventionen rentabel sind.

Umfassende Erhebung der Mitnahmeeffekte bei der EIV durch das BFE

Zwei vom BFE in Auftrag gegebene Evaluationen zur EIV wurden 2020 bzw. 2022 publiziert und haben die Mitnahmeeffekte umfassend erhoben und als eher hoch beziffert. Die verschiedenen Resultate der jüngeren dieser beiden Studien lassen darauf schliessen, dass die Mitnahmeeffekte bei der EIV im Untersuchungszeitraum von 2018 bis 2020 in einer Grössenordnung von 50 % lagen, und dass sie bei grösseren Anlagen etwas geringer ausfielen als bei kleineren Anlagen.⁵⁴ Die ältere der beiden Evaluationen kommt im Grundsatz zu ähnlichen Resultaten für die Zeitperiode 2014 bis 2017.⁵⁵

Gründe für eher hohe Mitnahmeeffekte bei der EIV

Die Gründe für die eher hohen Mitnahmeeffekte bei der EIV ergeben sich aus Sicht der EFK vor allem aus einer Kombination von zwei Besonderheiten:

Erstens ist aufgrund verschiedener – kaum abgestimmter und im Einzelfall unterschiedlich hoher – finanzieller Anreize die Rentabilität von PV-Projekten sehr heterogen (vgl. Abschnitte 2.3 und 3.3). Daher sind einzelne Anlagen bereits ohne EIV rentabel, während andere auch mit EIV unrentabel bleiben. Besonders hoch sind die Risiken von Mitnahmeeffekten bei hohen Eigenverbrauchsanteilen, hohen Stromtarifen, hohen Strom-Rücklieferertarifen und der Existenz zusätzlicher kantonaler oder kommunaler Subventionen.

Zweitens erlaubt die Grundkonzeption der EIV keine angemessene Berücksichtigung der Rentabilität der geförderten Anlagen. Die Höhe der EIV wird auf Grundlage der Investitionskosten von Referenzanlagen festgelegt (EnG Art. 25), während die sehr unterschiedlichen Erlöse bisher nicht berücksichtigt wurden. Somit können einzelne bereits ohne EIV rentable Projekte nicht von der Förderung ausgeschlossen werden. Darüber hinaus ist die EIV grundsätzlich so ausgestaltet, dass kaum Projekte von der Förderung ausgeschlossen werden. Daraus resultieren Mitnahmeeffekte. Zusätzlich können auch die teilweise eher niedrigen

⁵⁴ Vgl. EBP / Planair 2022, S. 4, S. 43–46. Unter anderem wurden vollständige Mitnahmeeffekte in Bezug auf Projekte mit 46 % der subventionierten PV-Leistung festgestellt (ohne Berücksichtigung partieller Mitnahmeeffekte bei weiteren Projekten).

⁵⁵ Vgl. Infras / EZS 2020, S. 111, S. 116. Die Mitnahmeeffekte wurden auf 150 Mio. Franken geschätzt (50 % der bis dahin eingesetzten Fördermittel). Bei einem gleichbleibenden Anteil von Mitnahmeeffekten hätten diese bis 2022 eine Grössenordnung von 600 Mio. Franken erreicht (bei Gesamtausgaben von 1,28 Mrd. Franken für die EIV, Stand: Pro-novo-Cockpit vom 1. Juli 2022).

Förderanteile bei der EIV zu einem höheren Anteil von Projekten mit Mitnahmeeffekten beitragen.⁵⁶

Massnahmen zur Reduktion der Mitnahmeeffekte

Die EIV-Evaluation von 2022 hat zwei Empfehlungen zur Reduktion von Mitnahmeeffekten formuliert: Die Förderanteile bei kleinen Anlagen sollten weiter gesenkt werden, während Anlagen mit geringem Eigenverbrauchsanteil stärker gefördert werden sollten.⁵⁷

Zu beiden Empfehlungen gab es zu diesem Zeitpunkt bereits vorbereitete oder beschlossene Massnahmen: Die in der Energieförderungsverordnung festgelegten Grundbeiträge, welche kleine PV-Anlagen stärker begünstigen, wurden schrittweise weiter abgesenkt und werden ab 2023 nur noch für Anlagen unter 5 kW ausbezahlt. Zudem wurden aufgrund der Revision des EnG für die Zeit ab 2023 für PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch erhöhte Fördersätze (hohe Einmalvergütung, HEIV) und ab 150 kW Leistung eine Subventionsvergabe durch Auktionen beschlossen (EnG Art. 25–25a).

Die mit der HEIV eingeführte Unterscheidung bei den Fördersätzen zwischen Anlagen mit bzw. ohne Eigenverbrauch dient dazu, die Rentabilität der geförderten Anlagen in Zukunft besser zu berücksichtigen. Die Berücksichtigung der Rentabilität bleibt aber grob und auf einen einzigen Einflussfaktor beschränkt: Es wird lediglich berücksichtigt, ob eine Anlage einen Eigenverbrauchsanteil von null aufweist oder nicht. Darüber hinaus zielt die HEIV darauf ab, bei Anlagen ohne Eigenverbrauch ein zusätzliches PV-Potenzial (mit geringeren Mitnahmeeffekten als bei Anlagen mit Eigenverbrauch) zu erschliessen.

Die geplanten Auktionen zur Vergabe der EIV bei grossen Anlagen ab 150 kW ohne Eigenverbrauch können bei gutem Funktionieren des Wettbewerbs bei einzelnen Projekten Mitnahmeeffekte durch eine überhöhte Förderung verringern. Der dabei wirksame implizite Preissockel von 270 Fr./kW (vgl. Abschnitt 4.2) limitiert aber den Wettbewerb und somit auch die Reduktion von Mitnahmeeffekten.

⁵⁶ Unter sonst gleichen Umständen gehen geringere Förderanteile bei Subventionen tendenziell Hand in Hand mit höheren Anteilen von Projekten mit Mitnahmeeffekten. Grund: Bei geringeren Förderanteilen führt die Subvention bei einem geringeren Anteil der geförderten Projekte dazu, dass dank der Subvention die Rentabilitätsschwelle überschritten und somit das Projekt effektiv durch die Subvention ausgelöst wird. Somit treten bei einem höheren Anteil von Projekten Mitnahmeeffekte auf. Bei der EIV gibt es die niedrigsten Förderanteile in Bezug auf die Investitionskosten bei den kleinsten Anlagen (nach Angaben der zuständigen Stelle des BFE in jüngerer Zeit nur noch 13 % bei Anlagen von 2 kW Leistung).

⁵⁷ In der Evaluation von Infrac / EZS 2020 wurde auf Empfehlungen zur Reduktion von Mitnahmeeffekten verzichtet, weil die Autoren dazu «keinen vielversprechenden Ansatzpunkt» sahen (S. 111).