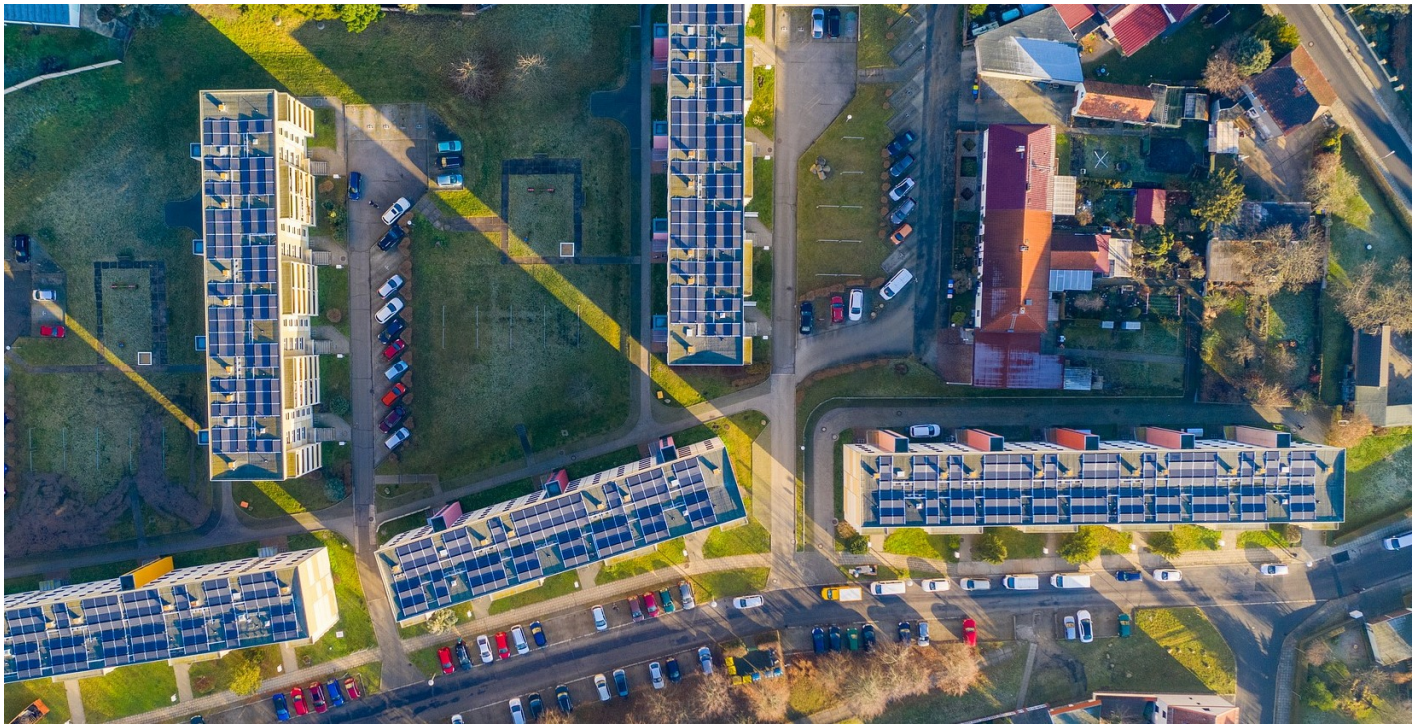
Synthese aus Sonnendach.ch und einer repräsentativen Stichprobe an Dachbelegungen
05.07.2022

Photovoltaik Potenzial auf Dachflächen in der Schweiz



EnergieSchweiz
Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13
CH-3063 Ittigen

Postadresse:
CH-3003 Bern

Infoline 0848 444 444
energieschweiz.ch

Autoren
Dionis Anderegg, Sven Strebel, Jürg Rohrer, Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW
https://www.zhaw.ch/de/lsfm/institute-zentren/iunr/oekotechnologien-energiesysteme/erneuerbare-energien/

Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.
Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.

Zitiervorschlag:
Anderegg, D., Strebel, S., Rohrer, J. (2022). Photovoltaik Potenzial auf Dachflächen in der Schweiz - Synthese aus Sonnendach.ch und einer repräsentativen Stichprobe an Dachbelegungen. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.

Titelbild:
Photovoltaik-Anlagen auf Dachflächen, Februar 2020, Pixabay GmbH

Zusammenfassung

Das Potenzial zur Stromproduktion mittels Photovoltaik auf Dächern in der Schweiz wurde in diversen Studien ermittelt. Die Potenzialschätzungen gehen mit 16 bis 53 TWh pro Jahr weit auseinander. Ein Grund für diese grosse Spannweite besteht in unterschiedlichen Annahmen zum für Photovoltaik nutzbaren Anteil der Dachflächen.

Die vorliegende Untersuchung ermittelt die für Photovoltaik nutzbaren Flächenanteile auf Schweizer Dächern. Dabei wird zwischen Flach- und Steildächern unterschieden und eine Kategorisierung anhand der Grösse von Dachflächen vorgenommen. Der mittlere für Photovoltaik nutzbare Anteil der Dachflächen wird für jede Kategorie ermittelt. Dazu wird eine randomisierte Stichprobe pro Dach-Kategorie aus dem Datensatz von Sonnendach.ch gezogen. Es werden Dachflächen berücksichtigt die "gut", "sehr gut" oder "hervorragend" geeignet sind (Einstrahlung ≥ 1000 kWh/m^2/a). Der Stichprobenumfang richtet sich nach dem Standardfehler des Mittelwerts für den nutzbaren Dachflächenanteil, welcher einen Zielwert von ± 2.5 % pro Kategorie erreichen soll.

Von total 644 km^2 Dachflächen in der Schweiz eignen sich 440 km^2 (68 %) aufgrund der Einstrahlung und ihrer Grösse für Photovoltaik Anlagen. Davon lassen sich 60 % (± 2 % Unsicherheit) der Flächen mit Photovoltaikmodulen belegen. Dies entspricht einer maximalen Modulfläche von 264 km^2 (± 9 km^2). Der für Photovoltaik nutzbare Dachflächenanteil ist bei Steildächern mit 63 % höher als bei Flachdächern mit 53 %. Abbildung 1 zeigt den mittleren nutzbaren Dachflächenanteil, unterteilt in Flach- und Steildächer sowie verschiedene Dachgrössen. Bei Steildächern zeigt sich generell ein höherer nutzbarer Flächenanteil als bei Flachdächern.

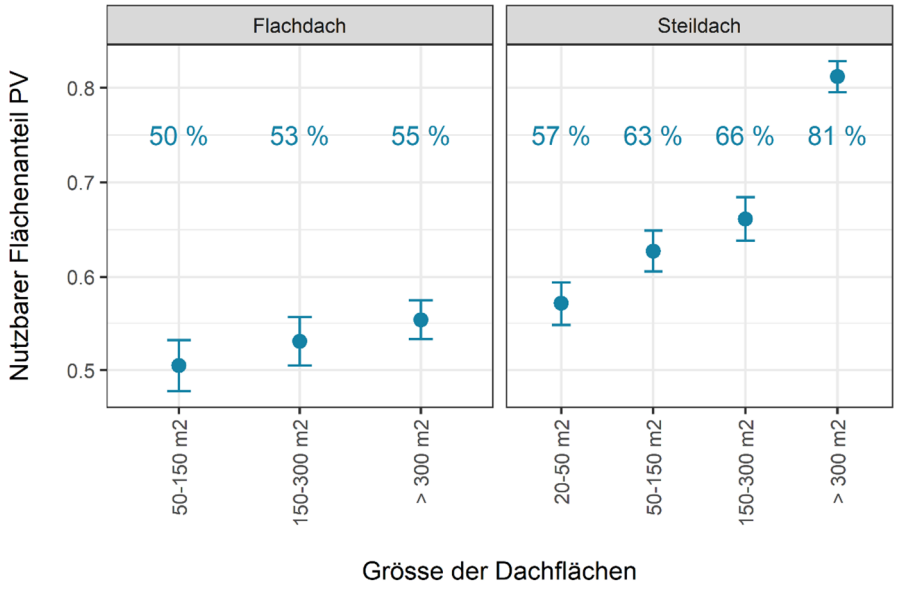


Abbildung 1: Flächengewichteter Mittelwert des nutzbaren Flächenanteils pro Kategorie als Punkt und Prozentzahl. Die Fehlerbalken zeigen den statistischen Fehlerbereich des Mittelwerts.

Insbesondere bei den Steildächern nimmt der für Photovoltaik nutzbare Flächenanteil mit steigender Dachgrösse zu. Für Steildächer > 300 m^2 liegt er beispielsweise im Schnitt bei 81 %, wogegen bei Steildächern mit 20-50 m^2 Fläche lediglich 57 % der Fläche genutzt werden können. Der Effekt der Dachgrösse zeigt sich in der Tendenz auch bei Flachdächern, wo er jedoch weniger stark ausgeprägt ist.

Werden die nutzbaren Flächenanteile auf alle potenziell für Photovoltaik geeigneten Dachflächen in der Schweiz angewendet, ergibt sich bei einem Modulwirkungsgrad von 20 % und einer Performance Ratio von 80 % ein Ertragspotenzial von 53.6 TWh/a (± 1.9 TWh/a). Das Potenzial basiert auf den zum Zeitpunkt der Studie verfügbaren Einstrahlungsdaten und Daten zum Gebäudepark von Sonnendach.ch. Dieses Potenzial ergibt sich durch den Ausschluss von kleinen Dachflächen (20 m^2 bei Steildächern und

50 m² bei Flachdächern) und Flächen mit geringer Einstrahlung (Eignung) sowie der Reduktion durch den nutzbaren Flächenanteil von Dächern (Abbildung 2).

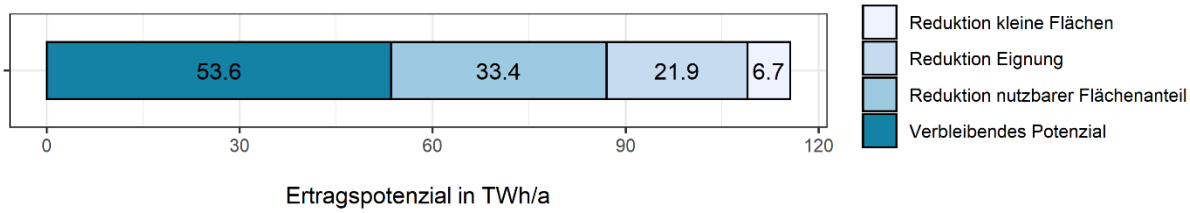


Abbildung 2: Verbleibendes Potenzial für Photovoltaik auf Dachflächen in der Schweiz nach Ausschluss von kleinen Flächen sowie Dachflächen mit Einstrahlungen < 1000 kWh/m²/a (Eignung) und der Anwendung des ermittelten nutzbaren Flächenanteils für die Photovoltaik. Modulwirkungsgrad 20 %, Performance Ratio 80 %.

Zum Potenzial auf Dachflächen tragen die Steildächer mit 38.4 TWh/a (± 1.2 TWh/a) wesentlich mehr bei als die Flachdächer mit 15.2 TWh/a (± 0.6 TWh/a). Dies ist neben den nutzbaren Dachflächenanteilen primär darauf zurückzuführen, dass die Flächensumme aller geeigneten Steildächer mit 294 km² rund doppelt so gross ist, wie jene der geeigneten Flachdächer mit 147 km². Die Potenziale für Flach- und Steildächer sind in Abbildung 3 grafisch dargestellt.

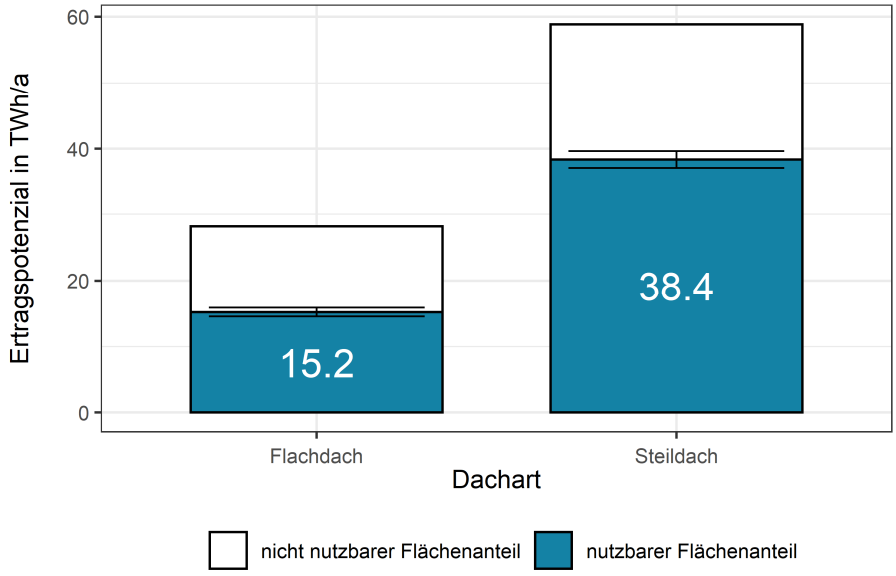


Abbildung 3: Ertragspotenzial der Dachtypen in TWh pro Jahr. Die Summe der Säulen stellt das theoretische Potenzial ohne Berücksichtigung des nutzbaren Flächenanteils dar. Der blaue Anteil der Säulen ist unter Berücksichtigung der nutzbaren Flächenanteile realisierbar. Die Fehlerbalken zeigen die Genauigkeit des Ertragspotenzials aufgrund des Fehlerbereichs von den für PV nutzbaren Flächenanteilen. Modulwirkungsgrad 20 %, Performance Ratio 80 %.

In früheren Potenzialstudien wurde mit einem Modulwirkungsgrad von 17 % gerechnet. Bei der hier angewendeten Methode wäre mit diesem Wirkungsgrad ein Potenzial von 45.6 TWh/a (± 1.6 TWh/a) zu erwarten. Durch den höheren Modulwirkungsgrad von 20 % wird der technologische Fortschritt berücksichtigt. Eine Degradation der Module ist nicht berücksichtigt, da eine weitere Steigerung des Wirkungsgrads diesen Effekt kompensieren kann.

Bei den Flachdächern tragen die grössten Dachflächen (> 300 m²) am meisten zum Potenzial bei. Dies ist durch sehr grosse Flächen, wie sie bei Industriegebäuden vorkommen können, zu erklären. Bei den Steildächern besteht das grösste Potenzial in der Grössenkategorie 50-150 m². Das Ertragspotenzial pro Dachkategorie (Dachart und Dachgrösse) ist der Abbildung 4 zu entnehmen.

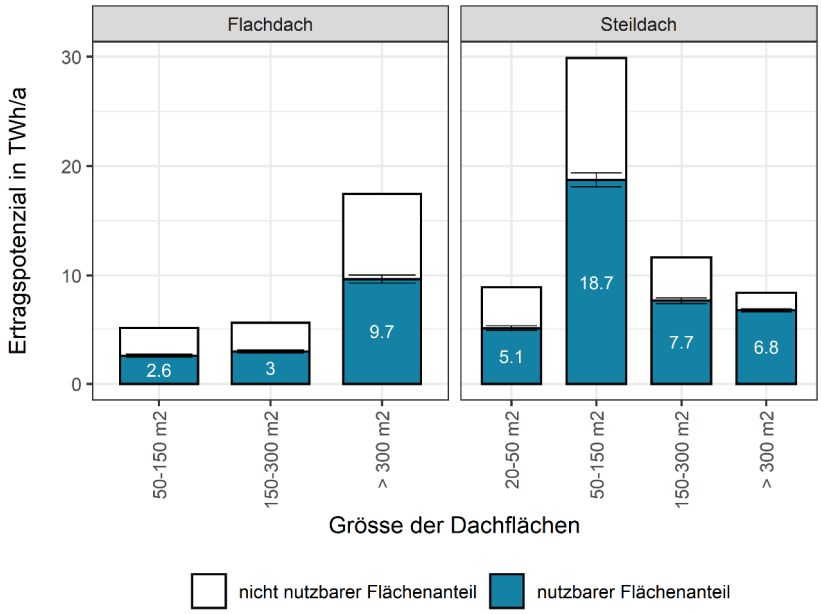


Abbildung 4: Ertragspotenzial der Kategorien in TWh pro Jahr. Die Summe der Säulen stellt das theoretische Potenzial ohne Berücksichtigung des nutzbaren Flächenanteils dar. Der blaue Anteil der Säulen ist unter Berücksichtigung der nutzbaren Flächenanteile realisierbar. Die Fehlerbalken zeigen die Genauigkeit des Ertragspotenzials aufgrund des Fehlerbereichs von den für PV nutzbaren Flächenanteilen. Modulwirkungsgrad 20 %, Performance Ratio 80 %.

Bei einer vollständigen Ausschöpfung des Potenzials würden ca. 95 % der Gebäude in der Schweiz auf mindestens einer Dachfläche über eine PV-Anlage verfügen. Diese komplette Ausschöpfung würde bei heutigem Preisniveau zu Investitionskosten von 83 Milliarden Franken führen, wobei 19 Milliarden Franken durch die Einmalvergütung gefördert würden. Aufgrund der anzunehmenden Kostenreduktion für PV-Anlagen in Zukunft werden sich die Investitionskosten jedoch auf ca. 58 Milliarden Franken reduzieren, wovon 13 Milliarden durch die Einmalvergütung gedeckt würde.

Zur Erreichung des Zielwerts von 34 TWh/a Strom aus Photovoltaik gemäss den Energieperspektiven 2050+ (Szenario ZERO Basis) wären Investitionen von 53 Milliarden Franken nötig (40 Milliarden Franken bei zukünftigem Preisniveau) wovon 13 Milliarden Franken (9 Milliarden Franken bei zukünftigem Preisniveau) an Einmalvergütungen anfallen würden.
Die Gestehungskosten des Stroms der PV-Anlagen auf den Dachflächen betragen bei heutigem Preisniveau 4 bis 14 Rp./kWh (Abbildung 5). Rund zwei Drittel des Potenzials (34.9 TWh/a) kann zu Gestehungskosten von maximal 6.5 Rp./kWh erschlossen werden.

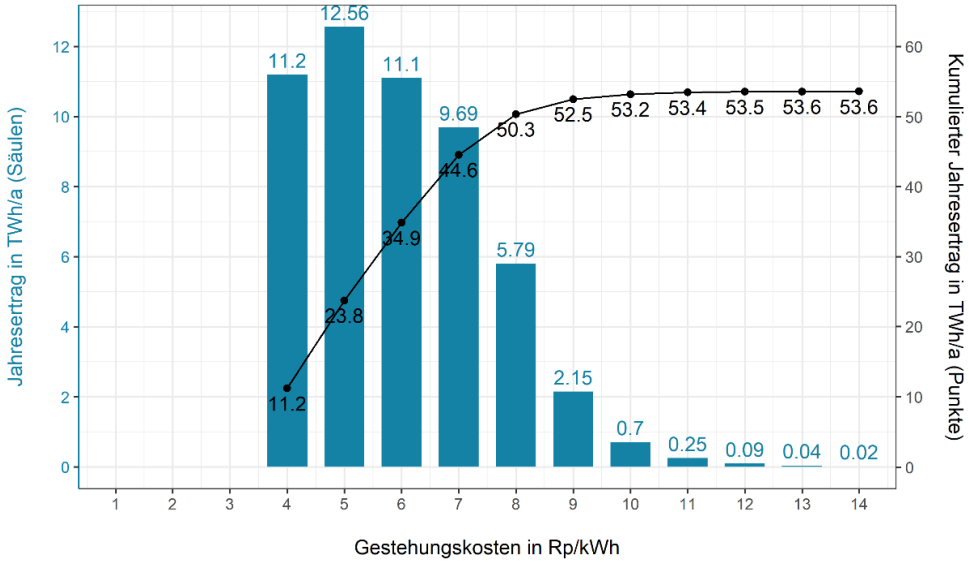


Abbildung 5: Potenzieller Jahresertrag in TWh/a pro Kategorie mit auf Rappen gerundeten Gestehungskosten bei heutigem Preisniveau. Lesebeispiel: Zu 5.5 bis 6.5 Rp./kWh können jährlich 11.1 TWh erzeugt werden (Balken). Zu maximal 6.5 Rp./kWh können insgesamt 34.9 TWh/a erzeugt werden (Punkte und schwarze Kurve).

Die Ausschöpfung des ermittelten Flächenpotenzials wurde an einer zusätzlichen Stichprobe mit 226 Gebäuden ermittelt. Auf diesen Gebäuden wurde zwischen 2017 und 2021 eine PV-Anlage installiert. Diese Untersuchung zeigt, dass durchschnittlich rund die Hälfte der hier ermittelten Flächenpotenziale (49 %) beim Bau von PV-Anlagen ausgeschöpft wurden. Insbesondere bei Gebäuden mit grossen Dachflächen wurde häufig nicht die gesamte Fläche für eine PV-Anlage genutzt.
Der Hauptgrund für den Bau kleinerer Anlagen wird in der bisherigen Förderpraxis mit Einmalvergütungen vermutet, welche den Eigenverbrauch von PV-Strom wirtschaftlich attraktiver macht als die Rücklieferung an das Energieversorgungsunternehmen.
Abbildung 6 zeigt die grosse Variabilität in der Ausschöpfung des Potenzials pro Dachfläche. Ausschöpfungen über 125 % sind hauptsächlich auf die Nutzung von Dachflächen mit einer geringen Einstrahlung (< 1000 kWh/m^2/a) zurückzuführen, welche gemäss der hier angewendeten Methode als nicht geeignet betrachtet werden.

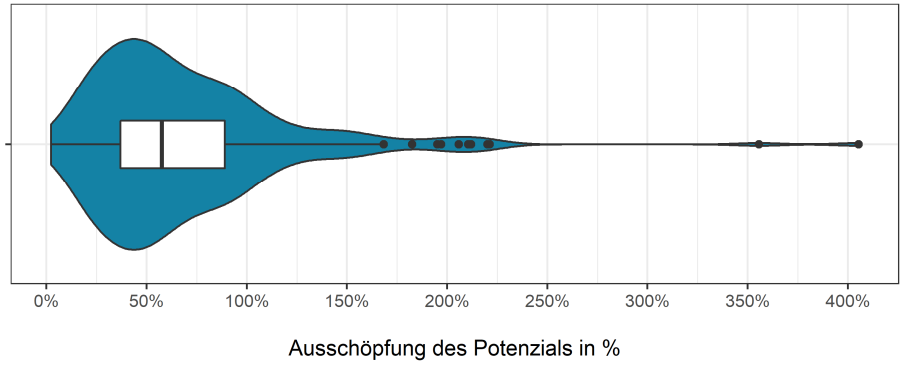


Abbildung 6: Variabilität der Ausschöpfung des Dachflächen-Potenzials. Die vertikalen Linien des Boxplots (schwarz) zeigen die Quartile 0.25, 0.5 und 0.75. Der Violinen-Plot (blau) zeigt die Häufigkeitsverteilung von Ausschöpfungsgraden anhand der Breite. Der Stichprobenumfang beträgt 226 Gebäude mit PV-Anlagen, welche zwischen 2017 und 2021 gebaut wurden.

Résumé

Le potentiel de production d'électricité au moyen du photovoltaïque sur les toits en Suisse a été déterminé dans diverses études. Les estimations du potentiel varient considérablement, allant de 16 à 53 TWh par an. Cette grande disparité s'explique notamment par les différentes hypothèses concernant la part de la surface des toits pouvant être utilisée pour le photovoltaïque.

La présente étude détermine la part des surfaces utilisables pour le photovoltaïque sur les toits suisses. Une distinction est faite entre les toits plats et les toits en pente et une catégorisation est effectuée sur la base de la taille des surfaces de toit. La part moyenne des surfaces de toit utilisables pour le photovoltaïque est déterminée pour chaque catégorie. Pour ce faire, un échantillon randomisé par catégorie de toit est tiré du jeu de données de Sonnendach.ch. Sont prises en compte les surfaces de toitures qui sont "bien", "très bien" ou "parfaitement" adaptées (rayonnement ≥ 1000 kWh/m^2/a). La taille de l'échantillon dépend de l'erreur standard de la valeur moyenne pour la part de surface de toit utilisable, qui doit atteindre une valeur cible de ± 2,5 % par catégorie.

Sur un total de 644 km^2 de surfaces de toitures en Suisse, 440 km^2 se prêtent à des installations photovoltaïques en raison de leur rayonnement et de leur taille. Sur cette surface, 60 % (± 2 %) peuvent être recouverts de modules photovoltaïques. Cela correspond à une surface maximale de modules de 264 km^2 (± 9 km^2). La part de surface de toit utilisable pour le photovoltaïque est plus élevée sur les toits en pente (63 %) que sur les toits plats (53 %). La Figure 1 montre la part moyenne de surface de toit utilisable, répartie entre les toits plats et les toits en pente ainsi que les différentes tailles de toit. La part de surface utilisable est plus élevée pour les toits en pente que pour les toits plats.

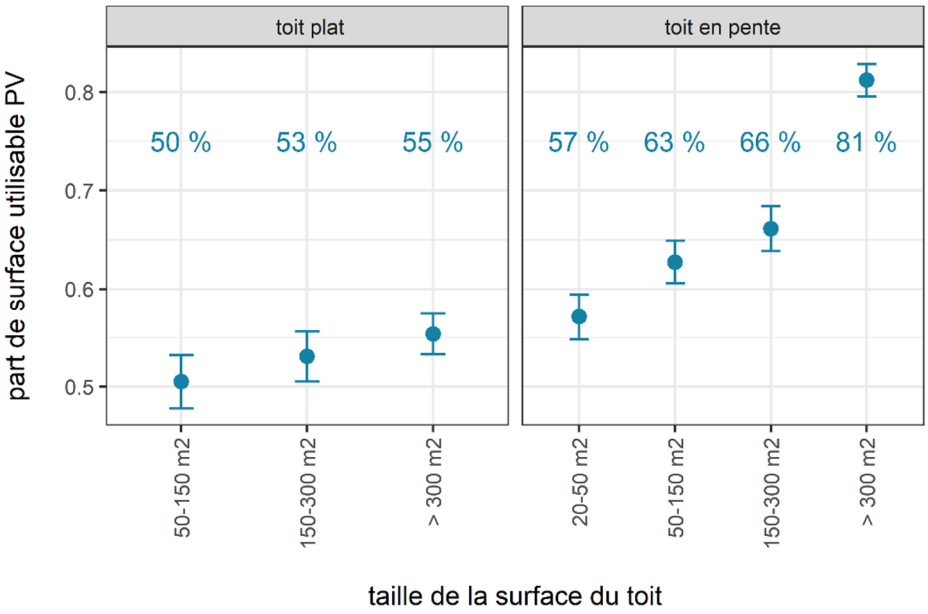


Figure 1: Valeur moyenne pondérée en fonction de la surface de la part de surface utilisable par catégorie sous forme de point et de pourcentage. Les barres d'erreur indiquent la marge d'erreur statistique de la moyenne.

Pour les toits en pente en particulier, la part de surface utilisable pour le photovoltaïque augmente avec la taille du toit. Elle est par exemple de 81 % pour les toits en pente de plus de 300 m^2. En revanche, elle est de 57 % pour les toits en pente d'une surface de 20 à 50 m^2. L'effet de la taille du toit tend également à se manifester pour les toits plats, mais il est moins prononcé.

Si l'on applique les pourcentages de surface utilisable à toutes les surfaces de toitures potentiellement adaptées au photovoltaïque en Suisse, on obtient un potentiel de rendement de 53,6 TWh/a (± 1,9 TWh/a) pour un rendement des modules de 20 % et un ratio de performance de 80 %. Ce potentiel est basé sur les données d'ensoleillement et les données relatives au parc immobilier de Sonnendach.ch

disponibles au moment de l'étude. Ce potentiel résulte de l'exclusion des petites surfaces de toitures et des surfaces à faible rayonnement (aptitude) ainsi que de la réduction par la part de surface utilisable des toitures (Figure 2).

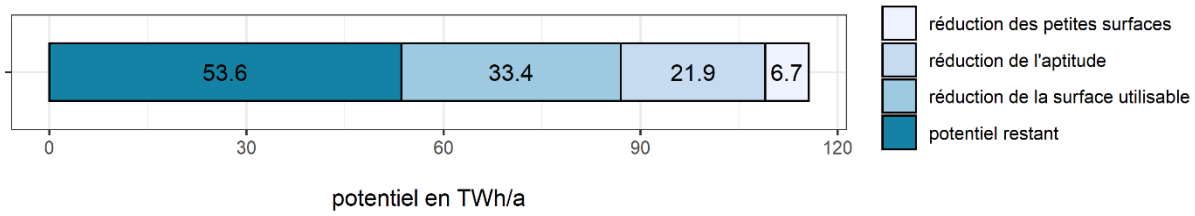


Figure 2: Potentiel restant pour le photovoltaïque sur les surfaces de toit en Suisse après exclusion des petites surfaces ainsi que des surfaces de toit avec un rayonnement < 1000 kWh/m²/a (aptitude) et application du pourcentage de surface utilisable déterminé pour le photovoltaïque. Rendement des modules de 20 %, ratio de performance de 80 %.

Les toits en pente, avec 38,4 TWh/a (± 1,2 TWh/a), contribuent beaucoup plus au potentiel des surfaces de toitures que les toits plats, avec 15,2 TWh/a (± 0,6 TWh/a). Outre les pourcentages de surfaces de toitures utilisables, cela s'explique en premier lieu par le fait que la somme des surfaces de tous les toits en pente appropriés (294 km²) est environ deux fois plus importante que celle des toits plats appropriés (147 km²). Les potentiels des toits plats et des toits en pente sont représentés graphiquement dans la Figure 3.

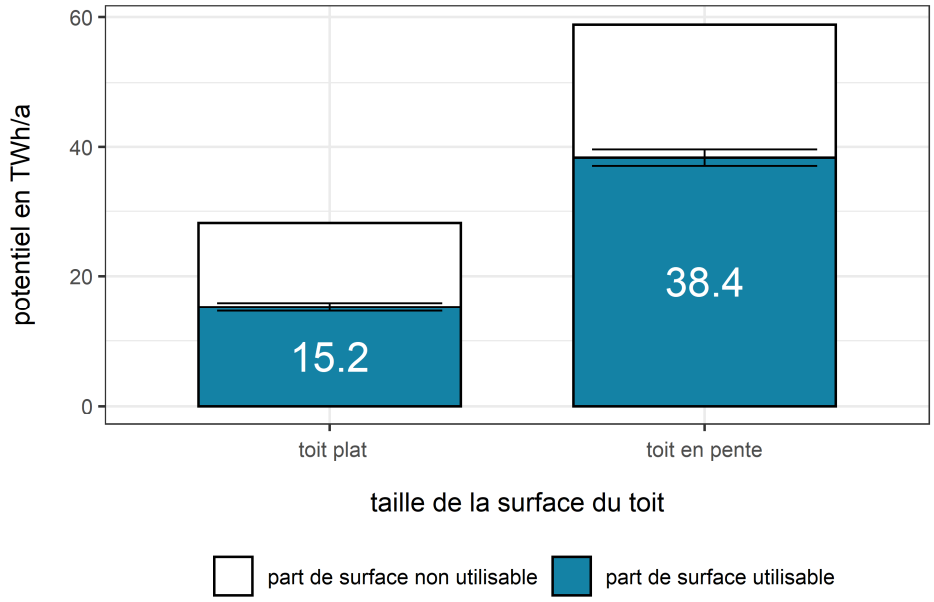


Figure 3: Potentiel de rendement des types de toitures en TWh par an. La somme des colonnes représente le potentiel théorique sans tenir compte de la part de surface utilisable. La partie bleue des colonnes est réalisable en tenant compte de la part de surface utilisable. Les barres d'erreur indiquent la précision du potentiel de rendement en raison de la marge d'erreur des parts de surface utilisables pour le PV. Rendement du module 20 %, ratio de performance 80 %.

Dans les études de potentiel précédentes, on a calculé un rendement de module de 17 %. Avec la méthode utilisée ici, ce rendement permettrait d'escompter un potentiel de 45,6 TWh/a (± 1,6 TWh/a). Le rendement plus élevé des modules (20 %) permet de tenir compte des progrès technologiques. La dégradation des modules n'est pas prise en compte, car une nouvelle augmentation du rendement peut compenser cet effet.

Pour les toits plats, ce sont les surfaces de la plus grande catégorie (> 300 m²) qui contribuent le plus au potentiel. Cela s'explique par les très grandes surfaces que l'on peut trouver dans les bâtiments industriels. Pour les toits en pente, le plus grand potentiel se situe dans la catégorie de taille 50-150 m². Le potentiel de rendement par catégorie de toit (type et taille de toit) est indiqué dans la Figure 4.

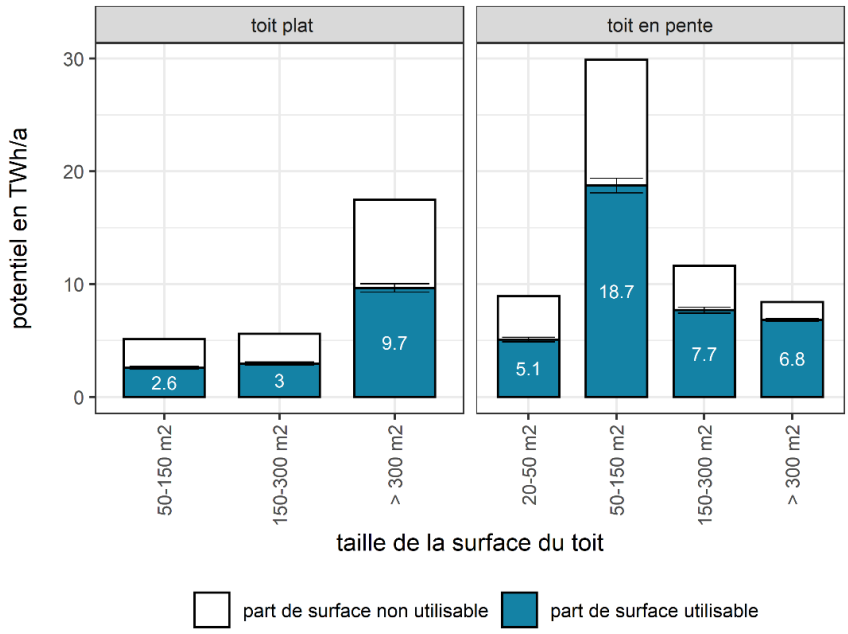


Figure 4: Potentiel de rendement des catégories en TWh par an. La somme des colonnes représente le potentiel théorique sans tenir compte de la part de surface utilisable. La partie bleue des colonnes est réalisable en tenant compte de la part de surface utilisable. Les barres d'erreur indiquent la précision du potentiel de rendement en raison de la marge d'erreur des parts de surface utilisables pour le PV. Rendement du module 20 %, ratio de performance 80 %.

Si le potentiel était entièrement exploité, environ 95 % des bâtiments en Suisse devraient disposer d'une installation PV sur au moins une surface de toit. Au niveau actuel des prix, cette exploitation complète entraînerait des coûts d'investissement de 83 milliards de francs, dont 19 milliards seraient soutenus par la rétribution unique. En raison de la réduction supposée des coûts des installations PV à l'avenir, les coûts d'investissement se réduiront à environ 58 milliards de francs, dont 13 milliards seront couverts par la rétribution unique.

Pour atteindre la valeur cible de 34 TWh/a d'électricité d'origine photovoltaïque selon les perspectives énergétiques 2050+ (scénario ZERO Base), des investissements de 53 milliards de francs seraient nécessaires (40 milliards de francs au niveau de prix futur), dont 13 milliards de francs (9 milliards de francs au niveau de prix futur) seraient couverts par la rétribution unique.
Le prix de revient de l'électricité produite par les installations PV sur les toits est de 4 à 14 centimes/kWh au niveau de prix actuel (Figure 5). Environ deux tiers du potentiel (34,9 TWh/a) peuvent être exploités à un prix de revient maximal de 6,5 centimes/kWh.

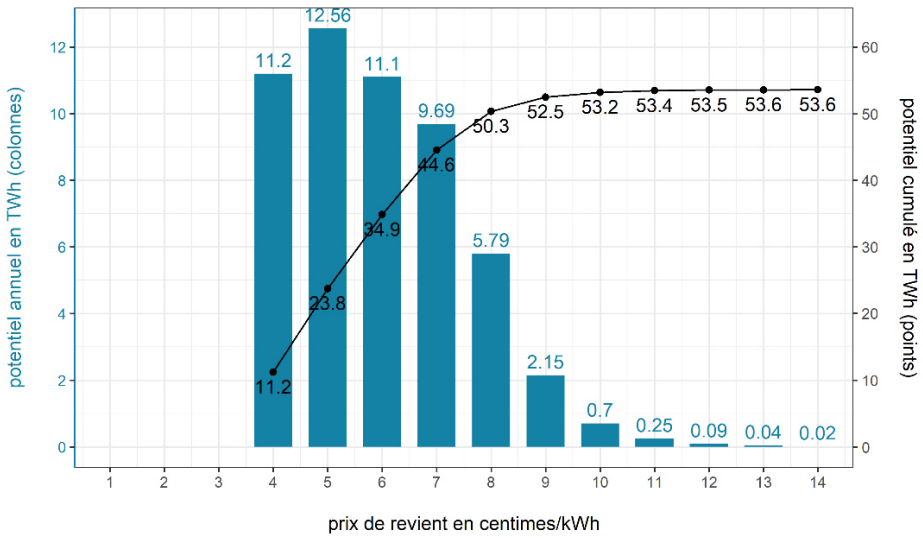


Figure 5: Production annuelle potentielle en TWh par catégorie avec des coûts de production arrondis au centime près au niveau de prix actuel. Exemple de lecture : 11,1 TWh peuvent être produits annuellement entre 5.5 à 6.5 centimes/kWh (barre). Au total, 34,9 TWh/a peuvent être produits à 6.5 centimes/kWh maximum (points et courbe noire).

L'exploitation du potentiel calculé ici a été déterminée sur un échantillon supplémentaire de 226 bâtiments. Ces bâtiments ont été équipés d'une installation photovoltaïque entre 2017 et 2021. Cette étude montre qu'en moyenne, près de la moitié des surfaces potentielles déterminées ici (49 %) ont été exploitées lors de la construction d'installations PV. En particulier pour les bâtiments avec de grandes surfaces de toit, il est fréquent que toute la surface n'ait pas été utilisée pour une installation PV.
On suppose que la raison principale de la construction de petites installations réside dans la pratique d'encouragement actuelle avec des rémunérations uniques, qui rend l'autoconsommation d'électricité PV plus intéressante économiquement que la rétrocession à l'entreprise d'approvisionnement en énergie.
La figure 6 montre une grande variabilité dans l'exploitation du potentiel par surface de toit. Les taux d'exploitation supérieurs à 125 % sont principalement dus à l'utilisation de surfaces de toitures à faible rayonnement (< 1000 kWh/m^2/a), qui ne sont pas considérées comme appropriées selon la méthode utilisée ici.

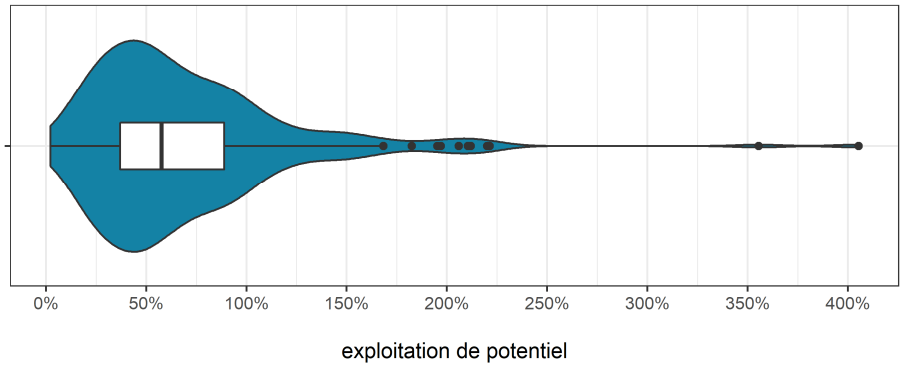


Figure 6: Variabilité de l'exploitation du potentiel des surfaces de toitures. Les lignes verticales du boxplot (noir) indiquent les quartiles 0,25, 0,5 et 0,75. Le violine plot (bleu) montre la distribution de fréquence des taux d'utilisation en fonction de la largeur. La taille de l'échantillon est de 226 bâtiments.

Summary

The potential for electricity production using photovoltaics on roofs in Switzerland has been determined in various studies. The potential estimates vary widely, ranging from 16 to 53 TWh per year. One reason for this wide range is the different assumptions regarding the proportion of roof surfaces that can be used for photovoltaics.

This study determines the proportion of roof area that can be used for photovoltaics on Swiss roofs. A distinction is made between flat and pitched roofs and a categorisation is made based on the size of the roof surfaces. The average proportion of roof area that can be used for photovoltaics is determined for each category. For this purpose, a randomised sample per roof category is drawn from the Sonnendach.ch data set. Roof areas that are "well", "very well" or "outstandingly" suitable (irradiation ≥ 1000 kWh/m²/y) are considered. The sample size is based on the standard error of the mean value for the usable roof area proportion, which should reach a target value of ± 2.5 % per category.

Of a total of 644 km² of roof surfaces in Switzerland, 440 km² are suitable for photovoltaic systems due to their irradiation and size. Of this area, 60 % (± 2 %) can be covered with photovoltaic modules. This corresponds to a maximum module area of 264 km² (± 9 km²). The proportion of roof area that can be used for photovoltaics is higher for pitched roofs (63 %) than for flat roofs (53 %). Figure 7 shows the average percentage of roof area that can be used for photovoltaics, divided into flat and pitched roofs and different roof sizes. Pitched roofs show a higher usable area share than flat roofs.

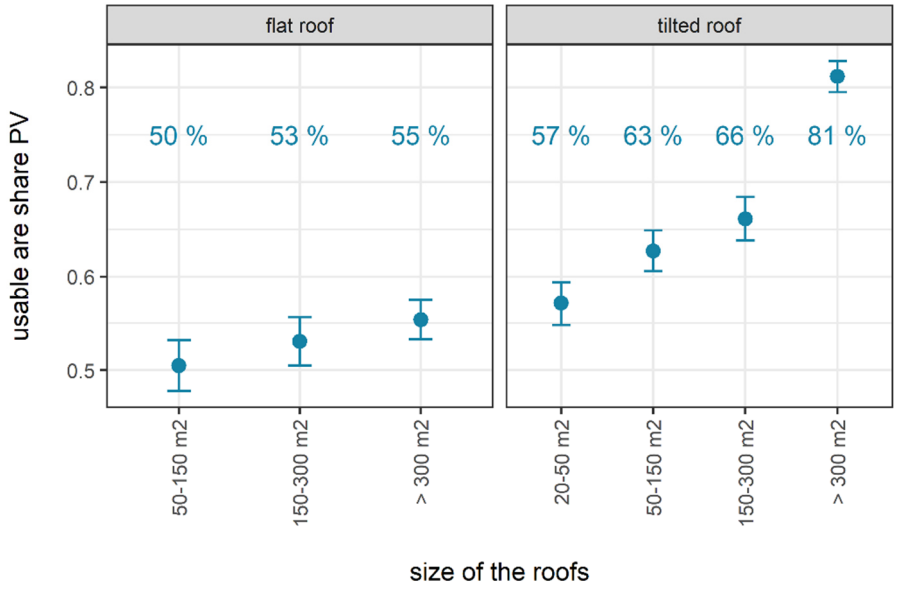


Figure 7: Area-weighted mean of the usable area share per category as point and percentage. The error bars show the standard error of the mean.

For pitched roofs in particular, the proportion of the surface that can be used for photovoltaics increases with increasing roof size. For example, it is 81 % for pitched roofs > 300 m². In contrast, it is 57 % for pitched roofs with an area of 20-50 m². The effect of roof size also tends to be seen on flat roofs but is less pronounced.

If the usable area shares are applied to all roof areas in Switzerland that are potentially suitable for photovoltaics, a module efficiency of 20 % and a performance ratio of 80 % result in a yield potential of 53.6 TWh/y (± 1.9 TWh/y). The potential is based on the irradiation data available at the time of the study and data on the building stock from Sonnendach.ch. This potential results from the exclusion of small roof areas and areas with low irradiation (suitability) as well as the reduction by the usable area share of roofs (Figure 8).

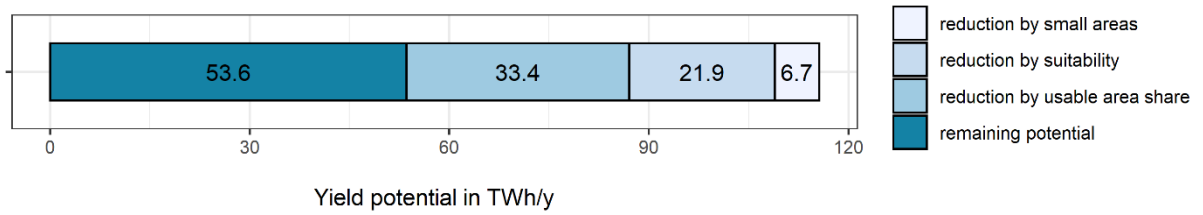


Figure 8: Remaining potential for photovoltaics on roof surfaces in Switzerland after exclusion of small surfaces and roof surfaces with irradiation < 1000 kWh/m2/a (suitability) and application of the determined usable area share for photovoltaics. Module efficiency 20 %, performance ratio 80 %.

Pitched roofs with 38.4 TWh/y (± 1.2 TWh/y) contribute significantly more to the potential on roof surfaces than flat roofs with 15.2 TWh/y (± 0.6 TWh/y). In addition to the usable roof area shares, this is primarily since the total area of all suitable pitched roofs with 294 km^2 is about twice as large as that of the suitable flat roofs with 147 km^2. The potentials for flat and pitched roofs are shown graphically in Figure 9.

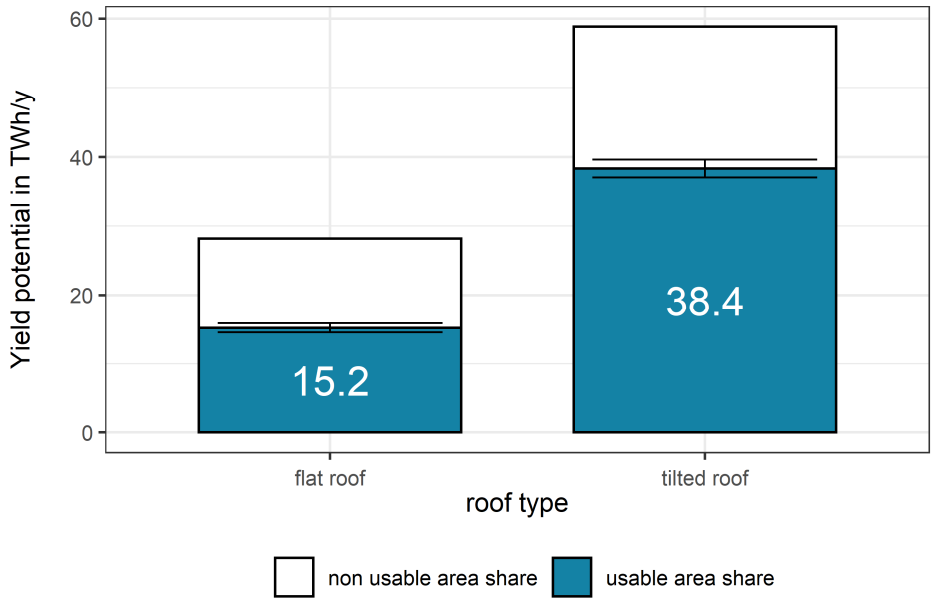


Figure 9: Yield potential of the roof types in TWh per year. The sum of the columns represents the theoretical potential without considering the usable area share. The blue portion of the columns is realisable considering the usable area shares. The error bars show the accuracy of the yield potential due to the error range of the usable area shares for PV. Module efficiency 20 %, performance ratio 80 %.

In earlier potential studies, a module efficiency of 17 % was calculated. With the method applied here, a potential of 45.6 TWh/y (± 1.6 TWh/y) could be expected with this efficiency. The higher module efficiency of 20 % takes technological progress into account. Degradation of the modules is not considered, as a further increase in efficiency can compensate for this effect.

In the case of flat roofs, the roof areas in the largest category (> 300 m^2) contribute the most to the potential. This can be explained by the very large areas that can be found in industrial buildings. For pitched roofs, the largest potential is in the 50-150 m^2 size category. The yield potential per roof category (roof type and roof size) can be seen in Figure 10.

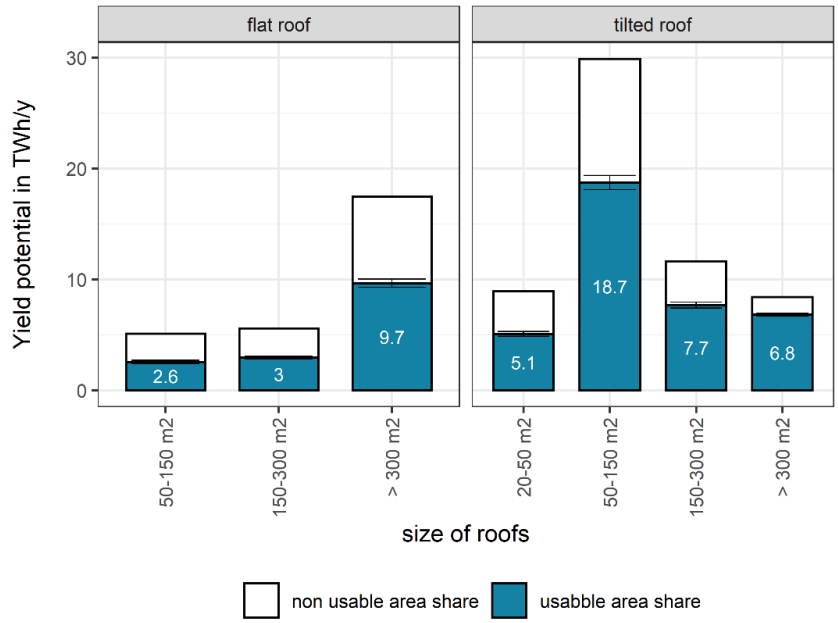


Figure 10: Yield potential of the categories in TWh per year. The sum of the columns represents the theoretical potential without taking into account the usable area share. The blue portion of the columns is realisable considerig the usable area shares. The error bars show the accuracy of the yield potential due to the error range of the usable area shares for PV. Module efficiency 20 %, performance ratio 80 %.

If the potential were to be fully exploited, around 95 % of buildings in Switzerland would have a PV system on at least one roof surface. At today's price level, this complete exploitation would lead to investment costs of 83 billion Swiss francs, of which 19 billion francs would be subsidised by the one-off payment. However, due to the assumed cost reduction for PV systems in the future, the investment costs will be reduced to approximately 58 billion Swiss francs, of which 13 billion would be covered by the one-off payment.

To achieve the target value of 34 TWh/y electricity from photovoltaics according to the Energy Perspectives 2050+ (ZERO Basis scenario), investments of 53 billion Swiss francs would be necessary (40 billion Swiss francs at future price levels), of which 13 billion Swiss francs (9 billion Swiss francs at future price levels) would be covered by one-off payments.
The production costs of electricity from PV systems on roofs are 4 to 14 Rp./kWh at today's price level (Figure 11). Around two thirds of the potential (34.9 TWh/y) can be tapped at a maximum cost of 6.5 Rp./kWh.

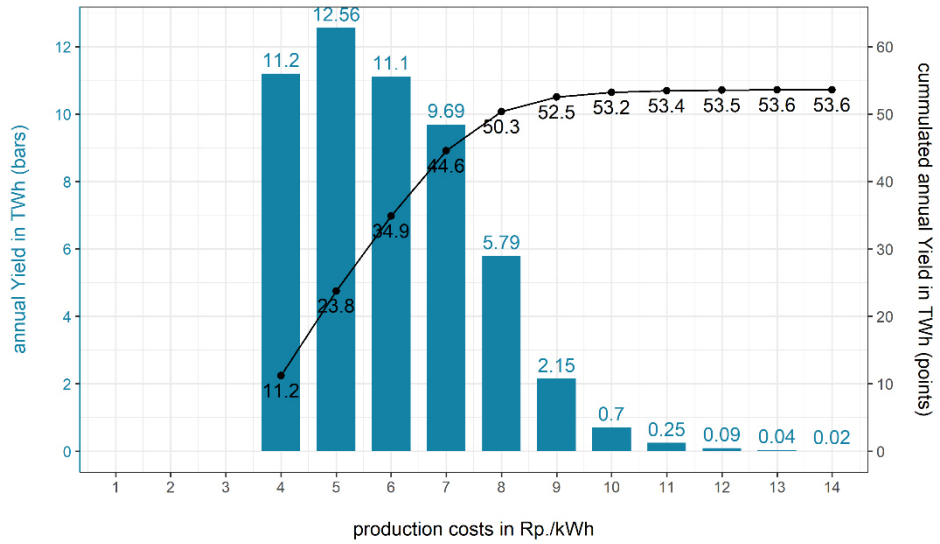


Figure 11: Potential annual yield in TWh per category with production costs rounded to one centime at today's price level. Example: 11.1 TWh can be generated annually at a rate between 5.5 and 6.5 cents per kWh (bar). At a maximum of 6.5 cents/kWh, a total of 34.9 TWh/y can be generated (dots and black curve).

The utilisation of the usable roof area share determined here was calculated on an additional sample of 226 buildings. A PV system was installed on these buildings between 2017 and 2021. This study shows that, on average, around half of the area potential determined here (49 %) was exploited in the construction of PV systems. Especially for buildings with large roof areas, the entire area was often not used for a PV system.
The main reason for the construction of smaller systems is assumed to be the previous subsidy practice with one-off payments, which makes the self-consumption of PV electricity economically more attractive than returning it to the energy supply company.
Figure 12 shows a large variability in the utilisation of the potential per roof area. Exploitation rates above 125 % are mainly due to the use of roof areas with low irradiation (< 1000 kWh/m^2/y), which are not considered suitable according to the method used here.

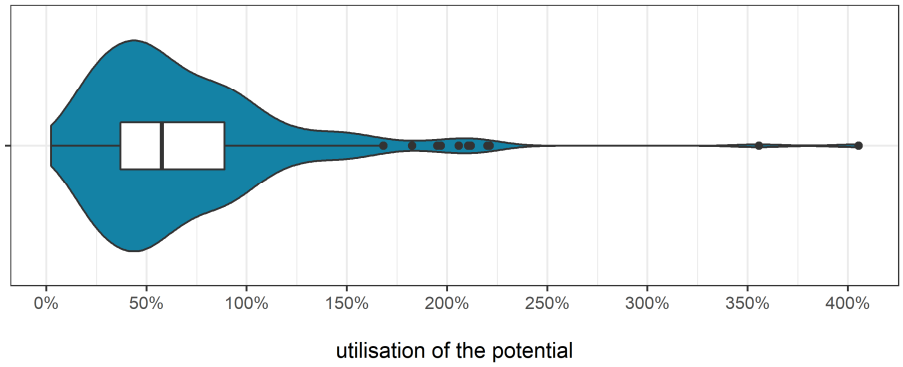


Figure 12: Variability of the utilisation of the roof area potential. The vertical lines of the boxplot (black) show the quartiles 0.25, 0.5 and 0.75. The violin plot (blue) shows the frequency distribution of utilisation levels based on width. The sample size is 226 buildings.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung **3**

Résumé **7**

Summary **11**

1. Einleitung **17**

1.1 Ausgangslage 17
1.2 Zielsetzung 17

2. Methodik **19**

2.1 Datengrundlagen 19
2.2 Kategorienbildung 19
2.3 Stichprobe 20
2.4 Belegung der Dachflächen 21
2.5 Dokumentation der Dachbelegungen 22
2.6 Nutzbarer Dachflächenanteil für Photovoltaik 23
2.7 Statistischer Hintergrund 24
2.8 Extrapolation der Stichprobe auf die Schweiz 24
2.9 Investitions- und Gestehungskosten 24
2.10 Ausschöpfung des nutzbaren Flächenanteils bei gebauten Anlagen 27

3. Resultate **28**

3.1 Nutzbarer Dachflächenanteil PV 28
3.2 Nutzbare Dachflächenanteil PV pro Kategorie mit Gewichtung 31
3.3 Extrapolation zum Dachflächenpotenzial der Schweiz 31
3.4 Investitions- und Gestehungskosten 33
3.5 Ausschöpfung des nutzbaren Flächenanteils bei gebauten Anlagen 36

4. Diskussion **40**

4.1 Genauigkeit der Potenzialschätzung 40
4.2 Sensitivität der Ergebnisse 40
4.3 Investitions- und Gestehungskosten 41
4.4 Ausschöpfung des nutzbaren Dachflächenanteils 42

5. Take Home Messages **44**

6. Literatur 45

Anhang 47

Ergänzende Grafiken 47

Auswahl an Dachbelegungen 49

1. Einleitung

1.1 Ausgangslage

Die Energieversorgung der Schweiz wird sich in den kommenden Jahren grundlegend verändern. Die Energiestrategie 2050 wie auch die Energieperspektiven 2050+ setzen auf eine Dekarbonisierung des Energiesystems. Dafür müssen derzeit stark von fossilen Energiequellen abhängige Sektoren elektrifiziert werden (insbesondere der Verkehrs- und Wärmeenergiesektor), was den Strombedarf in Zukunft ansteigen lässt. Mit der Energiestrategie 2050 wurde zudem der schrittweise Ausstieg aus der Atomenergie beschlossen, indem keine neuen Rahmenbewilligungen für entsprechende Kraftwerke vergeben werden (Bundesamt für Energie, 2018). Damit wird in Zukunft rund ein Drittel der bisherigen inländischen Stromproduktion wegfallen (Bundesamt für Energie, 2021).
Der zusätzliche Strombedarf sowie der wegfallende Anteil der Atomenergie kann nach den Energieperspektiven 2050+ durch erneuerbare Energiequellen gedeckt werden. Gemäss dem Szenario Zero Basis soll die Photovoltaik 34 TWh/a zur Stromproduktion beitragen. In der stärker elektrifizierten Variante Zero A liegt der Beitrag gar bei 39 TWh/a (Prognos AG et al., 2021).

Das Bundesamt für Energie (BFE) schätzte das Potenzial für Photovoltaik-Anlagen auf Dachflächen in der Schweiz bisher auf rund 50 TWh pro Jahr (Bundesamt für Energie, 2018b). Diese Schätzung basiert auf einer Studie von Portmann et al. (2019), worin ebenfalls Daten aus Sonnendach.ch berücksichtigt wurden. Der Unterschied von Portmann et al. (2019) zu dieser Studie besteht im Wesentlichen in einem höheren Modulwirkungsgrad von 20 % und in der verfeinerten Methode zur Ermittlung des für Photovoltaik nutzbaren Dachflächenanteils. Dazu wurden Dächer im Rahmen einer statistischen Analyse virtuell mit Photovoltaik Modulen belegt und eine Kategorisierung in Flach- und Steildächer sowie verschiedene Grössenkategorien vorgenommen. Des Weiteren wird in dieser Studie die Ungenauigkeit des ermittelten Dachflächenanteils quantifiziert.
Es wurden weitere Studien zum Potenzial der Photovoltaik auf Dachflächen in der Schweiz durchgeführt (Assouline et al., 2018; Moro et al., 2021; Remund et al., 2019; Walch et al., 2020). Eine Übersicht über diese Potenzialstudien wurde in Moro et al. (2021) präsentiert (Abbildung 7). Sie zeigt auf, dass die bisher ausgewiesenen PV-Potenziale auf Dachflächen eine sehr grosse Spannweite von 16 bis 53 TWh pro Jahr aufweisen.

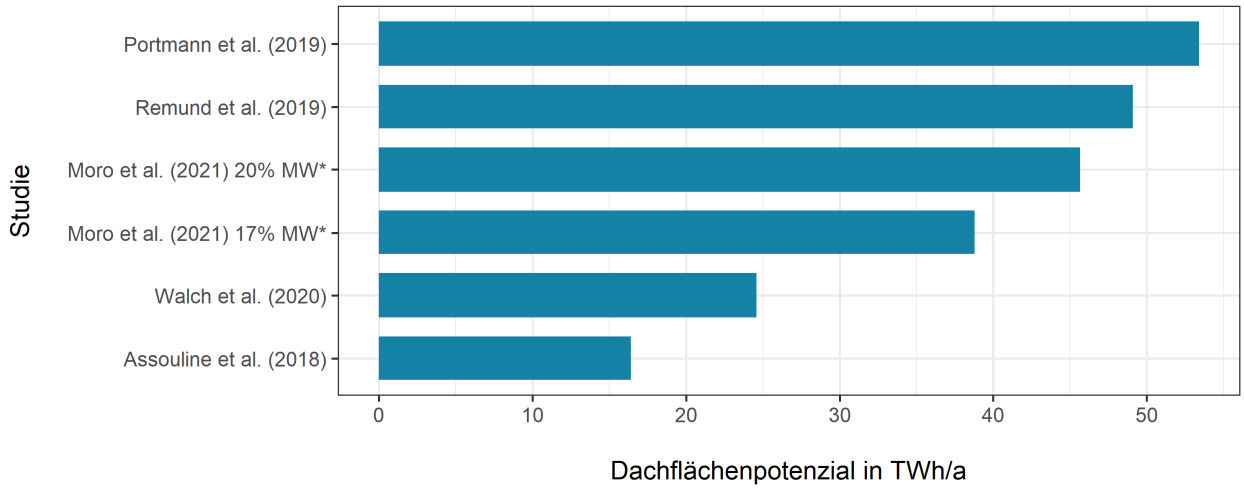


Abbildung 7: Vergleich verschiedener Potenzialstudien für Photovoltaik auf Dächern in der Schweiz. Adaptiert auf der Basis von Moro et al. (2021). * Das Potenzial wurde bei Moro et al. (2021) für einen Modulwirkungsgrad (MW) von 17 und 20 % ausgewiesen.

1.2 Zielsetzung

Die Untersuchung ermittelt den für Photovoltaik nutzbaren Anteil von Dachflächen durch virtuelle Modulbelegungen mit Standardmodulen (Abmessungen 1.7 m x 1.0 m) in einer repräsentativen Stichprobe von Schweizer Dachflächen. Die Stichprobe für Dachbelegungen wurde aus rund vier Millionen Dächern in der

Schweiz gezogen, welche sich für PV-Anlagen eignen (Einstrahlung ≥ 1000 kWh/m^2 und Mindestflächen pro Dach). Hauptziel ist die Bestimmung des nutzbaren Anteils von Dachflächen für die Stromproduktion mittels Photovoltaik in der Schweiz.
Weiter werden die durchschnittlichen nutzbaren Dachflächenanteile für verschiedene Kategorien ermittelt. Dabei wird zwischen Flach- und Steildächern unterschieden, sowie zwischen unterschiedlichen Grössenkategorien. Eine Unterscheidung von Flach- und Schrägdächern erfolgte bereits in früheren Studien (Moro et al., 2021; Portmann et al., 2019). Grund für diese Kategorisierung ist die Erwartung, dass sich die nutzbaren Dachflächen der beiden Dachtypen unterscheiden.
Der Fehlerbereich jeder Kategorie soll auf 5 % beschränkt werden. Dies bedeutet, dass das Potenzial der Photovoltaik pro Dachflächen-Kategorie mit einer Genauigkeit von ± 2.5 % angegeben werden kann.
Basierend auf den hier ermittelten nutzbaren Anteilen von Dachflächen können bisherige Potenzialschätzungen präzisiert werden. So kann bei jeder Dachkategorie ein passender nutzbarer Flächenanteil mit der Gesamtfläche verrechnet werden. Durch die höhere Genauigkeit der nutzbaren Flächenanteile wird eine Präzisierung der Potenzialschätzung erreicht.
Zukünftig könnten die pro Kategorie ermittelten nutzbaren Anteile auch für kleinräumige Potenzialstudien eingesetzt werden. Dabei kann die regionale Verteilung von Dachtypen (Flach- und Steildächer) sowie die Häufigkeitsverteilung von verschiedenen Dachgrössen (z.B. aus Sonnendach.ch) berücksichtigt werden. Daraus wird eine Steigerung in der Genauigkeit bei regionalen Potenzialschätzungen erwartet.
Neben dem Potenzial stellt sich die Frage nach den Investitions- und Gestehungskosten zu dessen Erschliessung. Diese werden basierend auf den marktüblichen Preisen ermittelt. Zusätzlich wird eine Kostenschätzung für zukünftig gebaute Anlagen abgegeben.
Abschliessend wird anhand einer weiteren repräsentativen Stichprobe ermittelt, welcher Anteil des im Rahmen dieser Studie ermittelten nutzbaren Dachflächenanteils beim Bau von PV-Anlagen in den Jahren 2017 bis 2021 tatsächlich genutzt wurde. Dazu werden die Anlagenflächen von Gebäuden mit gebauten Anlagen mit der potenziellen Modulfläche gemäss der hier angewendeten Methode zur Belegung von Dachflächen verglichen und ein Ausschöpfungsgrad ermittelt.

2. Methodik

2.1 Datengrundlagen

Die Analyse basiert auf dem Rohdatensatz von Sonnendach.ch (BFE, o. J.). Dieser Datensatz enthält eine breite Auswahl an Informationen zur überwiegenden Mehrheit von Dachflächen in der Schweiz. Die wichtigsten Informationen für diese Studie stellen die Koordinaten der Dachfläche (X- und Y- Koordinaten), die Neigung, die Gesamtfläche, sowie die Stromproduktion der Fläche bei einem nutzbaren Dachflächenanteil von 100 % dar.

Im Rahmen dieser Studie gelten Dächer mit einem Neigungswinkel ≤ 10° als Flachdächer. Dächer mit einem Neigungswinkel > 10° werden somit als Steildächer bezeichnet. Diese Definition deckt sich mit anderen Potenzialstudien (Moro et al., 2021; Portmann et al., 2019).

Es werden nur Dachflächen berücksichtigt, die eine bestimmte Mindestgrösse aufweisen:
– Steildächer: Mindestens 20 m^2 Dachfläche
– Flachdächer: Mindestens 50 m^2 Dachfläche

Die Mindestgrösse bezieht sich auf einzelne Dachflächen, nicht auf die Summe aller Dachflächen pro Gebäude (ein Gebäude kann über mehrere Dachflächen verfügen). Der Ausschluss von kleineren Flächen erfolgt aufgrund von wirtschaftlichen Überlegungen sowie aufgrund der Tatsache, dass die kleineren Flächen nur einen untergeordneten Beitrag zum Potenzial der Photovoltaik in der Schweiz liefern können. Basierend auf dem Datensatz von Sonnendach.ch machen Flachdächer < 50 m^2 lediglich 2.8 % des Gesamtpotenzials von Dächern aus, Steildächer < 20 m^2 entsprechen 2.9 % des Potenzials. Weiter ist bei kleinen Dachflächen mit einem geringeren nutzbaren Flächenanteil zu rechnen, was das Potenzial weiter reduziert. Diese Vermutung konnte durch eine Analyse der Rohdaten aus der Studie von Moro et al. (2021) bestätigt werden. So zeigten diese kleinen Dachflächen nutzbare Flächenanteile von weit unter 50 %, was das Potenzial weiter schmälert und die Anlagen auf kleinen Dachflächen wirtschaftlich weniger attraktiv macht.

Für die Ermittlung von nutzbaren Flächenanteilen werden nur Dachflächen berücksichtigt, welche im Datensatz Sonnendach.ch mit "gut“, "sehr gut“ oder "hervorragend“ kategorisiert sind. Es handelt sich dabei um Dachflächen, die einer jährlichen Einstrahlung von mindestens 1’000 kWh/m^2 ausgesetzt sind. Somit werden zur Ermittlung der nutzbaren Dachflächenanteile nur Dächer berücksichtigt, welche für Photovoltaik potenziell geeignet sind. Die Ausschöpfung von Potenzialen auf Dachflächen mit geringerer Einstrahlung ist als eher unwahrscheinlich einzustufen, weshalb diese Flächen nicht in die Stichprobe miteinbezogen werden. Die minimale Einstrahlung von 1’000 kWh/m^2/a lässt, ausgehend von einer Performance-Ratio (PR) von 80 % (Median der Schweizer PV-Anlagen gemäss Bucher (2021)), rund 800 Volllaststunden erwarten. Dieser Wert liegt rund 18 % unter dem schweizweiten Durchschnitt von 970 Volllaststunden in den letzten Jahren (Hostettler, 2019, 2020; Hostettler & Hekler, 2021).

Der Ausschluss von Dachflächen mit geringer Fläche reduziert die Grundgesamtheit von insgesamt 9.6 Millionen Dachflächen in der Schweiz auf 6 Millionen Dachflächen.
Das weitere Ausschlusskriterium einer Einstrahlung von mindestens 1000 kWh/m^2 führt zu einer weiteren Reduktion auf 4 Millionen berücksichtigte Dachflächen.

2.2 Kategorienbildung

Der nutzbare Anteil der Dachflächen wird für insgesamt sieben verschiedene Dachflächen-Kategorien ermittelt. Die Einteilung in Kategorien erfolgt anhand der Dachart sowie der Dachfläche, wie nachfolgend beschrieben.
Eine erste Unterscheidung der Dächer erfolgt anhand der Neigung in Flachdächer und Steildächer (vgl. Kapitel 2.1). Pro Dachart werden weitere Kategorien abhängig von der Dachgrösse gebildet. Diese Kategorien sind in Tabelle 1 gezeigt.

Tabelle 1: Kategorienbildung zur Ermittlung von nutzbaren Dachflächenanteilen in Abhängigkeit von der Dachart und der Dachgrösse. * Flachdächer zwischen 20 und 50 m^2 wurden aufgrund des geringen Potenzials und der Annahme geringer nutzbarer Flächenanteile nicht berücksichtigt.

Flachdach	Steildach
*	20-50 m^2
50-150 m^2	50-150 m^2
150-300 m^2	150-300 m^2
> 300 m^2	> 300 m^2

Die Bildung von Kategorien erfolgte a priori. Dabei wurden typische Grössen von PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern (20 - 50 m^2), Mehrfamilienhäusern (50 - 300 m^2) und Industriegebäuden (> 300 m^2) definiert. Die Anzahl der berücksichtigten Dächer pro Kategorie ist in Abbildung 8 (links) gezeigt. Auffallend ist, dass Dächer < 150 m^2 rund 85 % der Dachflächen ausmachen, aber lediglich 50 % des Potenzials (Abbildung 5, rechts). Es erfolgte eine weitere Unterteilung in 50-150 m^2 und 150-300 m^2, da das Potenzial bei diesen Dächern besonders gross ist (Abbildung 8, rechts). Dieses Vorgehen soll sicherstellen, dass die geringe Anzahl an grossen Dachflächen (> 150 m^2), welche jedoch ein hohes Potenzial aufweisen, in der Stichprobe nicht untervertreten sind.

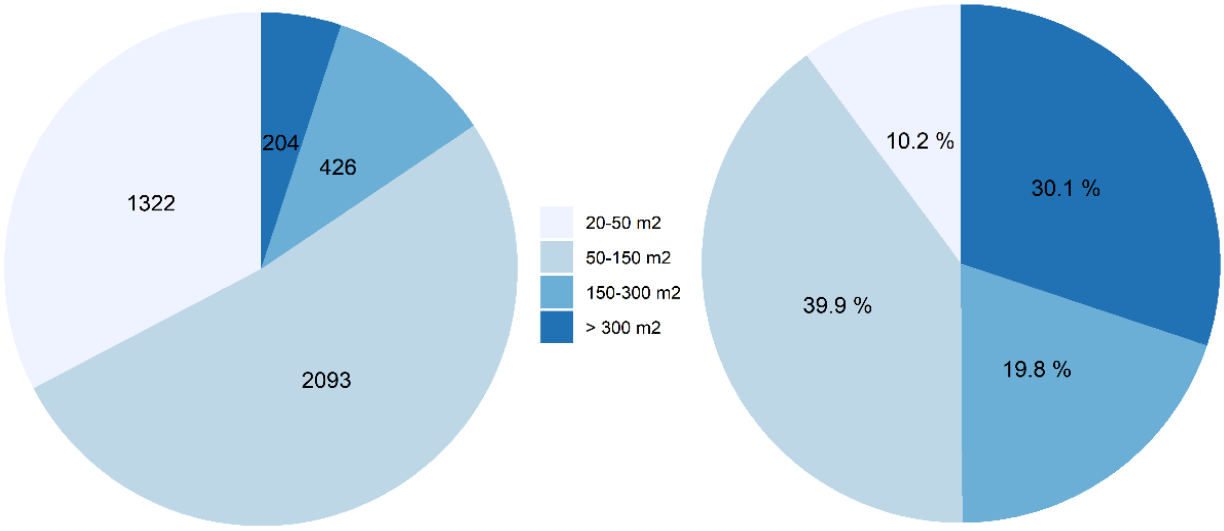


Abbildung 8: Anzahl Dachflächen (nach Ausschlusskriterien) pro Kategorie in Tausend links. Anteil der Kategorien an der gesamten berücksichtigten Dachfläche rechts.

2.3 Stichprobe

Aus allen sieben Kategorien in Tabelle 1 wurde eine randomisierte Stichprobe mit einem Umfang (n) von je 120 Dachflächen gezogen. Die Randomisierung erfolge durch zufälliges Ziehen von Dachflächen in der Programmiersprache R, wobei die Funktion *sample()* verwendet wurde. Die Wahrscheinlichkeit in der Stichprobe vertreten zu sein ist pro Dachfläche jeweils gleich hoch.
Anschliessend erfolgte die manuelle Belegung der Dachflächen mit PV-Modulen bis in jeder Kategorie ein Fehlerbereich von maximal 5 % (± 2.5 %) erreicht wurde. Die Grundsätze der Dachbelegungen sowie ein Belegungsbeispiel sind in Kapitel 2.4 dokumentiert.
Es wurde nicht der gesamte Stichprobenumfang genutzt. Dieses Vorgehen stellt einen Kompromiss aus Aufwand und Genauigkeit dar, da die Genauigkeit mit einer Erhöhung der Stichprobengrösse nur noch geringfügig zunimmt. Den mathematischen Hintergrund dazu liefert Formel (3).
Um den Fehlerbereich von maximal 5 % in allen Kategorien zu erreichen, wurden insgesamt 650 Dachflächen mit PV-Modulen belegt. Die geografische Verteilung dieser belegten Dachflächen ist in Abbildung 9 dargestellt. Diese zeigt, dass die Stichprobe am meisten Dachflächen in den dicht besiedelten Regionen beinhaltet.

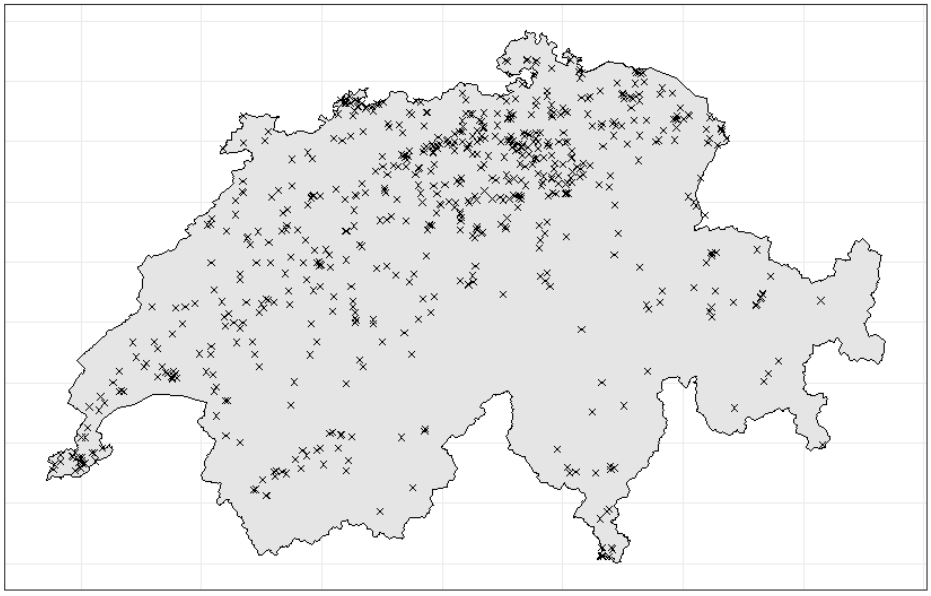


Abbildung 9: Räumliche Verteilung der Dachflächen aus der Stichprobe. Jeder Punkt entspricht einer Dachfläche, die mit PV-Modulen belegt wurde. Die Koordinaten der Dachflächen stammen aus dem Datensatz von Sonnendach.ch.

In wenigen Fällen (2 % des Stichprobenumfangs) mussten Dachflächen aus der Stichprobe ausgeschlossen werden. Ein Ausschluss erfolgte unter den folgenden Bedingungen:

– Die Dachfläche konnte anhand der X- und Y-Koordinaten nicht eindeutig verortet werden. Dies war z.B. dann der Fall, wenn ein Gebäude seit der Erfassung in Sonnendach.ch abgerissen oder stark umgebaut wurde.
– Das Dach befindet sich im Fürstentum Lichtenstein

2.4 Belegung der Dachflächen

In Rohdatensatz von Sonnendach.ch sind die Dachflächen mit X- und Y-Koordinaten verortet. Nach diesen Koordinaten wurden mit www.map.geo.admin.ch gesucht, um die Adressen der Gebäude aus dem Gebäude- und Wohnungsregister zu ermitteln. Diese Adressen sind die Grundlage für das Belegungstool.

Alle Dachbelegungen wurden mit dem Belegungstool SOLARAPP (www.solarapp.ch) durchgeführt. Dort konnten die zuvor ermittelten Adressen gesucht werden. Zusätzlich sind die Dachflächen aus Sonnendach.ch im Tool auf einer interaktiven Karte erfasst (inkl. Dachfläche, Dachneigung, Ausrichtung, Eignungskategorie). Da sowohl die Stichprobe als auch SOLARAPP Daten aus derselben Quelle beziehen, liess sich zuverlässig überprüfen, ob es sich um die richtige Dachfläche handelt. So mussten die Ausrichtung, Neigung und die Fläche des Dachs übereinstimmen, wenn es sich um die richtige Dachfläche handelt.
Bei SOLARAPP sind Orthofotos von SwissTopo hinterlegt. Es handelt sich dabei um verzerrungsfreie Satellitenbilder, welche die Basis für die Modulbelegungen bilden. Mit diesen Orthofotos konnte die Dachfläche präzisiert werden (die Dachflächen sind teilweise ungenau in Sonnendach.ch erfasst).
Weiter konnten Hindernisse, wie z.B. Kamine oder Dachfenster, erkannt und bei der Modulbelegung ausgeschlossen werden. SOLARAPP schlägt basierend auf der präzisierten Dachfläche und den Hindernissen eine Modulbelegung vor, welche anschliessend verfeinert wurde.

Die Dachflächen aus Sonnendach.ch können in SOLARAPP meist direkt ausgewählt werden. Einige Dachflächen können nicht direkt ausgewählt werden und müssen manuell eingezeichnet werden.
Im Menüpunkt «Nutzfläche» werden die angewählten oder manuell eingezeichneten Dachflächen auf ihre Genauigkeit überprüft und gegebenenfalls anhand des Orthofotos auf die Dachfläche angepasst. Bei Steildächern erfolgte diese Anpassung anhand der Aussenkante des Daches, bei Flachdächern wurden Dachränder (falls vorhanden) nicht als Dachfläche definiert. Anschliessend wurden Sperrflächen einge-

zeichnet, welche bei der Belegung frei von Modulen bleiben. Solche Sperrflächen sind Aufbauten, Dachfenster, Oberlichter, Serviceöffnungen, Kamine und Dunstrohre. Einige dieser Hindernisse (insbesondere kleine) sind auf den Orthofotos schwer zu erkennen, weshalb davon ausgegangen werden muss, dass der nutzbare Flächenanteil tendenziell eher über- als unterschätzt wird. Aufgrund von Verschattungen nicht nutzbare Dachflächenanteile werden bei der späteren Modulbelegung ausgeschlossen.

Im Menüpunkt «System» werden die Montagesysteme sowie das zu verwendende PV-Modul gewählt, wobei folgende Produkte verwendet wurden:
– Montagesystem Flachdach: LOCKUP Flatport
– Montagesystem Steildach: LOCKUP Roof
– PV-Modul: Hochleistungs-Modul M345-HC120-w U40b
  Die Modulfläche beträgt 1.7 m^2, der Modulwirkungsgrad 20.3 %

Das gewählte PV-Modul entspricht gemäss Kloos (2022) bezüglich der Modulfläche und dem Modulwirkungsgrad zirka einem typischen Modul (verfügbar im Jahr 2021).
Im Menüpunkt «Belegung» wurden die Einstellungen gemäss Tabelle 2 vorgenommen. Die minimalen Randabstände von 0.5 m richten sich nach der Empfehlung von Swissolar (Swissolar, 2013). Die SUVA sieht einen Mindestabstand von 0.6 m vor (suva, 2022). Es wurden jeweils beide Modulpositionen (liegend oder stehend) getestet und die Position verwendet, die eine höhere Modulanzahl auf den Dächern zulässt. Durch ein manuelles Verschieben der Module auf der Dachfläche konnte die Modulanzahl teilweise durch die belegende Person gesteigert werden (wobei die Rahmenbedingungen aus Tabelle 2 stets eingehalten und Hindernisse frei von Belegung blieben).

Tabelle 2: Im Menüpunkt «Belegung» vorgenommene Einstellungen (SOLARAPP). Der generelle Hindernisabstand wird unabhängig von der Hindernishöhe eingehalten. Bei hohen Hindernissen werden zusätzlich potenziell verschattete Module aus der Belegung entfernt (siehe nachfolgender Abschnitt).
*Der Ortgangabstand bezeichnet den Abstand der Module zum seitlichen Dachabschluss.

Flachdach	Steildach
Randabstand: 0.5 m	Firstabstand: 0.2 m
Absturzsicherung: Nein	Ortgangabstand*: 0.2 m
Modulausrichtung: Ost-West	Traufabstand: 0.2 m
Genereller Hindernisabstand: 0.2 m	

Zuletzt mussten einige Module manuell aus der Belegung gelöscht werden, um einem gewissen Anspruch an Wirtschaftlichkeit und Ästhetik der Anlage zu entsprechen. Module wurden unter folgenden Kriterien manuell aus der Belegung gelöscht:
– Ein Modul grenzt mit keiner Kante an ein weiteres Modul an.
– Module, die nördlich von höheren Hindernissen (> 0.5 m) liegen. Faustregel: Der Abstand zum Hindernis beträgt etwa die vermutete Höhe des Hindernisses. Meist sind Hindernishöhen schwer abzuschätzen, weshalb Annahmen getroffen werden müssen. Teilweise können diese Annahmen mit Hilfe von Google Street View gestützt werden.
– (Teil-)Modulfelder auf Schrägdächern, die aus weniger als drei zusammenhängenden Modulen bestehen (als zusammenhängend gelten Module, die an mindestens einer Kante aneinandergrenzen).

Die weiteren Menüpunkte (Wechselrichter und Wirtschaftlichkeit) sind für die Dachbelegung nicht relevant und werden deshalb nicht näher beschrieben.

2.5 Dokumentation der Dachbelegungen

Für jede Dachfläche wurde die maximale Modulanzahl gemäss der zuvor beschriebenen Belegungsmethode dokumentiert. Die Dachflächen sind anhand ihrer Dachflächen-Identifikationsnummer (DF_UID) und den geografischen Koordinaten klar zu verorten. Für jedes Dach der Stichprobe wurde in SOLARAPP ein Dach-Belegungsplan erstellt, wobei der Dateiname jedes Belegungsplans der jeweiligen DF_UID entspricht. Diese Pläne zeigen einerseits die belegte Dachfläche (Abbildung 10, links) sowie die Modulbelegung des Daches mit Bemassung und den eingezeichneten Hindernissen (Abbildung 10, rechts). Eine solche Dokumentation besteht für alle 658 Dachflächen, die in die Auswertung miteingeflossen sind.

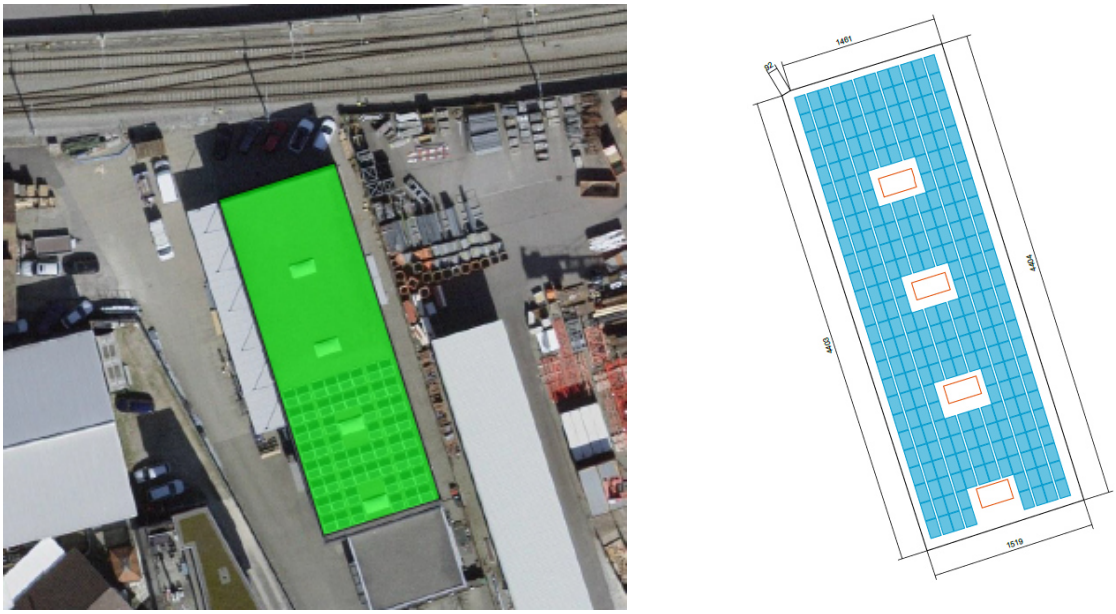


Abbildung 10: Auszug aus einem Dachbelegungsplan als Beispiel. Die betreffende Dachfläche ist in der linken Abbildung grün markiert. Die rechte Abbildung zeigt die Bemassung der Dachfläche, die Hindernisse (orange) sowie die Modulbelegung. Es handelt sich bei diesem Beispiel um ein Flachdach (DF_UID = 370199).

Die Anzahl Module pro Dachfläche wurde über die gesamte Stichprobe in einem Datensatz gesammelt. Dieser stellt die Basis für die Berechnung der Modulfläche sowie des nutzbaren Flächenanteils dar und enthält unter anderem die folgenden Informationen:

– Dachflächen-Identifikationsnummer (DF_UID)
– Fläche gemäss Sonnendach.ch
– Koordinaten (X/Y) im Bezugssystem CH1903
– Anzahl Module der Dachbelegung
– Modulfläche (Anzahl Module x 1.7 m^2)

Einige Beispiele von Dachbelegungen sind im Anhang gezeigt. Auf Anfrage kann ein elektronischer Anhang der gesamten Stichprobe geliefert werden.

2.6 Nutzbarer Dachflächenanteil für Photovoltaik

Der nutzbare Flächenanteil von einzelnen Dächern hängt von der gesamten Dachfläche gemäss Sonnendach.ch, der Anzahl Module sowie der Fläche pro Modul ab und berechnet sich gemäss Formel (1). Dabei beträgt die Modulfläche stets 1.7 m^2. Als Dachfläche wird immer die in Sonnendach.ch angegebene Fläche verwendet.

$$Nutzbarer\ Flächenanteil\ PV_{Dach} = \frac{Anzahl\ Module * Modulfläche}{Dachfläche\ (Sonnendach.ch)} \quad (1)$$

Teilweise weicht die im Datensatz von Sonnendach.ch hinterlegte Dachfläche von der effektiven Dachfläche anhand Orthofotos in SOLARAPP ab. So ist theoretisch ein nutzbarer Flächenanteil grösser als 100 % möglich. Dies kommt bei zwei der belegten Dächer aus der gesamten Stichprobe vor.

Insgesamt 59 Dachflächen aus der Stichprobe (9 %) lassen sich generell nicht für PV-Anlagen nutzen. Diese werden nicht ausgeschlossen, da davon ausgegangen werden kann, dass die Stichprobe das Vorkommen solcher nicht belegbaren Dächer aufgrund des hohen Stichprobenumfangs repräsentativ ist. Mit 0 Modulen bei solchen Dächern ergibt sich jeweils ein nutzbarer Anteil von 0 %.
Als Beispiele für nicht nutzbare Dächer sind insbesondere komplett begehbare Dächer (gesamtes Dach ist eine Dachterrasse) Gewächshäuser oder sehr komplexe Dachgeometrien zu nennen, welche eine Belegung der Dachflächen bei gleichbleibendem Nutzen im Wege stehen.

Innerhalb einer Kategorie wird der mittlere nutzbare Flächenanteil anhand Formel (2) berechnet. Dabei wird die Summe aller Modulflächen durch die Summe aller Dachflächen gemäss Sonnendach.ch dividiert. Damit fallen grössere Dachflächen innerhalb der gleichen Kategorie stärker ins Gewicht als kleinere Flächen. Der nutzbare Flächenanteil für Photovoltaik pro Kategorie wird somit flächengewichtet gemittelt.

$$Nutzbarer\ Flächenanteil\ PV_{Kat} = \frac{\sum Modulflächen\ pro\ Kategorie}{\sum Dachflächen\ pro\ Kategorie} \quad (2)$$

Dieser nutzbare Flächenanteil pro Kategorie weicht leicht vom mittleren nutzbaren Flächenanteil pro Dachfläche (ohne Gewichtung der Fläche) ab, was durch die stärkere Gewichtung grösserer Flächen zu erklären ist. Die Abweichung beträgt in allen Kategorien zwischen 0.2 und 1.2 %.

2.7 Statistischer Hintergrund

Der Fehlerbereich des geschätzten Mittelwerts pro Kategorie wird auf rund 5 % beschränkt. Bei diesem Fehlerbereich handelt es sich um den Standardfehler des Mittelwerts (SEM), welcher anhand Formel (3) berechnet wird. Der SEM ist abhängig von der Standardabweichung (sd) und der Quadratwurzel aus dem Stichprobenumfang (n). Wird in einer Kategorie beispielsweise ein nutzbarer Flächenanteil von 50 % mit einem SEM von 2 % angegeben ist dies wie folgt zu interpretieren: Der geschätzte Mittelwert für den nutzbaren Flächenanteil pro Kategorie aus der Stichprobe beträgt 50 %. Der wahre Mittelwert kann auf einen Bereich von 48 bis 52 % eingegrenzt werden.

$$SEM = \frac{sd}{\sqrt{n}} \quad (3)$$

Mithilfe des Shapiro-Wilk-Tests wurden die nutzbaren Flächenanteile pro Dach innerhalb der Kategorien auf Normalverteilung geprüft. Da diese nicht normalverteilt sind (siehe Kapitel 3.1) müssen nicht parametrische Tests angewendet werden.
Ob statistisch signifikante Unterschiede zwischen den Kategorien bestehen, wurde mit einem ordinalen, nicht gepaarten Wilcoxon-Test überprüft. Eine Alphafehler-Kumulierung wurde mit einer Anpassung des Signifikanzniveaus gemäss der Methode von Bonferroni berücksichtigt.

2.8 Extrapolation der Stichprobe auf die Schweiz

Die nutzbaren Flächenanteile für Photovoltaik wurden auf den gesamten Datensatz von Sonnendach.ch angewendet. Jeder Dachfläche wurde dazu der mittlere nutzbare Anteil der zugehörigen Kategorie zugeordnet. Die Stromproduktion jedes Daches aus Sonnendach.ch wurde anschliessend mit dem nutzbaren Flächenanteil verrechnet. Da die Stromproduktion aus Sonnendach.ch auf einem Modulwirkungsgrad von 17 % basiert, wurde eine lineare Skalierung des Ertrags auf einen Modulwirkungsgrad von 20 % vorgenommen. Daraus ergibt sich gemäss Formel (4) der Ertrag jeder Dachfläche. Das Potenzial für die gesamte Schweiz konnte durch das Summieren aller Dachflächenerträge berechnet werden. Ebenso konnte es pro Kategorie aus den einzelnen Dacherträgen summiert werden. Dabei galten dieselben Mindestanforderungen an Dachflächen wie bei der Stichprobe (vgl. Kapitel 2.1).

$$Ertrag_{Dach} = Stromertrag_{sonnendach} * nutzbarer\ Flächenanteil * \frac{0.2}{0.17} \quad (4)$$

2.9 Investitions- und Gestehungskosten

Die Investitions- und Gestehungskosten werden für jedes Gebäude mit für PV geeigneten Dachflächen (vgl. Kapitel 2.1) berechnet. Dazu wird eine Abschätzung der Investitionskosten in Abhängigkeit der Nennleistung von PV-Anlagen pro Gebäude erstellt. Ein Gebäude kann über mehrere geeignete Dachflächen verfügen.

Anschliessend werden Einmalvergütungen (EIV) pro Dachfläche quantifiziert. Basierend auf diesen Resultaten werden die Nettoinvestitionen (Investition abzüglich Einmalvergütung) ermittelt.
Die Gestehungskosten basieren auf der Nettoinvestition pro Anlage und dem Energieertrag der Anlage über eine Laufzeit von 30 Jahren zuzüglich Betriebs- und Unterhaltskosten. Die einzelnen Berechnungsschritte sind nachfolgend genauer beschrieben.

Die Berechnung der Nennleistung (P) pro Gebäude erfolgt unter Berücksichtigung eines Modulwirkungsgrads von 20 % sowie der Anlagenfläche aus allen geeigneten Dachflächen pro Gebäude gemäss Formel (5). Unter dem eingesetzten Wirkungsgrad von 20 % ergibt sich eine Nennleistung von 0.2 kW/m² Anlagenfläche.

$$P = Anlagenfläche_{Gebäude} * 0.2 \frac{kW}{m2} \quad (5)$$

Die Anlagenfläche pro Gebäude wird mit einer Gruppierung anhand der eidgenössischen Gebäudeidentifikationsnummer (EGID) berechnet. Die EGID ist im Datensatz von Sonnendach.ch für 80.8 % der geeigneten Dachflächen (vgl. Kapitel 2.1) vorhanden. Bei den restlichen 19.2 % an Dachflächen ist die EGID nicht verfügbar. Diese Dachflächen machen 18.7 % der für PV geeigneten Gesamtfläche im Datensatz von Sonnendach.ch aus. Die nachfolgend beschriebene Abschätzung der Investitions- und Gestehungskosten wurde für alle Gebäude mit einer EGID vorgenommen.

Die Abschätzung der Investitionskosten (I) basiert auf Referenzpreisen für spezifische Investitionskosten von schlüsselfertigen Aufdach-Anlagen gemäss energieschweiz (2021) und ist nach Formel (6) von der Nennleistung der Anlage (P) auf dem Gebäude abhängig. Die daraus resultierende Kostenkurve ist in Abbildung 11 gezeigt (schwarze Linie).

$$I = \frac{34584 + 836 * P - \frac{482240}{P + 15.4}}{P} \quad (6)$$

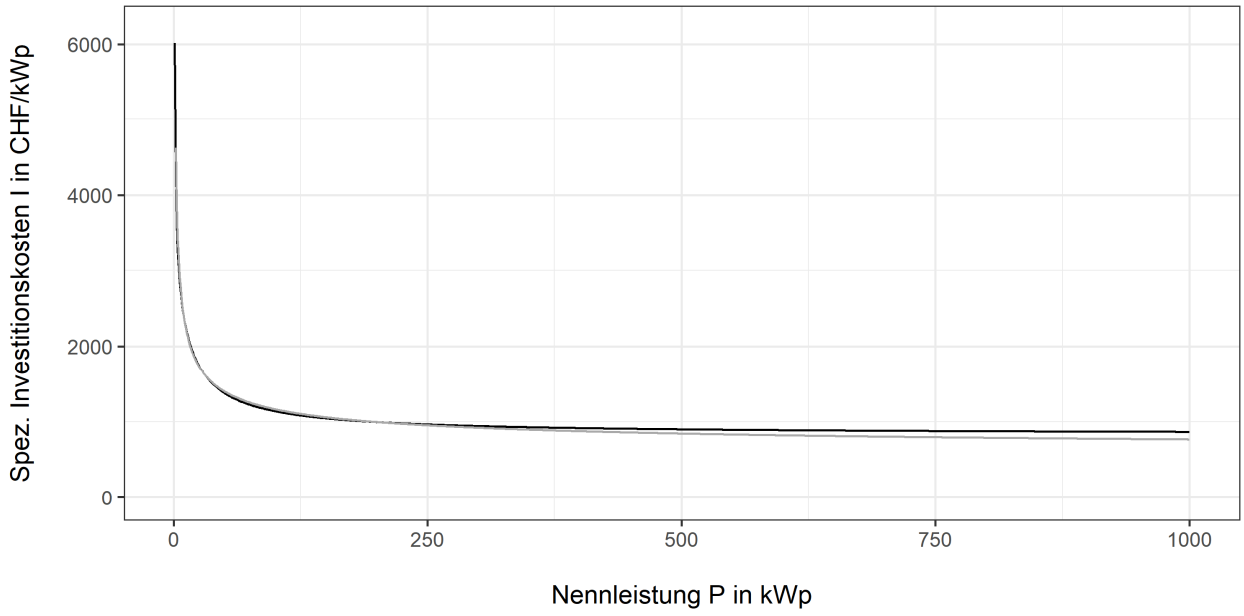


Abbildung 11: Spezifische Investitionskosten (I) in CHF/kWp in Abhängigkeit von der Nennleistung (P) der Anlage in kWp. Eingesetzte Kosten nach energieschweiz (2021) als schwarze Linie und Vergleich zu Photovoltaik Marktbeobachtungsstudie (Guillaume et al., 2021) als graue Linie.

Es handelt sich um Investitionskosten (I), die zum Zeitpunkt des Berichts, im Kosten- und Nutzenrechner für Solaranlagen von EnergieSchweiz (energieschweiz, o. J.) hinterlegt sind. Die Kosten sind für Anlagen bis rund 250 kWp beinahe identisch wie bei einer Berechnung mit der Kostenkurve gemäss der Photovoltaik Marktbeobachtungsstudie (graue Linie in Abbildung 11) von Guillaume et al. (2021). Die Kostenkurve

von energieschweiz (2021) wurde eingesetzt, da diese bei sehr grossen Anlagen asymptotisch verläuft. Dies bedeutet, dass sich die spezifischen Investitionskosten ab ca. 750 kWp nicht mehr wesentlich verringern.
Bis 2050 werden die Investitionskosten für Photovoltaik-Anlagen um rund 60 % abnehmen (IRENA, 2019; Mayer, 2015). Wird von einer linearen Kostenreduktion und einem konstanten PV-Zubau pro Jahr ausgegangen, können die heutigen Investitionskosten für neue PV-Anlagen um durchschnittlich 30 % reduziert werden. Diese Kostenreduktion wird in Formel (7) mit dem Faktor 0.7 berücksichtigt. Investitions- und Gestehungskosten werden sowohl für das heutige als auch für das zukünftig zu erwartende Preisniveau aufgezeigt.

$$I_{Zukunft} = \frac{34584 + 836 * P - \frac{482240}{P + 15.4}}{P} * 0.7 = I * 0.7 \quad (7)$$

Einmalvergütungen werden gemäss den derzeit gültigen Vergütungssätzen ab 01.04.2022 berechnet (Tabelle 3) und entsprechen den Resultaten aus dem Tarifrechner von Pronovo.
Die zukünftige Einmalvergütung bei abnehmenden Investitionskosten wird analog zu den Investitionskosten mit dem Faktor 0.7 berücksichtigt.

Tabelle 3: Einmalvergütung ab 01.04.2022. Die zukünftige Einmalvergütung entspricht der heutigen Einmalvergütung, multipliziert mit dem Faktor 0.7.

Anlagengrösse	Grundbeitrag in CHF	Leistungsbeitrag in CHF/kWp
< 30 kWp	350	380
≥ 30 kWp	350	300
≥ 100 kWp	350	270

Aus den Investitionskosten (I) abzüglich der Einmalvergütung (EIV) resultieren die Netto-Investitionskosten (I_{netto}) gemäss Formel (8).

$$I_{netto} = I - EIV$$
$$I_{netto,Zukunft} = I_{Zukunft} - EIV_{Zukunft} \quad (8)$$

Die Investitionskosten (I und I_{netto}) werden abschliessend bei heutigem und zukünftigem Preisniveau für alle Gebäude mit einer EGID summiert, um den gesamten Investitionsbedarf zu bestimmen. Um auch den 19 % der Gebäude aus dem Datensatz von Sonnendach.ch zu denen keine EGID verfügbar ist Rechnung zu tragen, wird Formel (9) verwendet.

$$I_{gesamt} = \frac{\sum_{i=1}^{n} I_i}{0.81}$$
$$I_{netto,gesamt} = \frac{\sum_{i=1}^{n} I_{netto,i}}{0.81} \quad (9)$$

Die Gestehungskosten des PV-Stroms lassen sich durch die Netto-Investition (I_{netto}) sowie den Stromertrag der Anlage über 30 Jahre abschätzen. Zuzüglich der Investitionskosten wird in Formel (10) mit Betriebs- und Unterhaltskosten von 2 Rp.pro kWh gerechnet (Basler und Hofmann AG & ZHAW, 2015).

$$Gestehungskosten = \frac{I_{netto}}{Jahresertrag * 30\ Jahre} + 2\ Rp$$
$$Gestehungskosten_{Zukunft} = \frac{I_{netto,Zukunft}}{Jahresertrag * 30\ Jahre} + 2\ Rp \quad (10)$$

2.10 Ausschöpfung des nutzbaren Flächenanteils bei gebauten Anlagen

Die Ausschöpfung des Potenzials wird basierend auf der installierten Nennleistung von in Betrieb befindlichen Anlagen sowie der Dachfläche aus Sonnendach.ch und dem für PV nutzbaren Flächenanteil von Dachflächen ermittelt. Es werden nur Standorte berücksichtigt, welche über eine in Betrieb befindliche PV-Anlage verfügen. Die Anlagen haben die Stromproduktion in den Jahren 2017 bis 2021 aufgenommen.
In einer Stichprobe von 226 Gebäuden wird die gebaute Anlagenfläche mit einer potenziellen Anlagenfläche (siehe Kapitel 2.4) verglichen, um daraus die Ausschöpfung des Potenzials abzuleiten. Nachfolgend ist das Vorgehen detailliert beschrieben.

Als Datengrundlage für die gebauten Anlagenflächen dient die Statistik zu Elektrizitätsproduktionsanlagen vom Bundesamt für Energie (BFE, 2021). Da die Statistik die installierte Nennleistung pro Anlage, nicht aber die Modulfläche beinhaltet, muss letztere berechnet werden. Die Berechnung der gebauten Modulfläche ($A_{Modul,gebaut}$) erfolgt mit Formel (11), indem die Anlagen-Nennleistung durch eine flächenspezifische Nennleistung von 0.185 kW/m^2 dividiert wird. Die flächenspezifische Nennleistung basiert auf der Annahme eines mittleren Wirkungsgrads von 18.5 % in den Jahren 2017 bis 2021 (Fraunhofer ISE, 2022).

$$A_{Modul,gebaut}\ [m^2] = \frac{P[kWp]}{0.185\,\frac{kWp}{m^2}} \tag{11}$$

Die potenzielle Anlagenfläche wird pro Gebäude unter Verwendung von Daten aus Sonnendach.ch berechnet. Dabei werden analog zu Kapitel 2.4 alle Dachflächen mit einer Einstrahlung ≥ 1000 kWh/m^2/a mit PV-Modulen in Standardgrösse belegt.

Aus der Statistik zu Elektrizitätsproduktionsanlagen werden Anlagen mit einer Inbetriebnahme zwischen 2017 und 2021 selektiert. Dabei handelt es sich vorwiegend um Anlagen, welche über die Einmalvergütung gefördert wurden. Grundsätzlich sind jedoch auch Anlagen im Einspeisevergütungssystem möglich, die erst ab 2017 in Betrieb genommen wurden. Bei einer Mehrheit dieser Anlagen bestand somit beim Bau ein grundsätzlicher Anreiz zur Erreichung eines hohen Eigenverbrauchsanteils von Strom. Deswegen ist zu erwarten, dass das Potenzial auf gewissen Flächen nicht vollständig ausgeschöpft wurde.
Die randomisierte Stichprobe wurde mit der Funktion sample() in der Programmiersprache R gezogen und umfasst 240 Anlagenstandorte mit einer PV-Anlage (zusätzlich zur Stichprobe gemäss Kapitel 2.3). Die Wahrscheinlichkeit eines Anlagenstandorts in der Stichprobe vertreten zu sein ist für alle Standorte gleich hoch.
In 14 Fällen (6 % der Stichprobe) mussten Standorte ausgeschlossen werden. Gründe für den Ausschluss waren das Fehlen von für die Belegung notwendigem Kartenmaterial oder es konnte nicht klar festgestellt werden, welche Dachflächen zu einem Anlagenstandort gehören. So verbleibt eine Stichprobe von 226 Anlagenstandorten. In dieser Stichprobe wurde keine Kategorisierung nach Dachart (Flach- oder Steildach) und Dachgrösse vorgenommen. Gebäude mit kleinen Dachflächen sind in dieser Stichprobe häufiger vertreten als solche mit grossen Dachflächen, da diese häufiger vorkommen.

Die Ausschöpfung des Potenzials wird mit der Modulfläche von bereits gebauten Anlagen ($A_{Modul,gebaut}$) sowie der potenziellen Modulfläche ($A_{Modul,potenziell}$) der Anlage auf dem Gebäude am jeweiligen Standort ermittelt und gemäss Formel (12) berechnet. Verfügt die gebaute Anlage über dieselbe Modulfläche wie die potenzielle Anlage, beträgt die Ausschöpfung des Potenzials 100 %. Es sind Werte über 100 % möglich, da bei gebauten Anlagen teilweise auch Dachflächen mit einer Einstrahlung < 1000 kWh/m^2/a für PV-Anlagen genutzt wurden.

$$Ausschöpfung\ des\ Potenzials\ [\%] = \frac{A_{Modul,gebaut}\ [m^2]}{A_{Modul,potenziell}\ [m^2]} * 100\ \% \tag{12}$$

3. Resultate

Nachfolgend werden die für PV nutzbaren Flächenanteile pro Kategorie gezeigt. Anschliessend wird das Potenzial für Photovoltaik auf Dächern in der Schweiz anhand der nutzbaren Flächenanteile berechnet und nach Kategorien aufgezeigt. Abschliessend werden die Investitions- und Gestehungskosten von Strom ab PV-Anlagen berechnet und die bisherige Ausschöpfung des Potenzials beim Bau von Anlagen quantifiziert.

3.1 Nutzbarer Dachflächenanteil PV

Die für Photovoltaik nutzbaren Flächenanteile für alle Dachflächen < 1000 m^2 sind in Abbildung 12 gezeigt. Zwecks Übersichtlichkeit sind die in der Stichprobe selten vertretenen Dachflächen >1000 m^2 nicht abgebildet. Eine vergleichbare Darstellung mit allen Dachflächen (ohne Beschränkung auf Flächen < 1000 m^2) ist der Abbildung 31 im Anhang zu entnehmen. Jeder Punkt stellt eine Dachfläche aus der Stichprobe dar. Die blauen Linien zeigen den gleitenden Mittelwert einer lokal gewichteten Regression (LOESS-Funktion) und die grauen Bereiche das 95 % Konfidenzintervall des gleitenden Mittelwerts.

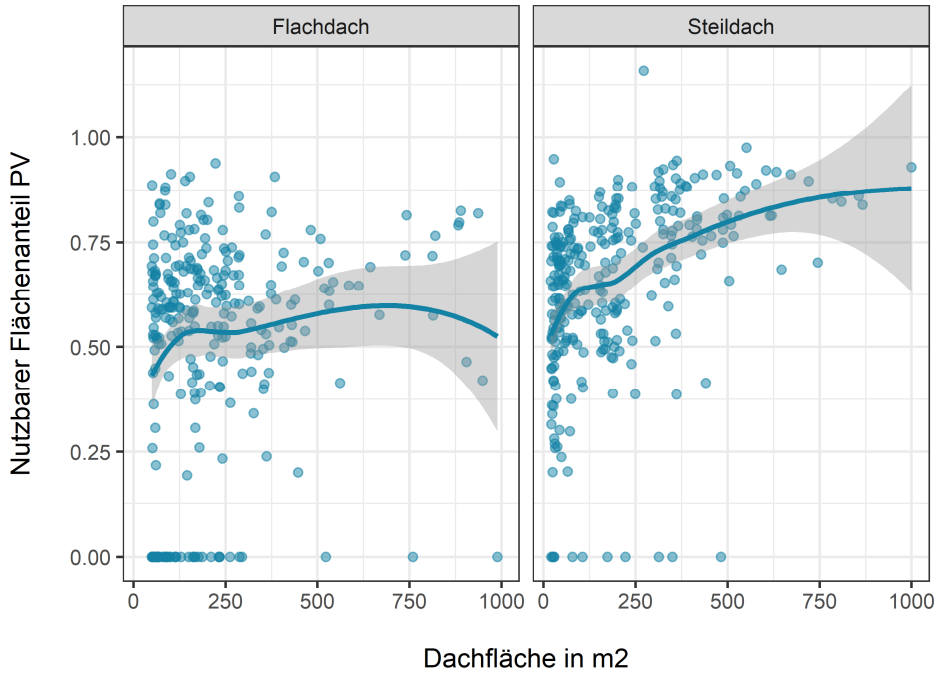


Abbildung 12: Nutzbarer Flächenanteil für Photovoltaik in Abhängigkeit der Dachfläche für Dächer mit einer Fläche < 1000 m^2. Es handelt sich um n = 570 Dachflächen (< 1000 m^2) von total 650 Dachflächen (gesamte Stichprobe). Nutzungsgrade von 0 % sind auf nicht belegbare Dachflächen (Terrassen etc.) zurückzuführen. Nutzbare Anteile > 1 sind möglich, da die mittels Orthofotos ermittelte PV-Generatorfläche der Dachfläche aus Sonnendach.ch gegenübergestellt wird.

In der Tendenz ist eine Zunahme des nutzbaren Flächenanteils mit grösseren Dachflächen festzustellen. Dieser Effekt ist bei Steildächern wesentlich stärker ausgeprägt als bei Flachdächern. Weiter kommen nutzbare Flächenanteile von 0 % bei Flachdächern häufiger vor als bei Steildächern. Dies ist durch Dachterrassen zu bergründen. Ausserdem scheinen sehr tiefe Nutzungsgrade unter 25 % vorwiegend bei kleineren Dachflächen (< 500 m^2) vorzukommen. Besonders auffallend ist ein Ausreisser, für welchen ein für PV nutzbarer Flächenanteil grösser als 1 berechnet wurde. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Dachflächen in Sonnendach.ch mit einer gewissen Ungenauigkeit behaftet sind. In diesem Fall ist die Dachfläche gemäss Orthofoto grösser als in Sonnendach.ch hinterlegt und frei von Hindernissen. Deshalb ist die ermittelte Modulfläche grösser als die Dachfläche in Sonnendach.ch und es resultiert ein nutzbarer Flächenanteil grösser als 1.

Die Zunahme des nutzbaren Flächenanteils mit der Dachgrösse, welche besonders bei Steildächern zu erkennen ist, wird in Abbildung 13 verdeutlicht. Diese zeigt für die Kategorie mit den grössten Steildächern

(> 300 m^2) besonders viele Dächer mit nutzbaren Flächenanteilen um 80 bis 90 %, während diese bei den kleinsten Dächern (20-50 m^2) sehr breit gestreut zwischen 0 und 90 % liegen.
Abbildung 13 lässt ausserdem vermuten, dass die Häufigkeit von Dachflächen mit einem Nutzungsgrad von 0 % bei zunehmender Dachgrösse abnimmt. Dies erscheint plausibel, da beispielsweise Dachterrassen, welche sich über das ganze Dach erstrecken, vorwiegend bei kleineren Dachflächen zu erwarten sind.

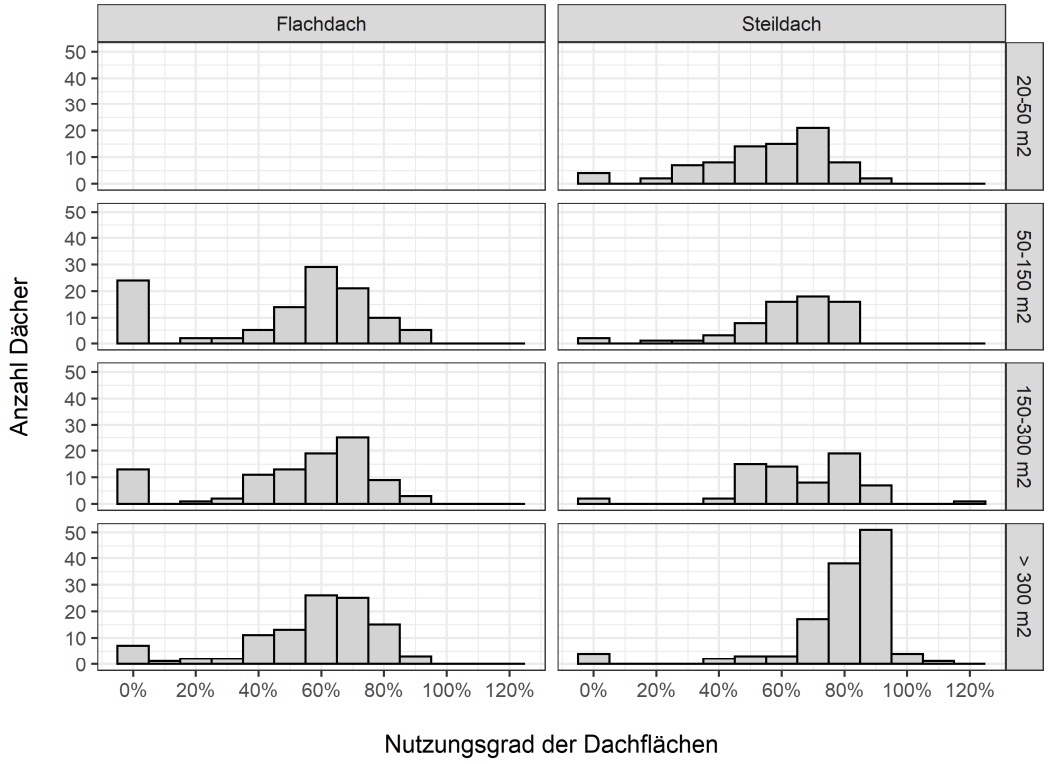


Abbildung 13: Häufigkeitsverteilung von nutzbaren Flächenanteilen in Abstufungen von 10 %, abhängig von der Dachart und der Dachgrösse. Für Flachdächern < 50 m^2 liegen keine Ergebnisse vor, da diese im Rahmen der Studie nicht betrachtet wurden (geringe Relevanz für das Potenzial der Schweiz).

Abbildung 13 liefert ein Indiz dafür, dass die Nutzungsgrade in den verschiedenen Kategorien nicht normalverteilt sind, da Nutzungsgrade von 0 % häufig vorkommen. Zum selben Ergebnis kommt der Shapiro-Wilk-Test, welcher die Daten auf Normalverteilung prüft und p-Werte weit unter 0.05 ausgibt. Demzufolge müssen nicht-parametrische statistische Tests zur Identifikation von Unterschieden zwischen den Kategorien angewendet werden.

Abbildung 12 lässt einen höheren nutzbaren Dachflächenanteil bei Steildächern als bei Flachdächern erwarten. Ein nicht gepaarter Wilcoxon-Test (nicht parametrisch) bestätigt diese Hypothese. Mit einem p-Wert kleiner als 0.001 ist der Median der Nutzungsgrade von Steildächern höchst signifikant grösser als jener von Flachdächern. Auch in diesem Fall sind die nutzbaren Flächenanteile innerhalb der Kategorien nicht normalverteilt, weshalb lediglich ein ordinaler Test angewendet werden konnte. Grafisch sind diese Unterschiede zusätzlich der Abbildung 32 im Anhang zu entnehmen.

Der Abbildung 12 ist eine tendenzielle Zunahme des nutzbaren Anteils mit ansteigender Grösse der Dachfläche zu entnehmen. Die statistische Signifikanz der Nutzungsgrade von entsprechenden Kategorien wurde mit einem Kruskal-Wallis-Test (nicht parametrisch) geprüft. Die Resultate der einzelnen Kategorien unterscheiden sich bei einem p-Wert kleiner als 0.001 statistisch höchst signifikant voneinander.
In einem weiteren Schritt wurde im Rahmen eines Post-Hoc-Tests untersucht, welche Grössenkategorien sich innerhalb derselben Dachart (Flachdach oder Steildach) unterscheiden. Die signifikanten Unterschiede sowie die statistischen Lage- und Streumasse sind in Abbildung 14 (Steildächer) und Abbildung 15 (Flachdächer) visualisiert. Diese zeigt in der Tendenz eine leichte Zunahme des nutzbaren Flächenanteils bei Flachdächern mit der Dachfläche, welche jedoch statistisch nicht signifikant ist. Diese Zunahme

ist bei Steildächern wesentlich stärker ausgeprägt, wodurch statistisch signifikante Unterschiede nachgewiesen werden können. Die Kategorie Steildach > 300 m^2 unterscheidet sich beispielsweise höchst signifikant von allen anderen Kategorien ($p < 0.001$).

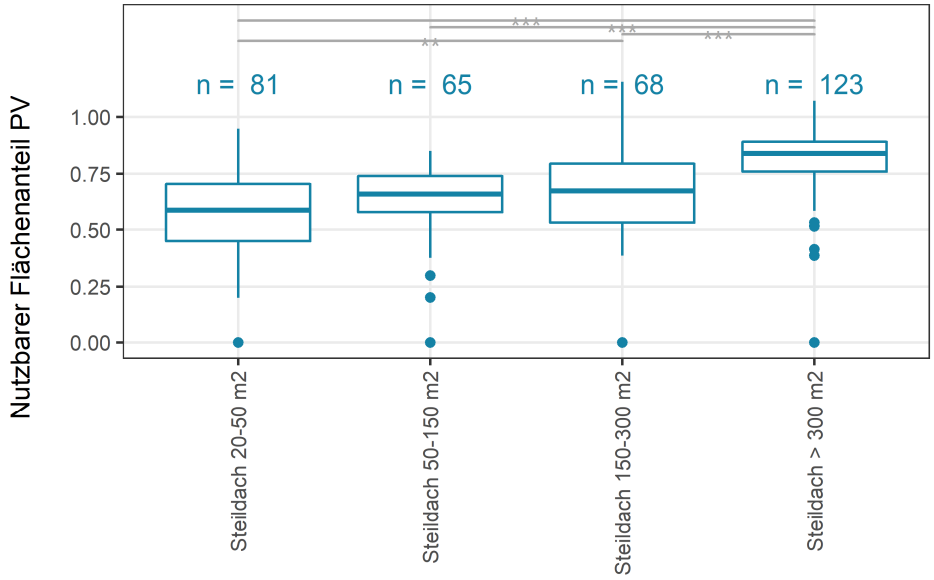


Abbildung 14: Nutzbare Flächenanteile für Photovoltaik pro Grössenkategorie bei Steildächern. Die Anzahl Dachflächen pro Kategorie ist mit (n) bezeichnet. Horizontale Linien der Boxplots entsprechen den 0.25-, 0.5- und 0.75- Quantilen. (***) bezeichnet statistisch höchst signifikante Unterschiede (paarweise Wilcox-Tests mit Bonferroni-Korrektur) mit $p < 0.001$. (**) entspricht einer statistischen Signifikanz mit $p < 0.01$. Die Enden der grauen Linien zeigen an, auf welche Kategorien sich die statistisch signifikanten Unterschiede beziehen.

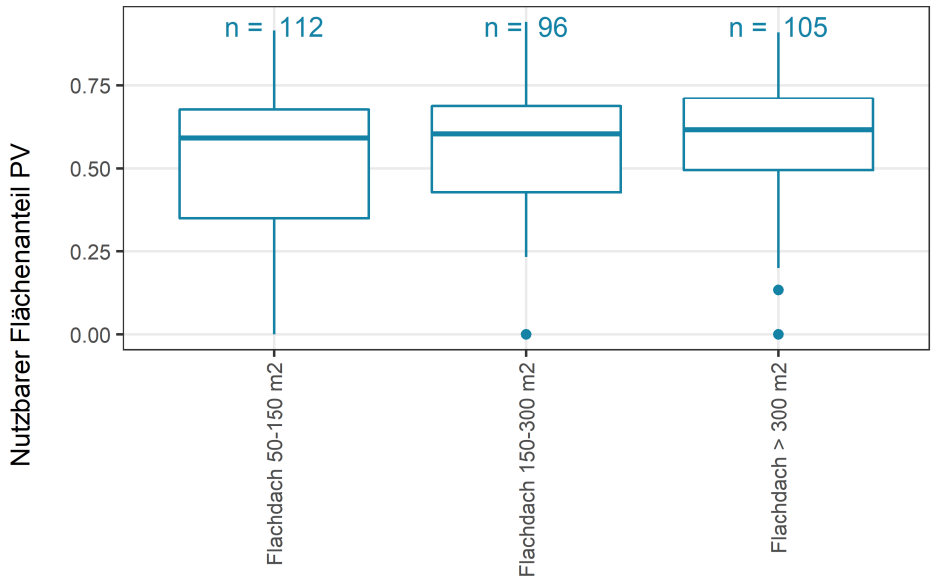


Abbildung 15: Nutzbare Flächenanteile für Photovoltaik pro Grössenkategorie bei Steildächern. Die Anzahl Dachflächen pro Kategorie ist mit (n) bezeichnet. Horizontale Linien der Boxplots entsprechen den 0.25-, 0.5- und 0.75- Quartolen. Mit paarweisen Wilcox-Tests und Bonferroni-Korrektur konnten keine statistisch signifikanten Unterschiede nachgewiesen werden.

Statistisch signifikante Unterschiede zwischen den Dachtypen (Flachdach und Steildach) sowie den Grössenkategorien konnten teilweise nachgewiesen werden. Bei den Flachdächern sind die Unterschiede in den nutzbaren Flächenanteilen pro Grössenkategorie in der Tendenz zwar grafisch zu erkennen aber nicht signifikant. Dies kann wie folgt begründet werden: Die nutzbaren Flächenanteile nehmen bei Flachdächern mit der Grösse nur geringfügig zu. Zusätzlich ist die Standardabweichung in allen Grössenkategorien hoch und es liegt keine Normalverteilung vor. Letzteres führt dazu, dass nur parameterfreie Tests angewendet werden dürfen, was den Nachweis signifikanter Unterschiede erschwert. Trotzdem zeigen die

Resultate, dass eine Kategorisierung der Dachflächen (insbesondere in Dachtypen und Grössenkategorien bei Schrägdächern) sinnvoll ist. An der ursprünglichen Kategorisierung von Dachflächen gemäss Kapitel 2.2 wird festgehalten.

3.2 Nutzbare Dachflächenanteil PV pro Kategorie mit Gewichtung

Der flächengewichtete nutzbare Flächenanteil pro Kategorie ist in Abbildung 16 und Tabelle 4 gezeigt und bewegt sich zwischen 50.5 % bei Flachdächern mit 50-150 m² Fläche und 81.2 % bei Steildächern > 300 m². Diese Mittelwerte pro Kategorie können auf einen statistischen Fehlerbereich (SEM) von ± 1.7 bis 2.7 % eingeschränkt werden.

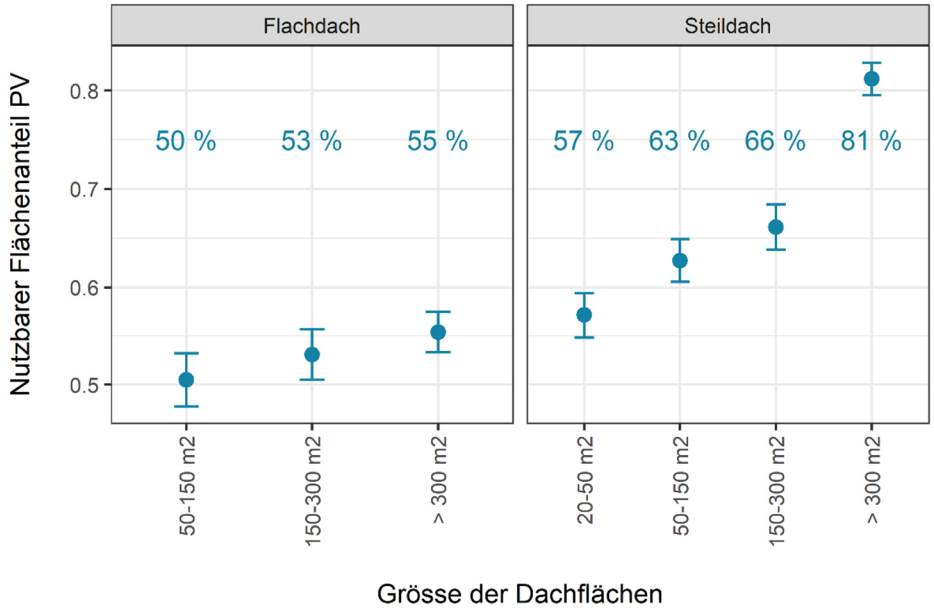


Abbildung 16: Flächengewichteter Mittelwert des nutzbaren Flächenanteils pro Kategorie. Die Fehlerbalken zeigen den statistischen Fehlerbereich des Mittelwerts. Dieser variiert abhängig vom Stichprobenumfang und der Standardabweichung zwischen 1.6 und 2.7 %.

Lesebeispiel: Steildächer zwischen 150 und 300 m² zeigten in der Stichprobe einen Mittelwert von 66.1 %, wobei der wahre Mittelwert der Kategorie mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % zwischen 63.8 und 68.4 % erwartet werden kann (Tabelle 4).

Tabelle 4: Flächengewichteter Mittelwert des nutzbaren Flächenanteils pro Kategorie und Fehlerbereich des Mittelwerts (SEM) in Prozent. Lesebeispiel: Der flächengewichtete Mittelwert der Stichprobe für Flachdächer 50-150 m² liegt bei 50.5 %. Aufgrund des Fehlerbereichs von 2.7 %, liegt der wahre Mittelwert für diese Kategorie mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % zwischen 47.8 und 53.2 %.

Kategorie	Mittelwert [%]	SEM [%]	Mittelwert - SEM [%]	Mittelwert + SEM [%]
Flachdach 50-150 m²	50.5	2.7	47.8	53.2
Flachdach 150-300 m²	53.0	2.5	50.5	55.6
Flachdach > 300 m²	55.3	2.1	53.3	57.4
Steildach 20-50 m²	57.1	2.3	54.8	59.4
Steildach 50-150 m²	62.7	2.2	60.6	64.9
Steildach 150-300 m²	66.1	2.3	63.8	68.4
Steildach > 300 m²	81.2	1.7	79.5	82.8

3.3 Extrapolation zum Dachflächenpotenzial der Schweiz

Die unter Kapitel 3.2 gezeigten nutzbaren Flächenanteile pro Kategorie werden nachfolgend zur Ermittlung des gesamten Potenzials für Photovoltaik auf Dachflächen in der Schweiz angewendet. Dabei wird der Datensatz von Sonnendach.ch anhand der hier verwendeten Kategorien gruppiert. Pro Gruppe wird der entsprechende mittlere nutzbare Flächenanteil angewendet (vgl. Tabelle 4).

Unter Berücksichtigung aller Flächen ohne Mindestgrössen oder Anforderungen an die Einstrahlung sowie den nutzbaren Flächenanteil beträgt das Potenzial für Dachflächen in der Schweiz 115.6 TWh/a (bei 20 % Modulwirkungsgrad). Dieses verteilt sich auf 9.64 Mio. Dachflächen mit einer Gesamtfläche von 644 km^2. Das Potenzial wird wegen des Ausschlusses von kleinen Dachflächen (Schrägdächer < 20 m^2 und Flachdächer < 50 m^2) um 6.7 TWh/a reduziert. Bezüglich der Einstrahlung nicht geeignete Dachflächen machen zusätzlich 21.9 TWh/a aus. Damit verbleiben die in dieser Untersuchung betrachteten 4.04 Mio. Dächer mit einer Gesamtfläche von 440 km^2. Würden diese komplett mit PV-Modulen belegt (entspräche 100 % nutzbarem Flächenanteil ohne Berücksichtigung von Hindernissen), wäre mit einem jährlichen Stromertrag von 87.0 TWh zu rechnen.
Werden nun zusätzlich die für PV nutzbaren Flächenanteile pro Kategorie auf die verbleibenden Dachflächen angewendet, ergibt sich ein Potenzial von 53.6 TWh/a mit einer Genauigkeit von ± 1.9 TWh/a. Dies entspricht einer Modulfläche von 264 km^2 (± 9 km^2). Über die gesamte Schweiz liegt der flächengewichtet nutzbare Anteil von den geeigneten Dachflächen somit bei 60 % (± 2 %). Der Einfluss der oben erwähnten Faktoren auf das Dachflächenpotenzial der Schweiz ist in Abbildung 17 visualisiert.
Die 4.04 Mio. nutzbaren Dächer verteilen sich auf rund 95% der Gebäude in der Schweiz. Um das Potenzial voll auszuschöpfen, bräuchte demnach fast jedes Gebäude auf mindestens einer Dachfläche eine PV-Anlage.

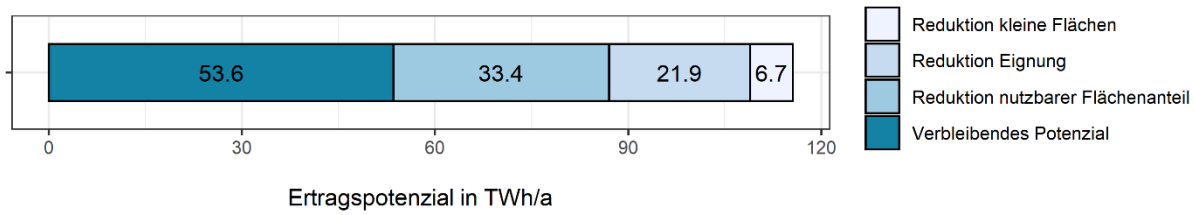


Abbildung 17: Verbleibendes Potenzial für Photovoltaik auf Dachflächen in der Schweiz nach Ausschluss von kleinen Flächen sowie Dachflächen mit Einstrahlungen < 1000 m^2 (Eignung) und der Anwendung des ermittelten nutzbaren Flächenanteils für Photovoltaik. Modulwirkungsgrad 20 %, Performance Ratio 80 %.

Das Potenzial teilt sich gemäss Abbildung 18 zu 15.2 TWh/a (± 0.6 TWh/a) auf Flachdächer und 38.4 TWh/a (± 1.2 TWh/a) auf Steildächer auf. Einerseits ist die Summe aller Flächen auf Flachdächern kleiner als die Summe aller Steildach-Flächen und andererseits ist der nutzbare Flächenanteil bei Steildächern in der Tendenz höher als bei Flachdächern. Diese beiden Aspekte führen dazu, dass 72 % des Potenzials auf Steildächern vorliegt.

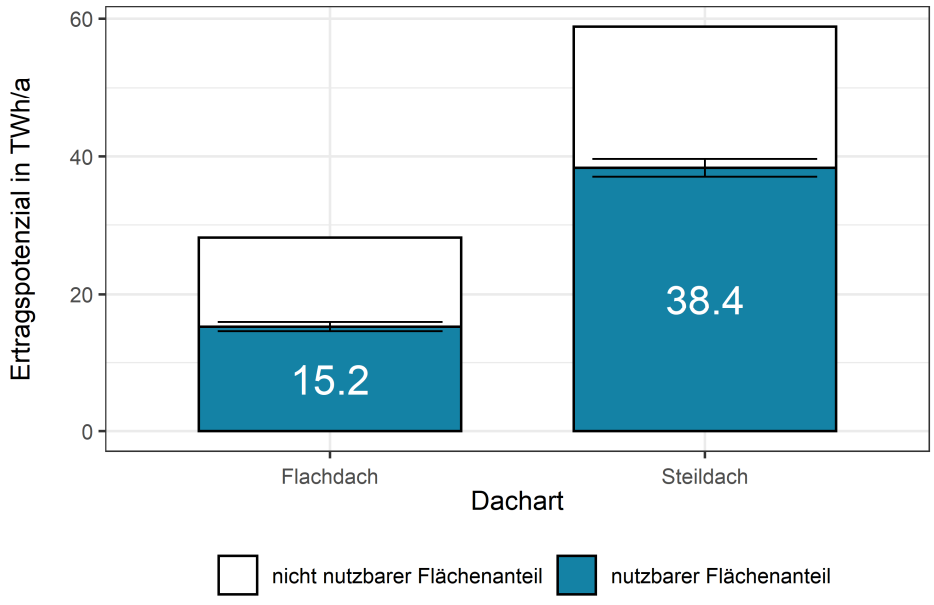


Abbildung 18: Ertragspotenzial der Dachtypen in TWh pro Jahr. Die Summe der Säulen stellt das theoretische Potenzial ohne Berücksichtigung des nutzbaren Flächenanteils dar. Der blaue Anteil der Säulen ist unter Berücksichtigung der nutzbaren Flächenanteile realisierbar. Die Fehlerbalken zeigen die Genauigkeit des Ertragspotenzials aufgrund des Fehlerbereichs von den für PV nutzbaren Flächenanteilen. Modulwirkungsgrad 20 %, Performance Ratio 80 %.

Bei den Flachdächern liegt das grösste Potenzial von 9.7 TWh/a in der Kategorie > 300 m^2. Dies ist hauptsächlich auf die hohe Gesamtfläche in dieser Kategorie zurückzuführen. Der mit der Grössenkategorie geringfügig zunehmende Nutzungsgrad spielt dabei eine untergeordnete Rolle.
Unter den Steildächern liegt der grösste Anteil am Potenzial bei Dachflächen zwischen 50 und 150 m^2. Diese Kategorie weist ein Potenzial von 18.7 TWh/a auf. Bei den anderen Steildach-Kategorien bewegt sich das Potenzial zwischen 5.1 und 7.7 TWh/a. Obwohl in der Kategorie Steildach > 300 m^2 weniger Dachfläche zur Verfügung steht als bei Steildächern zwischen 20 und 50 m^2 ist das Potenzial aufgrund des höheren nutzbaren Flächenanteils für PV-Anlagen bei den grösseren Dachflächen höher. Der Einfluss des nutzbaren Flächenanteils ist somit bei den Steildächern im Vergleich zu den Flachdächern wesentlich stärker.

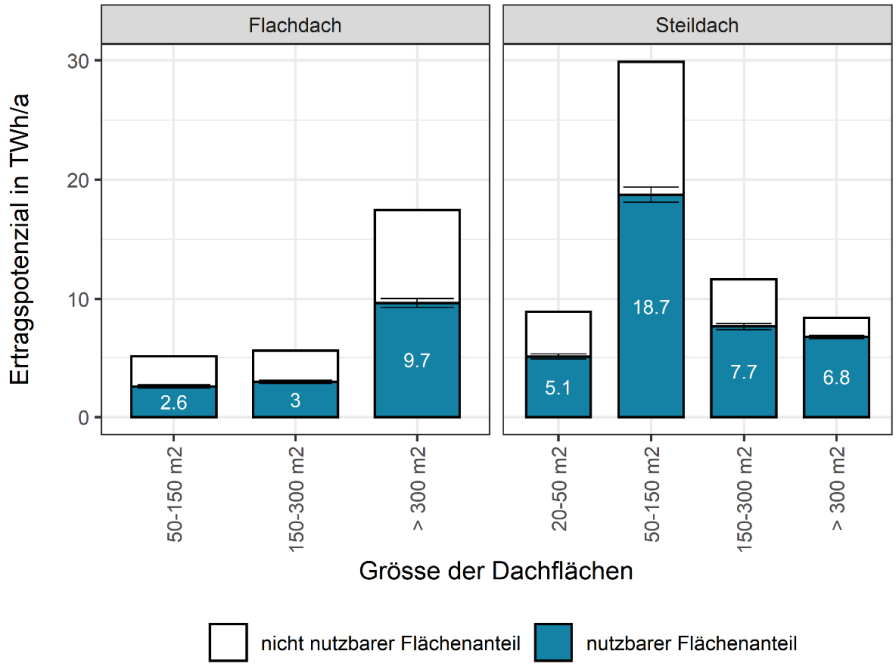


Abbildung 19: Ertragspotenzial der Kategorien in TWh pro Jahr. Die Summe der Säulen stellt das theoretische Potenzial ohne Berücksichtigung des nutzbaren Flächenanteils dar. Der grüne Anteil der Säulen ist unter Berücksichtigung der nutzbaren Flächenanteile realisierbar. Die Fehlerbalken zeigen die Genauigkeit des Ertragspotenzials aufgrund des Fehlerbereichs von den für PV nutzbaren Flächenanteilen. Modulwirkungsgrad 20 %, Performance Ratio 80 %.

Die Gesamtfläche sowie die nutzbare Fläche pro Kategorie sind der Tabelle 5 zu entnehmen. Weiter ist das Potenzial sowie dessen Unsicherheitsbereich dokumentiert. Ausserdem sind die Anzahl Dachflächen sowie die zu erwartende Anlagenleistung pro Kategorie gezeigt.

Tabelle 5: Zusammenfassung von Kennzahlen zu Flächen, Potenzial und Dachflächen pro Kategorie. Die Anlagenleistung bezieht sich auf die minimale und maximale Fläche und den nutzbaren Flächenanteil pro Kategorie. Modulwirkungsgrad 20 %, Performance Ratio 80 %.

Kategorie	**Fläche Total / Fläche nutzbar [km^2]**	**Potenzial [TWh/a]**	**Anzahl Dachflächen**	**Anlagenleistung minimal/maximal [kWp]**
Flachdach 50-150 m^2	27.3 / 13.8	2.56 (±0.14)	309'672	5 / 15
Flachdach 150-300 m^2	29.4 / 15.6	2.96 (±0.14)	139'034	16 / 32
Flachdach >300 m^2	90.4 / 50.0	9.67 (±0.36)	117'290	33 / 9498
Steildach 20-50 m^2	44.8 / 25.6	5.09 (±0.21)	1'321'795	2 / 5
Steildach 50-150 m^2	148.6 / 93.2	18.74 (±0.65)	1'783'767	6 / 19
Steildach 150-300 m^2	57.8 / 38.2	7.70 (±0.27)	286'502	20 / 40
Steildach > 300 m^2	42.3 / 34.3	6.83 (±0.14)	86'819	41 / 1133

3.4 Investitions- und Gestehungskosten

Die Investitionskosten (I) zur Ausschöpfung des gesamten Potenzials betragen beim heutigen Preisniveau 82 Milliarden Franken, wobei mit Einmalvergütungen in der Höhe von 19 Milliarden Franken gerechnet

werden kann. Somit ergeben sich Nettoinvestitionskosten von 63 Milliarden Franken für die Ausschöpfung des gesamten Potenzials.
Beim zukünftig erwarteten Preisniveau (durchschnittlich 30 % tiefere Investitionskosten, vgl. Kapitel 2.9) lägen die Investitionskosten bei 58 Milliarden Franken. Die Einmalvergütung würde 13 Milliarden Franken betragen, woraus sich Nettoinvestitionskosten von 45 Milliarden Franken ergeben würden.

In den Energieperspektiven 2050+ wird im Szenario ZERO Basis ein Zielwert von 34 TWh Strom aus Photovoltaik definiert (Prognos AG et al., 2021). Somit müsste rund 63 % des Potenzials auf Dachflächen ausgeschöpft werden, um diesen Zielwert zu erreichen (ohne Berücksichtigung von PV-Anlagen an Fassaden und auf Infrastruktur oder Freiflächen). Werden Anlagen aus allen Kategorien gleichmässig zu diesen 63 % ausgeschöpft, belaufen sich die Investitionskosten für den Zielwert von 34 TWh/a auf 52 Milliarden Franken (37 Milliarden Franken bei zukünftigem Preisniveau) und die Nettoinvestitionskosten auf 40 Milliarden Franken (28 Milliarden Franken bei zukünftigem Preisniveau).

Die Investitions- und Nettoinvestitionskosten sind für das heutige und das zukünftige Preisniveau in Tabelle 6 zusammengefasst.

Tabelle 6: Investitionskosten mit und ohne Einmalvergütung bei heutigem und zukünftig erwartetem Preisniveau für eine vollständige Ausschöpfung des Potenzials und eine Ausschöpfung von 34 TWh/a mit Anlagen aus allen Grössenkategorien zu gleichen Anteilen.

	Investition in Mrd. CHF		**Nettoinvestition (Investition – EIV) in Mrd. CHF**	
	Heutiges Preisniveau	**Zukünftiges Preisniveau**	**Heutiges Preisniveau**	**Zukünftiges Preisniveau**
Ausschöpfung 53.6 TWh/a	83	58	64	45
Ausschöpfung 34.0 TWh/a	53	37	40	28

Die Gestehungskosten des Stroms beinhalten eine Kostenreduktion durch die Einmalvergütung und spezifische Betriebs- und Unterhaltskosten von 2 Rp./kWh. Sie hängen neben der Einstrahlung am Standort von der installierten Nennleistung ab und variieren stark. Die Degradation von Modulen, Steuervorteile beim Bau sowie die Besteuerung des aus der Abnahmevergütung resultierenden Ertrages wird nicht berücksichtigt. Abbildung 20 zeigt die Verteilung der geschätzten mittleren Gestehungskosten für Anlagen als Boxplots sowie die Häufigkeitsverteilung der Gestehungskosten pro Kategorie bei heutigem Preisniveau (für zukünftiges Preisniveau, siehe Abbildung 33 im Anhang).

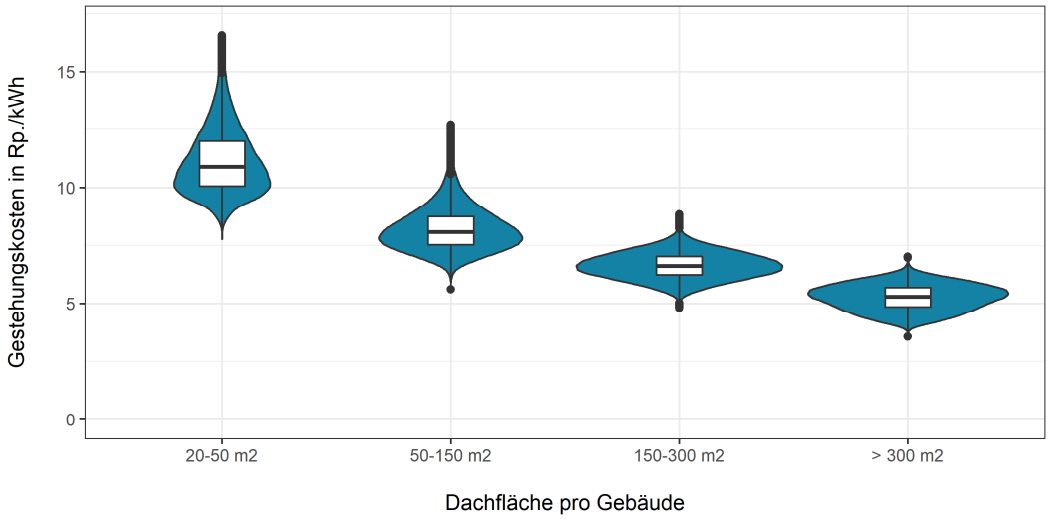


Abbildung 20: Verteilung der Gestehungskosten pro Anlage nach Dachfläche pro Gebäude unter Berücksichtigung der Netto-Investition (Investition abzüglich Einmalvergütung) und einer Lebensdauer von 30 Jahren. Die Horizontalen Linien der Boxplots zeigen die Quartile 0.25, 0.5 und 0.75. Die blauen Violinen-Plots zeigen eine Häufigkeitsverteilung von Gestehungskosten innerhalb der Grössenkategorien. Heutiges Preisniveau.

Abbildung 21 zeigt die Verteilung des Jahresertrags in Kategorien von auf ganze Rappen gerundeten Gestehungskosten. Die Säulen zeigen das Potenzial pro Kategorie in TWh pro Jahr, die Punkte das kumulierte Potenzial der jeweiligen Kategorie sowie aller Kategorien mit darunter liegenden Gestehungskosten.

Lesebeispiel: Zu Gestehungskosten von maximal 6.5 Rappen könnte ein Potenzial von 34.9 TWh/a erschlossen werden.

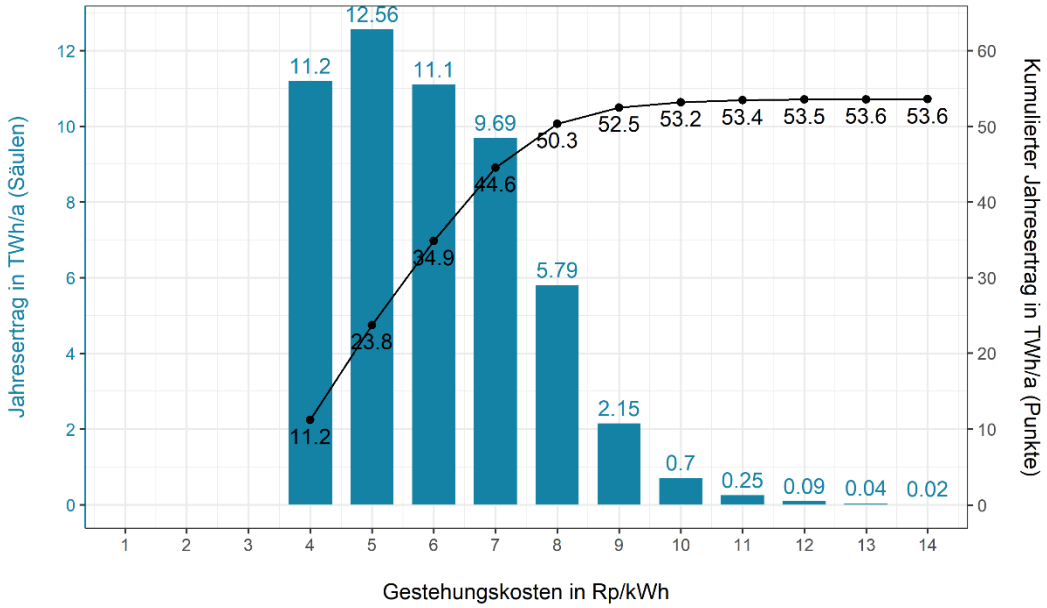


Abbildung 21: Potenzieller Jahresertrag in TWh/a pro Kategorie mit auf einen Rappen gerundeten Gestehungskosten bei heutigem Preisniveau. Lesebeispiel: Zu 5.5 bis 6.5 Rp./kWh können jährlich 11.1 TWh erzeugt werden (Balken). Zu maximal 6.5 Rp./kWh können insgesamt 34.9 TWh/a erzeugt werden (schwarze Punkte und Kurve).

Werden Anlagen mit tiefen Gestehungskosten priorisiert gebaut, lässt sich der Investitionsbedarf zu einer teilweisen Ausschöpfung des Potenzials reduzieren. Dazu müssen prioritär grosse Dachflächen genutzt und möglichst vollständig mit Modulen belegt werden. Abbildung 22 zeigt die erforderliche Investition zur Ausschöpfung des Potenzials pro Gestehungskosten-Kategorie. Würden beispielsweise Anlagen auf allen Dächern mit Gestehungskosten von maximal 6.5 Rp/kWh realisiert, liesse sich ein Potenzial von 34.9 TWh/a nutzen (Linie), was bei heutigem Preisniveau zu Nettoinvestitionen in der Höhe von 31.8 Milliarden Franken (Säule) führen würde.

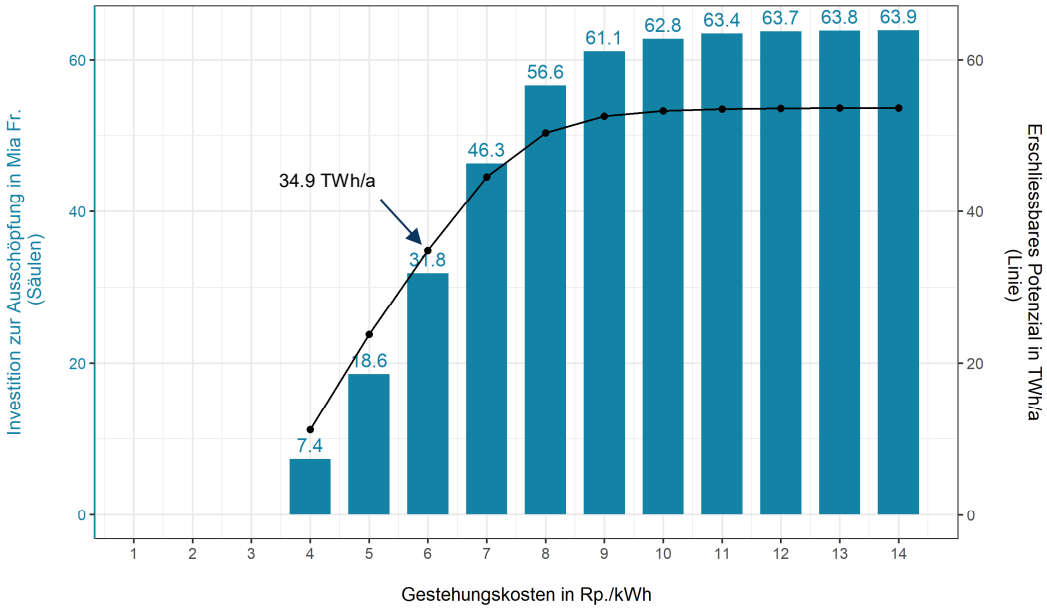


Abbildung 22: Erforderliche Nettoinvestition in Milliarden Franken und erschliessbares Potenzial in TWh/a, in Abhängigkeit der maximalen Gestehungskosten. Lesebeispiel: Werden alle Dachflächen mit Gestehungskosten von maximal 6.5 Rp/kWh ausgeschöpft, kann ein Potenzial von 34.9 TWh/a (schwarzer Punkt) erschlossen werden, was zu Nettoinvestitionskosten von 31.8 Milliarden Franken führt.

3.5 Ausschöpfung des nutzbaren Flächenanteils bei gebauten Anlagen

Über die gesamte Stichprobe von 226 Gebäuden besteht gemäss den Dachbelegungen von ganzen Gebäuden eine potenzielle Modulflächensumme von 47'688 m^2. Die gebaute Anlagenfläche an denselben Standorten beträgt 23'551 m^2 (Abbildung 23).

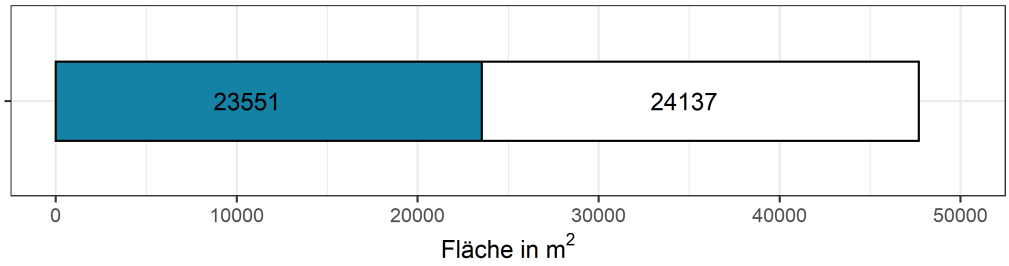


Abbildung 23: Gebaute Anlagenfläche der gesamten Stichprobe (blau) und nicht ausgeschöpftes Potenzial (weiss) in m^2. 49 % des ermittelten Flächenpotenzials wurde beim Bau von PV-Analgen ausgeschöpft.

Somit wurde zwischen 2017 und 2021 durchschnittlich 49 % der potenziellen Modulfläche beim Bau von PV-Anlagen ausgeschöpft. Dabei handelt es sich um den Anteil der Gesamtflächen über die gesamte Stichprobe (grössere Flächen fallen stärker ins Gewicht als kleinere Flächen, kommen aber weniger häufig in der Strichprobe vor). Die Ausschöpfung des Potenzials kann je nach Gebäude stark variieren.

Die Ausschöpfung des Potenzials ist der Abbildung 24 zu entnehmen und zeigt eine hohe Variabilität. Dies bedeutet, dass sich die Modulfläche der gebauten Anlagen sehr stark von der potenziellen Anlagenfläche unterscheiden kann. Die tiefste Ausschöpfung in der Stichprobe beträgt 2 %, die höchste 405 %. Die Quartile der Ausschöpfung liegen bei $Q_{0.25}$ = 37 %, $Q_{0.5}$ = 58 % und $Q_{0.75}$ = 89 % (vertikale Linien in Abbildung 24). Der Mittelwert bei einer gleichmässigen Gewichtung aller Gebäude beträgt ohne Berücksichtigung der jeweiligen Dachgrösse 71 %. Im Vergleich zur Gesamtfläche (Abbildung 31) lässt sich dieser höhere Mittelwert dadurch erklären, dass grössere Dachflächen in der Tendenz weniger stark ausgeschöpft wurden als kleinere Dachflächen. Auf diesen Aspekt wird nachfolgend eingegangen.

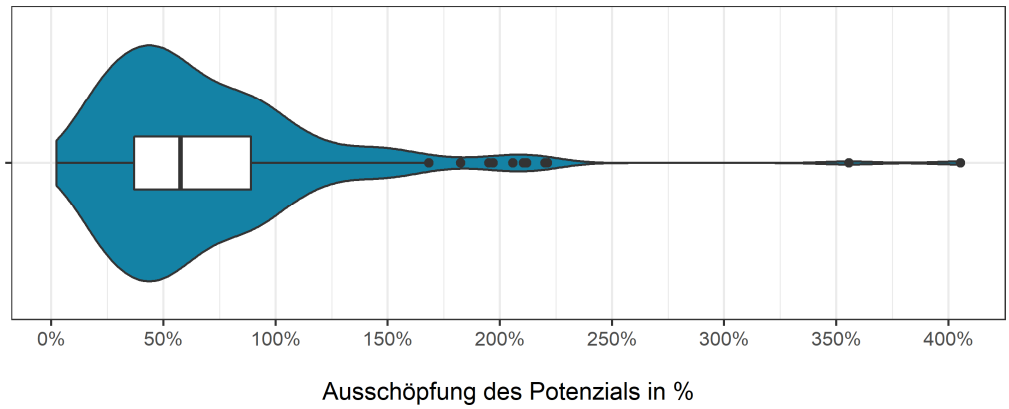


Abbildung 24: Variabilität der Ausschöpfung des Dachflächen-Potenzials. Die vertikalen Linien des Boxplots (schwarz) zeigen die Quartile 0.25, 0.5 und 0.75. Der Violinen-Plot (blau) zeigt die Häufigkeitsverteilung von Ausschöpfungsgraden anhand der Breite. Der Stichprobenumfang beträgt 226 Gebäude.

Ausschöpfungsgrade über 100 % können auf die folgenden drei Ursachen zurückgeführt werden (es sind mehrere Ursachen am gleichen Standort möglich):

1. Bei gebauten Anlagen wurden teilweise Dachflächen mit einer Einstrahlung < 1000 kWh/m^2/a mit PV-Modulen ausgerüstet. Diese werden gemäss Kapitel 2.1 als nicht geeignet betrachtet und somit nicht im Potenzial berücksichtigt. Das Resultat ist eine teilweise starke Überschreitung von 100 % Ausschöpfung. Werte über 175 % sind grösstenteils auf diesen Aspekt zurückzuführen.
2. Die potenzielle Modulfläche wurde mit Standardmodulen der Abmessung 1 m x 1.7 m ermittelt. Wurden bei gebauten Anlagen Module mit anderen Abmessungen eingesetzt (z.B. kleinere In-dach-Module) sind geringfügig höhere Nutzungsgrade als 100 % möglich, da geringere Randflächen resultieren können.

3. Der Umgang mit Verschattungen kann sich bei gebauten Anlagen von der Modulbelegung gemäss Kapitel 2.4 unterscheiden. Wurden bei gebauten Anlagen auch stark verschattete Dachteile belegt, kann die Ausschöpfung ebenfalls 100 % übersteigen.

Abbildung 25 zeigt die Ausschöpfung des Potenzials in drei Kategorien. Bei 24 gebauten Anlagen (11 % der Stichprobe) besteht eine um mindestens 25 % grössere Modulfläche als die Potenzialschätzung ergab. Bei 54 Anlagen (24 % der Stichprobe) wurde das Potenzial zu 75 bis 125 % ausgeschöpft und bewegt sich auf einem vergleichbaren Niveau mit der potenziellen Modulfläche. Die restlichen 148 Anlagen (65 % der Stichprobe) wurden mindestens 25 % kleiner gebaut, als gemäss den hier durchgeführten Modulbelegungen als möglich erachtet wird. Demzufolge wird das hier ermittelte Potenzial in rund zwei Drittel der Fälle nicht vollständig ausgeschöpft.

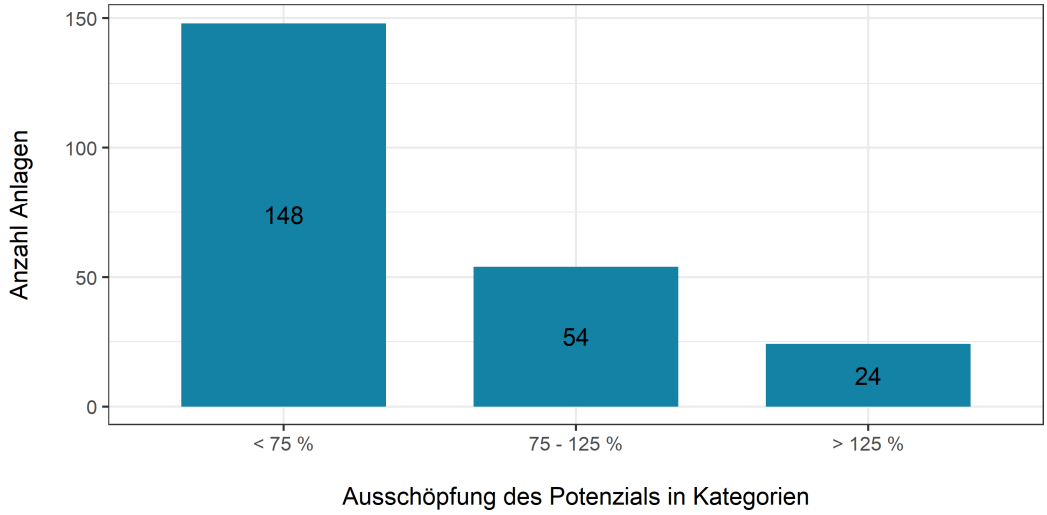


Abbildung 25: Häufigkeitsverteilung der Ausschöpfung des Potenzials in drei Kategorien. Von 226 Anlagen wird das Potenzial bei 148 Anlagen zu weniger als 75 % ausgeschöpft. Bei 24 Anlagen ist die gebaute Fläche mindestens 25 % grösser als die berechnete potenzielle Anlagenfläche.

Die Ausschöpfung des gesamten Flächenpotenzials von 49 % in der Stichprobe (Abbildung 24) lässt beim Vergleich der mittleren Ausschöpfung pro Gebäude von 71 % vermuten, dass bei Gebäuden mit weniger Dachfläche eine höhere Ausschöpfung des Potenzials erfolgte als bei Gebäuden mit grösseren Dachflächen. Mögliche Gründe für diese Abweichungen werden im Kapitel 4.4 diskutiert.
Diese Vermutung kann anhand Abbildung 26 bestätigt werden. Die gebaute Modulfläche übersteigt die potenzielle Modulfläche nur bis maximal 275 m^2, was an den Punkten oberhalb der schwarzen Diagonale zu erkennen ist. Der lokal gewichtete gleitende Mittelwert (blaue Linie) liegt bei einer potenziellen Modulfläche < 30 m^2 geringfügig über einer Ausschöpfung von 100 % (diagonale schwarze Linie). Es handelt sich dabei um Gebäude mit einer gesamten Dachfläche von bis zu rund 50 m^2.
Bei zunehmender potenzieller Modulfläche wurden Anlagen mit geringerer Fläche gebaut als nutzbar wäre. Die Punkte befinden sich unterhalb der Diagonalen, der gleitende Mittelwert bewegt sich ab ca. 100 m^2 potenzieller Modulfläche bei rund 50 % des nutzbaren Potenzials. In der Tendenz zeigt sich somit eine abnehmende Ausschöpfung des Potenzials bei zunehmender Dachfläche.
Die Darstellung in Abbildung 26 beschränkt sich auf Gebäude mit einer Dachfläche bis 750 m^2. Eine entsprechende Darstellung ohne Beschränkung auf Dachflächen bis 750 m^2 kann der Abbildung 34 im Anhang entnommen werden.

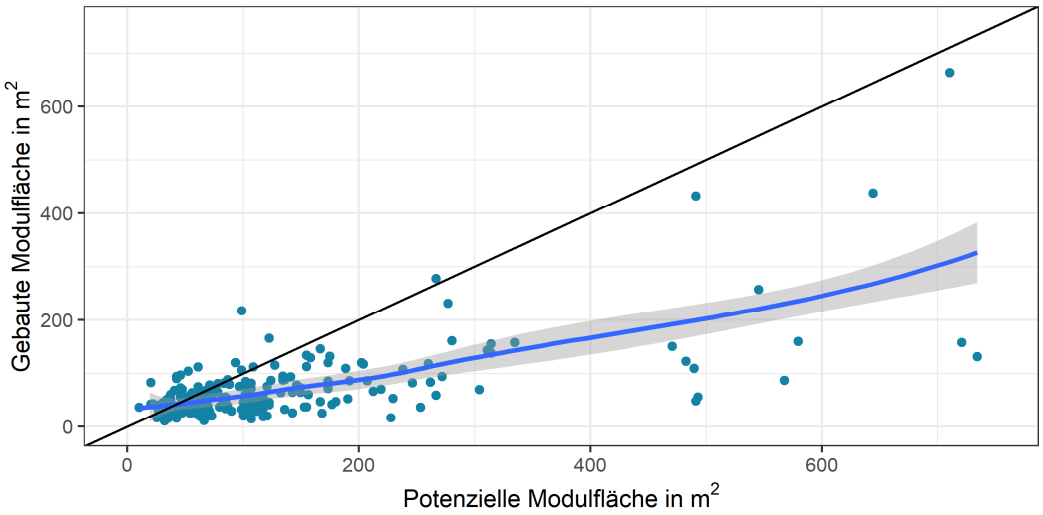


Abbildung 26: Gegenüberstellung der potenziellen Modulfläche gemäss Methode der Dachbelegungen und der gebauten Modulfläche in m^2. Die diagonale Linie entspricht einem Ausschöpfungsgrad von 100 % (gebaute Anlage mit derselben Fläche wie potenzielle Modulfläche). Die Ausschöpfung des Potenzials sinkt mit zunehmender potenzieller Modulfläche.
Es sind 217 von 226 Datenpunkten gezeigt (9 weitere Standorte verfügen über eine potenzielle Modulfläche zwischen 750 und 4750 m^2 und sind im Anhang gezeigt).
Blaue Linie: LOESS-Funktion (lokal gewichtete Regression) zur Bildung eines lokal gewichteten gleitenden Mittelwerts.

Die unterschiedlich starke Ausschöpfung des Potenzials pro Gebäude wird in Abbildung 27 nochmals verdeutlicht. Darin wird die Stichprobe nach absteigendem Flächenpotential dargestellt. Punkte in blauer Farbe zeigen das Flächenpotenzial, Punkte in schwarzer Farbe die Fläche der effektiv gebauten Anlage. Abbildung 27 zeigt, dass insbesondere bei den Gebäuden mit einer hohen potenziellen Dachfläche ein geringer Anteil des Potenzials ausgeschöpft wurde.

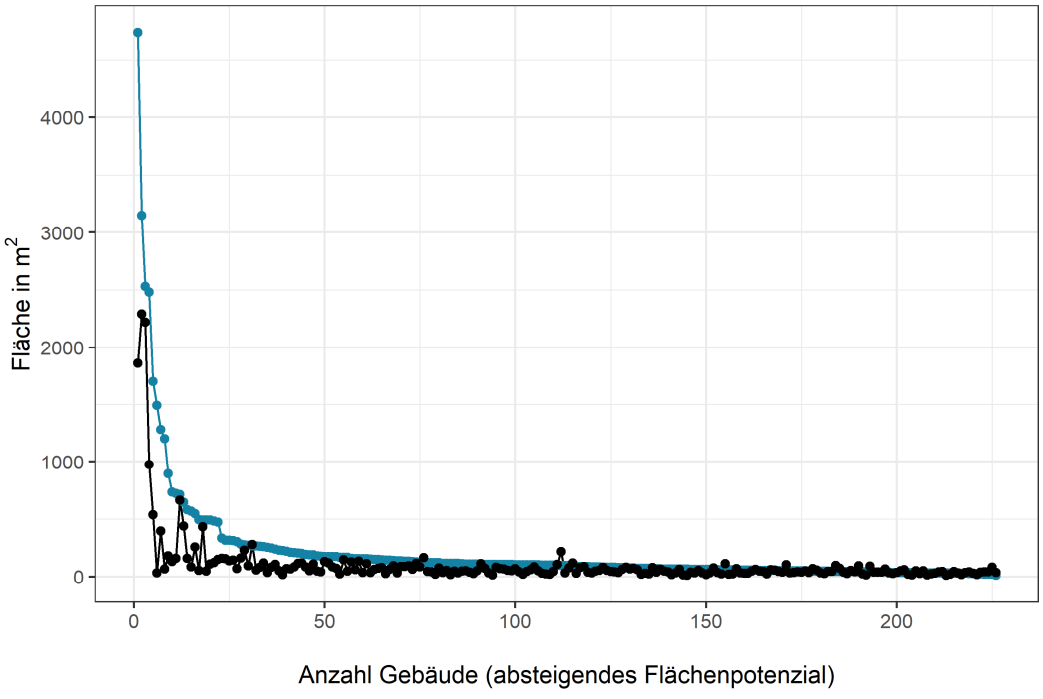


Abbildung 27: Flächenpotenzial (blau) und gebaute Anlagenfläche (schwarz) in m^2 pro Anlage. Die Gebäude sind nach absteigendem Flächenpotenzial sortiert.

Analog zu Abbildung 27 ist in Abbildung 28 ein Ausschnitt von Gebäuden mit einer Dachfläche von maximal 750 m^2 gezeigt. Bei einer Abnahme der potenziellen Modulfläche nähert sich die gebaute Modulfläche der potenziellen Modulfläche an.

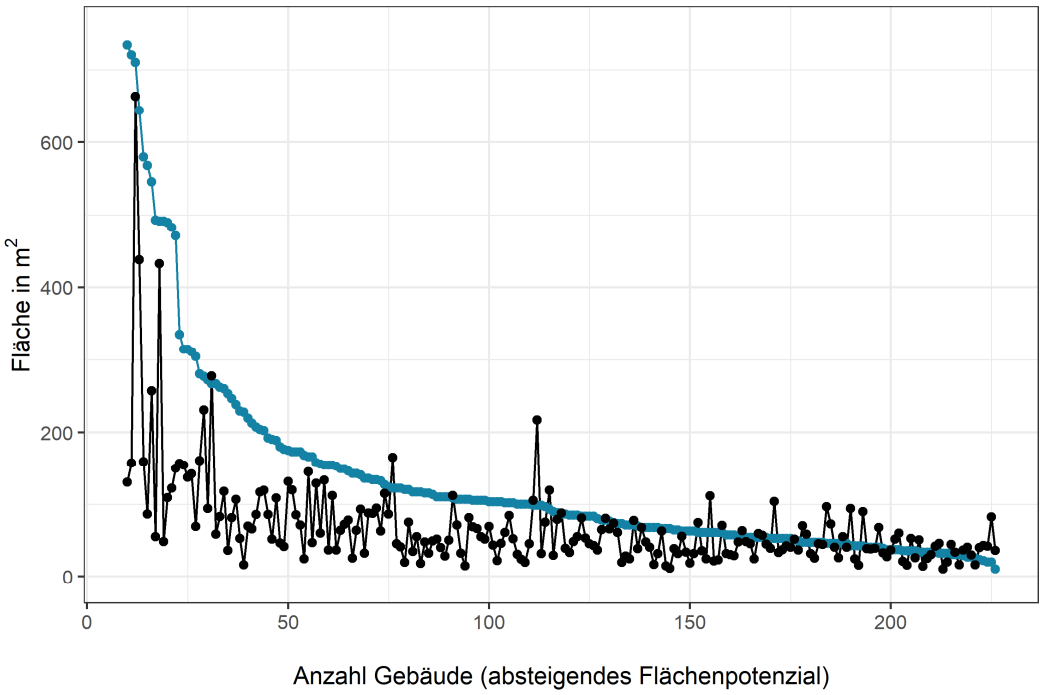


Abbildung 28: Flächenpotenzial (blau) und gebaute Anlagenfläche (schwarz) in m^2 pro Anlage. Die Gebäude sind nach absteigendem Flächenpotenzial sortiert. Es sind nur Gebäude mit einer potenziellen Dachfläche < 750 m^2 gezeigt, die zehn grössten Gebäude wurden zwecks Übersichtlichkeit ausgeschlossen.

4. Diskussion

Im Vergleich zu den einleitend genannten Potenzialstudien für Dachflächen in der Schweiz (vgl. Kapitel 1.1 und Abbildung 7) liegt das hier berechnete Potenzial von 53.6 TWh/a (± 1.9 TWh/a) im oberen Bereich der bisherigen Studien. In den früheren Studien wurde jeweils mit einem Modulwirkungsgrad von 17 % gerechnet, wogegen hier ein Modulwirkungsgrad von 20 % eingesetzt wurde, um dem technologischen Fortschritt Rechnung zu tragen.
Verglichen mit anderen Potenzialstudien, bieten die hier ermittelten nutzbaren Flächenanteile pro Kategorie die Möglichkeit, das Potenzial regional (z.B. auf Ebene von Gemeinden, Kantonen oder Versorgungsgebieten) genauer zu ermitteln. Dazu kann die regional unterschiedliche Häufigkeit von Gebäuden in verschiedenen Grössenkategorien einbezogen werden. Desweitern kann der Fehlerbereich der Potenzialschätzung quantifiziert werden.

4.1 Genauigkeit der Potenzialschätzung

Zur Ermittlung des Potenzials von 53.6 TWh/a (± 1.9 TWh/a) mussten gewisse Annahmen und Verallgemeinerungen getroffen werden. Diese können einen Einfluss auf die Genauigkeit der Ergebnisse haben und sind nachfolgend zusammengefasst:

- Für die Ermittlung der nutzbaren Flächenanteile mussten diverse Annahmen getroffen werden (vgl. Kapitel 2.4). Dabei ist der Umgang mit Verschattungen durch Hindernisse, die Wahl von Abständen zu den Dachrändern sowie der Einbezug von möglichen Anforderungen an die permanente Dachsicherung zu erwähnen.
- Es wurde davon ausgegangen, dass alle Dächer mit einer jährlichen Einstrahlung ≥ 1000 kWh/m^2/a tatsächlich für PV-Anlagen genutzt werden können. Wird die Grenze beispielsweise bei 900 oder 1100 kWh/m^2/a angesetzt, verändert sich das Potenzial stark. Die Auswirkung anderer minimaler Einstrahlungen auf das Potenzial ist der Sensitivitätsanalyse im Kapitel 4.2 zu entnehmen.
- Es handelt sich um ein theoretisches Potenzial. Ob die hier ermittelten nutzbaren Flächenanteile in der Praxis wirklich erreicht werden, bleibt zu untersuchen. Aufgrund der aktuellen Förderinstrumente ist jedoch davon auszugehen, dass gewisse Anlagen hinsichtlich eines hohen Eigenverbrauchsanteils von PV-Strom wirtschaftlich optimiert werden. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass nicht die gesamte nutzbare Fläche ausgeschöpft wird. Weiter wurden alle Dachflächen mit Standardmodulen belegt, welche eine Fläche von 1.7 m^2 aufweisen. Die nutzbaren Flächenanteile können sich bei anderen Modulgrössen verändern. Eine Steigerung der nutzbaren Flächenanteile könnte z.B. durch kleinere Module erreicht werden, da damit Randeffekte minimiert werden können. Die aktuellen Trends zeigen jedoch in die Richtung von zunehmenden Modulgrössen (Kloos, 2022).
- In diversen Städten und Gemeinden ist eine Begrünung von Flachdächern vorgesehen. Dabei werden PV-Anlagen zunehmend gegen Süden ausgerichtet (anstelle von Ost-West) und die Reihenabstände zwischen den Modulen vergrössert. Wird beispielsweise ein Reihenabstand von einer Reihenbreite gewählt, reduziert sich das Potenzial eines Flachdaches gegenüber unseren Annahmen um rund die Hälfte.
- Die Stromerträge aus Sonnendach.ch wurden auf einen Modulwirkungsgrad von 20 % skaliert und berücksichtigen eine Performance Ratio von 80 %. Davon abweichende Modulwirkungsgrade verändern das Potenzial linear zur Änderung des Wirkungsgrads. Eine allfällige Degradation der Module ist nicht berücksichtigt. Aufgrund weiterhin steigender Wirkungsgrade ist jedoch davon auszugehen, dass der Effekt der Degradation durch technologische Fortschritte kompensiert werden kann.

Die Investitions- und Gestehungskosten wurden basierend auf marktüblichen Preisen zum Zeitpunkt des Berichts abgeschätzt. Eine wahrscheinliche Kostenreduktion von PV-Anlagen in Zukunft wurde zusätzlich quantifiziert. Einzelne Anlagen können von diesen marktüblichen Preisen abweichen.

4.2 Sensitivität der Ergebnisse

Beim in bisherigen Studien eingesetzten Modulwirkungsgrad von 17 % entspräche das Potenzial aus dieser Studie 45.6 TWh/a (± 1.6 TWh/a). Bereits heute beträgt der typische Modulwirkungsgrad rund 20 %

(Bucher, 2021). Dies zeigen auch die Modultrends des Grosshändlers Solarmarkt (Kloos, 2022). Der technologische Fortschritt mit zunehmenden Wirkungsgraden wird somit in der Tendenz zu einem höheren Potenzial führen, welches durch die Degradation der Module wiederum geringfügig reduziert wird.

Wird das Ausschlusskriterium für die minimale Einstrahlung zur Nutzung einer Dachfläche von aktuell 1000 kWh/m²/a verändert, hat dies einen enormen Einfluss auf das Potenzial (Abbildung 29).
Ein Ausschluss von Dachflächen mit einer Einstrahlung < 1100 kWh/m²/a hat eine Reduktion um 8.1 TWh/a zur Folge, womit das Potenzial in diesem Fall 45.5 TWh/a beträgt. Dies entspricht einem um 15 % geringeren Potenzial als bei der hier verwendeten Minimalanforderung. Bei einer minimalen Einstrahlung von 1200 kWh/m²/a würde das Potenzial noch stärker auf 32.9 TWh/a reduziert.
Werden hingegen nur Dachflächen mit einer Einstrahlung < 900 kWh/m²/a ausgeschlossen, erhöht sich das Potenzial um 5.8 TWh/a auf insgesamt 59.4 TWh/a. Die Potenzialberechnung reagiert damit sehr sensitiv auf das Ausschlusskriterium für eine minimale Einstrahlung auf die Dachfläche.

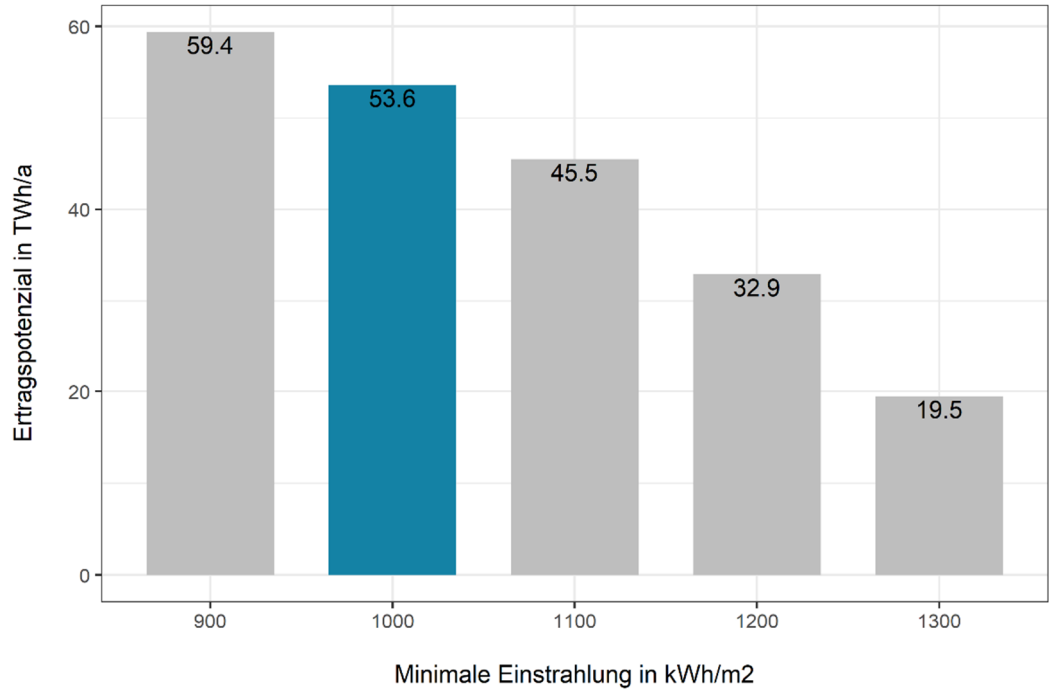


Abbildung 29: Einfluss des Ausschlusskriteriums minimale Einstrahlung von Dachflächen auf das Ertragspotenzial der Schweiz. Die Basis bildet eine minimale jährliche Einstrahlung von 1000 kWh/m²/a (blau). Die anderen Ausschlusskriterien zeigen die Sensitivität des Ertrags bei der Wahl anderer minimaler Einstrahlungen. Modulwirkungsgrad 20 %, Performance Ratio 80 %.

Bei einer jährlichen Einstrahlung von 1000 kWh/m² ergibt sich mit einem Modulwirkungsgrad von 20 % und einer Performance Ratio von 80 % ein spezifischer Anlagenertrag von 800 kWh/kWp (vgl. Kapitel 2.1). Dieser spezifische Ertrag liegt zwar unter dem heutigen Durchschnitt von rund 975 kWh/kWp (Hostettler, 2020; Hostettler & Hekler, 2021), aufgrund der sinkenden Kosten ist jedoch damit zu rechnen, dass künftig auch Standorte mit heute unterdurchschnittlichem Ertrag finanziell attraktiv werden.

4.3 Investitions- und Gestehungskosten

Die Berechnung der Investitions- und Gestehungskosten basiert auf marktüblichen Installationskosten im Jahr 2020 für schlüsselfertige Aufdach-Anlagen. Diese marktüblichen Preise bilden das mittlere Preisniveau ab. Die Installationskosten für einzelne Anlagen können stark davon abweichen. So wichen zum Beispiel die Quartile 0.25 und 0.75 im Jahr 2020 um ± 15-20 % vom Median ab (Guillaume et al., 2021). Höhere Kosten sind insbesondere bei Speziallösungen (dachintegrierte Anlagen oder Anlagen mit besonders hohen Ansprüchen an die Ästhetik) zu erwarten. Im Gegenzug sind beispielsweise bei Neubauten unterdurchschnittliche Installationskosten möglich (Guillaume et al., 2021).

Wird nur ein Teil des gesamten Photovoltaik Potenzials auf Dachflächen ausgeschöpft, beispielsweise 34 TWh/a gemäss den Energieperspektiven 2050+ (Szenario ZERO Basis), hängen die gesamten Kosten zu dieser Ausschöpfung stark davon ab, auf welchen Dachflächen PV-Anlagen installiert werden. Die Gesamtkosten zur Umsetzung sind wesentlich tiefer, wenn primär PV-Anlagen auf grossen Dachflächen installiert werden. Bei einer Realisierung von 34 TWh/a auf den grössten verfügbaren Dachflächen beläuft sich die erforderliche Nettoinvestition (Investition abzüglich Fördergelder) auf 31 Milliarden Franken. Dagegen beträgt die Nettoinvestition bei einer Ausschöpfung aus allen Grössenkategorien von Anlagen zu gleichen Teilen 40 Milliarden Franken.

4.4 Ausschöpfung des nutzbaren Dachflächenanteils

Über die gesamte Stichprobe wurde beim Bau von PV-Anlagen in den Jahren 2017 bis 2021 lediglich 49 % der potenziellen Anlagenfläche genutzt. Setzt sich die Ausschöpfung von Potenzialen weiterhin in dieser Grössenordnung fort, können bei einem Bau von PV-Anlagen auf sämtlichen in der Schweiz verfügbaren und geeigneten Dachflächen lediglich 26.2 TWh (49 % des Gesamtpotenzials) an jährlichem Produktionspotenzial erschlossen werden. Dazu müssten jedoch rund 95 % der Gebäude in der Schweiz über eine PV-Anlage verfügen. Ob alle Gebäudebesitzer vom Bau einer PV-Anlage überzeugt werden können, bleibt jedoch offen.
Gemäss den Energieperspektiven 2050+ soll die Photovoltaik bis 2050 jährlich 34 TWh (Szenario Zero Basis) bis 39 TWh (Szenario Zero A) liefern. Bei einer Ausschöpfung von rund der Hälfte des Potenzials auf Dachflächen können diese Ziele nicht erreicht werden, auch wenn alle geeigneten Dachflächen für PV-Anlagen genutzt werden. Somit müssten zusätzlich PV-Anlagen an Fassaden, auf Infrastrukturen oder Freiflächen gebaut werden. Wird davon ausgegangen, dass sich nicht alle Gebäudebesitzer für den Bau von PV-Anlagen überzeugen lassen, steigt der Bedarf an alternativen Flächen für PV-Anlagen weiter an.

Die Resultate der vorliegenden Untersuchung zeigen, dass das Potenzial bei Gebäuden mit kleiner Dachfläche teilweise zu über 100 % ausgeschöpft wird. Dies ist hauptsächlich auf die Nutzung von Dachflächen zurückzuführen, welche gemäss den hier angewendeten Kriterien (Einstrahlung und Dachgrösse) als nicht geeignet gelten. Das Potenzial von kleinen Dachflächen könnte somit geringfügig unterschätzt sein. Diese Unterschätzung ist hauptsächlich in der Kategorie Steildach 20-50 m^2 zu erwarten, welche mit 5.1 TWh/a aber lediglich 9.5 % des Gesamtpotenzials auf Dachflächen ausmacht.
Bei mittleren und grossen Dachflächen zeigt sich jedoch, dass aktuell nur rund 50 % des Potenzials ausgeschöpft werden. Die Auswirkung dieser Teilnutzung auf die Ausschöpfung des Potenzials ist aufgrund der grossen Dachflächen und deren grossem Beitrag zum Gesamtpotenzial der Dachflächen in der Schweiz besonders relevant (90.5 % des Potenzials liegt bei Dachflächen > 50 m^2).
Die Ursachen für die nur teilweise Ausschöpfung des Potenzials können im Rahmen dieser Studie nicht abschliessend geklärt werden. Als Hauptgrund wird jedoch die Förderpraxis mit Einmalvergütungen vermutet, welche den Eigenverbrauch von Strom wirtschaftlich attraktiver als die Rücklieferung an das lokale Energieversorgungsunternehmen macht. Grössere Anlagen erhöhen primär die Rücklieferung, nicht aber den Eigenverbrauch, weshalb vermutlich öfters kleinere Anlagen gebaut wurden als potenziell möglich wäre. Ein Beispiel für einen solchen Anlagenstandort mit einer Teilnutzung der verfügbaren Fläche ist in Abbildung 30 gezeigt.

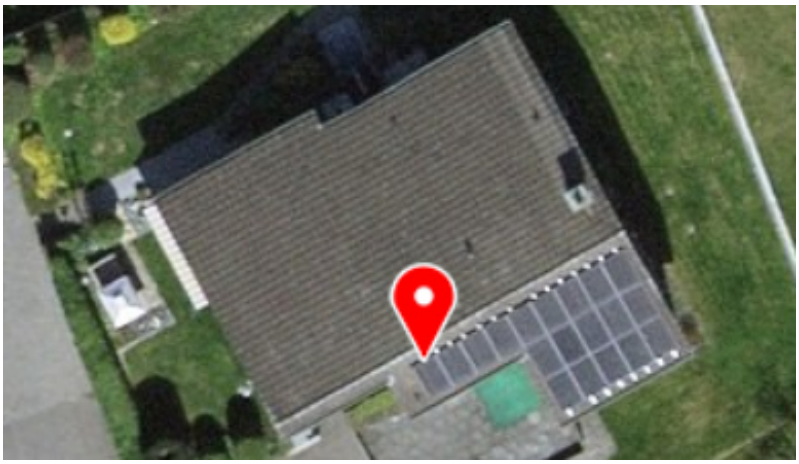


Abbildung 30: Teilnutzung der zur Verfügung stehenden Dachfläche an einem Anlagenstandort. Es wurde lediglich eine (kleine) Dachfläche des Gebäudes mit PV-Modulen belegt, obwohl eine weitere (grössere) Dachfläche gemäss den Eignungskriterien für den Bau einer PV-Anlage geeignet wäre.

Weitere Gründe für den Bau von PV-Anlagen mit geringerer Fläche als bei der Potenzialabschätzung ermittelt, könnten durch folgende Einschränkungen zustande kommen:

– Die Belegung von Dachflächen auf Satellitenbildern erlaubt das Erkennen von diversen Hindernissen, möglichweise aber nicht allen Hindernissen und deren exaktem Standort auf der Dachfläche. Zusätzlich kann der Umgang mit Verschattungen im Einzelfall von der angewendeten Methodik abweichen.
– Auf Flachdächern können neben der hier ermittelten Maximalbelegung (vgl. Kapitel 2.4) teilweise Süd-Aufständerungen mit Reihenabständen eingesetzt worden sein. Dadurch verringert sich die Ausschöpfung des Potenzials. Weiter können lokale Anforderungen wie z.B. eine Begrünungspflicht von Flachdächern die Ausschöpfung des Potenzials limitieren.
– Die Belegungen berücksichtigen keine Limitierung von Dächern durch die Statik oder durch für andere Zwecke freigehaltene Flächen (ausgenommen bestehende Dachterrassen).
– Die Raumplanungsverordnung schreibt vor, dass PV-Anlagen bewilligungsfrei realisiert werden können, wenn diese als kompakte Fläche zusammenhängen (RPV Art. 32a). Dieser Aspekt wird durch zusammenhängende Flächen von mindestens drei Modulen in der Belegung zumindest teilweise berücksichtigt (vgl. Kapitel 2.4). Die lokal unterschiedliche Auslegung dieser Vorschrift kann in der Praxis vom hier gewählten Vorgehen abweichen.
– Die bestehende Netzanschlussleistung kann die Ausschöpfung des Potenzials ebenfalls limitieren. Dieser Aspekt wurde bei der Modulbelegung nicht berücksichtigt.

Zu einer verstärkten Ausschöpfung des Potenzials sollten entsprechende Anreize zur vollständigen Nutzung von (grossen) Dachflächen geschaffen werden. Diesbezüglich befindet sich aktuell eine Änderung der Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien in der Vernehmlassung. Diese Änderung sieht mehrere Massnahmen vor, um den Bau grösserer PV-Anlagen zu begünstigen (UVEK, 2022). Einerseits sollen die Grundbeiträge für Anlagen in der Leistungsklasse von 2-5 kWp auf 200 Fr. pro Anlage abgesenkt und für Anlagen ab 5 kWp aufgehoben werden. Im Gegenzug wird der Leistungsbeitrag für Anlagen unter 100 kWp um 30 Fr./kW erhöht, was den Bau von grösseren Anlagen attraktiver machen soll. Andererseits sollen neu gebaute Anlagen oder Anlagenerweiterungen mit einer Leistung von weniger als 150 kWp und ohne Eigenverbrauch mit einer hohen Einmalvergütung von 450 Fr./kWp unterstützt werden. Für Anlagen ab 150 kWp und ohne Eigenverbrauch sollen höhere Investitionsbeiträge im Rahmen von Auktionsverfahren beantragt werden können. Mit den vorgeschlagenen Massnahmen sollen bisher nicht oder nur wenig ausgeschöpfte Potenziale wegen einem geringen oder fehlenden Eigenverbrauch erschlossen werden.
Die Ausschöpfung des Potenzials bei Grossanlagen ist volkswirtschaftlich betrachtet sinnvoll, da die Gestehungskosten bei grösseren Anlagen tendenziell geringer sind als bei kleineren Anlagen (vgl. Kapitel 3.4 und Abbildung 20).
Alternativ könnte die vollständige Nutzung (grosser) Dachflächen durch höhere Einspeisevergütungen oder eine gleitende Marktprämie begünstigt werden, wie beispielsweise in Deutschland oder Frankreich. Dadurch würde die Planungssicherheit für Anlagenbetreibende erhöht und eine Förderung wäre lediglich bei tiefen Preisen auf dem Strommarkt nötig.

5. Take Home Messages

Aus den vorgestellten Resultaten und deren Diskussion gehen folgende Punkte als besonders wichtig hervor:

1. Auf den für Photovoltaik grundsätzlich geeigneten Schweizer Dächern lässt sich im Durchschnitt 60% (± 2 %) der Dachfläche mit PV-Modulen belegen. Dies entspricht einer für PV nutzbaren Gesamtfläche von 264 km^2 (± 9km^2). Die restlichen Flächenanteile sind nicht nutzbar und werden z.B. durch Hindernisse, andere Nutzungen (insbesondere Dachterrassen), Abstände zu Dachrändern, Verschattungen und komplexe Dachgeometrien verursacht.
2. Der nutzbare Anteil von Dachflächen hängt von der Dachart ab: Er ist bei Steildächern mit durchschnittlich 63 % höher als bei Flachdächern mit 53 %.
3. Die Dachgrösse hat vor allem bei den Steildächern einen grossen Einfluss auf den nutzbaren Anteil von Dachflächen. Bei den kleinsten Steildächern mit 20-50 m^2 Dachfläche liegt dieser im Mittel bei 56 %, bei den Steildächern > 300 m^2 hingegen bei 81 %.
4. Das Gesamtpotenzial für Photovoltaik auf Dachflächen wird bei einem Modulwirkungsgrad von 20 % und einer Performance Ratio von 0.8 auf 53.6 TWh/a (± 1.9 TWh/a) geschätzt. Bisherige Studien rechneten in der Regel mit einem Modulwirkungsgrad von 17 % was gemäss der hier angewendeten Methode zu einem Potenzial von 45.6 TWh/a (± 1.6 TWh/a) führen würde.
5. Das Gesamtpotenzial reagiert sehr sensitiv auf die getroffene Annahme zur Minimalanforderung der Einstrahlung. Eine Erhöhung der Minimalanforderung an die jährliche Einstrahlung von 1’000 kWh/m^2 auf 1’100 kWh/m^2, führt zu einer Reduktion des Potenzials um 15 % auf 45.5 TWh/a.
6. Bei einer vollständigen Ausschöpfung des Potenzials würden praktisch alle Gebäude in der Schweiz auf mindestens einer Dachfläche über eine PV-Anlage verfügen.
7. Die Gestehungskosten für PV-Strom auf den in der Potenzialstudie enthalten Dachflächen werden beim heutigen Preisniveau auf 4 bis 14 Rp./kWh geschätzt. Rund 65 % des Potenzials (34.9 TWh/a) lässt sich mit Gestehungskosten von weniger als 6.5 Rp./kWh erzeugen.
8. Eine vollständige Ausschöpfung des Potenzials auf Dachflächen würde bei heutigem Preisniveau zu Nettoinvestitionen in der Höhe von 85 Milliarden Franken führen. Durch zukünftige Kostenreduktionen kann eine Nettoinvestition von rund 59 Milliarden Franken erwartet werden. Werden PV-Anlagen prioritär auf grossen Dachflächen gebaut und diese vollständig belegt, lassen sich die Investitionskosten weiter reduzieren.
9. In den Jahren 2017 bis 2021 wurden beim Bau von PV-Anlagen lediglich 49 % der potenziellen Anlagenflächen mit Modulen belegt. In der Tendenz werden die Potenziale bei kleinen Dachflächen stärker ausgeschöpft als bei grossen Dachflächen.

6. Literatur

Assouline, D., Nahid, M., & Scartezzini, J.-L. (2018). Large-scale rooftop solar photovoltaic technical potential estimation using Random Forests. *Applied Energy*, *217*, 189–211. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.118

Basler und Hofmann AG & ZHAW. (2015). *Betriebskosten von PV-Anlagen—Effektive Kosten und Ausblick*. BFE.

BFE. (o. J.). *Sonnendach.ch*. https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/

BFE. (2021). *Elektrizitätsproduktionsanlagen*. Bundesamt für Energie, Bern. https://opendata.swiss/de/dataset/elektrizitatsproduktionsanlagen

Bucher, C. (2021). *Photovoltaikanlagen: Planung, Installation, Betrieb* (1. Auflage). Faktor Verlag.

Bundesamt für Energie. (2018). *ENERGIESTRATEGIE 2050 NACH DEM INKRAFTTRETEN DES NEUEN ENERGIEGESETZES*. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050.html

Bundesamt für Energie. (2021). *Schweizerische Elektrizitätsbilanz—Monatswerte*. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html

energieschweiz. (o. J.). *Kosten- und Nutzenrechner für Ihre Solaranlage*. Kosten- und Nutzenrechner für Ihre Solaranlage. Abgerufen 1. Juni 2022, von https://www.energieschweiz.ch/solarrechner/

energieschweiz. (2021). *Referenzpreise Photovoltaikanlagen*.

Fraunhofer ISE. (2022). *PHOTOVOLTICS REPORT*. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf

Guillaume, M., Sauter, Y., & Jacqmin, F. (2021). *Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2020*. http://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10552

Hostettler, T. (2019). *Markterhebung Sonnenenergie 2018 Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. SWISSSOLAR. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2018.pdf

Hostettler, T. (2020). *Markterhebung Sonnenenergie 2019 Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. SWISSSOLAR. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2019.pdf

Hostettler, T., & Hekler, A. (2021). *Statistik Sonnenenergie*. Bundesamt für Energie, Bern. https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10539

IRENA. (2019). *Future of solar photovoltaic*. /Publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic. https://www.irena.org/publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic

Kloos, S. (2022). *Modultrend: Grössere Zellen, mehr Leistung, grössere Module*. Solarmarkt. https://www.solarmarkt.ch/de/solarwissen/modultrend

Mayer, J. N. (2015). *Current and Future Cost of Photovoltaics* (S. 82). Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. https://www.agora-energiewende.de/en/publications/current-and-future-cost-of-photovoltaics/

Moro, N., Sauter, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2021, Januar). *Das Schweizer Solarstrompotenzial auf Dächern. Eine Analyse anhand von Sonnendach.ch*. https://www.zhaw.ch/de/lsfm/institute-zentren/iunr/ecological-engineering/erneuerbare-energien/solarenergie/photovoltaik-solarstrompotenzial-auf-daechern-schweiz/

Portmann, M., Galvagno-Erny, D., Lorenz, P., Schacher, D., & Markus Portmann, David Galvagno-Erny, Priska Lorenz, David Schacher, Rolf Heinrich. (2019). *Sonnendach.ch und Sonnenfassade.ch: Berechnung von Potenzialen in Gemeinden*. Bundesamt für Energie (BFE).

Prognos AG, INFRAS AG, TEP Energy GmbH, & Ecoplan AG. (2021). *Energieperspektiven 2050+ Technischer Bericht Gesamtdokumentation der Arbeiten* (S. 501). Bundesamt für Energie BFE, Bern. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html#kw-104436

Remund, J., Albrecht, S., & Stickelberger, D. (2019). *Das Schweizer PV-Potential basierend auf jedem Gebäude*. Meteotest & Swissolar. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Tagungen/PV-Tagung_2019/Medien/190325Solarpotenzial_CH_JanRemund_lang.pdf

suva. (2022). *Sicher zu Energie vom Dach Montage und Instandhaltung von Solaranalagen*. https://www.suva.ch/de-CH/material/Dokumentationen/sicher-zu-energie-vom-dach-montage-und-instandhaltung-von-solaranlagen-44095d4095440954

Swissolar. (2013). *Gestaltungsempfehlungen für Solaranlagen*. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Fachleute/Solarwaerme_Merkblaetter/23001_Gestaltungsempfehlungen_Solaranlagen_d.pdf

UVEK. (2022). *Erläuternder Bericht zur Revision der Energieförderungsverordnung*. https://www.fedlex.admin.ch/filestore/fedlex.data.admin.ch/eli/dl/proj/2022/8/cons_1/doc_13/de/pdf-a/fedlex-data-admin-ch-eli-dl-proj-2022-8-cons_1-doc_13-de-pdf-a.pdf

Walch, A., Castelloa, R., Mohajerib, N., & Scartezzini, J.-L. (2020). Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty. *Applied Energy*, *262*(114404). https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114404

Anhang

Ergänzende Grafiken

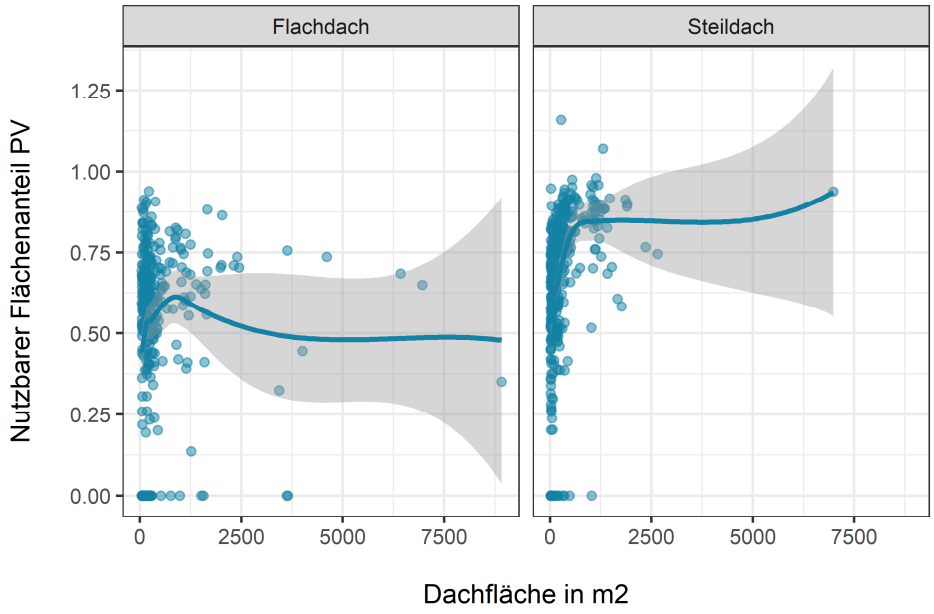


Abbildung 31: Nutzbarer Flächenanteil für Photovoltaik in Abhängigkeit der Dachfläche. Es handelt sich um die gesamte Stichprobe (n = 650 Dachflächen). Nutzungsgrade von 0 % sind auf nicht belegbare Dachflächen zurückzuführen (Terrassen etc.) zurückzuführen. Nutzbare Anteile > 1 sind möglich, da die mittels Orthofotos ermittelte Modulfläche der Dachfläche aus Sonnendach.ch gegenübergestellt wird.

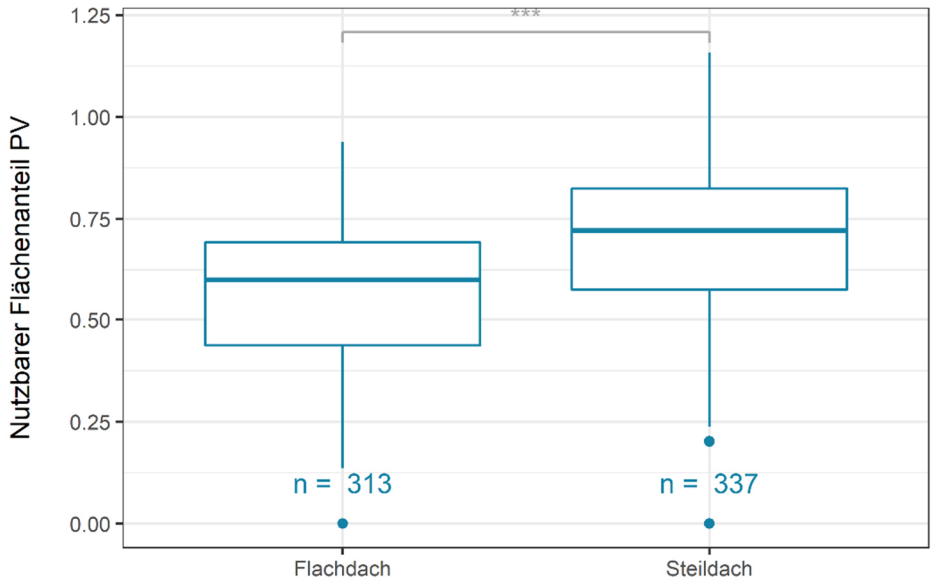


Abbildung 32: Nutzbare Flächenanteile für PV bei Flach- und Steildächern. Die gesamte Stichprobe umfasst 650 Dachflächen, n entspricht der jeweiligen Anzahl Dachflächen pro Dachart. (***) Die Steildächer haben gemäss Wilcox-Test einen höchst signifikant grösseren nutzbaren Flächenanteil als Flachdächer ($p < 0.001$).Die horizontalen Linien der Boxplots zeigen die 0.25-, 0.5- und 0.75-Quartile.

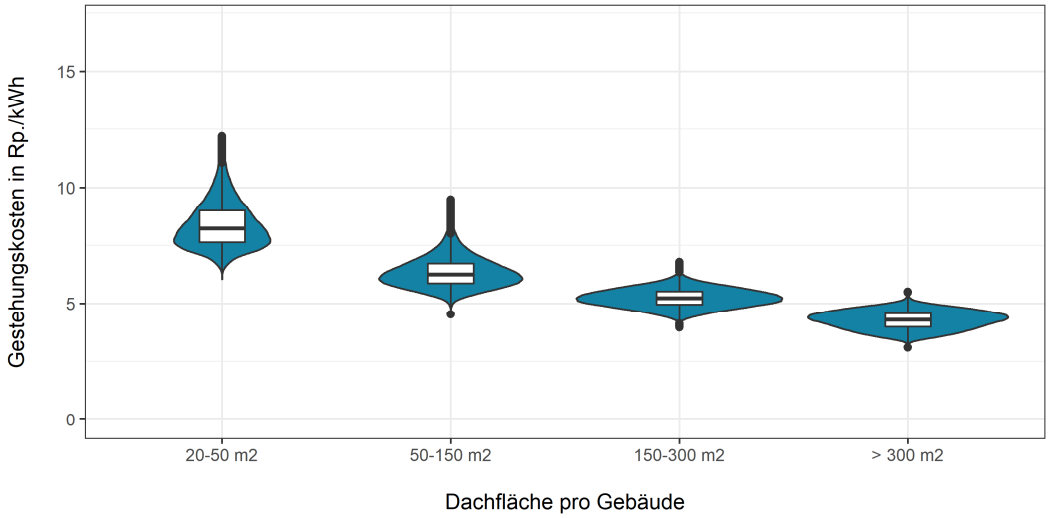


Abbildung 33: Verteilung der Gestehungskosten pro Anlage nach Dachfläche pro Gebäude unter Berücksichtigung der Netto-Investition (Investition abzüglich Einmalvergütung) und einer Lebensdauer von 30 Jahren. Die Horizontalen Linien der Boxplots zeigen die Quartile 0.25, 0.5 und 0.75. Die blauen Violinen-Plots zeigen eine Häufigkeitsverteilung von Gestehungskosten innerhalb der Grössenkategorien. Zukünftiges Preisniveau.

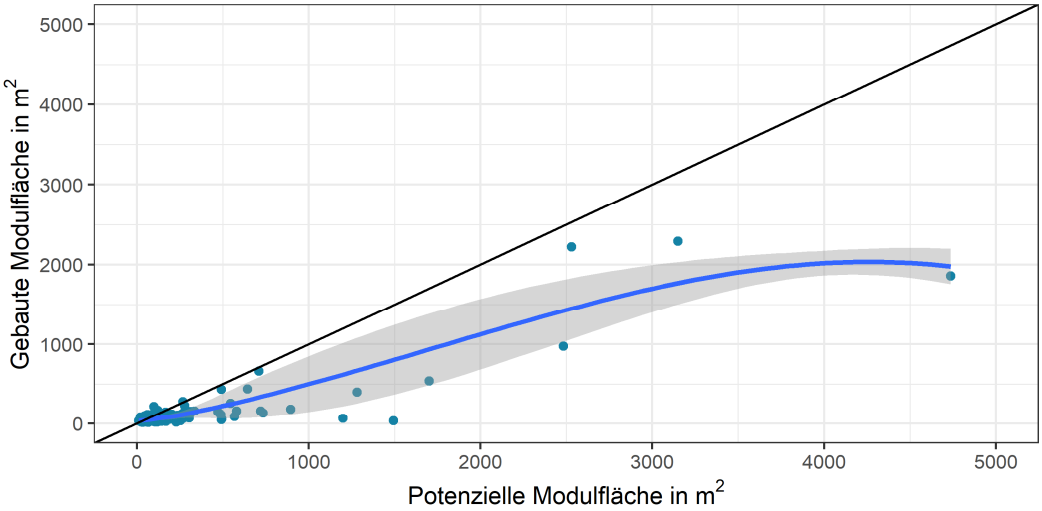
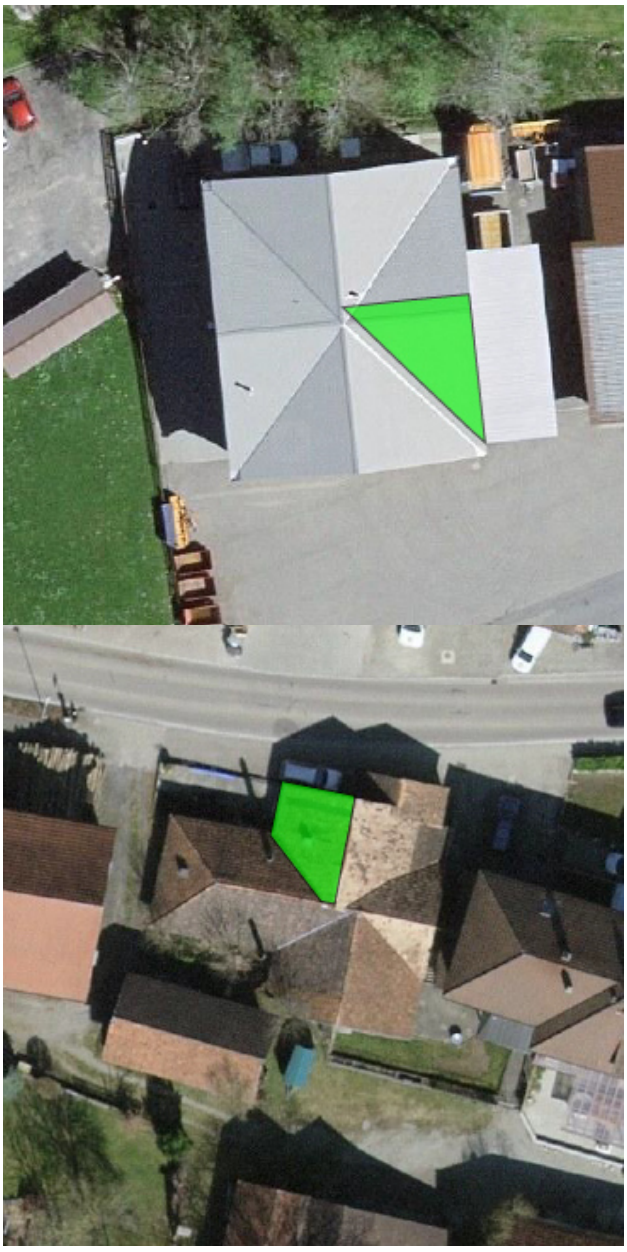
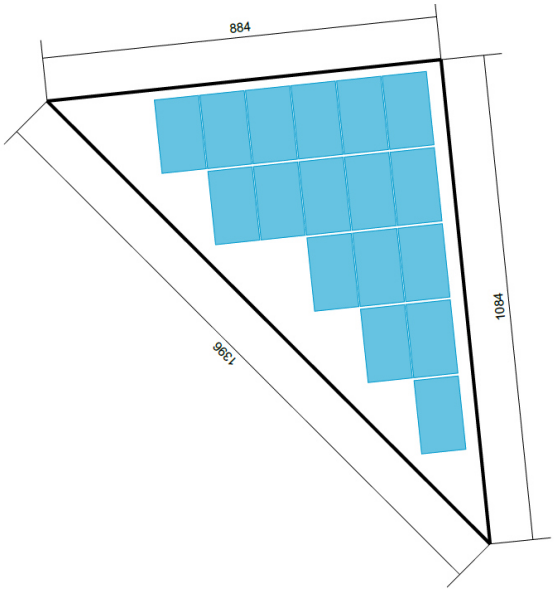


Abbildung 34: Gegenüberstellung der potenziellen Modulfläche gemäss Methode der Dachbelegungen und der gebauten Modulfläche in m2. Die diagonale Linie entspricht einer Ausschöpfung von 100 %. Die Ausschöpfung des Potenzials sinkt zunehmender potenzieller Modulfläche.
Blaue Linie: LOESS-Funktion (lokal gewichtete Regression) zur Bildung eines gleitenden Mittelwerts.

Auswahl an Dachbelegungen

Abbildung 35 bis Abbildung 41 zeigen Beispiele von Dachbelegungen für jede Dachflächenkategorie. Die grünen Flächen markieren die untersuchte Dachfläche des Gebäudes. Diese werden teilweise leicht verschoben angezeigt, was jedoch keinen Einfluss auf die Belegung der Dachflächen hat. Auf eine Angabe der Koordinaten oder Adressen wird aus Datenschutzgründen verzichtet. Der komplette digitale Anhang (Stichprobe und alle Belegungspläne als PDF inkl. Adressen) kann auf Anfrage bei den Autoren bestellt werden.





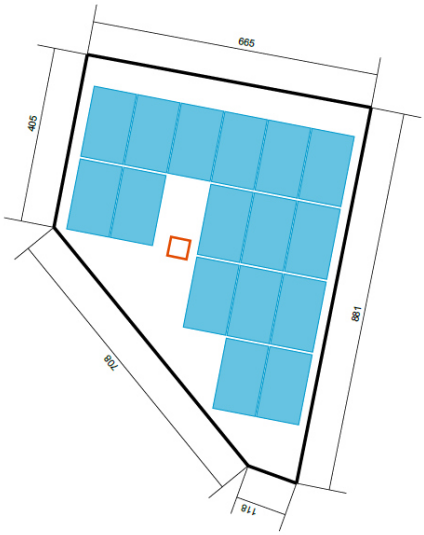


Abbildung 35: Beispiele von Dachbelegungen bei zwei Steildächern in der Grössenkategorie 20-50 m^2. Links: Satellitenbild mit grün markierter Dachfläche. Rechts: Modulbelegung mit Dachabmessungen und Hindernissen (orange).
Oben: Dachfläche = 48.2 m^2, Modulfläche = 28.2 m^2, nutzbarer Dachflächenanteil PV = 58.5 %. Unten: Dachfläche = 46.8 m^2, Modulfläche = 26.6 m^2, nutzbarer Dachflächenanteil PV = 56.8 %.

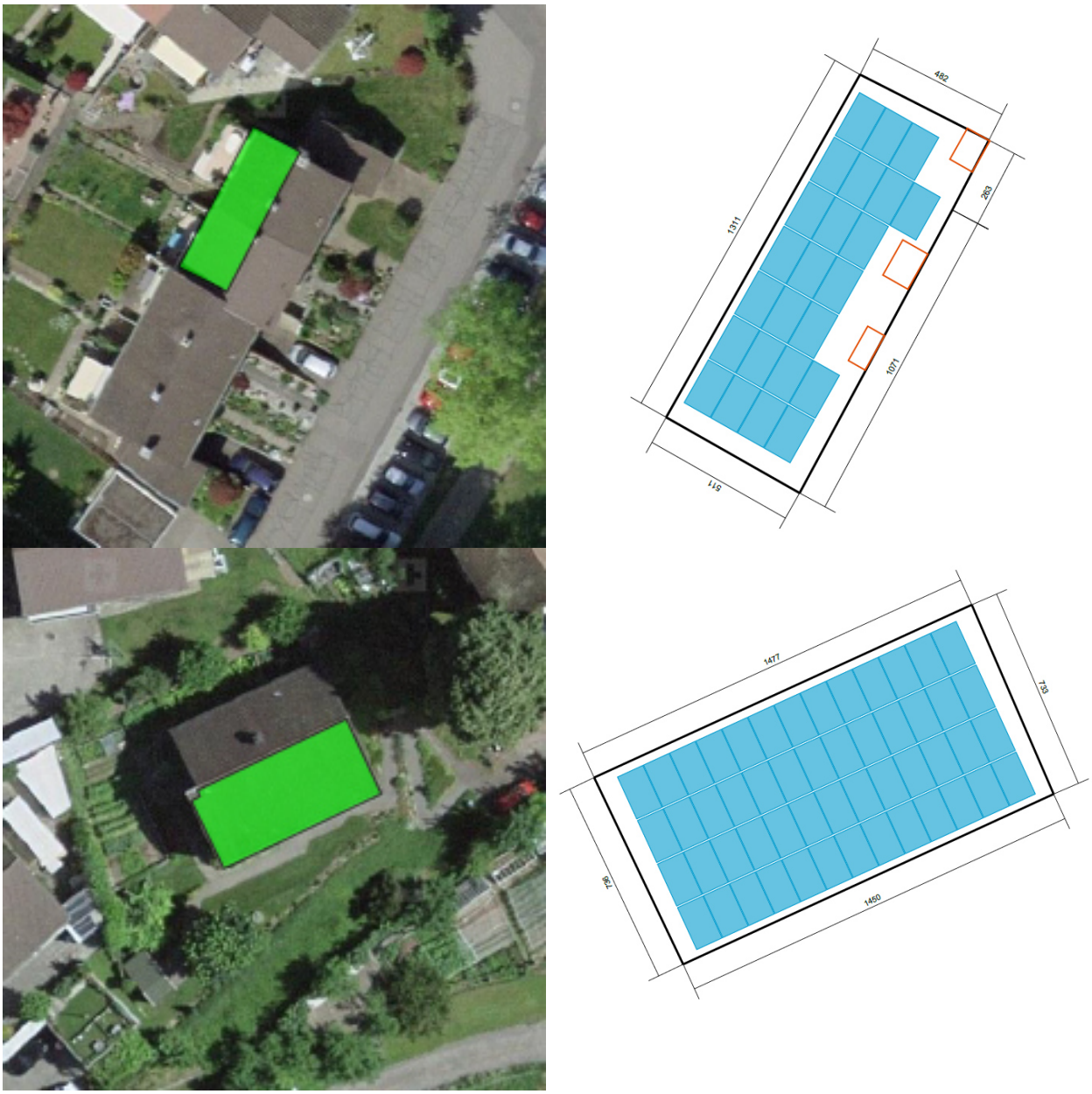


Abbildung 36: Beispiele von Dachbelegungen bei zwei Steildächern in der Grössenkategorie 50-150 m^2. Links: Satellitenbild mit grün markierter Dachfläche. Rechts: Modulbelegung mit Dachabmessungen und Hindernissen (orange).
Oben: Dachfläche = 66.7 m^2, Modulfläche = 39.8 m^2, nutzbarer Dachflächenanteil PV = 59.7 %. Unten: Dachfläche = 106.6 m^2, Modulfläche = 86.3 m^2, nutzbarer Dachflächenanteil PV = 80.9 %.

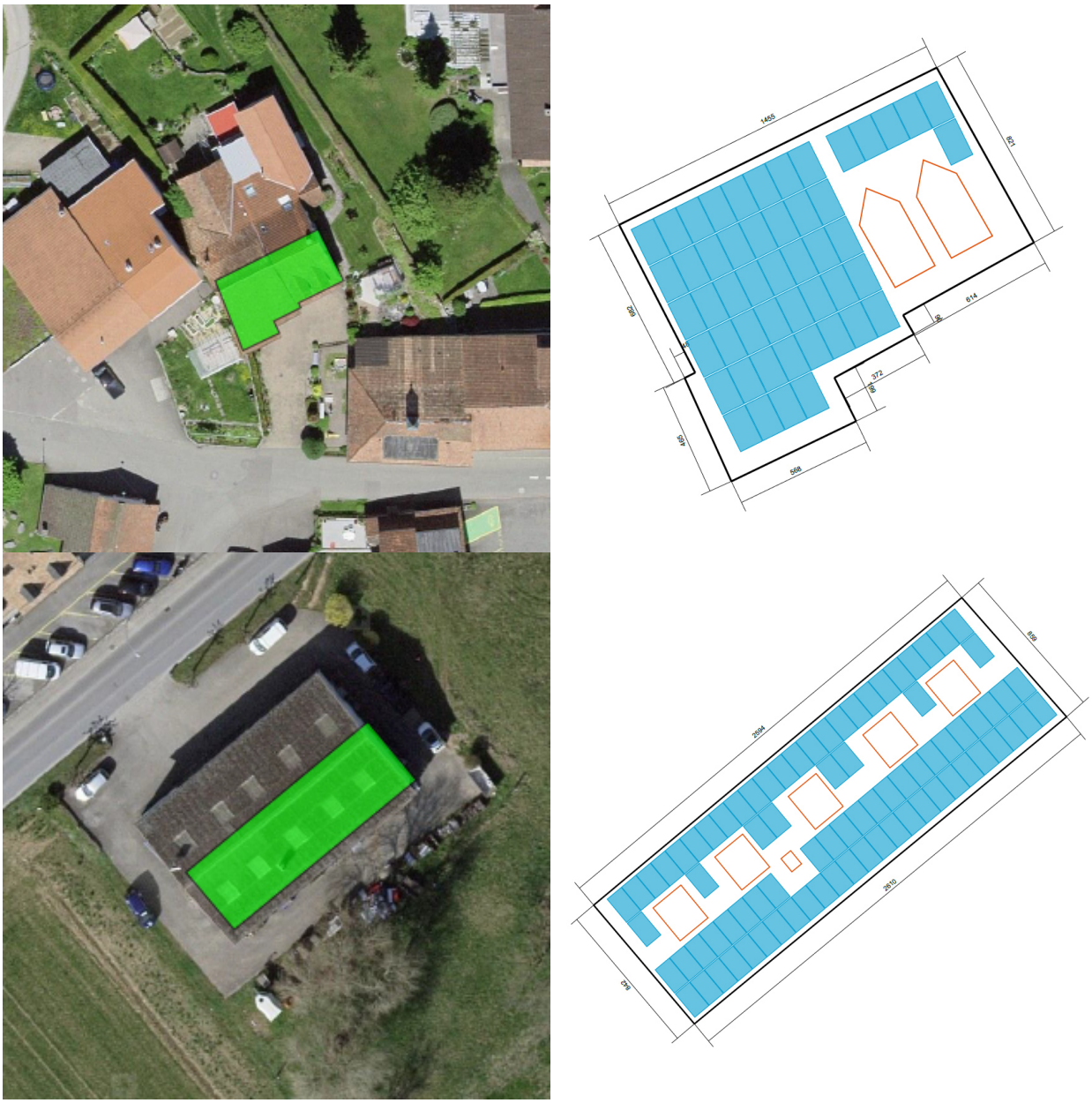


Abbildung 37: Beispiele von Dachbelegungen bei zwei Steildächern in der Grössenkategorie 150-300 m^2. Links: Satellitenbild mit grün markierter Dachfläche. Rechts: Modulbelegung mit Dachabmessungen und Hindernissen (orange).
Oben: Dachfläche = 156.3 m^2, Modulfläche = 83.0 m^2, nutzbarer Dachflächenanteil PV = 53.1 %. Unten: Dachfläche = 220.8 m^2, Modulfläche = 132.8 m^2, nutzbarer Dachflächenanteil PV = 60.1 %.

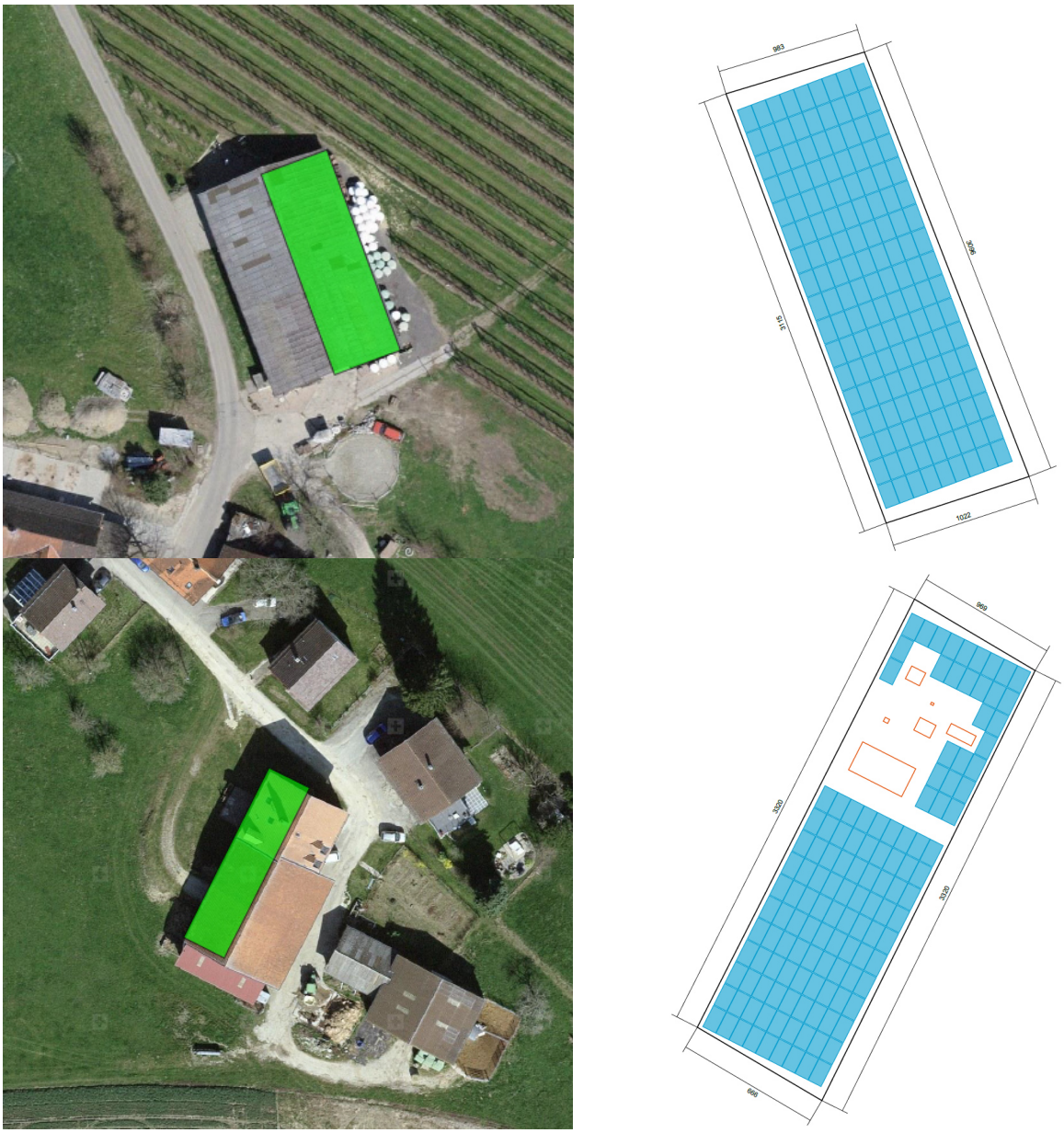


Abbildung 38: Beispiele von Dachbelegungen bei zwei Steildächern in der Grössenkategorie > 300 m^2. Links: Satellitenbild mit grün markierter Dachfläche. Rechts: Modulbelegung mit Dachabmessungen und Hindernissen (orange).
Oben: Dachfläche = 317.4 m^2, Modulfläche = 254.0 m^2, nutzbarer Dachflächenanteil PV = 80.0 %. Unten: Dachfläche = 309.3 m^2, Modulfläche = 212.5 m^2, nutzbarer Dachflächenanteil PV = 68.7 %.

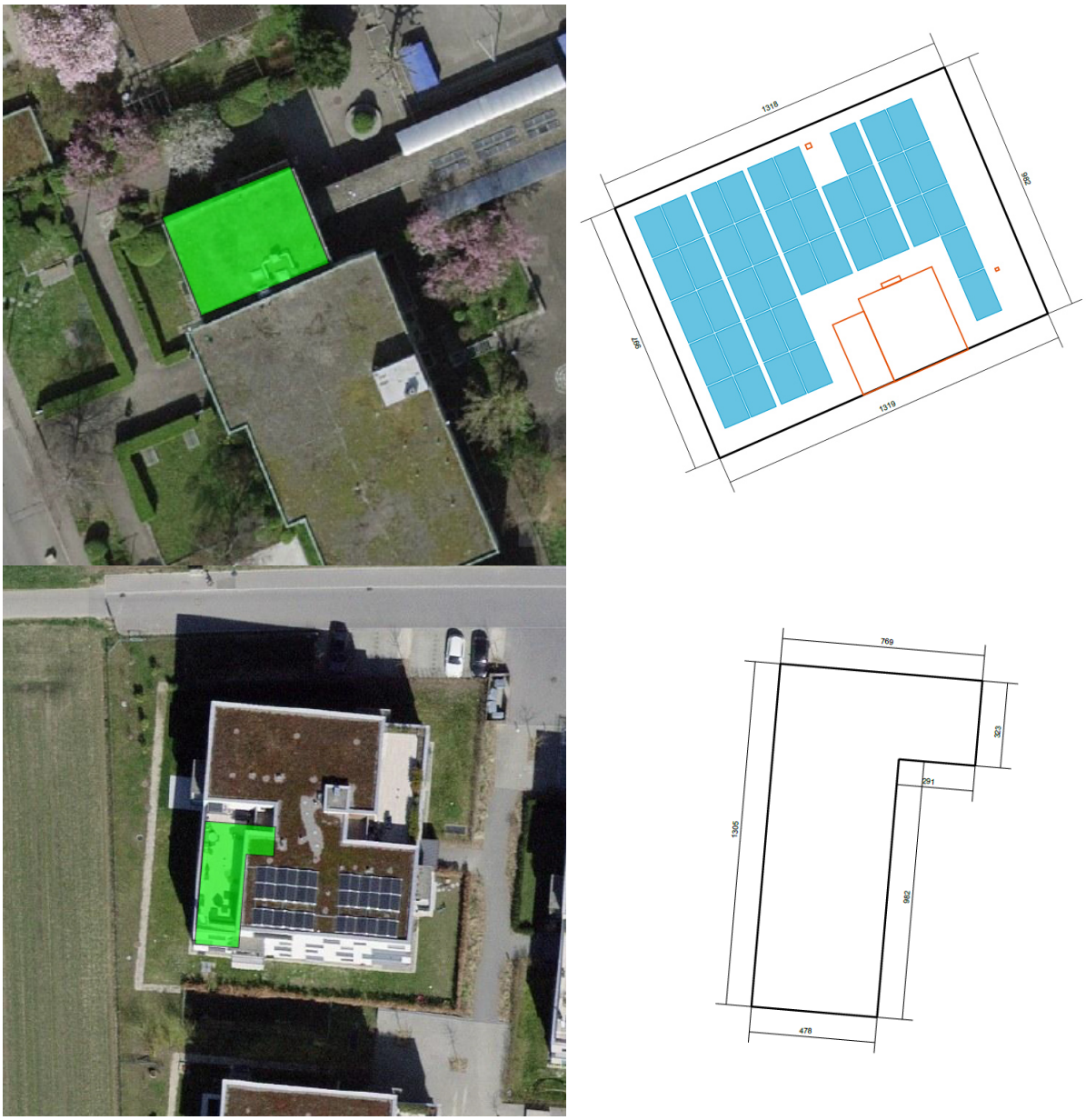


Abbildung 39: Beispiele von Dachbelegungen bei zwei Flachdächern in der Grössenkategorie 50-150 m^2. Links: Satellitenbild mit grün markierter Dachfläche. Rechts: Modulbelegung mit Dachabmessungen und Hindernissen (orange).
Oben: Dachfläche = 121.4 m^2, Modulfläche = 64.7 m^2, nutzbarer Dachflächenanteil PV = 53.3 %. Unten: Gesamte Dachfläche ist eine Dachterrasse, nutzbarer Dachflächenanteil = 0 %.

Abbildung 40: Beispiele von Dachbelegungen bei zwei Flachdächern in der Grössenkategorie 150-300 m^2. Links: Satellitenbild mit grün markierter Dachfläche. Rechts: Modulbelegung mit Dachabmessungen und Hindernissen (orange).
Oben: Dachfläche = 205.3 m^2, Modulfläche = 131.1 m^2, nutzbarer Dachflächenanteil PV = 63.9 %. Unten: Dachfläche = 267.0 m^2, Modulfläche = 152.7 m^2, nutzbarer Dachflächenanteil PV = 57.2 %.

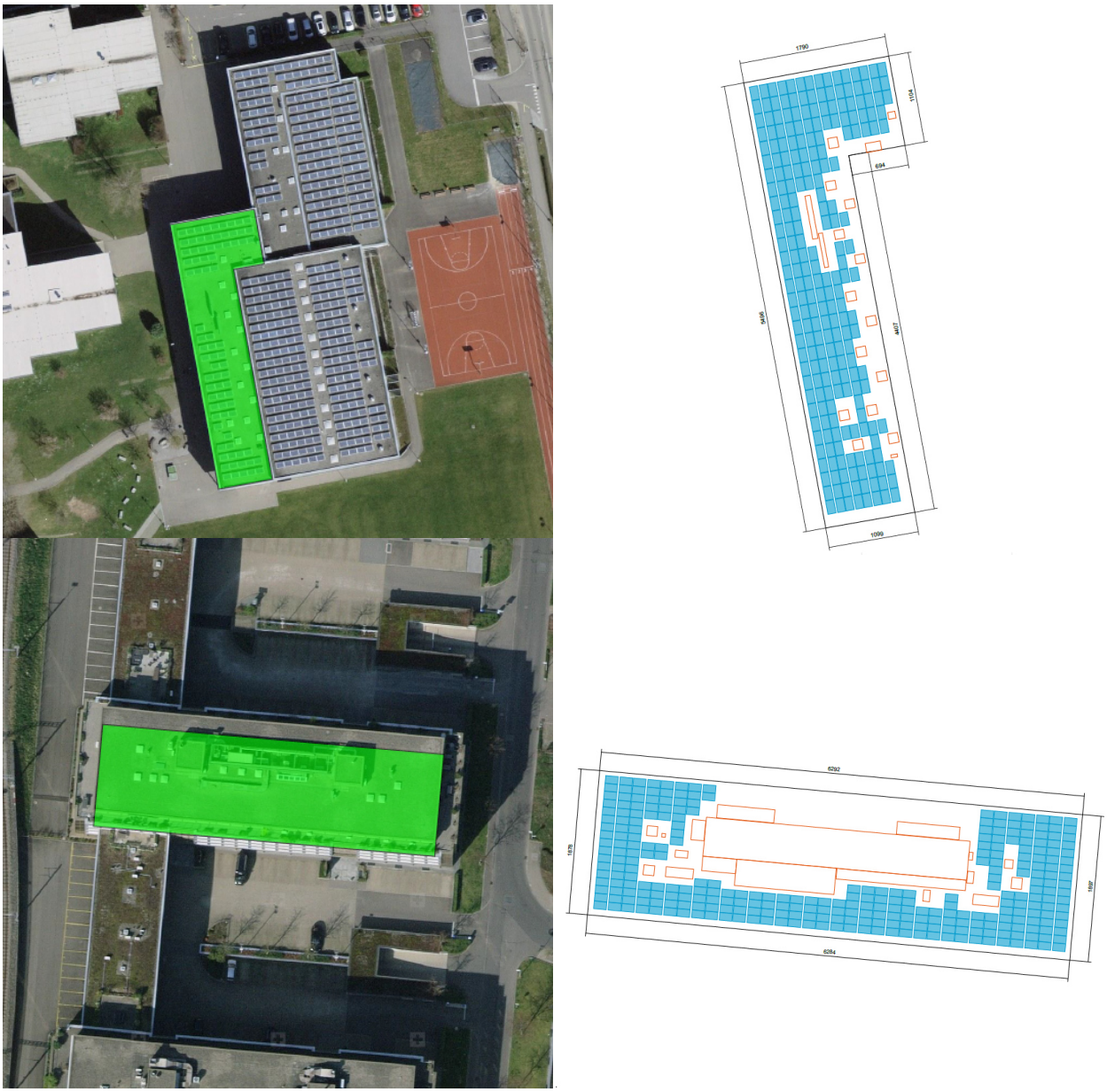


Abbildung 41: Beispiele von Dachbelegungen bei zwei Flachdächern in der Grössenkategorie > 300 m^2. Links: Satellitenbild mit grün markierter Dachfläche. Rechts: Modulbelegung mit Dachabmessungen und Hindernissen (orange).
Oben: Dachfläche = 668.2 m^2, Modulfläche = 385.1 m^2, nutzbarer Dachflächenanteil PV = 57.6 %. Unten: Dachfläche = 1177.5 m^2, Modulfläche = 483.1 m^2, nutzbarer Dachflächenanteil PV = 41.0 %.