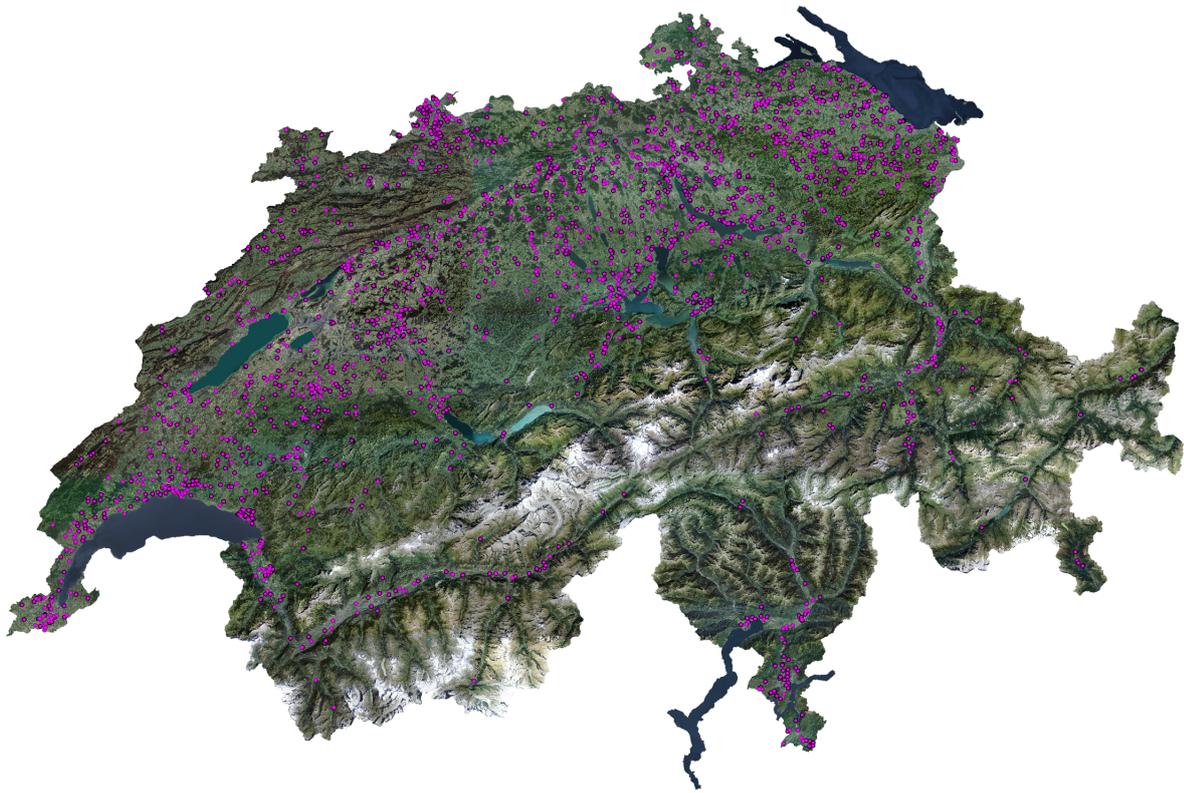


Schlussbericht, 31. Mai 2024

Weiterführung der Performance-Analyse der Schweizer KEV PV-Anlagen 2009 - 2021



Autoren

Loris Casura, TNC Engineering AG

Thomas Vontobel, TNC Engineering AG

Thomas Nordmann, TNC Consulting AG

Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.

Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

1.	Zusammenfassung	5
2.	Ausgangslage	8
3.	Projektziel	8
4.	Methodik	11
4.1	Einführung	11
4.2	Datengrundlagen und -zusammenführung.....	11
4.3	Verfeinerte zeitliche Auflösung der Produktionsdaten.....	12
4.4	Berechnung der wichtigsten Kennzahlen	12
4.5	Erweiterung der Zeitreihen und des Samples	13
4.6	Einordnung der Methodik	14
5.	Neue Datenbank	15
5.1	Mehrnutzen der neuen Datenbank.....	15
5.2	Datenquellen und -beschaffung	15
5.3	Umgang mit unterschiedlicher Datenqualität.....	16
6.	Analyse und Resultate	17
6.1	Performance des Schweizer PV-Anlageparks	17
6.2	Effektiver Jahresertrag im Vergleich zu Annahmen durchschnittliche PV Anlagen	24
6.3	Performance-Abnahme durch Alterung der Anlage	25
6.4	PR-Unterschiede zwischen Anlagen unterschiedlichen Alters (Inbetriebnahmejahr)	27
6.5	Performance- und Ertragsunterschiede zwischen kleinen und grossen Anlagen	27
6.6	Geografische Unterschiede	29
6.6.1	Kantonale Unterschiede	29
6.6.2	Höhenunterschiede	31
7.	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	34
8.	Ausblick	37
8.1	Kontinuierliche Weiterführung und Ergänzung der Datenbank	37
8.2	Zentralisierung der Daten und Datenqualität.....	37
8.3	Vertiefte Auswertungen	37
9.	To Do's für die Energiewende	38

10. Referenzen 39

1. Zusammenfassung

Deutsch

Im vorliegenden Bericht werden die wichtigsten Resultate der Performance-Analyse von Schweizer Photovoltaik-Anlagen im Zeitraum von 2009 bis 2021 präsentiert. Mit einer ausgewerteten Sample, welche mit 386 MW rund 11% der installierten Schweizer PV-Leistung repräsentiert (Stand 2021) und somit statistisch aussagekräftig ist, wurden mit einer von der TNC entwickelten Methodik Auswertungen u.a. in folgenden Bereichen vorgenommen: Generelle Performance des Schweizer Anlageparks, Vergleiche zu statistischen Annahmen, Einflüsse auf die Performance durch Alterung der Anlagen und technologische Fortschritte sowie regionale und überregionale Unterschiede. Dabei sind rund 16k Betriebsjahre ausgewertet worden. Bei den regionalen und überregionalen Unterschieden wurde noch ein besonderes Augenmerk auf die Höhenlage der Anlagen gelegt.

Die entwickelte Methodik führt die erfassten elektrischen Erträge der PV-Anlagen und ihre standortspezifisch berechneten Einstrahlungsverhältnisse, welche auf gemessenen Meteorodaten basieren, systematisch zusammen und wertet die Performance-Ration (PR) aus.

Die Analysen ergeben, dass die Schweizer PV-Anlagen mit einem Mittelwert von 0.7 generell schlechter performen, also noch vor einigen Jahren (PR-Mittelwert 0.75). Diese scheinbare Verringerung kann verschiedene Gründe haben. Einerseits kann die tiefere PR systematischen Fehlern zugrunde liegen, wie bspw. der angepassten Berechnungsmethode für die Solarstrahlungsdaten. Andererseits kann auch eine höhere Anzahl unrealistischer Datensätze mit ins Sample gelangt sein, welche ein verfälschendes Bild aufzeigen (auffällig ist das Jahr 2019). Dennoch werden die Resultate als repräsentativ gewertet. Die effektiv gemessenen elektrischen Jahreserträge über die ausgewerteten Anlagen liegen im untersuchten Zeitraum im Schnitt 2.0% über den Annahmen zu durchschnittlichen PV Anlagen von 950kWh/kWp für «gute» Anlagen. Die Degradation der ausgewerteten PV-Anlagen mit fortschreitenden Betriebsjahren konnte mit 0.2 bis 0.3% pro Jahr nachgewiesen werden, auch über eine die längeren Zeitperioden von nunmehr 12 Jahren. Es ist weiterhin eine lineare Degradation feststellbar.

Die Auswertungen hinsichtlich der geografischen Eigenschaften für einzelne Kantone und Landesregionen haben ergeben, dass zwischen Kantonen und Landesregionen marginale Differenzen bestehen. Die Aussagen sind jedoch aufgrund der teilweise sehr geringen Stichprobengrösse nur wenig belastbar. Somit werden die nachgewiesenen Unterschiede als Tendenz eingestuft. Ähnliches gilt für die Bewertung der Anlagenkennzahlen aufgrund ihrer Höhe. Grundsätzlich zeigen die Trends, dass die spezifischen Erträge der PV-Anlagen mit zunehmender Höhenlage grösser werden. Bei der Performance Ratio zeigt sich ein Unterschied zwischen Winter und Sommer. Im Winter nimmt die PR mit zunehmender Höhe eher ab, im Sommer eher zu. Bei der Einstrahlung verhält es sich so, dass diese im Sommer wie im Winter mit zunehmender Höhe ansteigt, wenn im Winter auch wesentlich steiler. Für Anlagen ab einer Höhe von 1'000m.ü.M. sind nur verhältnismässig wenige Datensätze verfügbar, was zu einer geringen Belastbarkeit der Aussagen führt.

Die Datenqualität ist grösstenteils gut und die Methodik hat sich als robust erwiesen. Einzig für das Jahr 2019 zeigen sich einige eher unrealistische Datensätze und evtl. wäre hier eine genauere Prüfung der Quelldaten notwendig. Verbesserungspotenzial besteht in der Vereinheitlichung und Erfassung der Daten für künftige Auswertungen.

Français

Le présent rapport présente les principaux résultats de l'analyse de performance des installations photovoltaïques suisses pour la période 2009-2021. A l'aide d'un échantillon évalué qui, avec 386 MW, représente environ 11% de la puissance PV installée en Suisse (état 2021) et qui est donc statistiquement significatif, des évaluations ont été effectuées à l'aide d'une méthodologie développée par TNC, entre autres dans les domaines suivants : Performance générale du parc d'installations suisse, comparaisons avec des hypothèses statistiques, influences sur la performance dues au vieillissement des installations et aux progrès technologiques ainsi que différences régionales et suprarégionales. Environ 16k années d'exploitation ont été évaluées. En ce qui concerne les différences régionales et suprarégionales, une attention particulière a été accordée à l'altitude des installations.

La méthodologie développée combine systématiquement les rendements électriques saisis des installations PV et leurs rapports de rayonnement calculés spécifiquement pour chaque site et basés sur des données météorologiques mesurées, et évalue le Performance Ratio (PR).

Les analyses montrent qu'avec une valeur moyenne de 0,7, les installations photovoltaïques suisses sont généralement moins performantes qu'il y a quelques années (valeur moyenne PR de 0,75). Cette baisse apparente peut avoir plusieurs raisons. D'une part, la baisse du PR peut être due à des erreurs systématiques, comme par exemple l'adaptation de la méthode de calcul des données sur le rayonnement solaire. D'autre part, il est possible que l'échantillon contienne un plus grand nombre de données irréalistes, qui donnent une image faussée (l'année 2019 est particulièrement frappante). Les résultats sont néanmoins considérés comme représentatifs. Les rendements électriques annuels effectivement mesurés sur les installations évaluées se situent en moyenne 2,0% au-dessus des hypothèses relatives aux installations PV moyennes de 950 kWh/kWp pour les "bonnes" installations pendant la période étudiée. La dégradation des installations PV évaluées au fil des années d'exploitation a pu être démontrée à raison de 0,2 à 0,3% par an, même sur une période plus longue de 12 ans. On constate toujours une dégradation linéaire.

Les analyses des caractéristiques géographiques des différents cantons et régions du pays ont montré qu'il existe des différences marginales entre les cantons et les régions du pays. Les conclusions ne sont toutefois pas très fiables en raison de la taille parfois très réduite des échantillons. Les différences constatées sont donc considérées comme des tendances. Il en va de même pour l'évaluation des chiffres clés des installations sur la base de leur montant. En principe, les tendances montrent que les rendements spécifiques des installations PV augmentent avec l'altitude. En ce qui concerne le ratio de performance, on constate une différence entre l'hiver et l'été. En hiver, le PR a tendance à diminuer avec l'altitude, alors qu'il a tendance à augmenter en été. Quant au rayonnement, il augmente avec l'altitude en été comme en hiver, même si la pente est beaucoup plus forte en hiver. Pour les installations situées à plus de 1 000 m d'altitude, les données disponibles sont relativement peu nombreuses, ce qui rend les conclusions peu fiables.

La qualité des données est en grande partie bonne et la méthodologie s'est avérée robuste. Seuls quelques jeux de données plutôt irréalistes apparaissent pour l'année 2019 et il serait peut-être nécessaire de vérifier plus précisément les données sources. Le potentiel d'amélioration réside dans l'uniformisation et la saisie des données pour les évaluations futures.

English

The present report outlines the main results of the performance analysis of Swiss photovoltaic systems from 2009 to 2021. With a sample analyzed representing 386 MW and approximately 11% of the installed Swiss PV capacity (as of 2021) and is thus statistically significant, evaluations were made using a methodology developed by TNC in various areas, including: overall performance of the Swiss PV fleet, comparisons with statistical assumptions, influences on performance due to aging of systems and technological advancements, as well as regional and interregional differences. Within this samples an overall of above 16k operational years are evaluated. For regional and interregional differences, particular attention was paid to the altitude of the installations.

The developed methodology systematically combines the recorded electrical yields of the PV systems and their site-specific irradiation conditions, based on measured meteorological data, and evaluates the performance ratio (PR).

The analyses reveals that Swiss PV systems generally perform worse, with an average PR of 0.7, compared to some years ago (average PR of 0.75 according to last report). This apparent decrease may have various reasons. On one hand, the lower PR could be due to systematic differences such as the newly adapted calculation method for solar irradiance data (updated model). On the other hand, a higher amount of unrealistic data sets may have also entered the sample, giving distorted results (especially for the year 2019). Nonetheless, the results are considered do be representative within these restrictions. The actual measured annual electrical yields from the analyzed systems averaged 2.0% higher than the statistical assumptions of the average “good” PV plant of 950 kWh/kWp over the study period. The degradation of the analyzed PV systems with advancing operational years was demonstrated at 0.2 to 0.3% per year, also over the increased period of observation of up to 12 years. The decrease is still on a linear scale. Evaluations of the geographical characteristics for individual cantons and regions of the country showed marginal differences between cantons and regions of the country. However, due to the sometimes very small sample size, the statements are to be used with caution and the differences identified are considered trends of minor magnitude. The same applies to the evaluation of system indicators based on their height above sea level. Overall, the trends show that specific yields of PV systems increase with altitude. regarding the PR, there is a difference between winter and summer. In winter, the PR decreases with altitude, while it increases in summer. As for irradiance, it increases with altitude in both summer and winter, but much more steeply in winter. For systems above an altitude of 1'000 meters above sea level, relatively few data sets are available, leading to low reliability of the statements.

Data quality is mostly good, and the methodology has proven to be robust. However, there are some potentially unrealistic data sets for the year 2019, and a more thorough examination may be warranted. There is room for improvement in standardizing and collecting data for future evaluations.

2. Ausgangslage

2015/2016 wurde von der TNC Consulting AG eine effiziente Mess- und Analysemethode entwickelt und vorgestellt, um den elektrischen Ertrag, die Performance und die Funktionstüchtigkeit einer grossen Anzahl von Schweizer Photovoltaik-Anlagen zu untersuchen. Mit der entwickelten Methode konnten erstmals die Performance Ratio (PR) und die elektrischen Erträge der in der Schweiz im Bundesförderprogramm KEV (Kostendeckende Einspeisevergütung) betriebenen PV-Anlagen statistisch relevant erfasst und analysiert werden. Die Analyse ergab, dass die PV-Anlagen in der Schweiz bis dahin generell eine gute Performance aufweisen und der Durchschnitt knapp über 0.75 liegt. Auch die spezifischen Erträge lagen etwas mehr als 2% über den Annahmen der damaligen KEV von 950kWh/kWp für gute PV-Anlagen. Es wurden auch weitere Resultate zu Fragestellungen bezüglich Degradation, jährliche PR-Erhöhungen durch technologische Fortschritte und regionalen Unterschieden in der Schweiz präsentiert.

Der vorliegende Schlussbericht baut auf dem letzten Bericht zur Performance-Analyse der Schweizer KEV PV-Anlagen vom 14. Dezember 2018 auf. Der Bericht untersuchte die Zeitperiode von 2009 bis 2016 und bildet die Basis für den vorliegenden Schlussbericht, welcher zeitlich und anzahlmässig erweiterte Datensätze beinhaltet. Die im vorliegenden Bericht präsentierten Resultate beziehen sich auf effektiv an Swissgrid bzw. die Pronovo AG rapportierten elektrischen Erträge von aktuell 2'897 ausgewerteten Schweizer KEV PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 386 MWp. Dieser Betrag entspricht ca. 11% der im Jahr 2021 landesweit installierten PV-Nennleistung. Die analysierten Anlagen beziehen sich auf die Zeitperiode von 2009 bis 2021, verteilen sich über alle Landesregionen und verfügen über unterschiedliche Nennleistungen und Inbetriebnahme-Zeitpunkte. Die bereits behandelten Fragestellungen aus dem letzten Bericht sollen fortgeführt werden. Neue Fragestellungen, welche dem aktuellen Umfeld für Photovoltaikanlagen in der Schweiz entsprechen, sollen ebenfalls untersucht werden. Hierbei geht es insbesondere um die Performance von Anlagen in höhergelegenen Bereichen. [1]

3. Projektziel

Die aus den Analysen gewonnenen Erkenntnisse werden national publiziert und diskutiert. Die Resultate stehen der Schweizer Energiebranche und allen Beteiligten des PV-Sektors ihren jeweiligen Bedürfnissen entsprechend zur Verfügung. Aus den Resultaten können entsprechende Handlungsempfehlungen abgeleitet, Annahmen verifiziert und nötigenfalls angepasst sowie Trends und Entwicklungen rechtzeitig erkannt werden, insbesondere auch im Hinblick auf den zu erwartenden künftigen Zuwachs an alpinen, sehr grossen, PV-Anlagen im Schweizer Strommix.

Im Rahmen einer fortgeführten periodischen Erweiterung der Datensätze könnten die bisherigen Erkenntnisse bezüglich des Ertrags und der Performance von Schweizer PV-Anlagen in Zukunft zeitnah weiter verifiziert und fortlaufend verfeinert werden, sowohl von Marktteilnehmern als auch von der Politik. Insbesondere sind lange Zeitreihen einer statistisch relevanten Anzahl von PV-Anlagen, welche Aussagen betreffend Degradation der Performance von PV-Anlagen im Feld über die Laufzeit erlauben, besonders wertvoll. Insgesamt könnte damit ein Beitrag zu verbesserten Entscheidungsgrundlagen für die Energiepolitik und für Unternehmen der Branche geleistet werden. Aus den Erkenntnissen könnten sich auch neue relevante Fragestellungen für zukünftige Untersuchungen oder Forschungsbereiche ergeben. Idealerweise werden diese mit weiteren Marktdaten des Energiemarktes ergänzt und verbunden.

Als Auftragsziel wurde definiert, eine verbesserte Erfassung, Auswertung und Darstellung von gemessenen Betriebsdaten aus Schweizer PV-Anlagen zu erreichen, um auf statistisch relevanten Datensätzen basierende Auswertungen von effektivem Ertrag und Performance vornehmen zu können. Dabei werden aufgrund der Datenschutzerfordernisse keine einzelnen Anlagen untersucht, sondern nur aggregierte Resultate ausgewertet.

Konkrete Fragestellungen wurden unter anderem für die folgenden Themenbereiche definiert:

- a) Performance Ratio (PR) Analyse für den Schweizer PV-Anlagenpark.
- b) Effektiv gemessener Jahresertrag im Vergleich zu statistischen Annahmen durchschnittlicher PV Anlagen in der Schweiz
- c) PR-Unterschiede durch Alterung und Degradation der Anlagen.
- d) PR-Unterschiede von jungen im Vergleich zu alten Anlagen (durch Technologiefortschritt).
- e) PR-Unterschiede von kleinen Anlagen im Vergleich zu grossen Anlagen.
- f) PR- und Ertragsunterschiede in unterschiedlichen Landesregionen.
- g) PR- und Ertragsunterschiede von höher gelegenen Anlagen im Vergleich zu tiefer gelegenen Anlagen.
- h) Anlagen mit hohem Winterstromertrag.

Die Themenbereiche (a) – (f) und (h) konnten aufgrund der erfassten Daten ausführlich analysiert werden. Die Ergebnisse dieser Analysen werden im Kapitel 0 «

Analyse und Resultate» dargestellt und umfassend ausgeführt.

Die Genauigkeit der Daten der erfassten Anlagenstandorte lässt keine zuverlässige Auswertung der Fragestellung (g) zu. Die Standorte sind im System von Pronovo anhand ihrer Adresse erfasst und im Arbeitsablauf erfolgt die Umwandlung dieser Adressen in Koordinaten automatisch. Anhand von Stichprobenkontrollen der ausgegebenen Koordinaten wurde festgestellt, dass, insbesondere bei PV-Anlagen im alpinen Bereich, unzutreffende Adressen hinterlegt sind oder ungenaue Koordinaten ausgegeben werden. Bspw. ist es für Anlagen auf Bergstationen von Luftseilbahnen nicht möglich, eine Adresse zu hinterlegen. Um die erwähnte Fragestellung zuverlässig auszuwerten, müssten die Anlagen manuell identifiziert und die entsprechenden Koordinaten hinterlegt werden, was mit Zusatzaufwand verbunden wäre. Eine Hinterlegung der Koordinaten bereits bei der Anmeldung der PV-Anlage wäre wünschenswert.

Zusätzliche Fragen, welche an die hier vorliegenden Resultate anknüpfen könnten, werden im Unterkapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** «**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**» ausgeführt. Die entwickelte Datenbank könnte für vertiefte Untersuchungen zu einzelnen Aspekten (z.B. Technologie von Modulen und Wechselrichter) mit anderen Datenbanken (z.B. Moduldatenbank, Wechselrichterdatenbank) zusammengeführt werden, um anhand der Kombination dieser Daten weitere Rückschlüsse, z.B. im Bereich Degradation und Entwicklung der Performance, ziehen zu können. Voraussetzung sind zuverlässige Angaben zu den eingesetzten Produkten. Ebenso ist eine Kombination mit weiteren Marktdaten aus dem Schweizer Strommarkt denkbar, so zum Beispiel Swiss Energy Charts.

4. Methodik

4.1 Einführung

Mit dem von TNC entwickelten Auswertungsprozess kann die Qualität der Schweizer PV-Anlagen in einer umfassenden Betrachtung analysiert werden. Der Fokus liegt dabei auf einer möglichst effizienten sowie kostengünstigen Datenbeschaffung und -verarbeitung und einer daraus resultierenden einfachen Betrachtungsweise über eine grosse und wachsende Anzahl von PV-Anlagen. Dieses Vorgehen ist als Ergänzung zu detaillierten messtechnischen und analytischen Auswertungen einzelner PV-Anlagen zu verstehen.

Aus der breiten Datenbasis können statistisch relevante Erkenntnisse und Aussagen über den Einfluss verschiedener Faktoren wie z.B. Anlagegrösse, Inbetriebnahmejahr, technischer Fortschritt, Alterung, Degradation und Standort auf den Ertrag und die Performance gemacht werden. Auffällige Projekte mit spezifisch hohem bzw. tiefem Ertrag oder klar von der Masse abweichender Performance können mit geringem Aufwand identifiziert und bei Bedarf für weiterführende Untersuchungen genutzt werden. Dies in Abwägung gegenüber dem Datenschutz von einzelnen Anlagen und Besitzern.

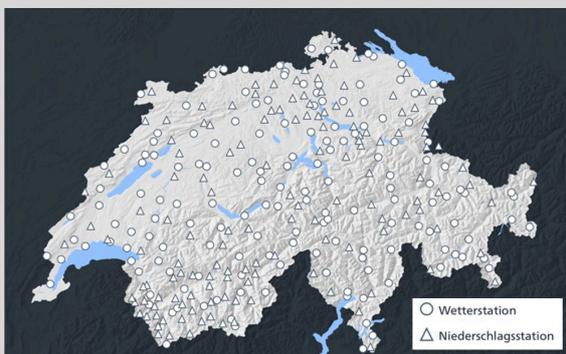
Der etablierte Ansatz generiert demnach einen bedeutenden Mehrwert für die umfassende Auswertung der in der Schweiz betriebenen PV-Anlagen. Im Kern verbindet der Prozess systematisch Daten aus unterschiedlichen Quellen, insbesondere die Ertragsdaten von Swissgrid und Pronovo AG (Herkunftsnachweissystem) und standortspezifisch gemessenen und umgerechneten (d.h. nicht simulierten) Solarstrahlungsdaten durch die Firma Meteotest AG. Die Methodik erlaubt somit eine effiziente und realitätsnahe Auswertung des Schweizer PV-Anlagenparks.

4.2 Datengrundlagen und -zusammenführung

Die elektrischen Erträge der erfassten KEV PV-Anlagen werden auf systematische Weise kombiniert mit einer individuellen Berechnung der Einstrahlungsverhältnisse am PV-Anlagestandort unter Berücksichtigung der objektspezifischen Seiten- und Anstellwinkel sowie des lokalen Horizonts. Als Grundlage für diese standortspezifischen Berechnungen der Einstrahlungswerte dienen die gemessenen Strahlungsdaten der schweizweit rund 160 automatischen Meteomesstationen von MeteoSchweiz. Basierend auf diesen gemessenen (nicht simulierten) Strahlungsdaten werden die standortspezifischen Einstrahlungsverhältnisse berechnet. Ausgeführt werden die Berechnungen mit der Software Meteororm (v 8) von der Meteotest AG. Die Berechnungen der Strahlungsdaten aus dem ersten Bericht sind mit der Version 7.3 erfolgt. Aus Konsistenzgründen sind die Daten übernommen und nicht neu berechnet worden. Es kann daher zu Abweichungen kommen, welche durch die verwendete Softwareversion bedingt sind.

Die elektrischen Erträge werden basierend auf dem Herkunftsnachweissystem (HKN) erfasst. Die Zusammenführung der Daten erfolgt dann in der von TNC spezifisch für diese Methodik entwickelten Datenbank. [2]

Referenz-Strahlung



- 160 Automatische Wetterstationen
- Gemessene Solareinstrahlung und Umgebungstemperatur
- Lokalisierung, Horizontalwinkel und Neigungswinkel
- Berücksichtigung von topografischen Informationen
- Berechnete Werte für alle PV-Anlagen von Meteotest AG



$$PR = Y_f / Y_{ref}$$

Abbildung 1: Methodik der Datenzusammenführung und des Umrechnungsprozesses

Die gemessenen Daten aus dem Meteonetz werden für jede Modulfläche einer PV-Anlage standortspezifisch für die Berechnung der Solarstrahlungsdaten verwendet

4.3 Verfeinerte zeitliche Auflösung der Produktionsdaten

Die Bestimmung der Performance basiert auf der Periodizität der gemeldeten Produktionsdaten. Mittlerweile erfolgt die Meldung der Produktionsdaten für die meisten Anlagen monatlich, was für eine aussagekräftige Bestimmung der Performance sorgt. Bei einigen Anlagen mit kleiner Nennleistung (typischerweise <30kWp) oder älterem Baujahr ist die Auflösung geringer (bspw. quartalsweise Meldung der Produktionsdaten). Bei Anlagen mit nicht monatlicher Auflösung kann die bereits entwickelte Berechnungsmethode verwendet werden, um die monatliche Performance anhand von interpolierten Ertragswerten zu bestimmen. Dieser Bearbeitungsschritt wird in Zukunft voraussichtlich vermehrt durch direkte Erhebungen von Monatsdaten sowie automatische Übermittlung ersetzt werden. Eine Automatisierung der Datenübermittlung in hoher zeitlicher Auflösung führt somit langfristig zu einer höheren Datenqualität. Die Handhabung der Datenmengen bedingt bei noch höherer zeitlicher Auflösung einen anderen Ansatz in der Umsetzung (Datenbank).

4.4 Berechnung der wichtigsten Kennzahlen

Die wichtigsten Kennzahlen werden in der Datenbank für alle Anlagen einheitlich berechnet. Grundlage für die Berechnungen sind die Standards der IEA. Verschiedene Fragestellungen betreffend Performance und potenzieller Einflussfaktoren werden dann ausgewertet, untersucht und schliesslich dokumentiert.

Abkürzung	Beschreibung	Einheit
ETU	Energie To Utility, eingespeiste Energie	kWh
Y_f	Anlagenertrag normiert auf Nennleistung mit Jahres- und Monatswerten	kWh/kWp

Y_{ref}	Referenzertrag, standortspezifischer potentieller Ertrag basierend auf Solarstrahlung bezogen auf Anlagengrösse	kWh/kWp
PR	Performance Ratio = Y_f/Y_{ref}	-
$P0$	Nennleistung der PV-Anlagen (gesamthaft und für Teilflächen)	kWp

Tabelle 1: Übersicht der wichtigsten Kennzahlen aus der Datenbank (IEA PVPS Standards)

4.5 Erweiterung der Zeitreihen und des Samples

Die 2015 erfassten 1'170 PV-Anlagen mit insgesamt 112.9 MWp und Inbetriebnahmejahren zwischen 2009 und 2014 sind für die Auswertungen im Bericht von 2018 um die Ertragswerte für die zwei Betriebsjahre 2015 und 2016 auf der Zeitachse erweitert worden. Dieser Zusatz ermöglicht längere, durchgehende Zeitreihen und somit belastbarere Aussagen für allgemeine Entwicklungen und Tendenzen.

Zusätzlich zu den 1'170 erfassten Anlagen wurden für die vorliegende Auswertung 488 neue PV-Anlagen mit Inbetriebnahmejahren 2014 oder 2015 und einer Nennleistung von 93.9 MWp aufgenommen. Damit sind zusätzliche Produktionsdaten (vollständige Jahreswerte) für 2015 und 2016 nutzbar. Mit dieser Erweiterung des Samples wurden ca. 12% der Schweizer PV-Nennleistung abgedeckt. Tabelle 2 zeigt die zusammengefassten Werte in der Spalte «Phase 2». [1]

Die bisherigen Untersuchungen der Performance für den Schweizer PV-Anlagenpark lassen sich in drei Phasen unterteilen.

In Phase 1 wurden im Jahr 2015 1'170 PV-Anlagen mit einer gesamten Leistung von 112.9MWp in die Datenbank integriert und zur Untersuchung ausgewählt. Diese Anlagen wurden zwischen 2009 und 2014 in Betrieb genommen. Die Ertragswerte der Jahre 2015 und 2016 wurden schliesslich in die Auswertung miteinbezogen. Die verlängerte Zeitreihe erlaubte belastbarere Aussagen für allgemeine Entwicklungen und Tendenzen.

In Phase 2 wurden 488 weitere PV-Anlagen mit einer gesamten Leistung von 93.9MWp in die Datenbank integriert und in die Untersuchung mit aufgenommen. Diese Anlagen wurden in den Jahren 2014 und 2015 in Betrieb genommen. Die Erweiterung des Samples ermöglichte die Auswertung zusätzlicher Produktionsdaten für die Jahre 2015 und 2016. Die Integration der Anlagen deckt, zusammen mit den Anlagen aus Phase 1 und bezogen auf das Referenzjahr 2016, 12% der Schweizer Photovoltaik Nennleistung ab.

Für die Weiterführung der Performance-Analyse im Rahmen des vorliegenden Berichts wurden für sämtliche bisher untersuchten Anlagen (Phase 1 und Phase 2) neue Ertragswerte bis ins Jahr 2021 untersucht. Dazu wurden weitere 1'239 PV-Anlagen mit einer Nennleistung von 179.1 MWp in die Datenbank integriert. Diese zusätzlichen Anlagen der Phase 3 wurden in den Jahren 2018 bis 2019 in Betrieb genommen. Diese erweiterte Stichprobe deckt, bezogen auf das Referenzjahr 2019, 15% der Schweizer Photovoltaik Nennleistung ab. Mit den vorliegenden Daten bietet sich die Möglichkeit, Anlagen mit Technologieunterschieden von bis zu 10 Jahren zu vergleichen (Inbetriebnahme zwischen 2009 und 2019). In Anbetracht der rapiden technologischen Fortschritte bietet die Untersuchung der Phase 3 einen signifikanten Mehrwert.

	Phase 1	Phase 2	Phase 3	Mehrwert
Jahre	2009 – 2014	2009 – 2016	2009 – 2021	+ 3 Jahre
Anzahl PV-Anlagen	1'170	1'658	2'897	+ 1'239
Leistung	112.9 MWp	206.8 MWp	385.9 MWp	+ 179.1 MWp
%-Anteil Nennleistung des Schweizer PV-Anlageparks	8% (Ref. 2014)	12% (Ref. 2016)	11% (Ref. 2021)	+ 3%

Tabelle 2: Datenerweiterung der Phase 3

4.6 Einordnung der Methodik

Es wird grundsätzlich zwischen einer analytischen und einer globalen Untersuchung von PV-Anlagen unterschieden.

Für die analytische, also vertiefte Untersuchung werden einzelne PV-Anlagen vor Ort mit (geeichten) Messinstrumenten an unterschiedlichen Stellen im System ausgestattet und Referenzzellen für die Erfassung der Solarstrahlung installiert. Die damit erhobenen Messdaten werden analysiert und auf Wirkungsgrad, Verluste und Performance hin geprüft und ausgewertet. Primäre Vorteile dieser Untersuchungsart sind detaillierte Erkenntnisse zum System und dessen Komponenten, primäre Nachteile sind aufwendige Messeinrichtungen sowie die Verfügbarkeit, respektive Zugänglichkeit von verlässlichen Daten.

In einer globalen, also breiten, Analyse werden primär die Ertragsdaten einer grossen Anzahl von Anlagen ausgewertet. Dazu werden zumeist stark vereinfachte Werte zur verfügbaren Solarstrahlung verwendet. Typische Beispiele dieser Untersuchungsart sind Auswertungen ab Wechselrichter oder Anlageüberwachungen. Der primäre Vorteil dieser Untersuchungsart ist die grosse verarbeitete Datenmenge, primäre Nachteile sind potenziell uneinheitliche Berechnungen und eingeführte Messfehler in der Solarstrahlung und/oder der Energiemessung.

Mit der eingesetzten Methodik werden die zwei Untersuchungsarten miteinander kombiniert, eine systematische Datenerfassung und -verarbeitung eingeführt und insofern eine Verbreiterung der Datenstichprobe (Samples) ermöglicht. Damit wird eine breitere und robustere Datengrundlage verfügbar, welche annähernd repräsentativ die PV-Anlagen in der gesamten Schweiz abdeckt. Auffälligkeiten können damit schneller identifiziert und weiter analysiert werden, um aufschlussreiche Spezialfälle von fehlerhaften Ausreissern zu unterscheiden. Die angewendete Methodik stellt damit einen Mittelweg zwischen den bislang vorhandenen Auswertungsformen dar.

5. Neue Datenbank

Im Rahmen des ersten Teilauftrags wurde von der TNC 2015/2016 eine Datenbankanwendung erstellt, in welcher Datensätze aus den unterschiedlichen Quellen (elektrische Produktionsdaten von Swissgrid/Pronovo AG und Angaben zur gemessenen und umgerechneten Sonneneinstrahlung von MeteoSchweiz/Meteotest AG) zusammengeführt werden, um aus dieser Verknüpfung weiterführende Auswertungen und Erkenntnisse ziehen zu können. In der ersten Auswertung von 2015 lag der Fokus auf einheitlichen Datensätzen von PV-Anlagen mit nur einer Modulfläche (einheitliche Ausrichtung und Neigung) pro Netzeinspeisepunkt.

5.1 Mehrnutzen der neuen Datenbank

Mit der Verlängerung der Zeitreihen um weitere zwei Betriebsjahre für die bereits erfassten Anlagen, der Erweiterung der Datensätze um mehrere hundert zusätzliche und neue Anlagen sowie Erkenntnissen aus den Erfahrungen der ersten Auswertungen sind zusätzliche Anforderungen an die Datenbank definiert worden.

Seit der Überarbeitung der Datenbank 2017/2018 können nun auch komplexere PV-Anlagenstrukturen (z.B. Anlagen mit mehreren Teilflächen, d.h. mit unterschiedlichen Ausrichtungen und Anstellwinkeln oder Erweiterungen) korrekt analysiert werden. Dazu werden die Produktionsdaten pro Einspeisepunkt mittels eines über die Nennleistung gewichteten Wertes der Solarstrahlung pro Teilfläche der PV-Anlage aufgeteilt.

Die vorhandenen Such- und Auswahlfunktionen der Datenbank werden genutzt und erweitert, um einheitliche Kriterien für die Selektion der auszuwertenden Datensätze sicherzustellen. Damit wird eine höhere Vergleichbarkeit der Auswertungen erreicht und die Nachvollziehbarkeit von Auswahlkriterien zu den Datensätzen steigt. Die überarbeitete Datenbank kann nicht nur präzisere Performance-Daten in feineren zeitlichen Rastern generieren, sondern auch mithilfe unterschiedlicher Exportformate anschauliche Darstellungsformate zum Aufzeigen von gemessenen Phänomenen generieren. Die überarbeitete Datenbank ermöglicht eine robustere Qualität der Berechnungen und entsprechende -auswertungen (z.B. mit verschiedenen Mittelwerten), identifiziert auf effiziente Weise Abweichungen und ermöglicht damit auch eine leichtere Identifikation möglicher Fehler und Fehlerquellen. Schliesslich schafft sie die Grundlage, um künftige Erweiterungen der Datensätze (zeitlicher und anzahlmässiger Natur) einfach zu importieren und somit auf effiziente Weise aussagekräftigere, repräsentative und vergleichbare Auswertungen zu generieren.

Die bestehende Filemaker Datenbank aus den Phasen 1&2 musste für die neuste Auswertung Phase 3 auf eine SQL Datenbank migriert werden, da es Kompatibilitätsprobleme mit den bestehenden integrierten Kontrollberechnungen und -verknüpfungen gab. Eine ausführliche Auswertung der bestehenden Resultate aus Phase 1&2 mit der neuen Datenbank ist nicht erfolgt, die Resultate sind entsprechend übernommen und für diesen Bericht verwendet worden.

5.2 Datenquellen und -beschaffung

Pronovo AG verfügen anhand der Anmeldungen der PV-Anlagen für die Vergütungsprogramme sowie durch den Beglaubigungsprozess über wichtige technische Anlagedaten. Diese Angaben (u.a. Ausrichtung, Neigungswinkel und Moduldaten) stehen in unterschiedlicher Form und Qualität zur Verfügung. Eine manuelle Nacherfassung wie für die Phase 1&2 bei Swissgrid/Pronovo war nicht mehr notwendig. Die einzelnen Angaben wie beispielsweise Ausrichtungen sind über die untersuchte Zeitperiode jedoch nicht immer gleichbleibend erfasst worden. So sind Ausrichtungen in Grad, oder auch nur mit Himmelsrichtungen vorhanden. Die entsprechende Ungenauigkeit kann nicht automatisch behoben werden und müsste anhand von Gebäudedaten ergänzt werden.

Im Auswertungsprozess werden die Vorgaben des Datenschutzes berücksichtigt. Für die Berechnung der Solarstrahlungsdaten einer einzelnen Anlage ist die Information des genauen Standortes notwendig. Es wurde in diesem Prozess jedoch auf eine klare Abtrennung der sensiblen Daten für die Weiterbearbeitung geachtet. Informationen über die Anlageneigentümer sind für die angewendete Methodik nicht von Relevanz und wurden deshalb ausgeschlossen.

5.3 Umgang mit unterschiedlicher Datenqualität

An unterschiedlichen Stellen im Datensammlungsprozess kann es zur Generierung von nicht-zutreffenden oder unzuverlässigen Daten kommen (u.a. administrative Prozesse, Messungen, Datenweitergabe). Das Fachverständnis der involvierten Akteure im Prozess ist unterschiedlich und führt folglich zu Dateneingaben unterschiedlicher Qualität. Im Falle von offensichtlichen Datenverarbeitungsfehlern werden die Angaben, wenn möglich, neu berechnet und manuell korrigiert. Die entsprechenden Datensätze werden als bearbeitet markiert. Wenn fehlerhafte Datensätze bestehen und deren Ursache unklar ist, können diese bei den Auswertungen ausgeschlossen werden, ohne sie zu löschen. Aufgrund der hohen Anzahl von Datensätzen bleiben die Samples in diesem Fall gleichermassen statistisch relevant, ohne dass fehlerhafte Angaben die Resultate übermässig beeinflussen. Die entsprechenden Annahmen werden im Bericht ausgewiesen.

Die systematische Revision der Datensätze vor der Auswertung ermöglicht das Identifizieren und Überarbeiten bzw. Ausschliessen von fehlerhaften Datensätzen mit dem Ziel, höhere Datenqualität zu erreichen, und bietet zugleich die Möglichkeit, auffällige Datensätze zu erkennen, vertieft zu analysieren und daraus allenfalls zusätzliche Erkenntnisse abzuleiten.

Mögliche Fehler und Ungenauigkeiten können unter anderem folgende Quellen haben:

- Berechnungen der standort- und objektspezifischen Solarstrahlungswerte auf Modulebene berücksichtigen Sonneneinstrahlung, Standort, Himmelsrichtung, Neigungswinkel, Horizont, m.ü.M.; Abweichungen in den Berechnungen können bis zu 3.5% betragen.
- Strahlungswerte für bisherige Anlagen aus Bericht von 2018 und neuen Anlagen im vorliegenden Bericht unterscheiden sich aufgrund neu eingeführter Berechnungsmethode von Meteotest (systematische Abweichung möglich v8 zu v7).
- Die Standortbestimmung einer PV-Anlage anhand der Adresdaten von Pronovo ist, da der Prozess zur Generierung von Koordinaten automatisiert wurde, nicht in jedem Fall zweifelsfrei möglich. Bspw. kann für die Bergstation einer Bahn die Adresse der Talstation hinterlegt sein, was zu fälschlichen Einordnung der Höhe der Anlage führt. Eine weitere, häufige Quelle für Ungenauigkeiten entsteht bei der Erfassung von Anlagen, die sich über mehrere Hausdächer erstreckt, bspw. bei MFH-Siedlungen. Eine Adresse, wie bspw. «Musterstrasse 7+9+11» oder «Musterstrasse 7, 9, 11» kann im automatischen Prozess nicht verarbeitet werden. Eine genaue Standortbestimmung ist nicht möglich.
- Abweichende Zählerwerte in der Produktion innerhalb der Vorgaben des Messwesens.
- Fehler beim Ablesen der Zählerwerte sowie in der Übermittlung der Daten im Rahmen des HKN Systems.
- Umrechnungen und Interpolationen innerhalb der Datenbank.
- Unzureichend genaue Erfassung der Ausrichtung von PV-Anlagen. Anstelle von Grad-Angaben wurden lediglich acht Himmelsrichtungen definiert (Nord, Nordost, etc.).

In den Auswertungen sind offensichtlich fehlerbehaftete Datensätze (z.B. PR >1.5) in nachfolgender Reihenfolge bearbeitet worden:

1. Kontrolle des Datensatzes: Falls Fehler erkennbar sind, werden manuelle Korrekturen und ein Vermerk der korrigierten Datensätze angewendet.
2. Ausschluss des Datensatzes bei den Auswertungen: Unterscheidung zwischen Ausschluss der ganzen PV-Anlage oder einer Teilanlage (Teilfläche).

Mit diesem Vorgehen können insbesondere Fehler in den Berechnungen und Interpretationen bei Mittelwertbildungen verringert werden (z.B. überproportionaler Einfluss von einzelnen fehlerhaften Datensätzen).

6. Analyse und Resultate

Nachfolgend werden die Analysen präsentiert, welche auf den ausgewählten Datensätzen zwischen 2009 und 2021 basieren. Diese Datensätze umfassen 2'897 Anlagen (ca. 15% der Gesamtleistung aller Schweizer PV-Anlagen im Referenzjahr 2019). Das primäre Augenmerk der Untersuchung liegt auf der Performance-Ratio (PR) der Anlagen. Insbesondere werden die Anlagen mit Inbetriebnahmejahren 2018 und 2019 untersucht, da sie spezifisch für die vorliegende Untersuchung in die Datenbank integriert wurden. Teilbereiche der Analyse beziehen sich auf ausgewählte frühere Jahre oder Jahresvergleiche und sind entsprechend gekennzeichnet.

6.1 Performance des Schweizer PV-Anlageparks

Die analysierten Anlagen sind schweizweit verteilt und trotz akzentuierten Ballungszentren konnten Daten aus allen Kantonen erfasst und ausgewertet werden. Um die geografische Verteilung der untersuchten PV-Anlagen betreffend Repräsentativität zu überprüfen, sind die Anlagestandorte als Punkte auf einer Schweizer Karte dargestellt worden (siehe Abbildung 2). Die visuelle Prüfung der Verteilung zeigt zwar einzelne Regionen mit höherer Dichte von PV-Anlagen im Sample, es gibt aber keine Regionen, welche gar nicht vertreten sind. Die Auswahl an PV-Anlagen in den untersuchten Datensätzen bildet somit alle Teilregionen der Schweiz ab. Die Punkte in Abbildung 2 stehen für Einzelanlagen. Optisch ist eine flächendeckende Verteilung über alle Landesregionen ersichtlich, wobei einzelne Ballungszentren (z.B. Nordostschweiz) erkennbar sind.

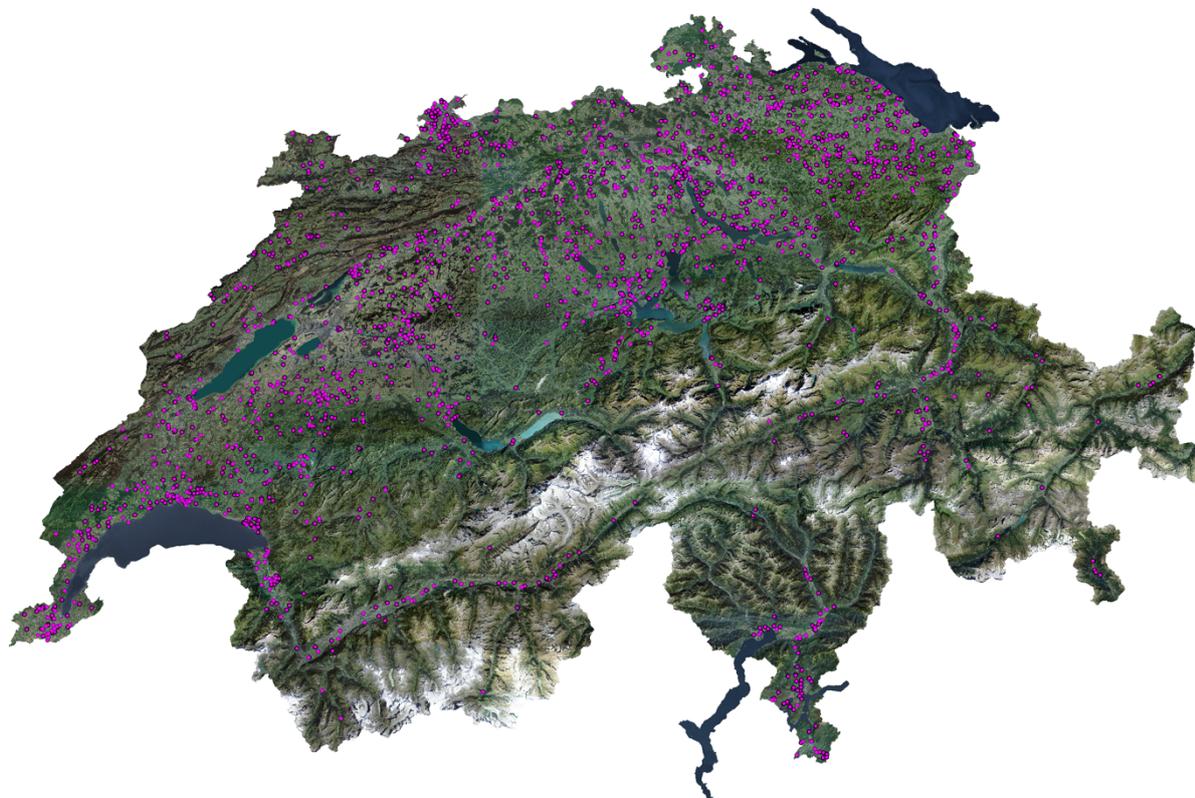


Abbildung 2: Schweizweite geografische Verteilung der analysierten KEV PV-Anlagen (2021)
Die violetten Punkte stehen für Einzelanlagen. Optisch ist eine flächendeckende Verteilung über alle Landesregionen ersichtlich, wobei einzelne Ballungszentren (z.B. Nordostschweiz) erkennbar sind.

Die ausgewerteten Anlagen verfügen über eine Nennleistung zwischen 0kWp und >1000kWp, wobei eine akzentuierte Konzentration bei Datensätzen mit 0-10 kWp und 50-300 kWp besteht. Diese Verteilung ist nicht zwingend repräsentativ für den Schweizer PV-Anlagenpark: Es werden im Rahmen dieses Projekts

nur PV-Anlagen welche bei Pronovo erfasst werden ausgewertet, und auch hier nur eine Auswahl. Insbesondere in der Auswertung Phase 1&2 ist zudem eine Auswahl an Datensätzen durch TNC erfolgt, da im Umfang des Projekts nicht alle verfügbaren KEV-Anlagen verarbeitet werden konnten (siehe Unterkapitel 5.2 «Datenquellen und -beschaffung»). Die Konzentration von Datensätzen zwischen 0kWp und 10kWp ist Resultat des Auswahlverfahrens TNC, da bewusst ein Sample kleiner PV-Anlagen mitberücksichtigt werden soll. Ein Datensatz entspricht einer PV-Anlage. Wurde die PV-Anlage im Laufe ihrer Lebenszeit um mehr Leistung erweitert, so ist diese Mehrleistung im Datensatz abgebildet.

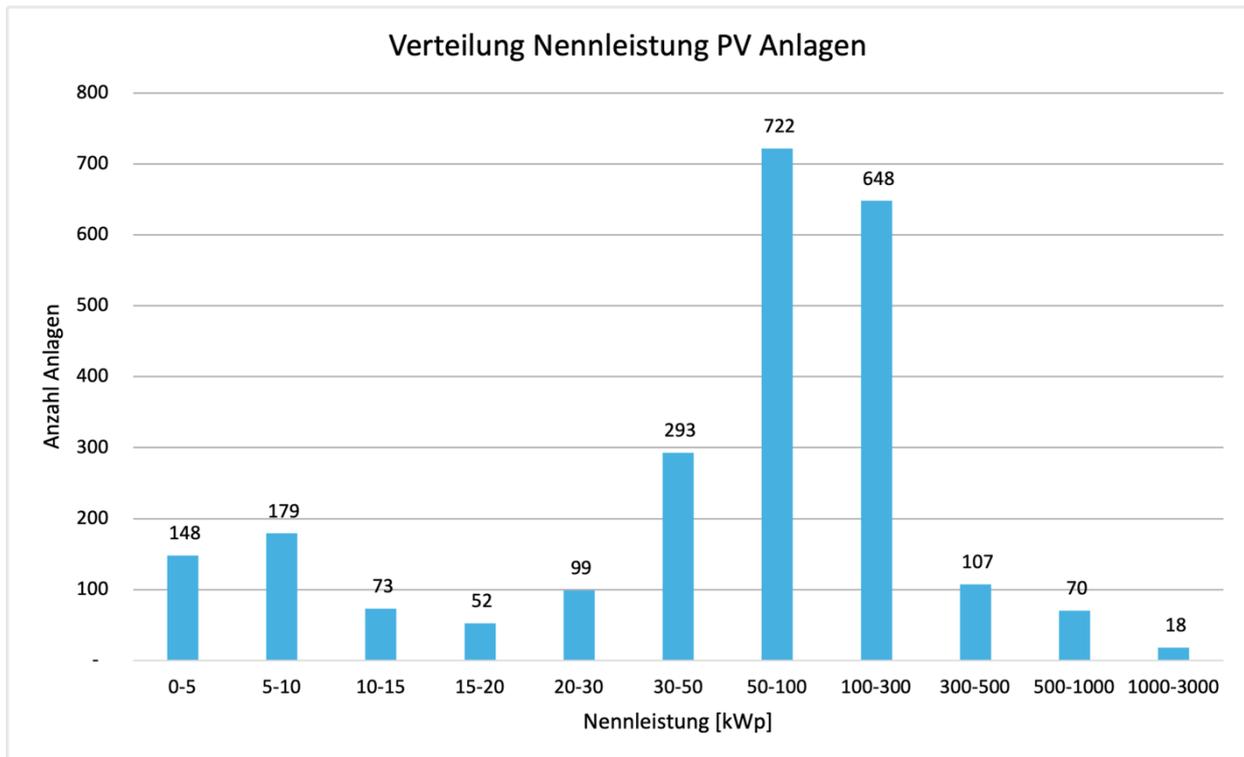


Abbildung 3: Verteilung der Nennleistung der analysierten Datensätze
Eine Häufung von Datensätzen zu PV-Anlagen mit Nennleistungen von 0-10kWp bzw. 50-300kWp ist deutlich erkennbar.

Die PR-Verteilung der einzelnen analysierten Anlagen im Zeitraum von 2009 bis 2021 liegt um den Mittelwert von 0.75-0.8 (siehe Abbildung 8). Die Verteilung zeigt einen flacheren Anstieg auf der Flanke Richtung tiefere Performance. Die steilere Flanke zur hohen Performance ist durch die Begrenzungen der Wirkungsgrade der technischen Komponenten bedingt.

Gleichzeitig konnte nur ein sehr kleiner Anteil an Ausreißern mit auffallend hohen PR-Werten gefunden werden. In Richtung auffallend tiefer Werte ist eine kleine Akzentuierung bei unrealistisch kleinen Werten erkennbar. Grundsätzlich deutet die Verteilung auf eine hohe Datenqualität und damit Zuverlässigkeit der untersuchten Datensätze hin. Insgesamt gibt es keine auffällige Häufung bei sehr tiefer PR, was auf ein systematisches Problem in der Qualität der Schweizer PV-Anlagen hindeuten würde. Da eine Unterscheidung zwischen tiefen PR-Werten, welche effektiv durch nicht optimal produzierende PV-Anlagen zustande kommen und tiefen PR-Werten, welche aufgrund von falschen Daten (Ausreißer) oder Berechnungen zustande kommen, praktisch nicht möglich ist, sind die tiefen PR-Werte beibehalten worden in den Auswertungen. Im Gegensatz dazu sind die Anlagen mit PR-Werten, welche deutlich über technisch möglichen Werten liegen, als auffällig markiert worden. Diese Datensätze werden dann entweder korrigiert oder für die weiteren Auswertungen (insbesondere Mittelwertbildungen) nicht weiter berücksichtigt.

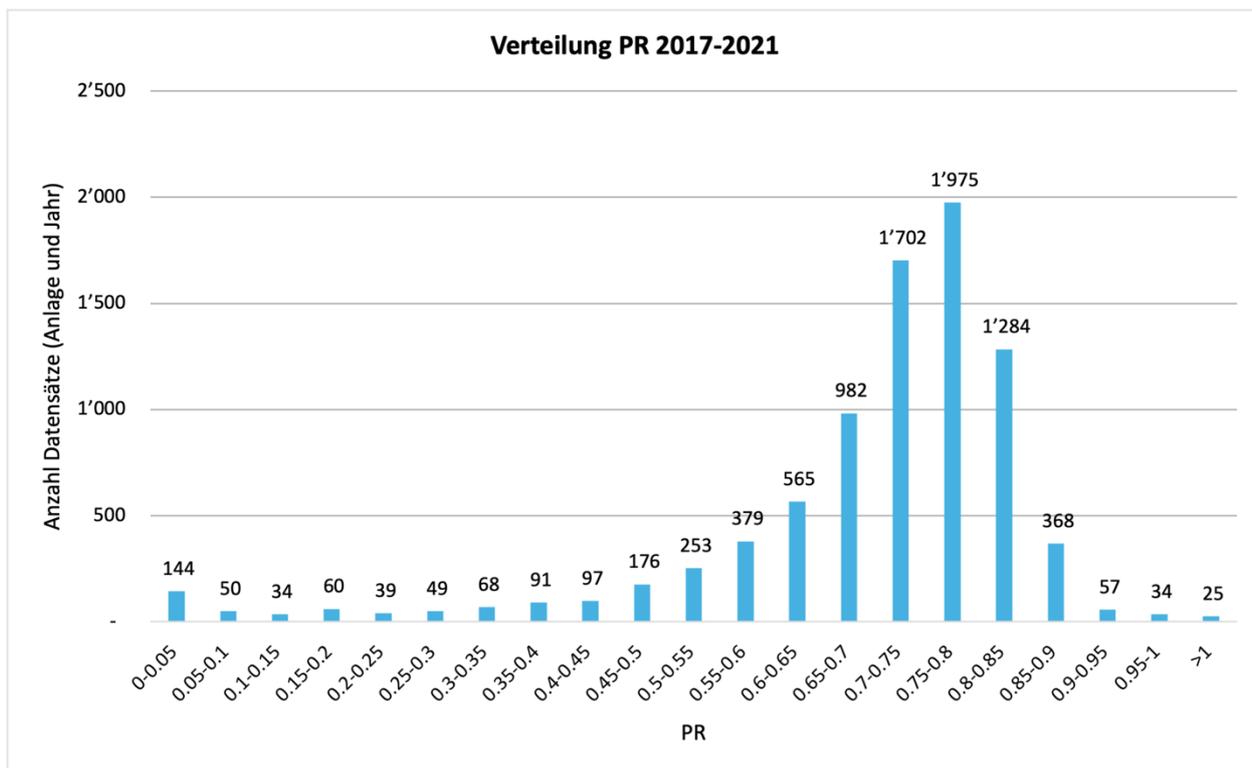


Abbildung 4: Verteilung PR der analysierten Einzelanlagen, summiert dargestellt (2009-2021)
 Höchste Konzentration liegt bei Anlagen mit einer PR von 0.8. Aus der Verteilung sind systematische Probleme mit schlechten PV-Anlagen nicht erkennbar.

Datensätze mit einem PR-Wert >1.5 sind für die weiterführenden Auswertungen und Mittelwertberechnungen ausgeschlossen worden. Davon betroffen sind 30 aus 7'147 Datensätzen was 0.4% entspricht. Die anhand der PR ausgeschlossenen Werte sind bereits bei den Kontrollen zur Datenqualität der Grundlagen enthalten. Insgesamt sind zum Zeitpunkt des Berichts 20 Datensätzen in der Prüfung der Datenqualität als eindeutig fehlerhaft und nicht korrigiert markiert und ausgeschlossen. Das entspricht bei 8'432 verarbeiteten Datensätzen 0.2% der Datensätze.

Die Auswertungen der Jahre 2017 und 2018 weisen mit PR-Durchschnittswerten von 0.715 (2017) bzw. 0.722 (2018) vergleichbare Werte auf mit den vorangegangenen Jahren seit 2009. Für beide Jahre ist ersichtlich, dass nur eine geringe Anzahl an Anlagen mit tiefen oder deutlich zu hohen PR-Werten (Datenqualität) besteht (siehe Abbildung 8). Die Verteilung der beiden Jahre ist sehr ähnlich. Die beiden Jahre sind solarstrahlungstechnisch beinahe identisch (durchschnittliche Einstrahlung 2017: 1'424kWh/m²*a, Einstrahlung 2018: 1'429kWh/m²*a). Diese sehr kleine solarstrahlungstechnische Abweichung von weniger als einem Prozent ist als Rechtsverschiebung auf der x-Achse des Reference Yield nicht erkennbar.

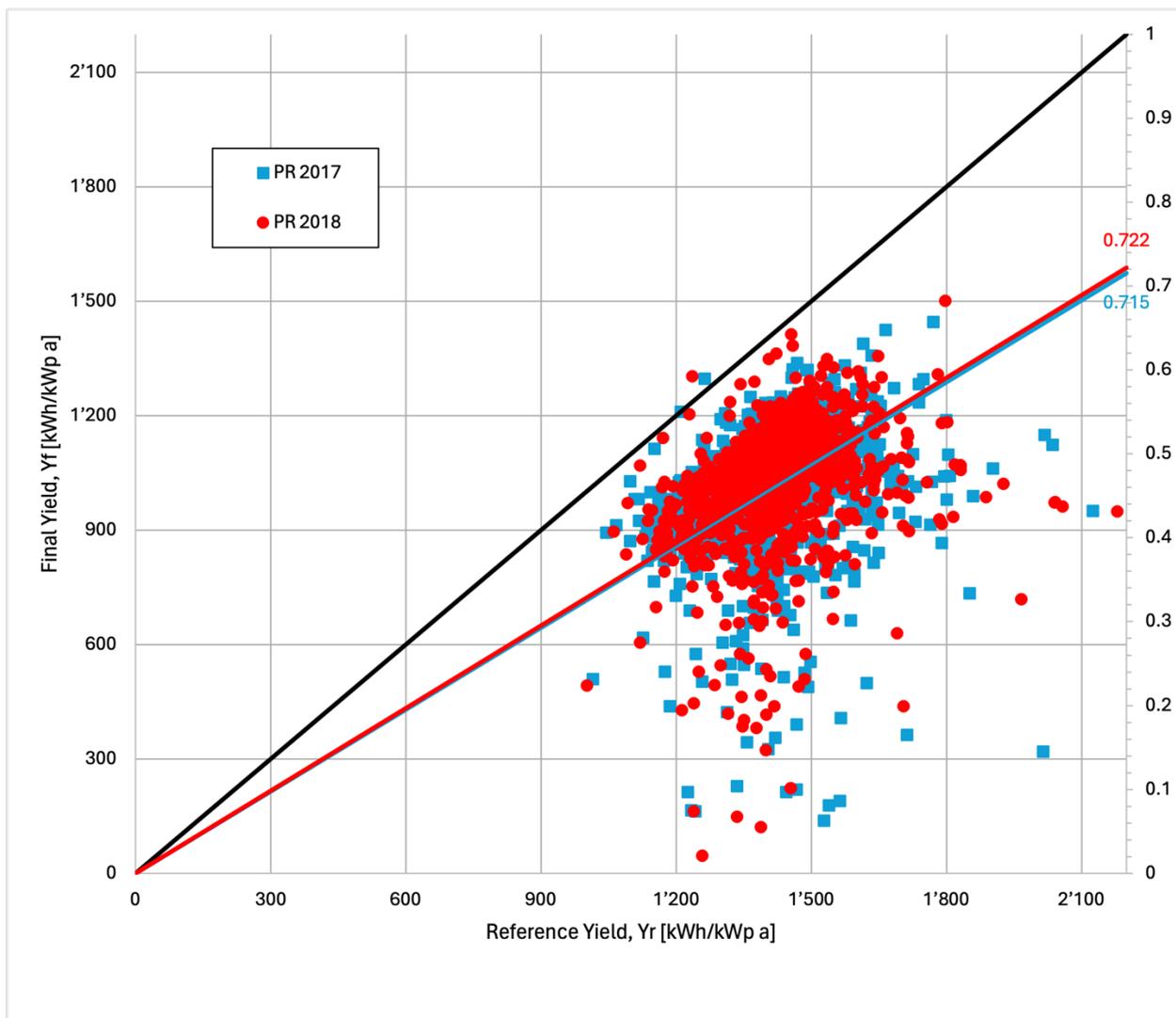


Abbildung 5: Jahresvergleich PR der Einzelanlagen 2017 (blau) und 2018 (rot). Die PR-Durchschnittswerte liegen 2017 bei 0.715 und 2018 bei 0.722.

Ähnlich wie im Jahresvergleich 2017/2018 weisen die aggregierten PR der analysierten Anlagen auch im Jahresvergleich 2020/2021 Werte um bzw. leicht über 0.7 auf (siehe Abbildung 6). Für eine vertiefte Analyse wird im Folgenden ein feineres Zeitraster (d.h. monatliche Auflösung) angewendet.

Die vergleichenden Monatsauswertungen der analysierten PV-Anlagen in den Jahren 2020/2021 zeigen, dass die PR in einzelnen Monaten stärker voneinander abweichen als im restlichen Jahresverlauf (siehe Abbildung 7). Insbesondere die Einstrahlung von Juli 2020 und Juli 2021 liegt weit auseinander (Links-/Rechtsverschiebung auf der x-Achse). Dies könnte auf die schlechten Wetterverhältnisse im Juli 2021 zurückzuführen sein, welche in der Schweiz auch an mehreren Orten zu Überschwemmungen geführt haben.

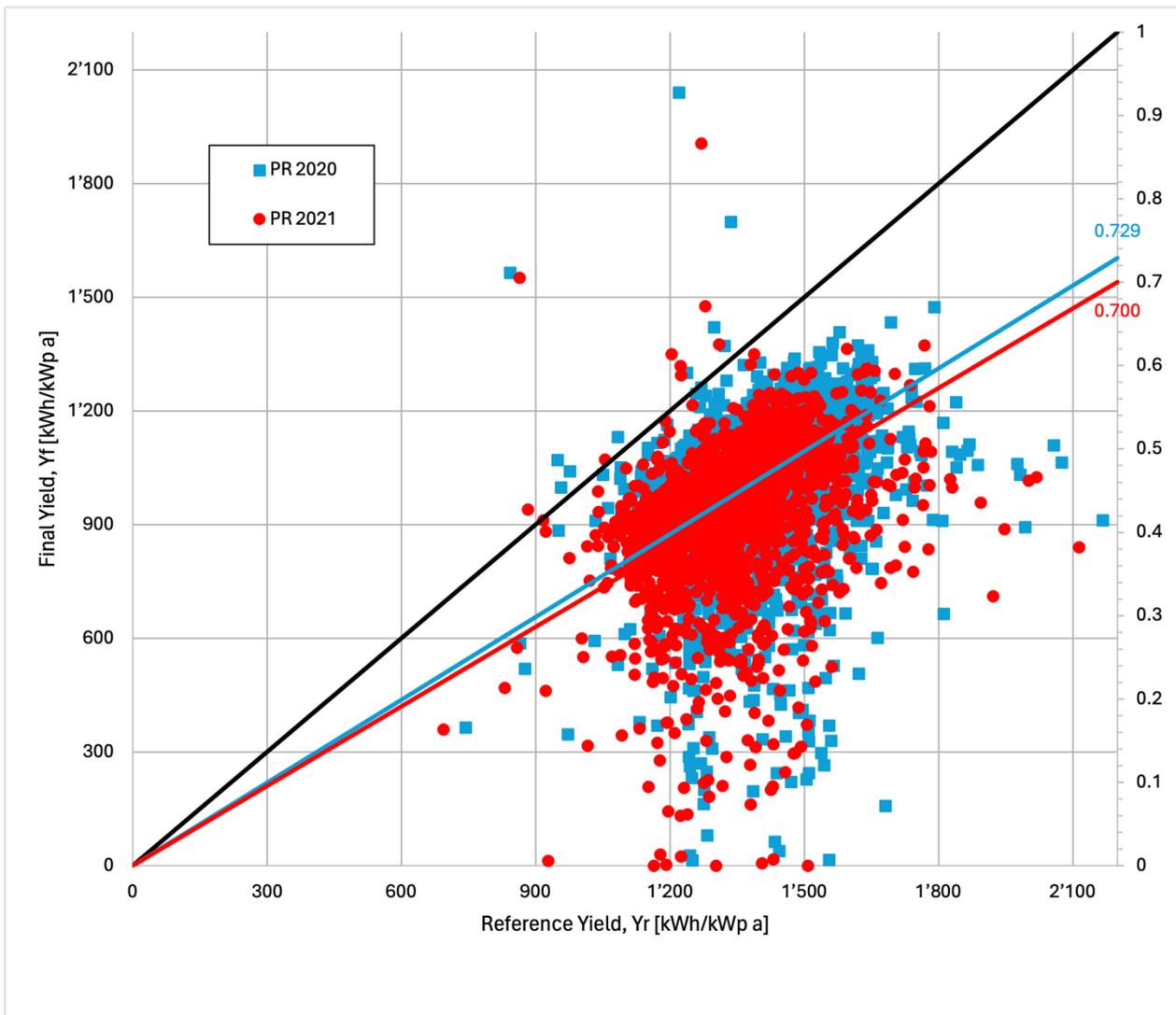
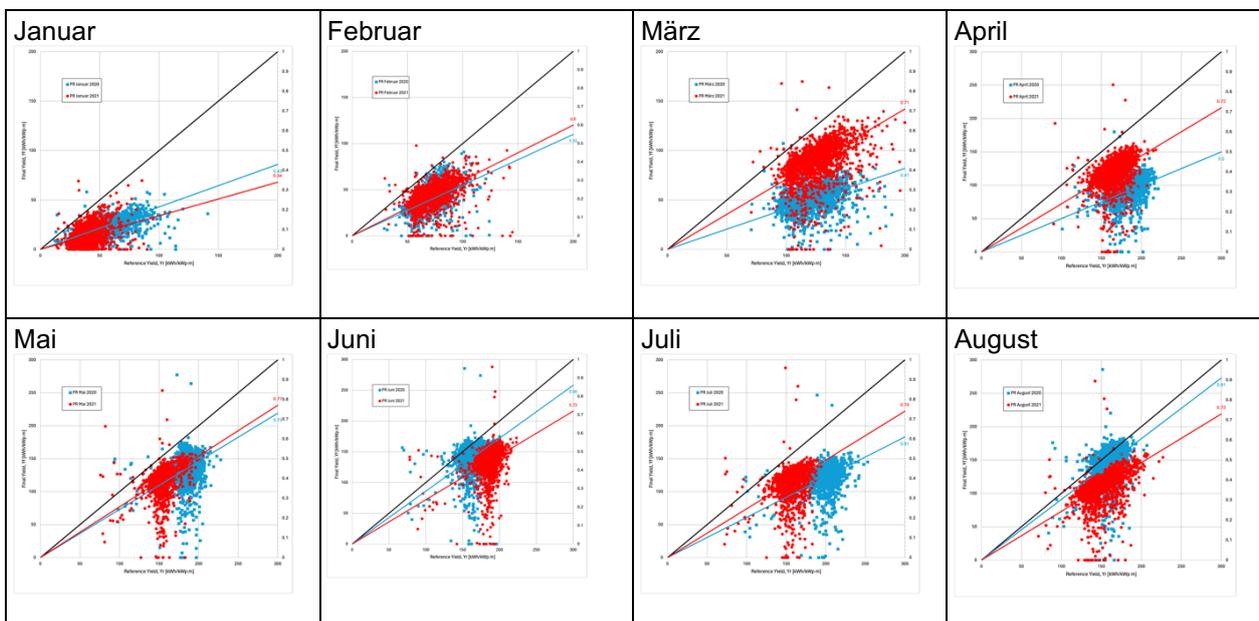


Abbildung 6: Jahresvergleich PR der Einzelanlagen 2020 (blau) und 2021 (rot). Die durchschnittliche PR vom Jahr 2020 liegt mit 0.029 nur leicht unter jener von 2021



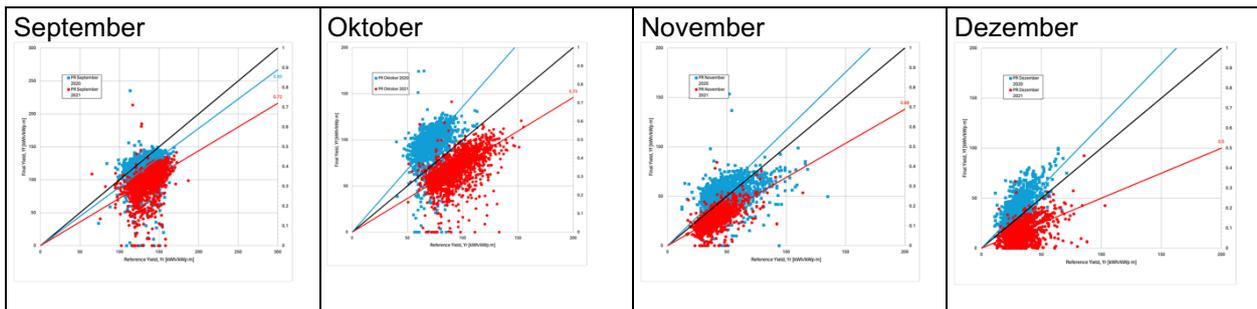


Abbildung 7: PR im Monatsvergleich 2020 und 2021
In den verschiedenen Monaten sind teilweise markante Unterschiede zu erkennen, bspw. im Juli möglicherweise durch die starken Regenfälle im Jahr 2021.

Wie von TNC im Rahmen der Untersuchungen Phase 1&2 bereits gezeigt wurde, kann unter Bezug der Schneedaten davon ausgegangen werden, dass die ausserordentlich hohen Schneemengen in der Nordostschweiz von Januar 2021 eine Grosszahl der Module bedeckten und damit zu den reduzierten PR der Anlagen in den Wintermonaten geführt haben. Solche Muster sind nur mit einer höheren zeitlichen Auflösung der Performance in Monatsschritten erkennbar. In Abbildung 7 ist zu erkennen, dass viel mehr rote als blaue Punkte im Januar auf null liegen. Dies ist bedingt auch durch die typischen flachen Aufstellwinkel von Modulen auf Dachflächen, welche anfälliger sind auf eine längere Bedeckung mit Schnee. Mit zunehmenden PV Anlagen in der Schweiz werden die kurzfristigen Wetterprognosen, insbesondere was Schneefall betrifft, für die Energieplanung relevanter.

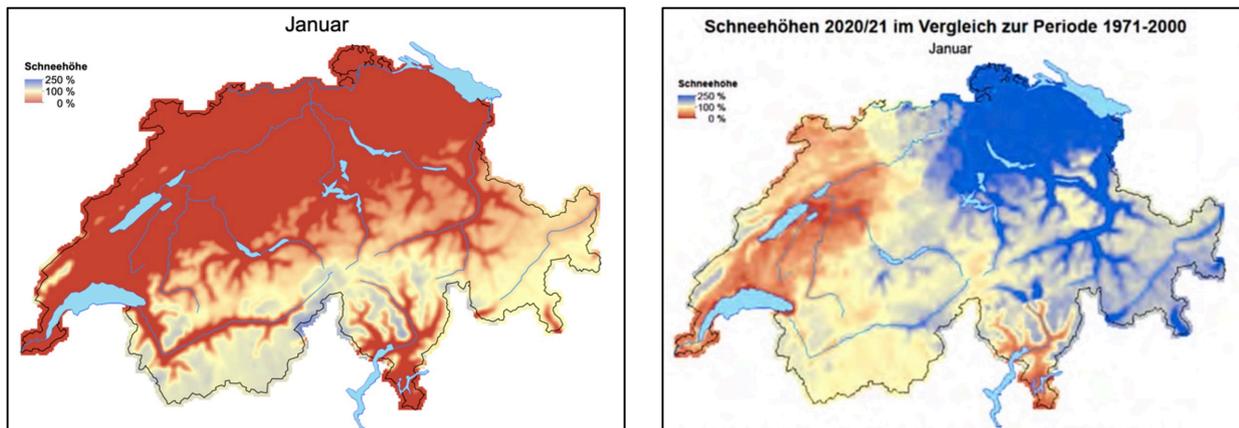


Abbildung 8: Schneehöhe Januar 2020 (links) und Januar 2021 (rechts) im Vergleich zu Durchschnitt von Periode 1971-2000
Blau eingefärbt: Abweichung ab >100% gegenüber Referenzperiode; rot eingefärbt: Abweichungen von 0% gegenüber Referenzperiode.

Weil der Strombedarf in der Schweiz im Winter höher ist als im Sommer, jedoch im Sommer bedeutend mehr PV-Strom produziert wird, ist im Rahmen der durchgeführten Analyse auch die Winterstromproduktion genauer untersucht worden. Für eine effiziente Datenauswertung mit der vorliegenden Datenbank wurde folgende Definition für den Winter bzw. den Sommer pro Kalenderjahr umgesetzt: *Winter = Januar bis März + Oktober bis Dezember desselben Jahres; Sommer = April bis September desselben Jahres.*

Um die Vergleichbarkeit einzelner Kalenderjahre zu erhalten und trotzdem möglichst viele Datensätze über unterschiedliche Nennleistungen auswerten zu können, sind für die Analysen nicht die absoluten Erträge einzelner Anlagen in kWh verwendet worden, sondern die spezifischen (auf Nennleistung normierten) Erträge in kWh/kWp. Im Folgenden wird der Mittelwert der untersuchten Anlagen für die gesamte Schweiz und exemplarisch für das Mittelland sowie den Alpenraum dargestellt. Die geografische Aufteilung erfolgte anhand einer Auswahl an Kantonen pro Region.

Der Vergleich des Absolutwerts des spezifischen Ertrags (siehe Abbildung 9, 11, 13) über mehrere Jahre (2017-2021) zeigt die zu erwartende Abhängigkeit zum Solarstrahlungsangebot. Für eine bessere Vergleichbarkeit des jährlichen prozentualen Anteils des Winterstroms wurde jeweils der Jahresmittelwert als 100% definiert und der Winterstromanteil als Prozentanteil dargestellt (siehe Abbildung 10, 12, 14). Die dargestellten Mittelwerte des Winterstromanteils werden über alle ausgewerteten Datensätze ermittelt.

Erfolgt die Ermittlung des Winterstromanteils beispielsweise über den Absolutertrag, erfolgt eine Gewichtung mit der Anlagengrösse. Die hier gewählte Berechnung ergibt ein besseres Bild über den Winteranteil des untersuchten PV-Anlagenparks, während die Ermittlung über den Absolutertrag dem Anteil Winterstrom im Stromnetz entspricht.

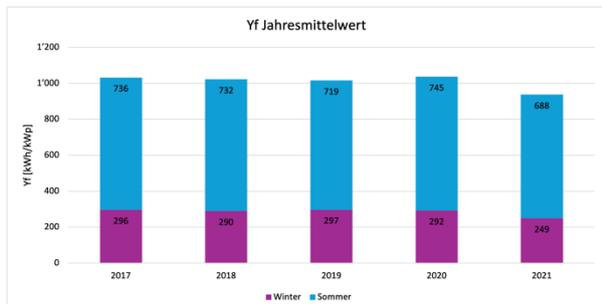


Abbildung 9: Jahresmittelwert Yf über alle Anlagen, aufgeteilt nach Sommer und Winter

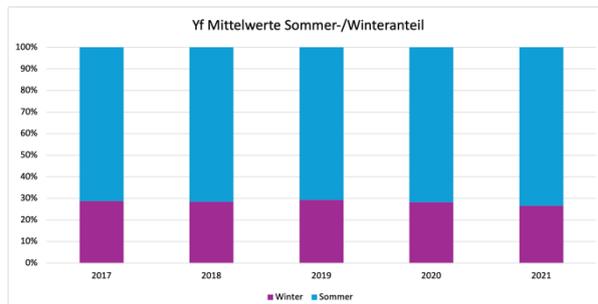


Abbildung 10: Winterstromanteil über alle Anlagen

Die Auswertung für die betrachteten Datensätze zeigt einen Winterstromanteil von 27-29% für die untersuchten Jahre. Der Absolutwert ist dabei abhängig vom Solarstrahlungsangebot und liegt zwischen 937-1'037 kWh/kWp.

Um Differenzen in verschiedenen Landesregionen und damit bezüglich der Höhe des Standortes auswerten zu können, wurden beispielhaft jeweils drei Kantone für das Mittelland (SG, TG, ZH) und drei Kantone für die Alpenregion (GR, VS, TI) ausgewählt und analysiert. Alle ausgewählten Kantone verfügen über eine relativ hohe Anzahl von Datensätzen, sodass ihre Analyse zu einer erhöhten Robustheit in den Auswertungen führt. Die Resultate sind exemplarisch für die getroffene Auswahl und nicht für jede mögliche Kombination als repräsentativ zu deuten.

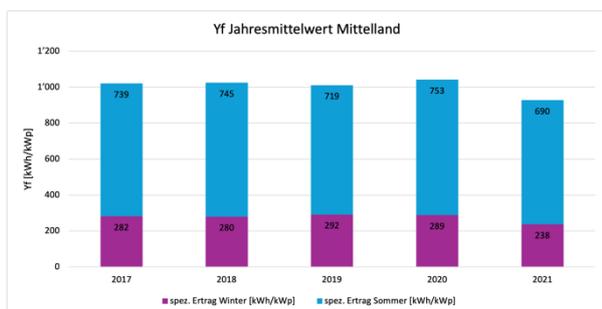


Abbildung 11: Jahresmittelwert Yf für Anlagen im Mittelland, aufgeteilt nach Sommer und Winter

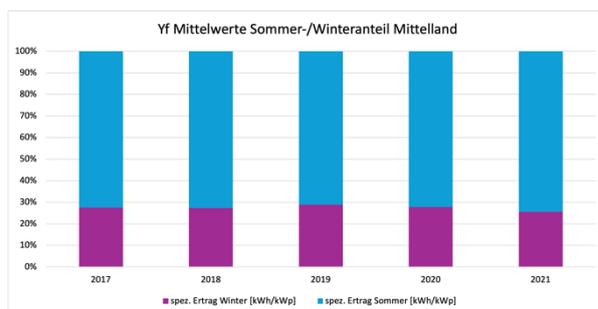


Abbildung 12: Winterstromanteil für Anlagen im Mittelland

Die Auswertung für die ausgewerteten Datensätze Mittelland (SG, TG, ZH) zeigt einen Winterstromanteil von 26-29% für die untersuchten Jahre. Der Absolutwert ist dabei abhängig vom Solarstrahlungsangebot und liegt zwischen 928-1'042 kWh/kWp.

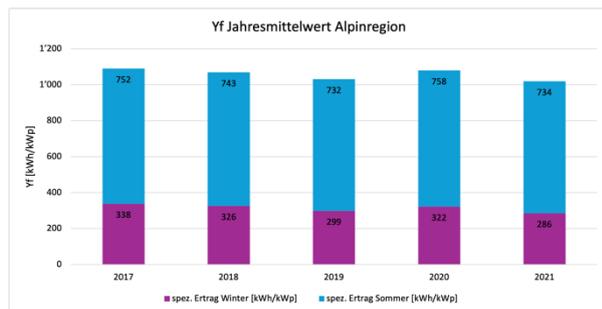


Abbildung 13: Jahresmittelwert Yf für Anlagen in alpinen Regionen, aufgeteilt nach Sommer und Winter

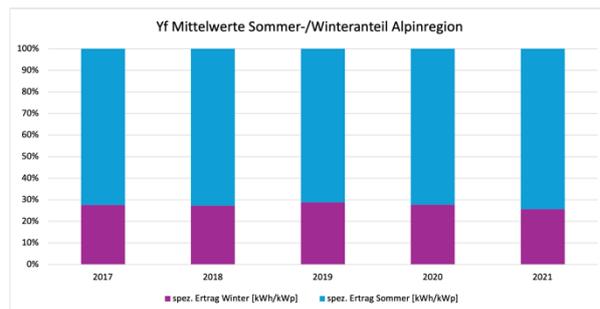


Abbildung 14: Winterstromanteil für Anlagen in alpinen Regionen

Die Auswertung für die betrachteten Datensätze in alpinen Regionen (GR, TI, VS) zeigt einen Winterstromanteil von 28-31% für die untersuchten Jahre. Der Absolutwert ist dabei abhängig vom Solarstrahlungsangebot und liegt zwischen 1'020-1'090 kWh/kWp.

Der Vergleich zwischen den beiden Regionen Mittelland und Alpenraum zeigt auf, dass der (südlicher gelegene) Alpenraum einen 2-15% höheren spezifischen Ertrag (Yf) aufweist als das Mittelland. Die Auswertungen bezüglich PR auf Kantonebene finden sich im Unterkapitel 6.6 «Geografische Unterschiede». Der Winterstromanteil ist im Alpenraum im Vergleich zum Mittelland zwischen 2-30% höher. Es ist jedoch keine konstante Differenz in den durchgeführten Auswertungen erkennbar. Trotzdem ist der Winterstromanteil der Anlagen in alpinen Regionen in jedem betrachteten Jahr höher als bei Anlagen im Mittelland.

Auch durch die Standortwahl der Anlage kann der Winterstromanteil erhöht werden. Insbesondere alpine PV-Anlagen weisen einen höheren Winterstromanteil auf, da diese (zumeist) oberhalb der Nebelgrenze liegen, einen grundsätzlich höheres Solarstrahlungsangebot haben und im Winter zusätzliche Albedo-Effekte (Reflexion von Diffusstrahlung, z.B. von Schnee) wirken. Gleichzeitig ist der Einfluss von Schnee auf den Modulen erheblich höher.

6.2 Effektiver Jahresertrag im Vergleich zu Annahmen durchschnittliche PV Anlagen

Die Resultate der in den Phasen 1 analysierten PV-Anlagen mit nur einer Teilfläche haben ergeben, dass der Jahresmittelwert des spezifischen Ertrages Yf im Zeitraum von 2009-2014 um 6.7% über der Annahme (entsprechend dem spezifischen Ertrag von 950 kWh/kWp) für eine gute PV-Anlage in der Schweiz lag. Einzig 2010 lag der Ertrag im Verhältnis zur statistischen Annahme leicht im Minus (um 0.5%), während er in allen weiteren Jahren klar im Plus lag (1.4%-14.2%). Der Ertrag der PV-Anlagen in der Schweiz wird tendenziell also eher unterschätzt. Diese Werte basieren alleine auf den effektiv erzeugten Erträgen der erfassten Anlagen mit nur einer Teilfläche und berücksichtigen die Abweichungen vom Standard-Meteojahr nicht.

Mit der erfolgten Integration der Berechnungen von komplexeren Anlagen (mehrere Teilflächen) in der 2. Phase wird ersichtlich, dass die durchschnittlichen normierten Jahreserträge der erfassten Anlagen etwas tiefer als in der ersten Auswertung 2009-2014 liegen. Dies erklärt sich höchst wahrscheinlich daraus, dass die komplexeren Anlagen typischerweise nur eine Teilfläche mit auf den Jahresertrag optimierter Ausrichtung und Neigung haben, während die weiteren Teilflächen nicht auf den Jahresertrag optimiert sind. Diese Annahme wird bekräftigt durch den Vergleich der strahlungskorrigierten Performance für PV-Anlagen mit nur einer oder mehreren Teilflächen, welche keine erheblichen Differenzen aufweisen. Auch mit den komplexeren PV-Anlagen liegt der ausgewertete spezifische Ertrag aber über den Annahmen von 950 kWh/kWp (siehe Tab. 3).

Die Auswertungen aus Phase 3 eigen ebenfalls einen leicht höheren Ertrag. Auffallend tief ist dabei das Jahr 2019. Eine vertiefte Auswertung der Verteilung der Erträge 2019 legt die Vermutung nahe, dass aufgrund einer deutlich stärkeren Gruppierung von Anlagen mit tiefem Ertrag und PR die Ursache in den Ertragsdaten liegen könnte. (Vergleich zu den Verteilungen für die anderen Jahre) Die Ursache konnte nicht abschliessend und eindeutig ermittelt werden, Sie könnten sowohl im Auswahlverfahren als auch in den Originaldaten liegen.

	Durchschnitt von effektivem Ertrag bei einfachen Anlagen Yf; kWh/kWp	Durchschnitt von effektivem Ertrag bei einfachen und komplexen Anlagen Yf; kWh/kWp	Vergleich mit KEV Annahme (950 kWh/kWp) % (von 950kWh/kWp)	
2009	979	-	-	-
2010	935	862	90.7%	-9.3%
2011	1'085	989	104.1%	+4.1%
2012	1'045	977	102.8%	+2.8%
2013	965	928	97.7%	-2.3%
2014	1'038	1'011	106.4%	+6.4%
2015	1'072	1'052	110.7%	+10.7%
2016	998	983	103.5%	+3.5%
2017		1'013	106.6%	+6.6%
2018		1'028	108.2%	+8.2%
2019		851	89.7%	-10.3%
2020		1'010	106.3%	+6.3%
2021		929	97.8%	-2.2%
Mittelwert	1015	969	102.0%	+2.0%

Tabelle 3: Vergleich der spezifischen Jahreserträge vs. KEV-Annahmen von 2009-2021

Durchschnittlich liegen die effektiven Erträge der ausgewerteten PV-Anlagen mit einer oder mehreren Teilfläche im Zeitraum 2009-2021 rund 2.3% über den statistischen Annahmen der KEV

Nicht korrigiert ist in den Auswertungen zu den spezifischen Erträgen die Einordnung des jährlichen Solarstrahlungsangebotes für die untersuchte Zeitperiode im Vergleich zu einem Standard-Meteojahr. Insbesondere ist eine globale Entwicklung des Solarstrahlungsangebotes (z.B. Zunahme der Solarstrahlung gegenüber einem Standard-Meteojahr) bei der absoluten Bewertung der Entwicklung des spezifischen Ertrages in geeigneter Form zu berücksichtigen. Diese Auswertung konzentriert sich auf den bestehenden PV-Anlagenpark und hat nicht zum Ziel, direkt Prognosen für künftige Erträge von PV-Anlagen in der Schweiz abzuleiten.

Mit zunehmender PV-Anlagendichte ist davon auszugehen, dass der Anteil weniger optimal geneigter Flächen, welche für Solarstrom genutzt werden, zunimmt. Entsprechend dürfte der zu erwartende spezifische Ertrag abnehmen. Der untersuchte spezifische Ertrag schwankt um den Mittelwert mit -12.2%/+8.5%.

Anlagen, welche einen auffällig hohen spezifischen Ertrag ausweisen, sind in den Auswertungen ausgeschlossen worden. Für einen spezifischen Ertrag >1'800 kWh/kWp sind in den ausgewerteten Datensätzen dieses Projektes nur 11 aus 15'579 Datensätzen betroffen (<0.1%).

6.3 Performance-Abnahme durch Alterung der Anlage

Die Degradation von PV-Anlagen durch Alterung gilt als unbestritten. Mit der Auswertung der analysierten Anlagen ist es möglich, genauere Aussagen zur Performance-Abnahme zu machen und diese mit der statistischen Prognose aus Modellen oder bisherigen Erfahrungswerten zu vergleichen. Es muss dabei berücksichtigt werden, dass die Performance nicht nur von der Degradation der Module abhängt, sondern auch von jener des Wechselrichters und weiteren technischen Komponenten wie Verkabelung, Steckverbindungen, etc. sowie von Betrieb und Wartung der Gesamtanlage. Diese Faktoren sind in den vorliegenden Auswertungen enthalten, können jedoch ohne zusätzliche Messwerte nicht einzeln untersucht und zugeordnet werden. Für die Analyse wurden die Daten derjenigen Anlagen aus dem Sample verwendet, von welchen in der Zeitperiode 2009-2021, 2010-2021 und 2017-2021 durchgehend alle Ertragsdaten zur Verfügung stehen.

Die Betrachtung der Zeitperiode 2009-2021 zeigt, dass die Abnahme der PR der untersuchten Anlagen bedeutend weniger stark ist, als aufgrund von einfachen Modellen angenommen werden könnte. Während verschiedene Modulhersteller von ca. 0.5-2% Leistungsabnahme pro Jahr ausgehen (Modulgarantien liegen durchschnittlich bei ca. 1% pro Jahr bzw. 20% auf 20 Jahre), deutet die Auswertung der analysierten KEV-Anlagen darauf hin, dass die Abnahme für den untersuchten Zeitraum im Schnitt nur 0.2 bis 0.4% pro Jahr beträgt (siehe Abb. 17).

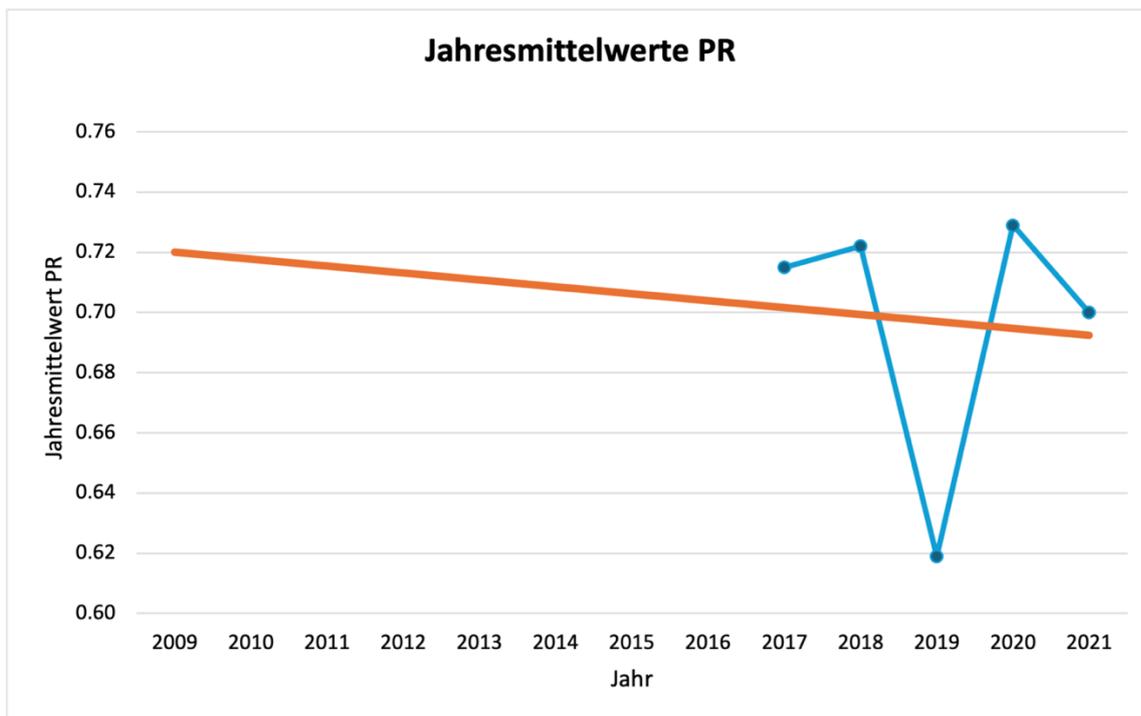
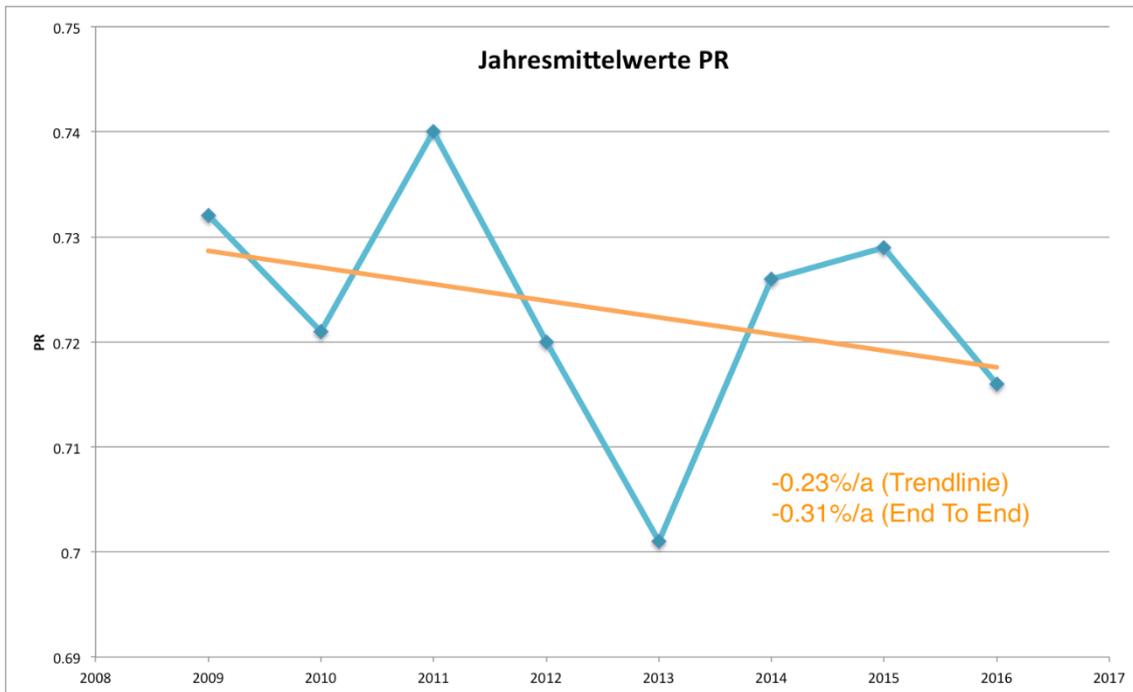


Abbildung 15: Jahresmittelwerte der PR mit sinkender Trendlinie durch Alterungseffekte
Die blauen Punkte markieren die jährlichen PR-Durchschnittswerte, die orange Linie zeigt den Trendverlauf über die jeweiligen Zeitperiode der untersuchten Phase

Es sind die Auswertungen aus der Phase 1&2 sowie die Auswertungen aus der Phase 3 separat dargestellt. Die ermittelte Neigung der Trendlinie ist sehr ähnlich. Das Jahr 2019 wurde für die Auswertung mitberücksichtigt, obwohl eine Vermutung besteht, dass die Datenqualität nicht den anderen Jahren entspricht. Dies konnte nicht eindeutig nachgewiesen und begründet werden, weshalb auch keine Korrektur erfolgt ist.

Nicht korrigiert in diesen Auswertungen sind Einflüsse von Einzelereignissen, welche zu Ertragsausfällen führen. Als vollständige Ertragsdaten gelten im Rahmen dieser Auswertungen alle gemeldeten Daten, bei Ertragsausfall also auch 0 (Null) kWh.

Um allgemeingültige Aussagen zur Performance-Abnahme durch Alterung machen zu können, sind zusätzliche Auswertungen der Gesamtlebensdauer von PV-Anlagen notwendig. Es ist beispielsweise noch unklar, ob die PR im Normalfall linear über die Zeit abnimmt oder ob es nach einer gewissen Zeitperiode zu einer steileren, nicht linearen Entwicklung der Abnahme der PR kommt. Aus Erfahrungswerten von Einzelanlagen ist bekannt, dass ein Ersatz eines Wechselrichters ebenfalls einen Einfluss auf die PR haben kann (in den meisten Fällen positiv). Ein solcher Trend ist aufgrund der Datensamplegrösse und der Auswahl der Anlagen mit langer Laufzeit noch nicht erkennbar.

Für Erkenntnisse aus Einzelanlagen über die gesamte Lebensdauer (vor Repowering) verweisen wir auf den Bericht von TNC im Rahmen eines separaten Auftrags EnergieSchweiz zur Performance der PV-Schallschutzanlage an der A13 bei Domat/Ems (GR) über ihre gesamte Lebensdauer von 27 Jahren. Die Wichtigkeit der BoS (Balance of System Komponenten) im Gesamtsystem wurde dort nachgewiesen.

6.4 PR-Unterschiede zwischen Anlagen unterschiedlichen Alters (Inbetriebnahmejahr)

Die fortlaufenden technologischen Entwicklungen in der PV-Branche führen dazu, dass Anlagen mit neueren Komponenten insgesamt eine höhere PR aufweisen als ältere. Um die Auswirkungen dieser bekannten Effekte anhand des vorhandenen Samples zu überprüfen, wurde der PR-Mittelwert aller jeweils in einem Jahr neu erfasster Anlagen von 2009-2021 untersucht. Berücksichtigt wurde eine Anlage dann, wenn ein kompletter Datensatz eines gesamten Kalenderjahres verfügbar war im jeweils ersten Betriebsjahr. Der Trend der PR mit wachsender Anzahl von Datensätzen (mit total sowie verhältnismässig mehr neuen Anlagen) jedoch insgesamt kontinuierlich angestiegen ist; durchschnittlich ca. +0.35% pro Jahr (siehe Abb. 18). Mit den in der dritten Phase neu aufgenommen Anlagen konnte dieser Trend bestätigt werden.

Die Erkenntnisse aus den durchgeführten Auswertungen von Anlagen im Betrieb können mit den vorhandenen Modellen zu Wirkungsgradiententwicklungen und Systemverbesserungen analog der Degradation verglichen werden und zur Verifizierung der Annahmen dienen.

6.5 Performance- und Ertragsunterschiede zwischen kleinen und grossen Anlagen

Um PR-Unterschiede zwischen kleineren und grösseren Anlagen zu eruieren, wurden alle erfassten KEV PV-Anlagen von 2017-2021 auf diesen Einflussfaktor hin analysiert. Für die Analyse wurden basierend auf der Anlagennennleistung zwei unterschiedliche Definitionen von grossen und kleinen Anlagen für die Sortierung gewählt:

Variante A: Kleine Anlage = <15kWp vs. grosse Anlage = >50kWp (blau)

Variante B: Kleine Anlage = <10kWp vs. grosse Anlage = >100kWp (violett)

Mit den unterschiedlichen Definitionen von Anlagengrössen kann auch eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden. In der vergleichenden Auswertung beider Grössenordnungen weisen "grosse" Anlagen im Vergleich zu "kleinen" Anlagen meist eine höhere PR auf. Dargestellt sind die Auswertungen ab 2017-2021. Bezugsgrösse ist die grössere Anlage. Ist der Wert <100%, ist die PR der grösseren Anlagen höher als derjenige der kleineren Anlagen.

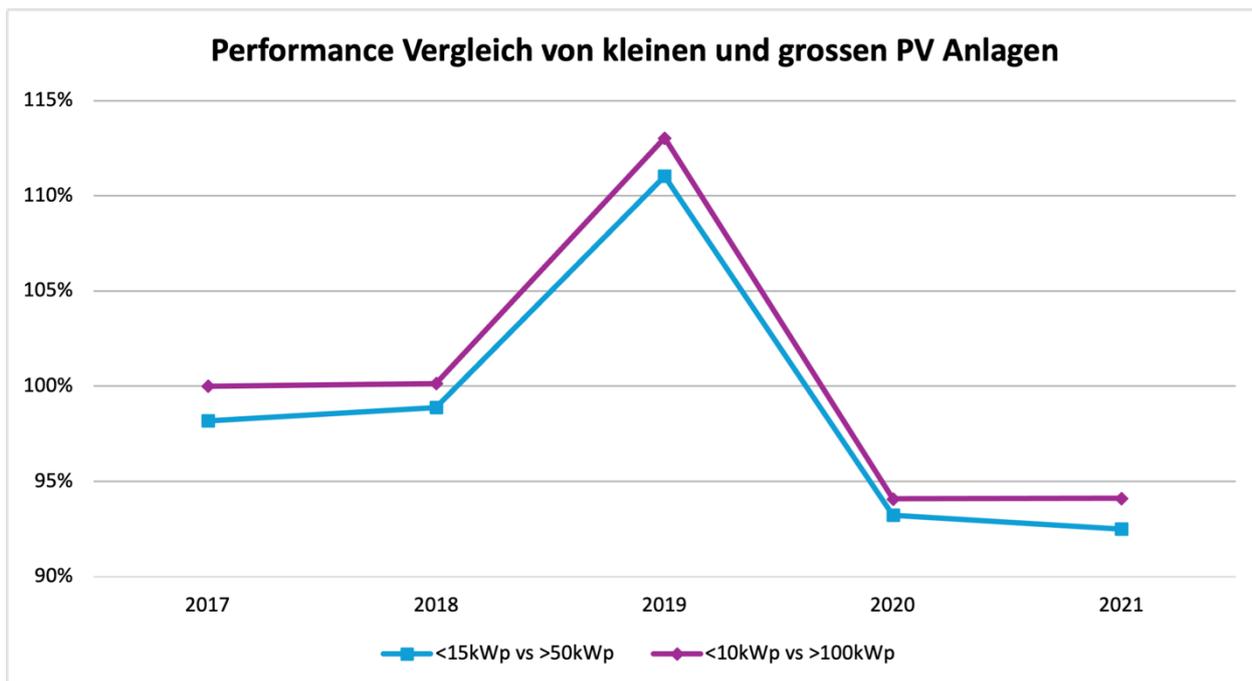


Abbildung 16: PR grosse Anlagen bei 100% vs. kleine Anlagen 2017-2021
Grosse Anlagen (100%) schneiden mit höheren PR-Werten gegenüber kleinen Anlagen im Jahresschnitt, mit Ausnahme des Jahres 2019, besser ab, unabhängig von der Definition der Anlagengrösse (blau oder violett).

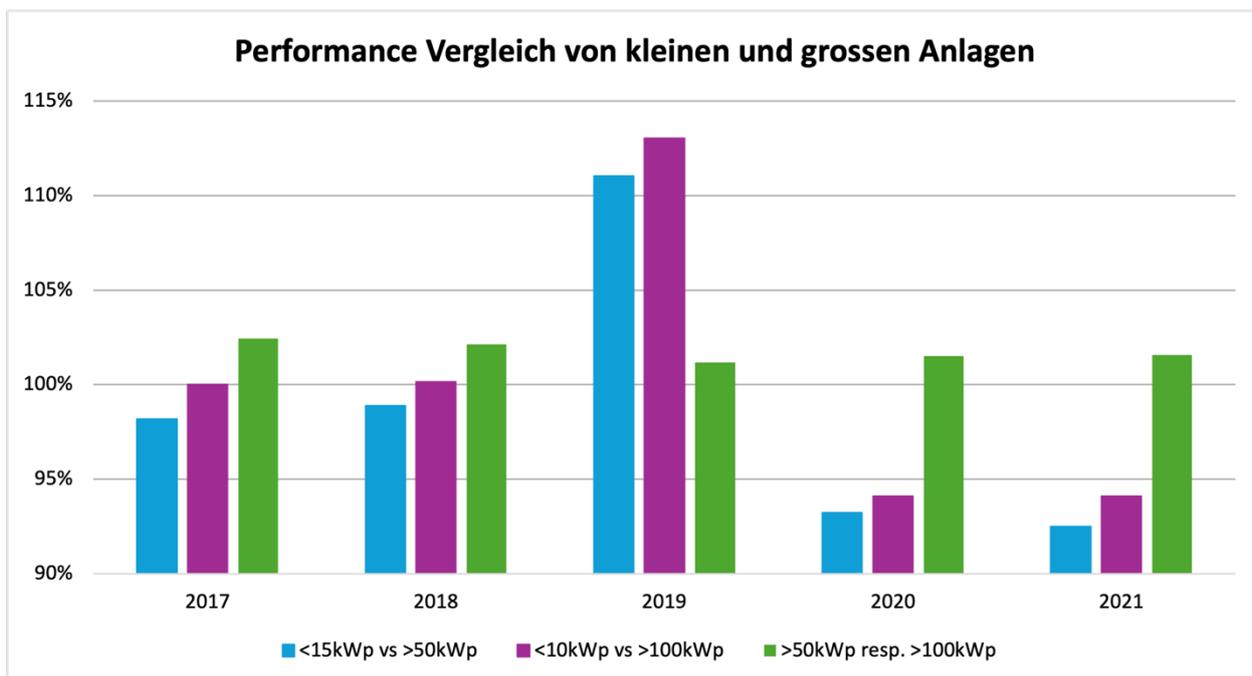


Abbildung 17: Sensitivitätsprüfung Definition der Anlagengrössen
Grosse Anlagen weisen gegenüber kleinen Anlagen nicht unbedingt immer eine höhere Performance Ratio aus

In vielen Fällen weisen grosse PV-Anlagen im Vergleich zu kleinen eine höhere Performance Ratio auf. Dieser Trend scheint sich jedoch, gerade im Vergleich zu den Resultaten im Bericht vom Jahr 2018, zu verringern. Kleine Anlagen scheinen ihr Performance Unterschiede zu grösseren Anlagen zu verringern.

Mögliche Ursachen für die trotzdem noch bestehenden Unterschiede in der Performance könnten u.a. in einer optimalen Auslegung der Komponenten innerhalb eines Systems (Spannungsfenster MPP Bereiche Wechselrichter, Teillastbetrieb, etc.), in einem geringeren Einfluss von Layouts bei grösseren Anlagen

(z.B. Teilverschattung) aber auch professionellerer Wartung von grösseren Anlagen mit entsprechend höheren Systemverfügbarkeiten liegen.

	Klein <15kWp	Gross >50kWp	Klein <10kWp	Gross >100kWp
2014 (1. Phase)	0.737	0.788	0.734	0.782
2014 (2. Phase)	0.732	0.773	0.729	0.760
2015	0.724	0.771	0.724	0.760
2016	0.711	0.769	0.709	0.757
Ø 2014 – 2016	0.722	0.771	0.721	0.759
2017	0.701	0.714	0.697	0.697
2018	0.710	0.718	0.704	0.703
2019	0.688	0.738	0.684	0.727
2020	0.688	0.738	0.684	0.727
2021	0.654	0.707	0.655	0.696

Tabelle 4: Absolute Performance-Werte von grossen vs. kleinen Anlagen 2014-2021

Für 2014 bestehen zwei unterschiedliche Datensätze: 1. Zeile zeigt Anlagen mit nur einer Teilfläche (aus 1. Phase) und 2. Zeile zeigt Anlagen mit einer oder mehreren Teilflächen.

6.6 Geografische Unterschiede

6.6.1 Kantonale Unterschiede

Mit dem Ziel, allfällige Unterschiede bezüglich des spezifischen Ertrags und der Performance (PR) zwischen PV-Anlagen in unterschiedlichen Landesteilen zu identifizieren, wurden die Werte der einzelnen Anlagen des gesamten Samples in Hinblick auf kantonalen Standort und Landesregion analysiert. Für alle 23 Kantone (Halbkantone wurden zusammengefasst) liegen ausgewertete Daten vor. Je nach analysiertem Jahr stehen für einige Kantone jedoch nur eine geringe Anzahl analysierte PV-Anlagen zur Verfügung. Besonders bei diesen kleinen Samples (Stichproben) müssen Auswertungen und entsprechende Schlussfolgerungen mit entsprechenden Vorbehalten betreffend Robustheit gemacht werden. Einzelne Ausreisser oder fehlerhafte Daten können bei kleinen Samples in Mittelwertbildungen einen grossen Einfluss haben.

Die spezifischen Erträge (Y_f) für das Jahr 2017 sind breit gestreut und lassen keine regionalen Auffälligkeiten bestimmter Kantone oder Landesteile erkennen. Es gibt insgesamt vier Kantone mit einem durchschnittlichen spezifischen Ertrag von weniger als 950kWh/kWp. Bei den Kantonen handelt es sich um AI/AR, GL, UR und ZG. Kantone mit überdurchschnittlich hohen spezifischen Erträgen von mehr als 1'100kWh/kWp gibt es zwei: NE und SH. Es ist wichtig zu beachten, dass für die in diesem Abschnitt genannten Kantone, mit Ausnahme von AI/AR, je weniger als zehn Datensätze vorliegen. Es könnte sich bei diesen über- und unterdurchschnittlichen Werten auch um Ausreisser handeln. Abbildung 18 bestätigt diese Vermutung, mit Ausnahme vielleicht der Kantone UR und ZG, nicht.

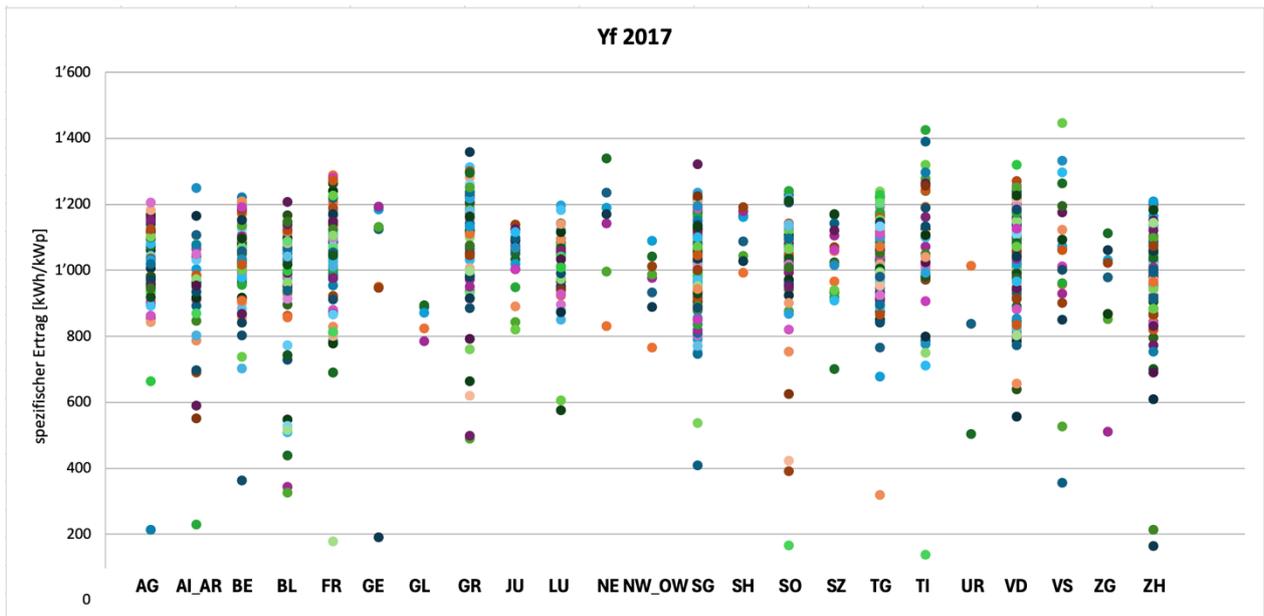


Abbildung 18: Spezifische Ertragswerte kantonal 2017
Die Einzelanlagen wurden kantonal gruppiert. Es sind einige Unterschiede zwischen den Kantonen bemerkbar. Die Stichprobengrösse der einzelnen Datensätze ist jedoch zu beachten bezüglich Belastbarkeit. Jeder Punkt stellt einen Datensatz dar.

Die PR-Resultate von 2017 bestätigen die oberen Aussagen. Die Kantone mit unterdurchschnittlichen spezifischen Erträgen weisen hier auch eine schlechtere PR auf. Dasselbe gilt für die Kantone NE und SH bezüglich ihrer hohen spezifischen Erträge. Sie haben eine überdurchschnittlich hohe PR. Mit wenigen Ausnahmen weisen die Kantone des Mittellandes leicht überdurchschnittliche PR-Werte auf. Die Kantone des Alpenraumes (bspw. GR, VS) sowie spezifisch der Innerschweiz (bspw. SZ und UR) sind breit gestreut. Dasselbe Bild zeigt sich in der Romandie (bspw. FR und NE). Die italienische Schweiz weist leicht überdurchschnittliche PR-Werte auf.

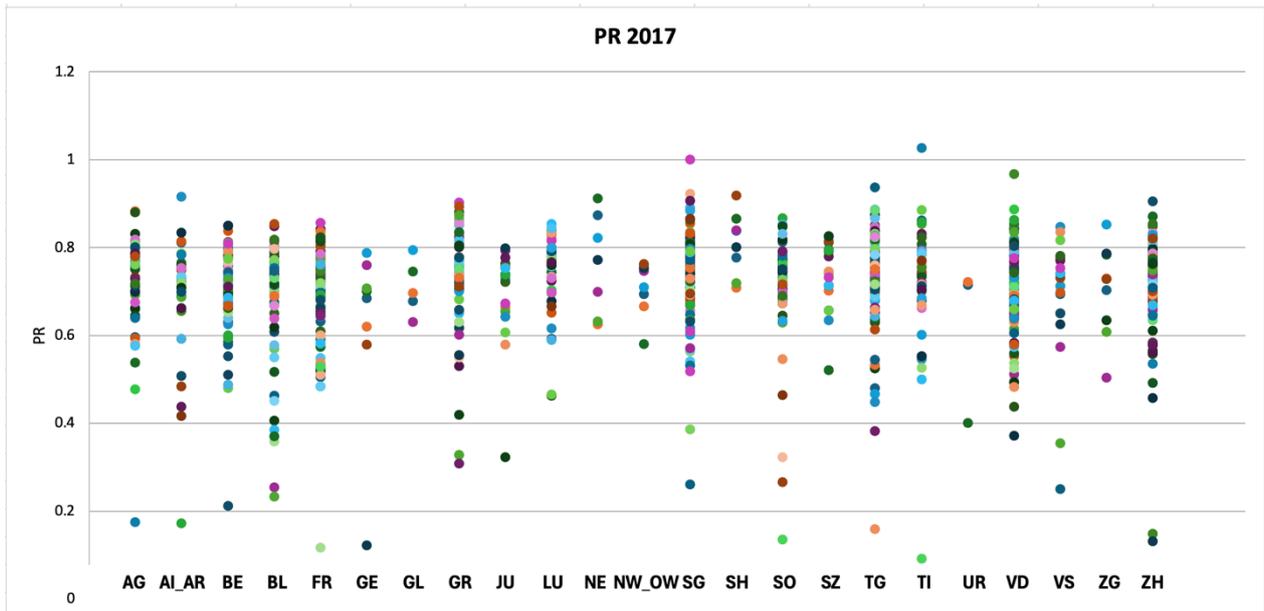


Abbildung 19: PR-Jahreswerte kantonal 2017
Die Einzelanlagen wurden kantonal gruppiert. Es sind einige Unterschiede zwischen den Kantonen bemerkbar. Die Stichprobengrösse der einzelnen Datensätze ist jedoch zu beachten bezüglich Belastbarkeit. Jeder Punkt stellt einen Datensatz dar.

Auch in der kartografischen Darstellungsform (siehe Abbildung 20) werden die tendenziellen Unterschiede zwischen den Landesregionen sichtbar. Während Anlagen mit leicht überdurchschnittlichen PR-Werten (grün eingefärbt) in der Tendenz stärker in der Nordostschweiz auftreten, sind leicht unterdurchschnittliche PR-Werte (rot markiert) häufiger in der Romandie und der italienischen Schweiz zu finden. Obwohl diese

Unterschiede numerisch und optisch erkennbar sind, handelt es sich dennoch mit wenigen Ausnahmen um nicht erhebliche Differenzen. Die Farbgebung stellt keine Bewertung der Performance dar, sondern zeigt lediglich die Abweichung vom Mittelwert aller untersuchten Anlagen. Es ist keine eindeutige Entwicklung einer geografischen Verschiebung aus den Auswertungen zu unterschiedlichen Jahren erkennbar.

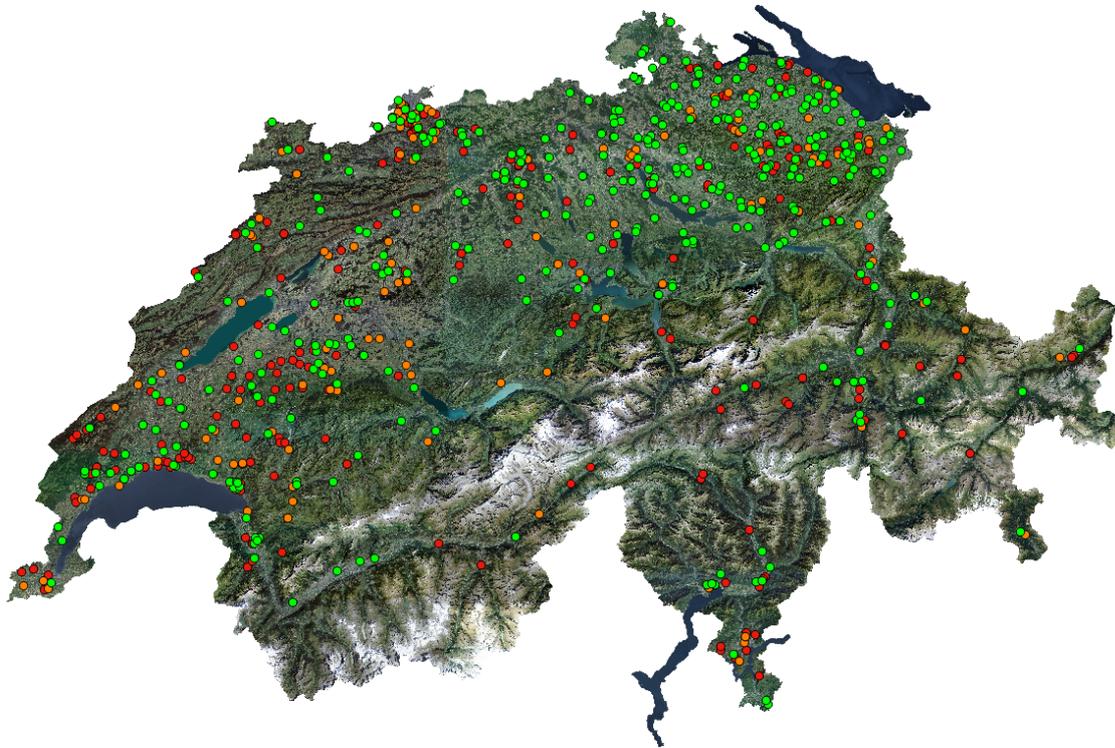


Abbildung 20: Geographische Verteilung der PV-Anlagen und ihrer jeweiligen PR (2017)
Grün = über 2.5% vom Mittelwert, orange = Mittelwert (+/- 2.5%) und rot = unter 2.5% vom Mittelwert über alle untersuchten Anlagen des jeweiligen Zeitraums.

6.6.2 Höhenunterschiede

Neben der willkürlichen Aufteilung der Landesteile anhand der kantonalen Grenzen scheint es angebracht, eine Untersuchung anhand unveränderbarer topografischer Gesichtspunkte in den Bericht aufzunehmen. Im vorliegenden Abschnitt werden deshalb insbesondere die unterschiedlichen Höhenlagen der PV-Anlagen untersucht. Die Schweiz bietet in diesem Bereich eine grosse Vielfalt, von tiefen Lagen bis zu hohen Bergregionen. Gerade auch im Zuge der Solar Offensive des Bundes, welche insbesondere die Förderung von alpinen Solaranlagen massiv vorantreibt, scheint ein Vergleich der PR von hochgelegenen Anlagen mit tiefer gelegenen Anlagen interessant zu sein.

Grundsätzlich ist für alpine Solaranlagen ein höherer Winterstromanteil zu erwarten. Diese Annahme basiert einerseits auf generell tieferen Betriebstemperaturen, unter welchen die elektrischen Prozesse effizienter ablaufen können. Höhere Erträge sind aufgrund der intensiveren Sonneneinstrahlung und Temperatur-Albedoeffekten. In höhergelegenen Regionen ist ausserdem mit weniger Nebel zu rechnen.

Wie in Abschnitt 3 «Projektziel» erwähnt, konnten die unterschiedlichen Höhen der Anlagen nicht ganz zuverlässig erfasst werden. Durch die entsprechende Grösse der Samples kann jedoch trotzdem eine Abschätzung der Ertragsunterschiede sowie des Winterstromanteils vorgenommen werden. Es wird empfohlen, neben den Adressen der PV-Anlagen zukünftig auch die Koordinaten zu erfassen, um geografisch zuverlässige Auswertungen vornehmen zu können. [3]

Die Auswertung der PR für Sommer und Winter in Abhängigkeit der Höhe zeigt ein interessantes Bild. Während im Sommer die Performance der PV-Anlagen mit grösserer Höhe eher zunimmt, so zeigt sich für den Winter bei den Anlagen das gegenteilige Bild. Die Performance folgt einem abnehmenden Trend, je grösser die Höhe. Dieser Umstand ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass die Module im Winter eher

von Schnee bedeckt sind und so keinen Ertrag generieren können. Im Sommer, wenn der Schnee weg ist, profitieren die Anlagen jedoch von tieferen Temperaturen als in niedrigeren Lagen.

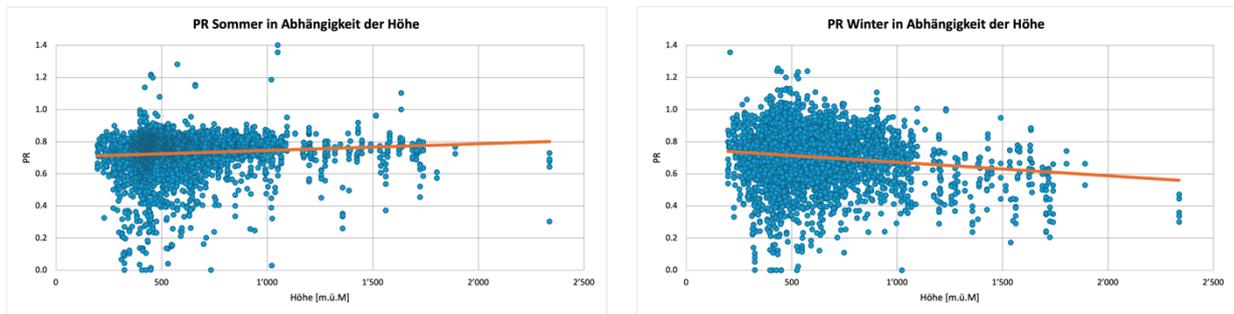


Abbildung 21: PR Sommer und Winter in Abhängigkeit der Höhe inkl. linearer Trendlinie (orange)
Es wurden insgesamt 5'976 Datensätze analysiert. Jeder Punkt repräsentiert eine Anlage und ein Jahr (2017-2021)

Für den spezifischen Ertrag präsentiert sich ein homogeneres Bild im Vergleich von Sommer zu Winter. Die spezifischen Erträge der PV-Anlagen scheinen immer leicht anzusteigen, je höher sie gelegen sind.

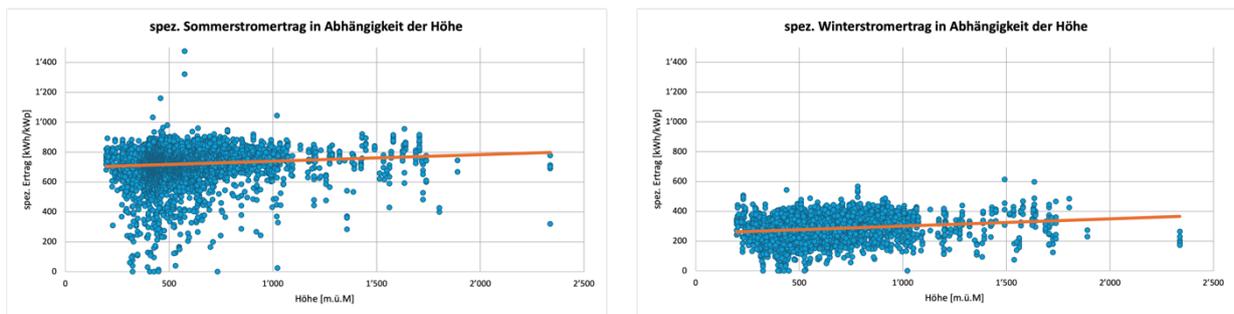


Abbildung 22: spez. Ertrag Sommer und Winter in Abhängigkeit der Höhe inkl. linearer Trendlinie (orange)
Es wurden insgesamt 5'976 Datensätze analysiert. Jeder Punkt repräsentiert eine Anlage und ein Jahr (2017-2021)

Um zu verstehen, unter welchen Grundbedingungen die PV-Anlage im Sommer und Winter produzieren, wurden in Abbildung 23 die berechneten Strahlungsdaten für die untersuchten Datensätze aufgeführt. Im Winter ist ein deutlicherer Anstieg der Einstrahlung mit zunehmender Höhe erkennbar. Dies ist mit hoher Wahrscheinlichkeit darauf zurückzuführen, dass in tieferen Lagen im Winter öfter mit Nebel zu rechnen ist.

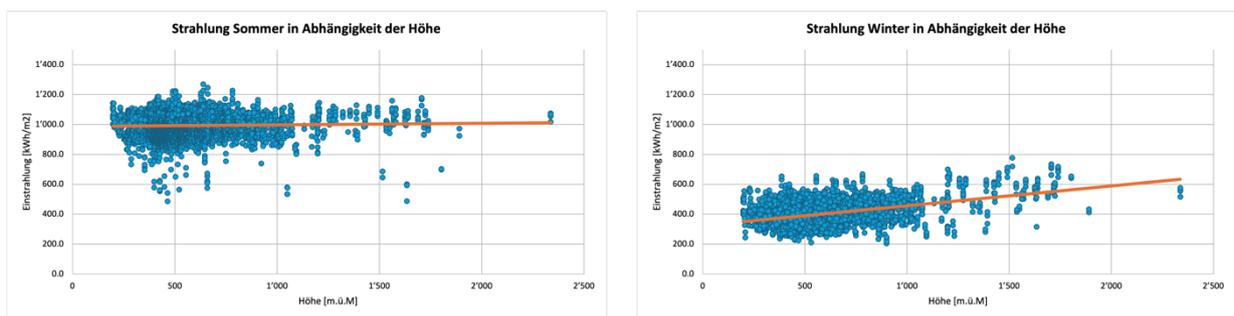


Abbildung 23: Einstrahlung Sommer und Winter in Abhängigkeit der Höhe inkl. linearer Trendlinie (orange)
Es wurden insgesamt 5'976 Datensätze analysiert. Jeder Punkt repräsentiert eine Anlage und ein Jahr (2017-2021)

Die oberen Abbildungen zeigen, dass die Höhe der Anlagen eine wichtige Voraussetzung für die zu erwartenden Ertrags- und Performance Werte sein kann. Es muss jedoch beachtet werden, dass für Anlagen ab 1'000m Höhe nur sehr wenige Datensätze existieren, gerade im Vergleich mit Anlagen mit einer Höhe von weniger als 1'000m. In Abbildung 24 ist noch einmal bildlich dargestellt, wie wenige Datensätze für Anlagen in hohen Regionen vorliegen.

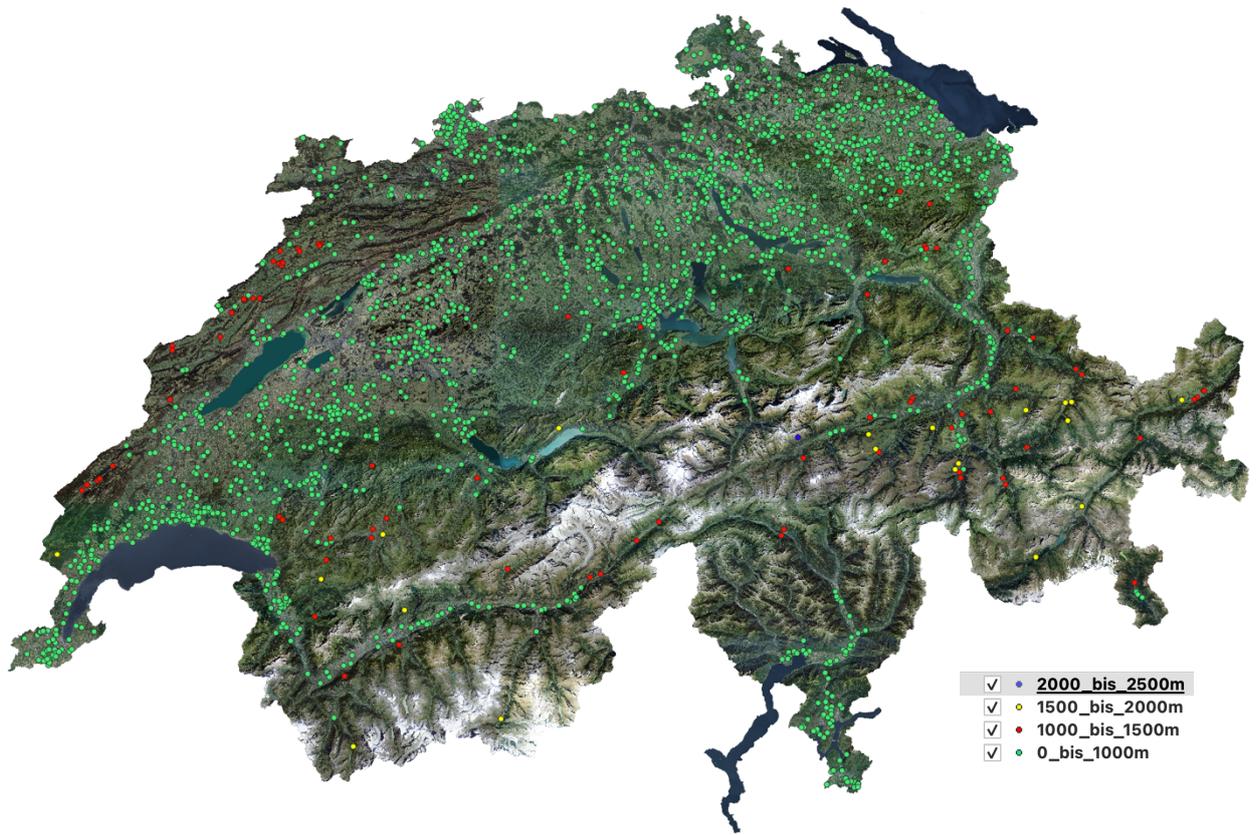


Abbildung 24: Verteilung der Höhen der untersuchten Anlagen

Es ist klar ersichtlich, dass für belastbare Aussagen ein grösseres Sample von Anlagen mit einer Höhe von >1'000m.ü.M miteinbezogen werden sollte

7. Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Wie gut ist die Performance des Schweizer PV-Anlageparks?

Resultat und Interpretation: Für das Jahr 2019 scheinen viele unzuverlässige Datensätze vorzuliegen, welche das Bild der Performance beeinflussen. Wird das Jahr 2019 in die Betrachtung miteinbezogen, liegt die PR mit einem Jahresmittelwert von 0.697 in einem eher tiefen Bereich. Wird das Jahr 2019 aus der Betrachtung entfernt, also nur die PR der Jahre 2017, 2018, 2020 und 2021 betrachtet, resultiert ein Jahresmittelwert von 0.717. Es scheint auffällig zu sein, dass die Performance der Anlagen im Vergleich zum Jahresmittelwert aus dem Bericht von 2018 (0.75) doch merklich abgenommen hat. Die Ursachen für diese Abnahme liegen höchstwahrscheinlich in einer neuen Berechnungsmethode der Solarstrahlungsdaten. Um dies zu verifizieren, müssten die Strahlungsdaten für die bisherigen Anlagen nochmals generiert und anschliessend die spezifischen Erträge und PR berechnet werden, was aus Konsistenzgründen zum früheren Bericht nicht gemacht wurde.

In der Häufigkeitsverteilung der Performance sind geringfügige Gruppierungen im Bereich der unteren Werte der PR zu erkennen. Evtl. würde eine genauere Betrachtung dieser niedrigen Werte Aufschluss über deren Ursache geben. Die Werte wurden nicht aus den Auswertungen ausgeschlossen. Die Form der Verteilkurve PR liefert einen Hinweis weshalb die Durchschnittswerte unterhalb der Werte mit den höchsten Anzahl PV Anlagen liegt.

Wie hoch ist der Winteranteil der PV-Produktion der untersuchten PV-Anlagen?

Resultat und Interpretation: Bei der Untersuchung der Performance in Monatsschritten können zusätzliche Phänomene, welche anhand der Jahreswerte nicht zwingend erkennbar sind, festgestellt werden. Ein solches Phänomen ist beispielsweise der Einfluss von Schnee, welcher auf den PV-Modulen liegen bleibt. Der Winterstromanteil der betrachteten Datensätze beträgt für die ausgewerteten Zeitperioden zwischen 27% und 29% bezogen auf den spezifischen Ertrag.

Die zusätzliche Analyse der geografischen Verteilung für Mittellandkantone und Alpenregion zeigen leicht abweichende Anteile Winterstrom von 26 bis 29% für die ausgewählten Mittellandkantone (SG, TG, ZH) respektive 28 bis 31% für die Kantone aus dem Alpenraum (GR, TI, VS).

Empfehlung: Um eine genauere Analyse des Winterstromanteils von höher gelegenen Anlagen zu ermöglichen, ist die genaue geografische Erfassung der PV-Anlagen unumgänglich. Es wird empfohlen, bei der Erfassung neuer PV-Anlagen neben der Adresse immer auch die Koordinaten mit aufzunehmen. So können die Schweizer PV-Anlage bezüglich ihrer Höhenlage eindeutig zugewiesen und ausgewertet werden. Die Analyse des Winterstromertrags von alpinen PV-Anlagen bietet im Rahmen der Energiestrategie der Schweiz einen äusserst wichtigen Wissensgewinn.

Prognosen zu Schneefall spielen für den Winterstromanteil der flach montierten PV Anlagen auf Dächern eine erhebliche Rolle für die Prognose der Stromproduktion. Entsprechende Ausgleichskapazitäten in der Stromproduktion müssen auch kurzfristig verfügbar sein.

Wie hoch ist der Einfluss der Höhenlage auf den Winterstromanteil der untersuchten PV-Anlagen?

Resultat und Interpretation: Bei der Untersuchung der Kennzahlen von Winter- und Sommeranteil in Abhängigkeit der Höhe der Anlagen liessen sich verschiedene Trends erkennen. Grundsätzlich kann erwartet werden, dass der spezifische Ertrag von PV-Anlagen in höheren Gebieten etwas höher ist als in tieferen Lagen. Dies gilt für Sommer und Winter. Bei der Performance Ratio zeigt sich jedoch ein anderes Bild. Während die PR auch im Sommer dem vorher genannten Trend folgt (je höher die Anlage gelegen, desto höher die PR), zeigt sich im Winter gerade das verkehrte Bild. Die PR sinkt mit zunehmender Höhe ab. Wird die Einstrahlung der Anlagen betrachtet fällt auf, dass diese im Sommer mit der Höhe der Anlage leicht zunimmt, wohingegen sie im Winter einen weitaus stärkeren Anstieg mit zunehmender Höhe verzeichnet.

Empfehlung: Die Höhe über Meer der PV Anlagen ist ein wichtiges Kriterium für die Performance und die Erträge, besonders im Winter. Da Winterstrom für die Strategie der Schweiz von besonderer Bedeutung

ist, empfiehlt es sich, die in diesem Bericht beschriebenen Trends vertieft zu analysieren. Mit zunehmenden PV Anlagen im alpinen Bereich können analoge Untersuchungen mit aussagekräftigen Samplegrößen durchgeführt werden.

Wie gut stimmen die effektiven Erträge der PV-Anlagen mit den Annahmen zum Ertrag von „guten“ PV-Anlagen überein?

Resultat und Interpretation: Wie im Unterkapitel 6.2 ausgeführt wird, weichen die effektiven Erträge der analysierten PV-Anlagen im untersuchten Zeitraum von den bisher angewendeten Annahmen zum Ertrag von „guten“ PV-Anlagen ab. Die spezifischen Erträge der untersuchten Anlagen liegen grösstenteils über den Annahmen von 950 kWh/kWp, durchschnittlich mit 2%.

Empfehlung: Für künftige Entwicklungen muss berücksichtigt werden, dass mit zunehmender PV-Anlagendichte auch immer mehr Modulausrichtungen mit nicht optimiertem Jahresertrag genutzt werden, was wiederum eine Reduktion des zu erwartenden spezifischen Ertrags erwarten lässt.

Ergänzenden Messgrößen, wie beispielsweise Winterstromanteil (oder allgemeiner Stromproduktion zu Bedarfszeiten) sollten systematisch erfasst, ausgewertet und gefördert werden. Eine ähnliche Betrachtungsweise sollte über das Verbrauchsprofil und dessen Optimierungspotential erfolgen.

Eine periodische Kontrolle der Annahmen zum typischen spezifischen Ertrag, welche für die Entwicklung von Modellen wie auch für politische Entscheidungen als Grundlage dienen, ist angezeigt. Die Verifizierung der Annahmen und Modelle sollte dabei stets auf der Basis von statistisch relevanten Datenmengen gemacht werden.

Die Entwicklung des Ertrags und dessen Prognose ist selbstverständlich auch mit den Klimamodellen und Prognosen für künftiges Solarstrahlungspotential in der Schweiz abzugleichen und zu kombinieren, ebenso wie mit Effekten der Degradation und Fortschritten in der Technologie sowie Effizienz der Systeme.

Wie gross ist die Performanceabnahme durch Alterung der Anlage (Degradationseffekte)?

Resultat und Interpretation: Auswertungen bezüglich allfälliger Degradationseffekte sind von hoher Wichtigkeit für die Modellierung des Ertrags und Wirtschaftlichkeitsberechnungen von PV-Anlagen über ihre gesamte Lebensdauer. Die Komponenten Langfristigkeit (Datensätze über möglichst viele Jahre) und Samplegrösse (statistische Relevanz) sind hier von besonderer Wichtigkeit, da die allgemeine Datenlage zur Thematik Degradation aus Feldmessungen bislang eher auf Einzelauswertungen fokussiert ist.

Die Erkenntnis aus der Auswertung Phase 1&2, dass die Degradation mit $-0.3-0.375\%/a$ geringer ist, als beispielsweise anhand der Garantiebedingungen anzunehmen wäre, konnte mit den neuen Daten Phase 3 bestätigt werden.

Empfehlung: Eine periodische Nachführung dieser Auswertungen ist notwendig, um die allfällige nicht-lineare Degradationseffekte über den Verlauf der zu erwartenden Lebensdauer von PV-Anlagen auf Basis statistisch relevanter Samplegrößen prüfen zu können. Ergänzend sind dazu Einzeluntersuchungen zu Komponenten und deren Beitrag an die Performance Degradation zu führen, um Ansatzpunkte für Verbesserungen zu erhalten.

Wie entwickelt sich die Performance von neuen Anlagen im Vergleich zu älteren PV-Anlagen?

Resultat und Interpretation: Die zusätzlichen Daten bestätigen die Erkenntnisse aus den ersten Phasen, dass sich die PR mit den Fortschritten in der PV-Technologie fortlaufend verbessert. Es wurde eine Steigerung von ca. $+0.35\%/a$ für die untersuchten Datensätze nachgewiesen.

Empfehlung: Nebst der technischen Entwicklung sollte die Verteilung der Performance im zeitlichen Verlauf untersucht werden um rechtzeitig eine Umverteilung von nicht korrekt installierten/gewarteten PV Anlagen erkennen zu können. Die angewendete Methodik ermöglicht eine solche Auswertung.

Ist die Performance von grossen und kleinen PV-Anlagen gleich gut?

Resultat und Interpretation: Die Unterschiede in der PV zwischen kleinen und grossen Anlagen haben sich verringert zwischen den Auswertungen Phase 1&2 und der Phase 3. Dies deutet grundsätzlich auf eine gleichmässigeren Qualität von PV Anlagen und Abstimmung von Komponenten hin. Es gilt zu berücksichtigen, dass die Verteilung der verwendeten Datensätze nicht zwingend der Verteilung aller realisierten PV Anlagen bezüglich Nennleistung entspricht.

Empfehlung: Qualitätskontrolle in der Ausbildung und Hilfsmittel für die Bauherrschaft unterstützen den Angleich der Performance der realisierten Anlagen an die technischen Möglichkeiten und sollten weiter ausgebaut werden.

Ist ein geografisches Muster in der Verteilung der Performance erkennbar?

Resultat und Interpretation: Geografisch bedingte PR-Unterschiede in unterschiedlichen Landesregionen sind weiterhin lediglich in der Tendenz erkennbar. Eventuell ist eine Aufteilung ausserhalb der Kantone ergänzend zu prüfen für vertiefte Analysen.

Hinweise auf eine klare geografische Verteilung könnten auf Probleme in der Qualität der Planung und Installation respektive dem Betrieb und Wartung deuten unter der Annahme, dass die Installation lokal erfolgt. Bezüglich der Komponenten kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass keine Unterschiede bestehen (internationale Hersteller).

Empfehlung: Es können zusätzliche geografische Kriterien (zB Versorgungsgebiete oder Handlungsraum von Installateuren) definiert werden, insbesondere wenn die Koordinaten schon bei den Grunddaten mit erfasst werden.

Inwiefern kommt es zu Auffälligkeiten und Ausreissern in den Datensätzen?

Die Datenqualität ist grundsätzlich weiterhin gut. Die Anzahl an Datensätzen, welche eindeutig als fehlerhaft (entweder fehlerhafte Angaben oder Fehler in den Datenwerten) identifiziert werden konnten, ist gering (je nach Ausschluss-Kriterium im Bereich von wenigen Prozenten oder Bruchteilen von Prozenten). Für die in diesem Bericht zusätzlich analysierten Anlagen für die Jahre 2017 bis 2021 ist besonders das Jahr 2019 von auffällig vielen Datensätzen mit sehr niedrigen PR-Werten und spezifischen Erträgen betroffen. Es sollte in Betracht gezogen werden, die Datensätze dieses Jahres detailliert zu prüfen.

Empfehlung: Eine stichprobenartige Überprüfung von einzelnen Projekten im Feld könnte zusätzliche Sicherheit schaffen.

8. Ausblick

8.1 Kontinuierliche Weiterführung und Ergänzung der Datenbank

Die gefundenen Erkenntnisse und Resultate basieren dank der angewendeten Methodik auf statistisch relevanten Samplegrössen. Mit periodischen Updates zu den Ertragsdaten der bestehenden Anlagendatenbank können beispielsweise die Zeitreihen verlängert werden und die Datenlage und Analyse insbesondere im Bereich Langzeitauswertungen verbessert werden. Um die Technologiefortschritte und deren Einfluss auf die Performance zu analysieren, ist ausserdem eine Ergänzung mit zusätzlich zu erfassenden PV-Anlagen mit jeweils aktuellem Erstellungsjahr anzustreben. Ein Abgleich zwischen der Population der mit dieser Methodik untersuchten PV Anlagen und den effektive installierten PV Anlagen (zB betreffend Nennleistung) wäre interessant

8.2 Zentralisierung der Daten und Datenqualität

Um die Datensammlung und -auswertungen effizienter und fehlerresistenter zu gestalten, sind Zentralisierung, weitere Vereinheitlichung sowie systematische Digitalisierung aller relevanten Daten weiter voranzutreiben. Angaben wie Ausrichtung und Neigung sowie die Koordinaten der Anlagen sollten wenn möglich bereits von Anfang an und in einheitlicher Art und Weise erfasst werden. Dies erlaubt auch die Zusammenführung mit anderen Datenbanken und Auswertungen, beispielsweise von der Produktion anderer Energieträger oder den Verbrauchsprofilen. Die Datenqualität kann mit Stichprobenkontrollen weiter verbessert werden, insbesondere aus den Bereichen von PR, welche unterhalb der Mittelwerte liegen. Damit können gleichzeitig Erkenntnisse über den Einfluss von Komponenten gefunden werden.

8.3 Vertiefte Auswertungen

Eine Kategorisierung der PV Anlagen (Volleinspeisung, Eigenverbrauch, ZEV, LEG, Mischmodelle, Speichersysteme, etc) könnte Erkenntnisse über mögliche Unterschiede in der Performance der Anwendungsgruppen liefern. Mit Produktionszählern kann auch weiterhin über die reinen PV Anlagen eine Auswertung erfolgen.

9. To Do's für die Energiewende

1. Nach der eindeutigen Bestätigung der Energiestrategie 2050 durch den Souverän vom 9. 6. 2024 werden für die kommenden Jahre jährlich 1.5 – max. 3 GW Photovoltaik Projekte realisiert und in das Schweizer Stromnetz integriert. Die Verantwortung und Bedeutung der Photovoltaik einerseits und die hohen, mit den Anlagekosten verbundenen Investitionen privater und der öffentlichen Hand, bedürfen einer kontinuierlichen Überwachung, Analyse und Qualitätssicherung des Bestands der gesamten Photovoltaik Anlageflotte in der Schweiz.
2. Eine weitere Herausforderung besteht wegen der erwünschten weiteren Absenkungen der Investitionskosten bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der Qualität und insbesondere Lebenserwartung der gesamten Photovoltaikflotte.
3. Der zusätzliche Schwerpunkt der winterlichen Stromproduktion im alpinen Bereich muss separat überwacht begleitet und analysiert werden. Die in Aussicht gestellten höheren Wintererträge müssen für die Flotte auch messtechnisch bestätigt werden.
4. Die in diesem Bericht vorgestellten Untersuchungen eines repräsentativen Anteils des Schweizer Anlagebestands baut auf den KEV-Abrechnungen der Gesamtproduktion an Pronovo.
5. Der Umstieg bei der Förderung auf Einmalvergütung und die zusätzliche Vergütung nur der eingespeisten Energie (HKN) wird so zur messtechnischen Herausforderung. Um die Güte und Qualität der Anlagen zu beurteilen, brauchen wir die gesamte als Wechselstrom erzeugte Energie und nicht nur die Netzeinspeisung. (Produktionszähler)
6. Dabei ist der angenommene oder in einzelnen Fällen gemessene Eigenbedarf einer Anlage keine konstante Grösse über das Jahr. Vielmehr kann man davon ausgehen, dass der Eigenverbrauch bei höherem Strombedarf einerseits und niedriger Produktion andererseits im Winter signifikant höher sein wird als im Sommer. Dann haben wir viel Strom im Netz und weniger Bedarf.
7. Die Datenerfassung und -Auswertung muss zukünftig nicht mit zeitlichem Verzug von mehreren Jahren ausgewertet und dargestellt werden. Wir schlagen vor, das notwendige Monitoring mit Hilfe des Datenpfads Pronovo weitgehend zu automatisieren und die Daten zeitnah mit max. einigen Wochen Verzug (auch) auf Swiss Energy Charts öffentlich darzustellen. Die heute 2024 praktizierte Lösung zur Erfassung der Gesamtproduktion erfolgt auf der Basis eines grösseren Samples 1 GW mit der privat betriebenen Datenerfassung Solarlog.
8. Dieser Zustand soll zukünftig, eventuell auch Dank des Smart Meter Rollouts und Einsatzes weiterer neuer Abrechnungsprozesse (Vehicle to Grid), erweitert werden. Eine Auswertung dieser Daten der einzelnen Anlagen, gegliedert nach Grösse, Standort, Kantone, Höhe über Meer, Anstellwinkel und Azimut ist wichtig für eine belastbare Auswertung. Die Standort-Daten werden durch Pronovo heute schon elektronisch erfasst (Anlagestandort, Anlagegrösse, Anstellwinkel und Azimut), sollten aber weiter vereinheitlicht werden.
9. Um den Datenschutz-Vorschriften gerecht zu werden, dürfen die einzelnen Anlagedaten nicht veröffentlicht werden, sondern vielmehr Auswertungen in grösseren Gruppen gleichartiger Anlagen gegliedert werden.
10. So entsteht ein öffentliches Cockpit für Wirtschaft, Politik und Öffentlichkeit. Das gibt eine transparente a-jour Erfolgskontrolle über den schnellen Ausbau der Photovoltaik. Nicht im Rhythmus von Jahresberichten mit 6 Monaten Verzug, sondern in regelmässigen Monatsrhythmen.

10. Referenzen

- [1] **Swissolar** (Schweizerischer Fachverband für Photovoltaik) 2018: Markterhebung Sonnenenergie 2017. Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien.
- [2] **TNC Consulting** 2016: New Approach to Analyzing Longterm Performance of Large Populations of PV Systems in FIT Markets with Minimal Efforts and Costs,. EU PVSEC.
- [3] **SLF** (Institut für Schnee- und Lawinenforschung) 2018: Archiv Schneedaten 2012/2013.
- [4] **TNC Consulting** 2004: Schlussbericht Niedrigenergiehaus Erlenbach. Bundesamt für Energie.
- [5] **Häberlin**, H. 2007: Photovoltaik. Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen. Aarau: AZ Verlag.
- [6] **Leloux**, J. et al. 2015: Monitoring 30'000 PG systems in Europe: Performance, Faults, and State of the Art. EU PVSEC.

- [1] B. für E. BFE, „Elektrizitätsproduktionsanlagen in der Schweiz“, Elektrizitätsproduktionsanlagen in der Schweiz. Zugegriffen: 21. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE_Elektrizitaetsproduktionsanlagen/
- [2] „Automatisches Messnetz - MeteoSchweiz“. Zugegriffen: 9. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.meteoschweiz.admin.ch/wetter/messsysteme/bodenstationen/automatisches-messnetz.html>
- [3] „Energie: Konsultation zu Verordnungsänderungen für Solaroffensive“.