

Schlussbericht, 14. Dezember 2018

Performance-Analyse der Schweizer KEV PV-Anlagen

2009-2016



energie schweiz
Unser Engagement: unsere Zukunft.

Autoren

Thomas Vontobel, TNC Consulting AG

Thomas Nordmann, TNC Consulting AG

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

Adresse

EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Postadresse: CH-3003 Bern

Infoline 0848 444 444, www.infoline.energieschweiz.ch

energieschweiz@bfe.admin.ch, www.energieschweiz.ch, twitter.com/energieschweiz

Executive Summary

Deutsch

Im vorliegenden Bericht werden die wichtigsten Resultate der Performance-Analyse von Schweizer Photovoltaik-Anlagen im Zeitraum von 2009-2016 präsentiert. Mit einem ausgewerteten Sample an KEV Anlagen, welches rund 12% der installierten Schweizer PV-Leistung repräsentiert 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. 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-Ratio (PR) aus. Die Analysen ergeben, dass die Schweizer PV-Anlagen generell eine gute Performance aufweisen mit einem Mittelwert von leicht mehr als 0.75. Die effektiv gemessenen elektrischen Jahreserträge über die ausgewerteten Anlagen liegen im untersuchten Zeitraum im Schnitt 2.3% über den statistischen Annahmen der KEV von 950 kWh/kWp für gute PV-Anlagen. Die Degradation der ausgewerteten PV-Anlagen mit fortschreitenden Betriebsjahren konnte mit -0.2...-0.3% pro Jahr nachgewiesen werden. Der technologische Fortschritt bei neuen Anlagen führt zu einer Steigerung der PR von jährlich ca. +0.36%. Die Auswertungen hinsichtlich der geografischen Eigenschaften für einzelne Kantone und Landesregionen hat ergeben, dass die Kantone der lateinischen Schweiz leicht überdurchschnittliche Werte bei den spezifischen Jahreserträgen aufweisen, während das deutschsprachige Mittelland leicht überdurchschnittliche PR-Werte aufweist. Die nachgewiesenen Unterschiede sind jedoch als Tendenz einzustufen und nicht markant. Eine künftige Verlängerung der ausgewerteten Zeitreihe 2009-2016 der bereits erfassten PV-Anlagen zur Untersuchung der Entwicklung der Degradation kann relevante Erkenntnisse liefern. Die Datenqualität ist grösstenteils gut und die Methodik hat sich als robust erwiesen. Verbesserungspotential besteht in der Vereinheitlichung und Erfassung der Daten für künftige Auswertungen.

Français

Dans ce rapport sont présentés les principaux résultats de l'analyse des performances des installations photovoltaïques en Suisse pour la période 2009 à 2016. Sur la base d'un échantillon d'installations RPC représentatif d'un point de vue statistique (correspondant à environ 12% de la puissance photovoltaïque nationale), des évaluations ont été réalisées à l'aide d'une méthodologie développée par TNC AG. Celles-ci concernent entre autres les domaines suivants: performance générale des parcs photovoltaïques en Suisse, comparaisons à des fins statistiques, facteurs influençant la performance en raison du vieillissement des équipements et suite aux avancées technologiques, ainsi que les différences régionales et suprarégionales. La méthodologie mise en œuvre comptabilise de manière systématique les rendements électriques générés par les installations photovoltaïques en corrélation avec les conditions de rayonnement solaire spécifiques à leur implantation (basées sur des données météorologiques mesurées) et évalue le rapport de performance. Les analyses démontrent d'une manière générale une bonne performance des installations photovoltaïques suisses avec une valeur moyenne légèrement supérieure à 0,75. Les rendements électriques annuels effectifs des installations évaluées durant la période d'étude affichent une valeur moyenne de 2.3% supérieure aux hypothèses statistiques du RPC fixées à 950 kWh/kWp pour de bonnes installations photovoltaïques. L'altération des installations photovoltaïques analysées au cours des années d'exploitation a pu être démontrée; son impact correspond à une perte de -0,2 à -0,3% par an. A noter que les avancées technologiques dont bénéficient les nouvelles installations impactent favorablement leur performance de l'ordre de +0.34% par an. Les évaluations basées sur les caractéristiques géographiques de certains cantons et régions du pays ont mis en exergue des valeurs légèrement plus élevées concernant les rendements annuels spécifiques dans les cantons de la Suisse latine, ainsi qu'un facteur de performance légèrement supérieur à la moyenne pour le plateau suisse. Toutefois, les différences relevées ne sont pas significatives; elles s'inscrivent plutôt dans une tendance. Une prolongation future de la période d'évaluation des installations photovoltaïques réalisée de 2009 à 2016 pourra fournir des données pertinentes, car fondées sur un nombre statistiquement significatif d'installations en Suisse. La qualité des données est d'une manière générale bonne et la méthodologie s'est révélée solide. Il existe encore un potentiel d'amélioration dans l'harmonisation et la saisie des données lors des futures évaluations.

English

This report presents the most important results of the performance analysis of Swiss photovoltaic systems in the period from 2009 to 2016. With an evaluated statistically relevant sample of plants within the FIT program (KEV), which represents approximately 12% of the installed PV capacity in Switzerland. The evaluations were carried out with a methodology developed by TNC focusing on the following areas: general performance of the Swiss PV plants, effective annual yields compared to statistical assumptions, impact on the performance of PV plants due to degradation over time as well as technological progress and geographical differences in performance. The developed methodology systematically combines the reported electrical yields of the PV plants and their site-specific compiled irradiation, which is based on measured meteorological data, and evaluates the performance ratio (PR). The performed analysis shows that the Swiss PV plants generally perform well with an average PR of slightly higher than 0.75. In the period under review, the effective annual yields of the evaluated plants are on average 2.3% higher than the statistical assumptions of the FIT program (950 kWh/kWp for well-performing PV systems). The degradation of the evaluated PV plants over time was found to be at -0.2 ... 0.3% per year. The technological progress of new plants leads to an increase in PR of approximately +0.36% per year. Analysis of the geographical distribution of PR show that the cantons in the French and Italian speaking parts of Switzerland have slightly higher average annual yields, while the cantons in the German-speaking central part of Switzerland have slightly higher than average PR values. However, the differences found are marginal. An extension of the evaluated time series of 2009-2016 for the recorded PV plants in upcoming projects would provide much needed insights based on a statistically significant number of PV plants concerning the degradation of PV plants over time. Data quality was found to be mostly solid and the methodology has proven to be robust. There is room for improvement in the standardization and recording of data for future evaluations.

Inhalt

Executive Summary	2
Abbildungsverzeichnis	8
Tabellenverzeichnis	9
1 Ausgangslage	10
2 Projektziel	11
3 Methodik	13
3.1 Datengrundlagen und -zusammenführung	13
3.2 Verfeinerte zeitliche Auflösung der Produktionsdaten	14
3.3 Berechnung der wichtigsten Kennzahlen	14
3.4 Erweiterung der Zeitreihen und des Samples	14
3.5 Einordnung der neuen Methodik	15
4 Neue Datenbank	16
4.1 Mehrnutzen der neuen Datenbank	16
4.2 Datenquellen und -beschaffung	16
4.3 Umgang mit unterschiedlicher Datenqualität	17
5 Analyse und Resultate	19
5.1 Performance des Schweizer PV-Anlageparks	19
5.2 Winterproduktion Photovoltaik	23
5.3 Effektiver Jahresertrag im Vergleich zu KEV Annahmen	29
5.4 Performanceabnahme durch Alterung der Anlage	31
5.5 PR-Unterschiede zwischen Anlagen unterschiedlichen Alters (Inbetriebnahmejahr)	33
5.6 Performance- und Ertragsunterschiede zwischen kleinen und grossen Anlagen	34
5.7 Geographische Unterschiede	36
6 Schlussfolgerungen und Empfehlungen	39

7	Ausblick	43
7.1	Kontinuierliche Weiterführung und Ergänzung der Datenbank.....	43
7.2	Zentralisierung der Daten und Datenqualität	43
7.3	Vertiefte Auswertungen.....	43
7.4	Weitergehende Fragestellungen.....	44
8	Referenzen.....	45

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Methodik der Datenzusammenführung und des Umrechnungsprozesses.....	13
Abbildung 2: Schweizweite geografische Verteilung der analysierten KEV PV-Anlagen (2016)	19
Abbildung 3: Verteilung der Nennleistungen der analysierten Datensätze	20
Abbildung 4: Verteilung PR der analysierten Einzelanlagen, summiert dargestellt (2009-2016).....	21
Abbildung 5: Jahresvergleich PR der Einzelanlagen 2015 (blau) und 2016 (rot)	22
Abbildung 6: Jahresvergleich PR der Einzelanlagen 2013 (blau) und 2014 (rot)	23
Abbildung 7: PR im Monatsvergleich 20013 und 2014	24
Abbildung 8: Monatliche Auswertung der PR von 2009-2014 (Datensatz wachsend).....	25
Abbildung 9: Schneehöhe Dezember 2012 im Vergleich zu Durchschnitt von Periode 1971-2000	25
Abbildung 10: Schneehöhe Dezember 2013 im Vergleich zu Durchschnitt von Periode 1971-2000	25
Abbildung 11: Jahresmittelwert Yf über alle Anlagen, aufgeteilt nach Sommer und Winter	26
Abbildung 12: Winterstromanteil über alle Anlagen bezogen auf Yf Mittelwert = 100%	26
Abbildung 13: Jahresmittelwert Yf für Mittelland, aufgeteilt nach Sommer und Winter.....	27
Abbildung 14: Winterstromanteil für Mittelland bezogen auf Yf Mittelwert = 100%.....	27
Abbildung 15: Jahresmittelwert Yf für Alpenregion, aufgeteilt nach Sommer und Winter	27
Abbildung 16: Winterstromanteil für Alpinregion bezogen auf Yf Mittelwert = 100%	27
Abbildung 17: Jahresmittelwerte der PR mit sinkender Trendlinie durch Alterungseffekte.....	31
Abbildung 18: Ansteigende PR-Trendlinie durch Einsatz von optimierter Technologie 2009-2016	33
Abbildung 19: PR Vergleich grosse Anlagen zu. kleinen Anlagen 2014-2016.....	34
Abbildung 20: Spezifische Ertragswerte kantonal 2015, sortiert n. absteigendem Jahresmittelwert	36
Abbildung 21: PR-Jahreswerte kantonal 2015, sortiert n. absteigendem Jahresmittelwert	37
Abbildung 22: Geographische Verteilung der PV-Anlagen und ihrer jeweiligen PR (2015).....	38

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der wichtigsten Kennzahlen aus der Datenbank (IEA PVPS Standards).....	14
Tabelle 2: Datenerweiterungen der Phase 2.....	15
Tabelle 3: Vergleich der spezifischen Jahreserträge vs. KEV Annahmen von 2009-2016	29
Tabelle 4: Absolute Performance-Werte von grossen vs. kleinen Anlagen 2014-2016	35

1 Ausgangslage

2015/2016 wurde von der TNC Consulting AG eine effiziente Mess- und Analyseverfahren 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 können nun 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 im vorliegenden Bericht präsentierten Resultate beziehen sich auf effektiv an Swissgrid bzw. die Pronovo AG rapportierten elektrischen Erträge von aktuell 1'658 ausgewerteten Schweizer KEV PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 206.8 MWp. Dieser Betrag entspricht ca. 12% der aktuellen landesweit installierten PV-Nennleistung. Die analysierten Anlagen beziehen sich auf die Zeitperiode von 2009 bis 2016, verteilen sich über alle Landesregionen und verfügen über unterschiedliche Nennleistungen und Inbetriebnahme-Zeitpunkte. Dieser Schlussbericht baut auf dem Zwischenbericht von Oktober 2015 auf, in welchem die Zeitperiode von 2009-2014 mit Schwergewicht auf Anlagen mit nur einer Teilfläche untersucht wurde, und fokussiert dabei auf den seither anzahlmässig und zeitlich erweiterten Datensatz.

2 Projektziel

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. Der neu entwickelte Ansatz produziert somit einen bedeutenden Mehrwert für die umfassende Auswertung von in der Schweiz operativen 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.

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. Darüber hinaus fliessen die Auswertungen in die Arbeiten des International Energy Agency (IEA) PVPS Task13 ein und ermöglichen somit auch einen internationalen Vergleich. 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 PV-Anlagen im Schweizer Strommix.

Im Rahmen einer potenziellen periodischen Erweiterung der Datensätze könnten die bisherigen Erkenntnisse bezüglich des Ertrags und Performance von Schweizer PV-Anlagen in Zukunft zeitnah 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.

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 Datenschutzanforderungen 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 der KEV
- 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 und weitere geografische Faktoren
- g. PR-Unterschieden bei verschiedenen Technologien

Die Themenbereiche (a) – (f) konnten aufgrund der erfassten Daten ausführlich analysiert werden. Die Ergebnisse dieser Analysen werden im *Kapitel 5 Analyse und Resultate* dargestellt und umfassend ausgeführt.

Aufgrund der unterschiedlichen Qualität der Ausgangsdaten und der verfügbaren Angaben der erfassten Anlagedaten war es im Umfang dieses Auftrags nicht möglich, den Themenbereich (g) abzudecken und einen systematischen Vergleich der Modultechnologien der analysierten PV-Anlagen durchzuführen. Die entsprechenden Fragestellungen müssten in einem nächsten Schritt und unter der Bedingung, dass einerseits die Angaben zu den Modultypen eindeutig und zuverlässig erfasst sind und andererseits eine Moduldatenbank hinterlegt werden kann, untersucht werden.

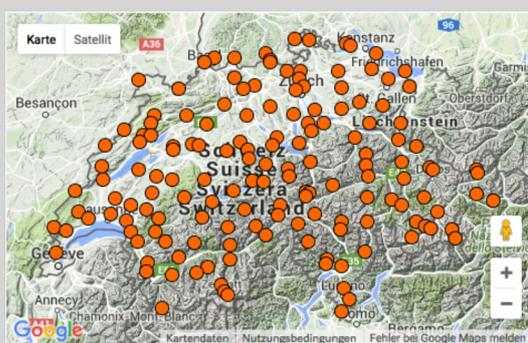
Zusätzliche Fragen, welche an die hier vorliegenden Resultate anknüpfen könnten, werden im *Unterkapitel 7.4 Weiterreichende Fragestellungen* ausgeführt. Die entwickelte Datenbank könnte für vertiefte Untersuchungen zu einzelnen Aspekten (z.B. Technologie von Modulen und Wechselrichter) mit anderen Datenbanken (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.

3 Methodik

3.1 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 150 operativen Meteomesstationen von MeteoSchweiz. Basierend auf diesen gemessenen (nicht simulierten) Strahlungsdaten werden die standortspezifischen Einstrahlungsverhältnisse berechnet. Ausgeführt werden die Berechnungen durch die Meteotest AG. 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.

Referenz-Strahlung



- 150 nationale Meteostationen
- 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.

3.2 Verfeinerte zeitliche Auflösung der Produktionsdaten

Die Performance wird für Anlagen basierend auf der Periodizität der gemeldeten Produktionsdaten (typischerweise für Anlagen grösser als 30 kW in Monatsschritten und für kleinere Anlagen jeweils quartalsweise) berechnet, ausgewertet und analysiert. Um auch für kleinere Anlagen weiterführende Untersuchungen mit monatlicher Auflösung machen zu können, wird im Rahmen der neuen Datenbank eine Berechnungsmethode entwickelt und implementiert, welche mit entsprechender Gewichtung die jeweilige monatliche Performance auch für Anlagen mit quartalsweisen Ertragswerten interpolieren kann. Dieser Bearbeitungsschritt wird in Zukunft voraussichtlich vermehrt durch direkte Erhebungen von Monatsdaten sowie automatischer Übermittlung ersetzt werden. Eine Automatisierung der Datenübermittlung in hoher zeitlicher Auflösung führt somit langfristig zu einer höheren Datenqualität.

3.3 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 potentieller Einflussfaktoren werden dann ausgewertet, untersucht und schliesslich dokumentiert.

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

Abkürzung	Beschreibung	Einheit
ETU	Energie To Utility, eingespeiste Energie	kWh
Yf	Anlagenertrag normiert auf Nennleistung mit Jahres- und Monatswerten	kWh/kWp
Yr	Referenzertrag, standortspezifischer potentieller Ertrag basierend auf Solarstrahlung bezogen auf Anlagengrösse	kWh/kWp
PR	Performance Ratio = Y_f/Y_r	–
P0	Nennleistung der PV-Anlagen (gesamthaft und für Teilflächen)	kWp

3.4 Erweiterung der Zeitreihen und des Samples

Die 2015 erfassten 1'170 PV-Anlagen mit insgesamt 112.9 MWp und einem Inbetriebnahmejahr zwischen 2009 und 2014 sind für die vorliegenden Auswertungen 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 aufge-

nommen. Damit sind zusätzliche Produktionsdaten (vollständige Jahreswerte) für 2015 und 2016 nutzbar. Mit dieser Erweiterung des Samples werden nun 12% der Schweizer PV-Nennleistung abgedeckt [1].

Tabelle 2: Datenerweiterungen der Phase 2

	Phase 1	Phase 2	Mehrwert
Jahre	2009-2014	2009-2016	+ 2 Jahre
Anzahl PV-Anlagen	1'170	1'658	+ 488 Anlagen
Leistung	112.9 MWp	206.8 MWp	+ 93.9 MWp
Prozentanteil Nennleistung des Schweizer PV-Anlagenparks	8% (Referenz 2014)	12% (Referenz 2016)	+ 4%

3.5 Einordnung der neuen 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 Datenmengen, primäre Nachteile sind potentiell uneinheitliche Berechnungen und eingeführte Messfehler in der Solarstrahlung und/oder der Energiemessung.

Mit der hier eingeführten methodischen Weiterentwicklung 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.

4 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.

4.1 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 mit Hilfe 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.

4.2 Datenquellen und -beschaffung

Swissgrid/Pronovo AG verfügen anhand der Anmeldungen der PV-Anlagen für das KEV Programm sowie durch den Beglaubigungsprozess über wichtige technische Anlagedaten. Diese Angaben (u.a. Ausrichtung, Neigungswinkel und Moduldaten) stehen digital jedoch nur einge-

schränkt zur Verfügung und mussten für die hier diskutierten Auswertungen manuell bei Swissgrid/Pronovo geprüft und erfasst werden. Dieses Einlesen der Daten von Hand ist nicht nur zeit- und kostenintensiv, sondern stellt auch eine mögliche Fehlerquelle dar. Das Fehlen der digitalen Daten ist besonders bedauernswert, da der Anmeldeprozess grundsätzlich online und somit in digitaler Form erfolgt.

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.

4.3 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. Um dennoch eine möglichst hohe und einheitliche Datenqualität zu erreichen, sind in der Datenbank Mechanismen implementiert um unterschiedliche Datenquellen und Prognosen zusammenzufügen und im Sinne einer Gegenprobe abzugleichen. Wo möglich ist eine Priorisierung der Datenquelle implementiert (z.B. beglaubigte Nennleistung vor im administrativen Prozess durch den Anlagenbetreiber angegebene Modulfläche). 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 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. und Temperatur; Abweichungen in den Berechnungen können bis zu 3.5% betragen
- 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
- Die händische Erfassung von zusätzlichen oder erweiterten Angaben zu den PV-Anlagen im Verarbeitungsprozess
- Umrechnungen und Interpolationen innerhalb der Datenbank

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).

5 Analyse und Resultate

Die folgenden Analysen basieren auf den für die Datenbank ausgewählten Datensätzen innerhalb des KEV Programms von 2009 bis 2016. Es werden Messangaben von aktuell 1658 Anlagen (ca. 12% der Gesamtleistung aller Schweizer PV-Anlagen) verwendet und primär bezüglich ihrer Performance-Ratio (PR) ausgewertet. Ein Augenmerk liegt dabei auf den Jahren 2015 und 2016, welche neu in die Analysen integriert werden konnten und somit die Zeitreihen um zwei Jahre erweitern. Einzelne Teilbereiche der Analyse beziehen sich auf ausgewählte frühere Jahre oder Jahresvergleiche und sind entsprechend gekennzeichnet.

5.1 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 Abb. 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 bilden somit alle Teilregionen der Schweiz ab.



Abbildung 2: Schweizweite geografische Verteilung der analysierten KEV PV-Anlagen (2016)

Die gelben Punkte stehen für Einzelanlagen. Optisch ist eine flächendeckende Verteilung über alle Landesregionen ersichtlich, wobei einzelne Ballungszentren (z.B. Nordostschweiz) erkennbar sind.

Ein anderer Ansatz für die Definition geografischer Repräsentativität der untersuchten PV-Anlagen wäre zum Beispiel eine Zuordnung zur Anzahl Einwohner pro Kanton oder zur Fläche pro Kanton. Dieser Ansatz ist bisher nicht weiterverfolgt worden.

Die ausgewerteten Anlagen verfügen über eine Nennleistung zwischen 5 kWp und >1000 kWp, wobei eine akzentuierte Konzentration bei Datensätzen mit 5-10 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 in der KEV ausgewertet, d.h. Anlagen, welche nicht im Rahmen der KEV realisiert wurden, sind nicht enthalten. Insbesondere in der ersten Auswertung ist zudem eine Auswahl an Datensätzen durch TNC erfolgt, da im Umfang des Projekts nicht alle verfügbaren KEV Anlagen verarbeitet werden konnten (siehe *Unterkapitel 4.2 Datenquellen und -beschaffung*). Die Konzentration von Datensätzen zwischen 5...10 kWp ist Resultat des Auswahlverfahrens TNC, da bewusst ein Sample kleiner PV-Anlagen mitberücksichtigt werden soll. Die Konzentration zwischen 50...300 kWp entspricht typischen KEV Anlagen in der Schweiz. Ein Datensatz entspricht einem vollständigen Jahreseintrag an Ertragsdaten. Das bedeutet, dass eine PV-Anlage, welche über 8 Jahre vollständige Produktionsdaten erfasst hat, 8 Datensätze mit derselben Nennleistung generiert. Erweiterungen der Nennleistung führen für dieselbe PV-Anlage zu einem Datensatz in einer anderen Leistungsklasse.

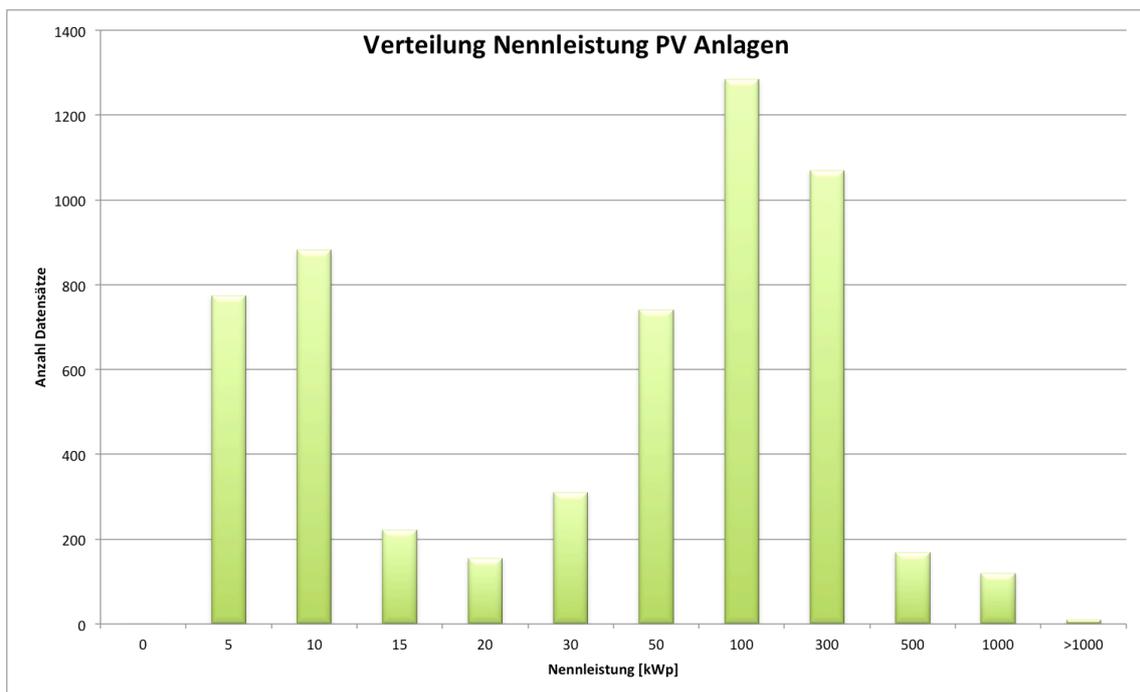


Abbildung 3: Verteilung der Nennleistungen der analysierten Datensätze

Eine Häufung von Datensätzen zu PV-Anlagen mit Nennleistungen von 5-10 kWp bzw. 50-300 kWp ist deutlich erkennbar.

Die PR-Verteilung der einzelnen analysierten Anlagen im Zeitraum von 2009 bis 2016 liegt um den Mittelwert von 0.75-0.8 (siehe Abb. 4). In der Darstellung sind Werte vom nächst tieferen bis zum auf der x-Achse angegebenen Wert zusammengefasst. 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 oder tiefen PR-Werten gefunden werden. Dies deutet unter anderem 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 zu Stande kommen und tiefen PR-Werten, welche aufgrund von falschen Daten (Ausreisser) oder Berechnungen zu Stande kommen, praktisch nicht möglich ist, sind die tiefen PR-Werte beibehalten worden. 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.

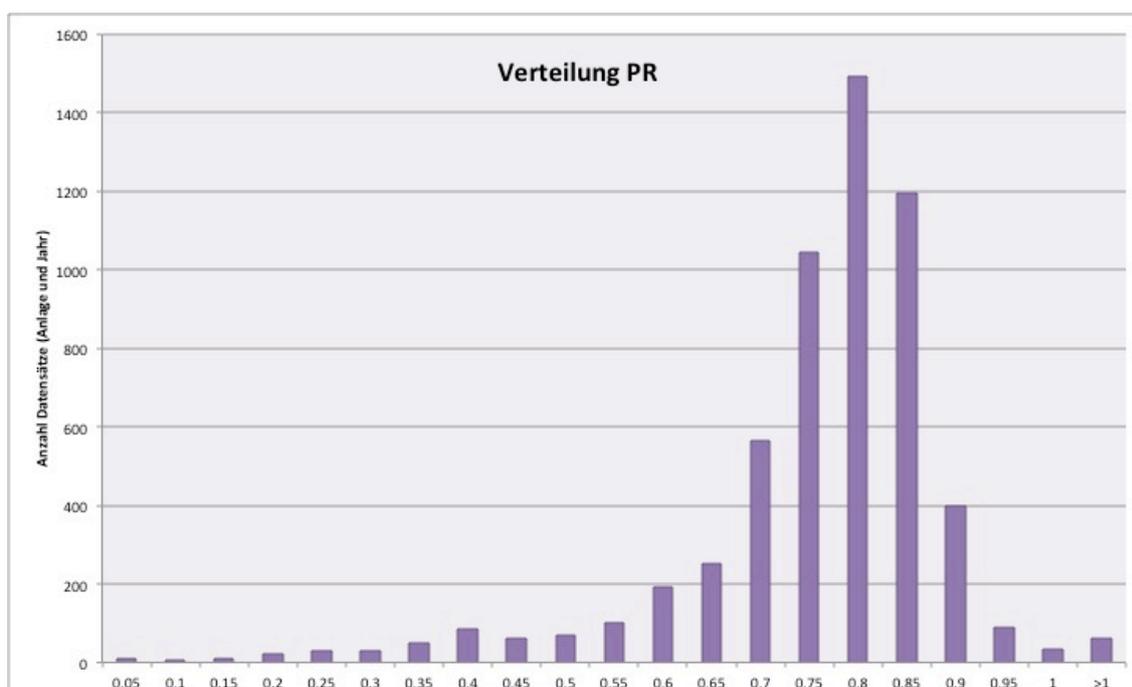


Abbildung 4: Verteilung PR der analysierten Einzelanlagen, summiert dargestellt (2009-2016)

Höchste Konzentration liegt bei Anlagen mit einer PR von 0.8. Aus der Verteilung sind systematische Probleme mit schlechten PV-Anlagen nicht erkennbar. Die Darstellung fasst Werte vom nächsttieferen bis zum angegebenen Wert zusammen.

Datensätze mit einem PR Wert >1.5 sind für die weiterführenden Auswertungen und Mittelwertberechnungen ausgeschlossen worden. Davon betroffen sind nur 30 aus 7147 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 143 Datensätzen in der Prüfung der Datenqualität als eindeutig fehlerhaft und nicht korrigiert markiert und ausgeschlossen. Das entspricht bei 7147 verarbeiteten Datensätzen 2% der Datensätze.

Die Auswertungen der Jahre 2015 und 2016 weisen mit PR-Durchschnittswerten von 0.752 (2015) bzw. 0.756 (2016) 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 Abb. 5). Die Verteilung der beiden Jahre ist sehr ähnlich. Das Jahr 2015 ist solarstrahlungstechnisch das bessere von beiden Jahren (Rechtsverschiebung auf der x-Achse des Reference Yield).

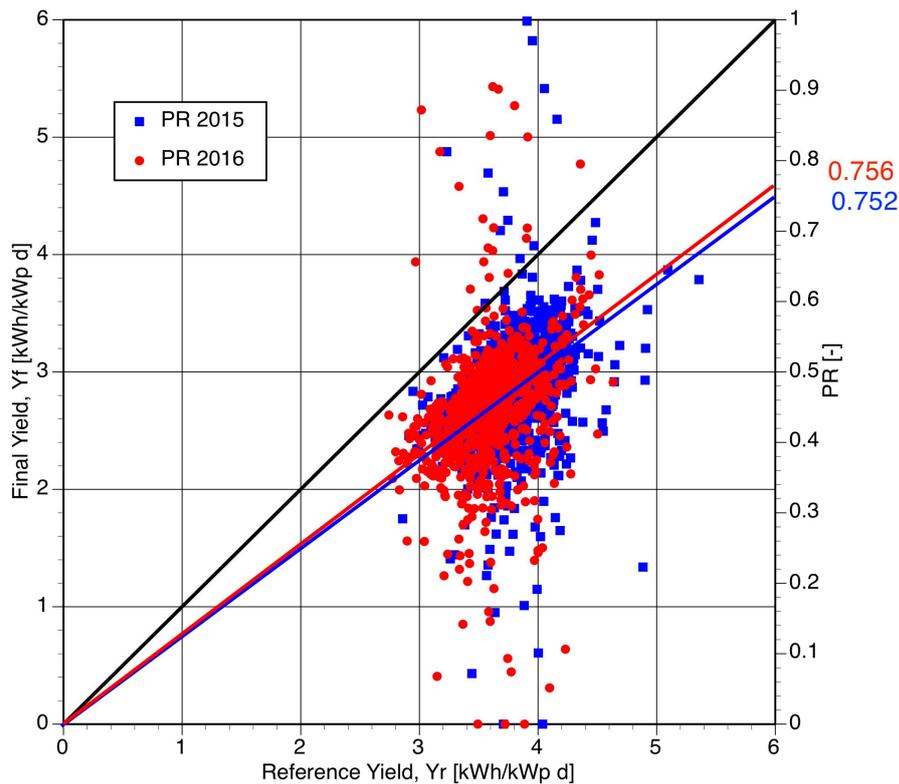


Abbildung 5: Jahresvergleich PR der Einzelanlagen 2015 (blau) und 2016 (rot)

Die PR-Durchschnittswerte liegen 2015 bei 0.752 und 2016 bei 0.756. Die Achsen sind auf Tage normiert (IEA PVPS Darstellung).

5.2 Winterproduktion Photovoltaik

Ähnlich wie im Jahresvergleich 2015/2016 weisen die aggregierten PR der analysierten Anlagen auch im Jahresvergleich 2013/2014 Werte um bzw. leicht über 0.75 auf (siehe Abb. 6). Für eine vertiefte Analyse wird im Folgenden mithilfe der neuen Methodologie ein feineres Zeitraster (d.h. monatliche Auflösung) angewendet.

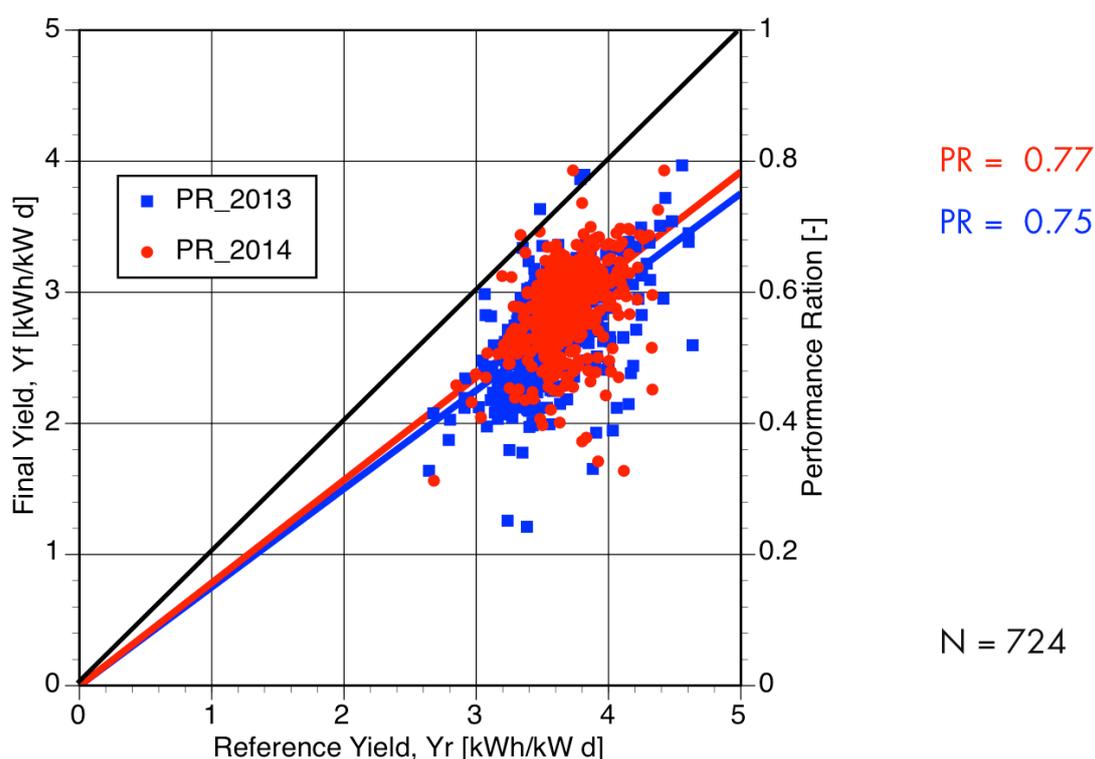


Abbildung 6: Jahresvergleich PR der Einzelanlagen 2013 (blau) und 2014 (rot)

Die durchschnittliche PR vom Jahr 2013 liegt mit 0.02 Punkten nur leicht unter jener von 2014.

Die vergleichenden Monatsauswertungen der analysierten PV-Anlagen in den Jahren 2013/2014 zeigen, dass die PR in den Wintermonaten merklich voneinander abweichen, während sie im restlichen Jahresverlauf nahe beieinander liegen (siehe Abb. 7). Insbesondere die PR von Dezember 2012 (hier nicht sichtbar) und Januar/Februar 2013 liegen deutlich unter den Werten vom Winter 2013/2014.

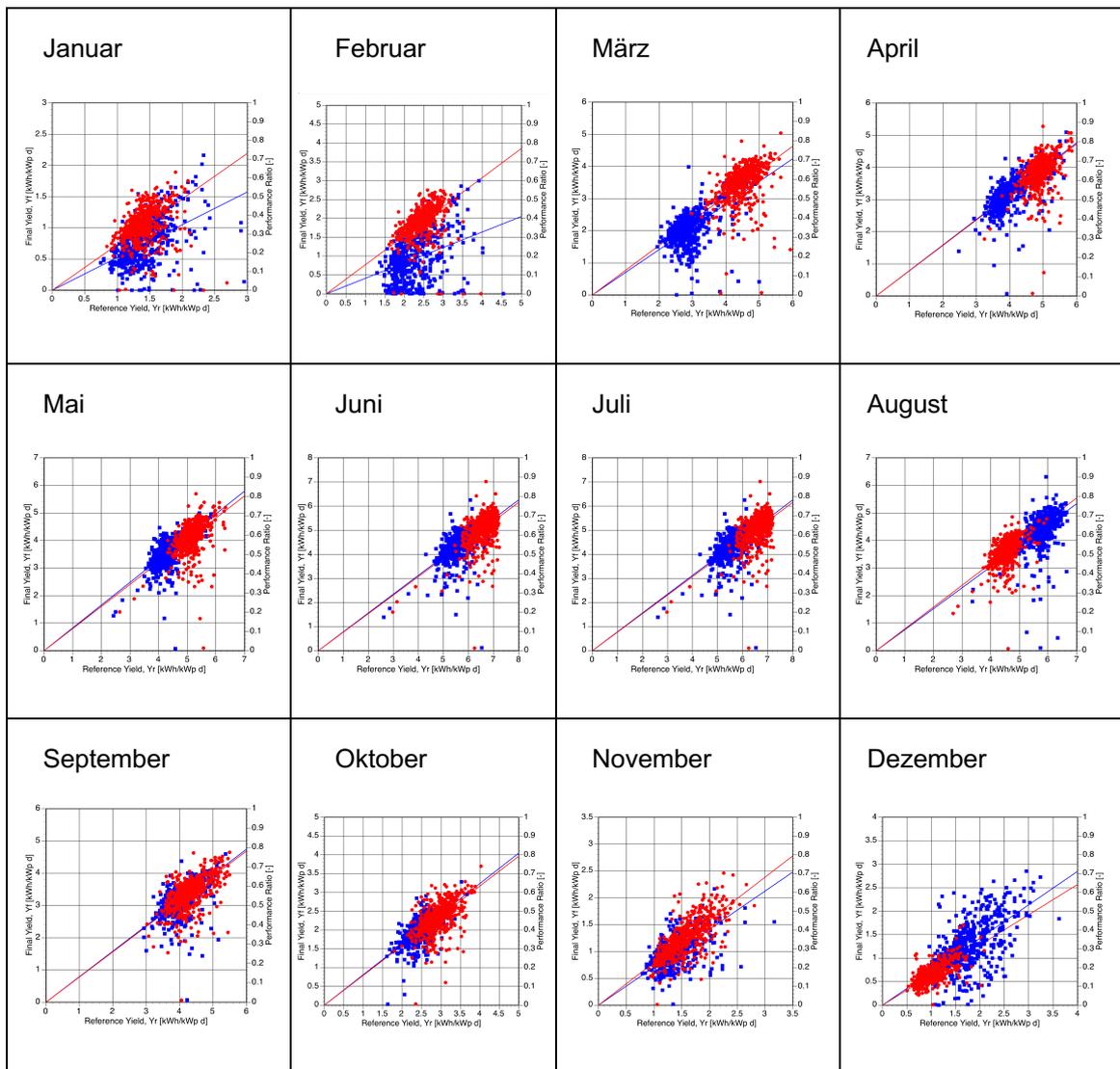


Abbildung 7: PR im Monatsvergleich 2013 und 2014

Die monatliche PR liegt in den Wintermonaten Januar und Februar 2013 (blau) deutlich unter jener von 2014 (rot).

In der mehrjährigen PR-Analyse mit Monatsraster in der Darstellung mittels Farbcodierung werden die auffallend tiefen Werte vom Jahreswechsel 2012/2013 über alle PV-Anlagen in der Schweiz ebenfalls deutlich (siehe Abbildung 8, Auszug aus allen ausgewerteten PV-Anlagen). Dabei wird pro Anlage eine Zeile verwendet, die Spalten entsprechen Monaten eines Jahres. Für die Auswertung und Darstellung der mehrjährigen PR-Analyse im Monatsraster wird folgende Bewertung verwendet:

PR >85 = sehr gut (grün)

PR >75 = gut (gelb)

PR >55 = Anlage prüfen empfohlen (orange)

PR <55 = Intervention vor Ort empfohlen (rot)

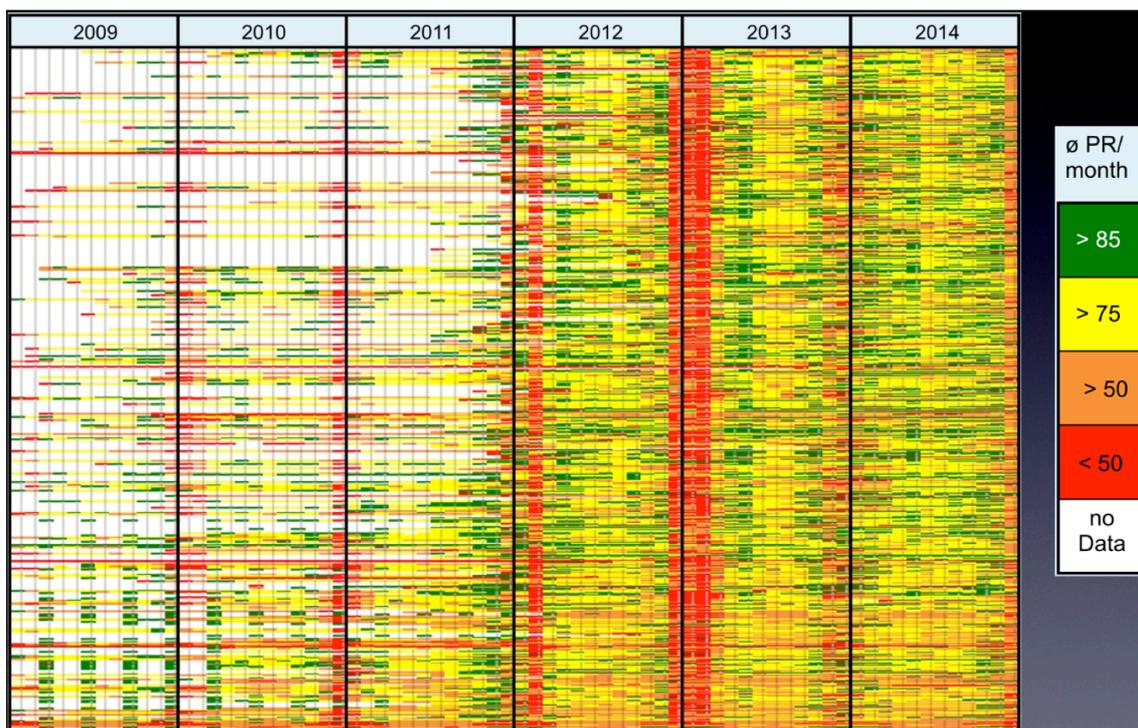


Abbildung 8: Monatliche Auswertung der PR von 2009-2014 (Datensatz wachsend)

Einfärbung: Grün >0.85; gelb >0.75; orange >0.5; rot <0.5; weiss = keine Daten vorhanden. Eine deutlich unterdurchschnittliche Performance bei Jahreswechsel 2012/2013 ist klar ersichtlich.

Wie von TNC im Rahmen der EU PVSEC 2016 bereits ausgeführt und publiziert wurde [2], kann unter Beizug der Schneedaten davon ausgegangen werden, dass die ausserordentlich hohen Schneemengen von Dezember 2012 bis Februar 2013 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.



Abbildung 9: Schneehöhe Dezember 2012 im Vergleich zu Durchschnitt von Periode 1971-2000

Blau eingefärbt: Abweichungen ab >100% gegenüber Referenzperiode; rot eingefärbt: Abweichungen von 0% gegenüber Referenzperiode [3].

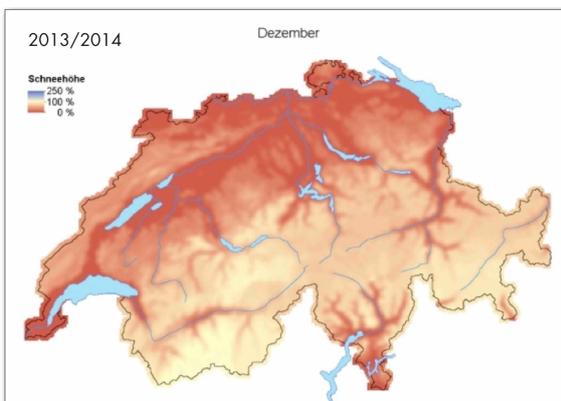


Abbildung 10: Schneehöhe Dezember 2013 im Vergleich zu Durchschnitt von Periode 1971-2000

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 Absoluterträge 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 Abb. 11, 13, 15) über mehrere Jahre (2013-2016) 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 Abb. 12 (Winterstrom blau), Abb. 14. (Winterstrom grün), Abb. 16 (Winterstrom violett)). 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.

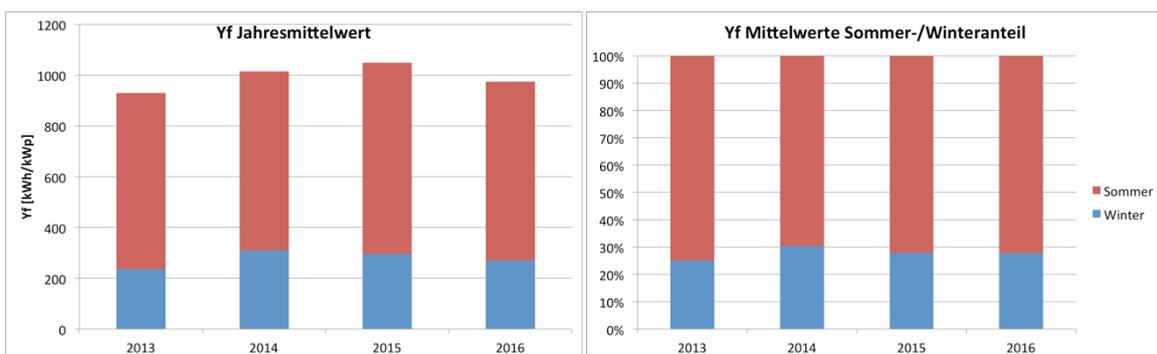


Abbildung 11: Jahresmittelwert Yf über alle Anlagen, aufgeteilt nach Sommer und Winter

Abbildung 12: Winterstromanteil über alle Anlagen bezogen auf Yf Mittelwert = 100%

Definition Winter: blau (Januar - März, Oktober - Dezember) und Definition Sommer: rot (April - September); Werte der gesamten Schweiz.

Die Auswertung für die betrachteten Datensätze zeigt einen Winterstromanteil von 25-31% für die untersuchten Jahre. Der Absolutwert ist dabei abhängig vom Solarstrahlungsangebot und liegt zwischen 928-1'052 kWh/kWp.

Um Differenzen in verschiedenen Landesregionen und damit bezüglich 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.

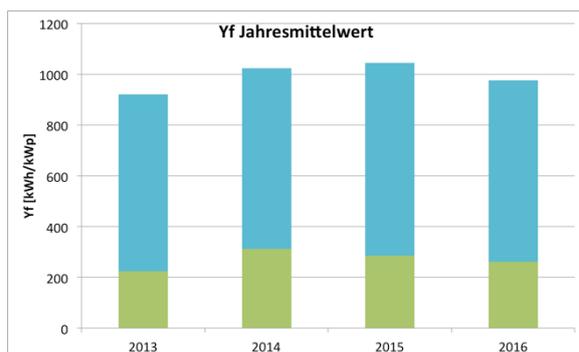


Abbildung 13: Jahresmittelwert Yf für Mittelland, aufgeteilt nach Sommer und Winter

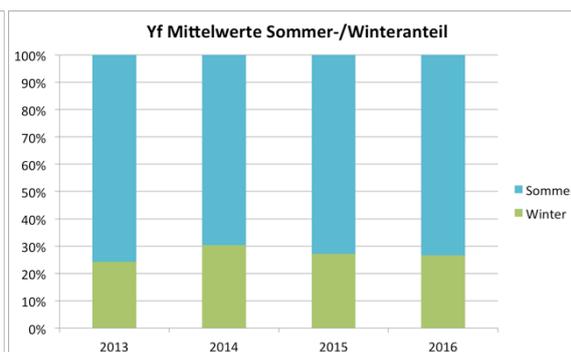


Abbildung 14: Winterstromanteil für Mittelland bezogen auf Yf Mittelwert = 100%

Definition Winter: grün (Januar - März, Oktober - Dezember); Definition Sommer: türkis (April - September), Werte der Mittellandkantone SG, TG, ZH.

Die Auswertung für die ausgewerteten Datensätze Mittelland (SG, TG, ZH) zeigt einen Winterstromanteil von 24-30% für die untersuchten Jahre. Der Absolutwert ist dabei abhängig vom Solarstrahlungsangebot und liegt zwischen 921-1'045 kWh/kWp.

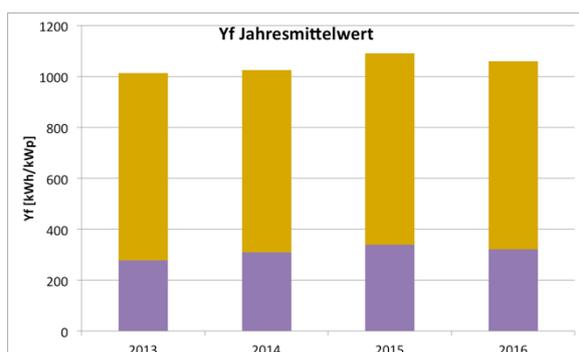


Abbildung 15: Jahresmittelwert Yf für Alpenregion, aufgeteilt nach Sommer und Winter

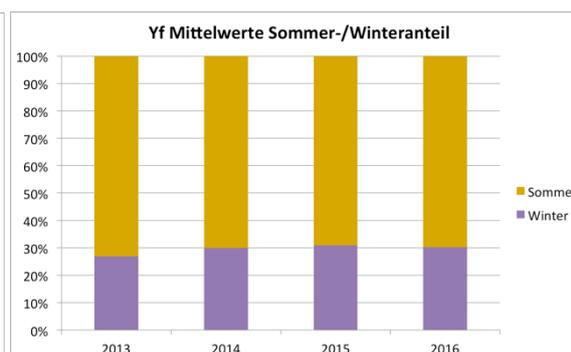


Abbildung 16: Winterstromanteil für Alpenregion bezogen auf Yf Mittelwert = 100%

Definition Winter: violett (Januar - März und Oktober - Dezember); Definition Sommer: gelb (April - September), Werte der Alpenregionkantone GR, TI, VS.

Die Auswertung für die betrachteten Datensätze Mittelland (GR, TI, VS) zeigt einen Winterstromanteil von 27-31% für die untersuchten Jahre. Der Absolutwert ist dabei abhängig vom Solarstrahlungsangebot und liegt zwischen 1'014-1'090 kWh/kWp.

Der Vergleich zwischen den beiden Regionen Mittelland und Alpenraum zeigt auf, dass der (südlicher gelegene) Alpenraum einen 4.5...10% höheren spezifischen Ertrag (Y_f) aufweist als das Mittelland. Die Auswertungen bezüglich PR auf Kantonebene finden sich im *Unterkapitel 5.7 Geographische Unterschiede*. Der Winterstromanteil ist im Alpenraum im Vergleich zum Mittelland nur minimal höher. Weil aber keine konstante Differenz in den durchgeführten Auswertungen erkennbar ist, muss von einer Jahresabhängigkeit (Meteorologie) des Winterstromanteils und nicht einer geografischen Abhängigkeit ausgegangen werden.

Das Potential des Winterstromanteils von Photovoltaikanlagen kann durch verschiedene Faktoren beeinflusst werden, so z.B. durch den Anstellwinkel der PV-Module. Anstatt einer Optimierung des elektrischen Gesamtjahresertrages wie zur Zeit zu haben, wäre es in diesem Zusammenhang erstrebenswert, die Module für einen optimierten Winterstromanteil mit einem steileren Anstellwinkel zu installieren. Beispielhaft wurde die Fassadenanlage eines Niedrigenergiehauses, welche im Rahmen eines BFE-Projektes ausgemessen und ausgewertet wurde, genommen. Die mit 90° (vertikal) montierte PV-Anlage mit einer Ausrichtung von Südost wurde von TNC detailliert ausgemessen. Im entsprechenden Schlussbericht von 2004 [4] sind die Ertragswerte auf Monatsbasis für die Jahre 2001-2003 enthalten. Daraus hergeleitet werden kann ein Winterstromanteil von 36-44%. Das Objekt steht in Erlenbach ZH (Mittelland) und weist einen um mehr als 10% höheren Winterstromanteil im Vergleich zu den ausgewerteten KEV Anlagen mit Standort Mittelland aus.

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 (Reflektion von Diffusstrahlung, z.B. von Schnee) wirken. Beispiel PV-Anlage Jungfrauoch: Die Fachhochschule Burgdorf wertet seit 1993 die PV-Anlage auf dem Jungfrauoch wissenschaftlich aus und hat dabei einen Winterstromanteil von 43.2...50.7% (Mittelwert 46.2%) messtechnisch im Betrieb nachgewiesen [5].

Beide Beispiele zeigen, dass mit geeigneten Massnahmen der Winterstromanteil von Photovoltaikanlagen deutlich gesteigert werden kann. Nicht berücksichtigt sind bei den Beispielen zusätzliche Effekte durch den Einsatz von anderen Zelltechnologien wie beispielsweise bifacialen PV-Module.

5.3 Effektiver Jahresertrag im Vergleich zu KEV Annahmen

Die Resultate der im ersten Durchgang analysierten PV-Anlagen mit nur einer Teilfläche haben ergeben, dass der Jahresmittelwert des spezifischen Ertrages Y_f 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).

Tabelle 3: Vergleich der spezifischen Jahreserträge vs. KEV Annahmen von 2009-2016

Durchschnittlich liegen die effektiven Erträge der ausgewerteten PV-Anlagen mit einer oder mehrerer Teilflächen im Zeitraum 2010-2016 rund 2.3% über den statistischen Annahmen der KEV.

	Durchschnitt von effektivem Ertrag bei einfachen Anlagen	Durchschnitt von effektivem Ertrag bei einfachen und komplexen Anlagen	Vergleich mit KEV Annahme (950kWh/kWp)	
	Y_f ; kWh/kWp	Y_f ; kWh/kWp	% (von 950kWh/kWp)	
2009	979	–	–	–
2010	935	862	90.7%	-9.3%
2011	1085	989	104.1%	+4.1%
2012	1045	977	102.8%	+2.8%
2013	965	928	97.7%	-2.3%
2014	1038	1011	106.4%	+6.4%
2015	1072	1052	110.7%	+10.7%
2016	998	983	103.5%	+3.5%
Mittelwert	1015	972	102.3%	+2.3%

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 (zB 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.

Für solche Prognosen wären nebst gegenläufigen Effekten wie Degradation und Steigerung der Performance auch die zu erwartende Entwicklung der Zusammensetzung des Anlagenparks zu berücksichtigen. Die Erweiterung der Auswertungen von PV-Anlagen mit einer Teilfläche auf PV-Anlagen mit mehreren Teilflächen im Rahmen dieses Projektes hat bereits Unterschiede aufgezeigt (vgl. Tabelle 3). 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.

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 7 aus 7147 Datensätzen betroffen ($<0.1\%$).

5.4 Performanceabnahme 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 werden. Für die Analyse wurden die Daten derjenigen Anlagen aus dem Sample verwendet, von welchen in der Zeitperiode 2009-2016, respektive 2010-2016, durchgehend alle Ertragsdaten zur Verfügung stehen.

Die Betrachtung der Zeitperiode 2009-2016 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...0.3% pro Jahr beträgt (siehe Abb. 17).

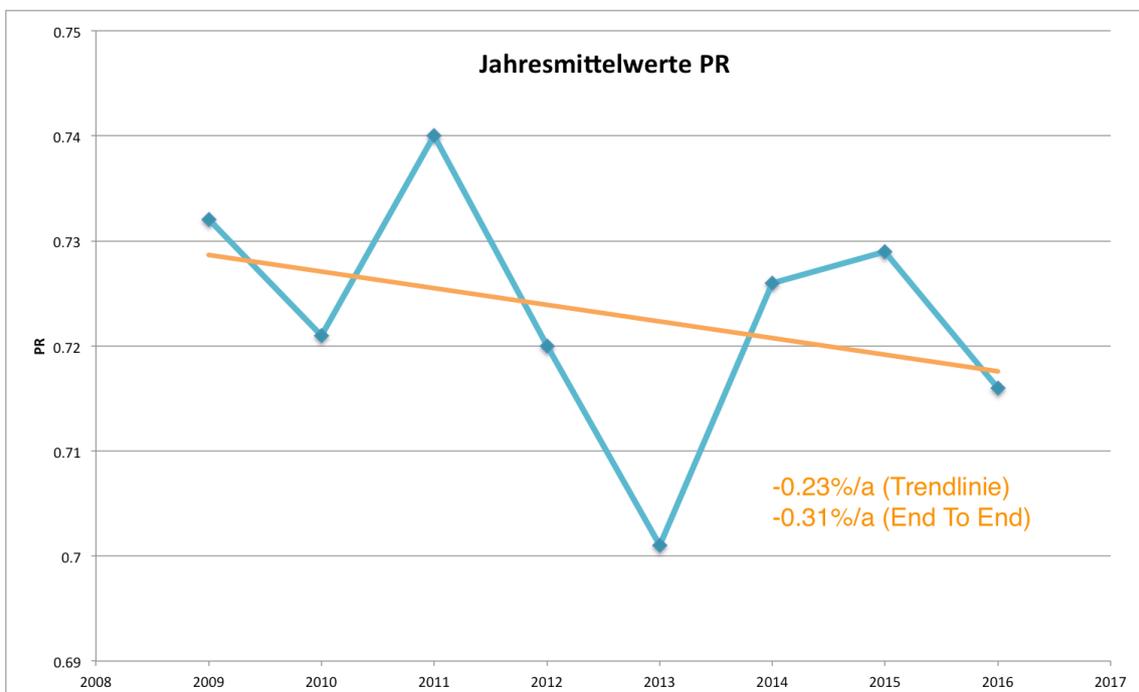


Abbildung 17: Jahresmittelwerte der PR mit sinkender Trendlinie durch Alterungseffekte

Die blauen Punkte markieren die jährlichen PR-Durchschnittswerte, die orange Linie zeigt den Trendverlauf über die 7 analysierten Jahre von 2009-2016 mit demselben Sample.

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: Da die hier vorliegende Analyse den (relativ) kurzen Zeitraum von 7 Jahren umfasst, können deshalb noch keine generellen und abschliessenden Aussagen über die Entwicklung der PR und der Degradation während der gesamten Lebensdauer der Anlagen gemacht werden. 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. Es ist deshalb unerlässlich, Auswertungen der Performance-Abnahme durch Alterung über längere Zeitperioden durchzuführen, um so den Verlauf der PR über die Gesamtlebensdauer einer PV-Anlage (aktuell wird von 20-30 Jahren ausgegangen) anhand von realen Betriebsdaten analysieren und die Modelle für Berechnungen der Degradation verifizieren zu können.

Die TNC wertet in diesem Zusammenhang im Rahmen eines separaten Auftrags aktuell die Performance der PV-Schallschutzanlage an der A13 bei Domat/Ems (GR) über ihre gesamte Lebensdauer von 27 Jahre aus. Die Anlage wurde 1989 in Betrieb genommen und 2017 komplett mit neuen Modulen, Wechselrichtern und Verkabelung ausgestattet. Ziel der Auswertung ist, den Verlauf der PR über diesen gesamten Zeitraum im Detail zu analysieren und zu eruieren, welche Faktoren in welchem Ausmass zur Reduktion des elektrischen Ertrages beigetragen haben. Diese analytischen Auswertungen von Einzelanlagen ergänzen systematische Auswertungen wie in diesem Projekt durchgeführt und tragen wesentlich zu einem verbesserten Verständnis der Prozesse bei.

5.5 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 2009-2016 untersucht. Berücksichtigt wurde eine Anlage dann, wenn ein kompletter Datensatz eines gesamten Kalenderjahres verfügbar war im jeweilig ersten Betriebsjahr. Das Inbetriebnahmejahr steht als zusätzliche Information in den Anlagedaten zur Verfügung.

Es ist ersichtlich, dass es zwar 2010 und 2013 zu einem Rückgang der durchschnittlichen PR im Vergleich zum Vorjahr kam, dass der Trend über die vergangenen 6 Jahre mit wachsender Anzahl von Datensätzen (mit total sowie verhältnismässig mehr neuen Anlagen) jedoch insgesamt kontinuierlich angestiegen ist; durchschnittlich ca. +0.36% pro Jahr (siehe Abb. 18). Mit den in der zweiten Phase neu aufgenommen Anlagen konnte dieser Trend bestätigt werden.

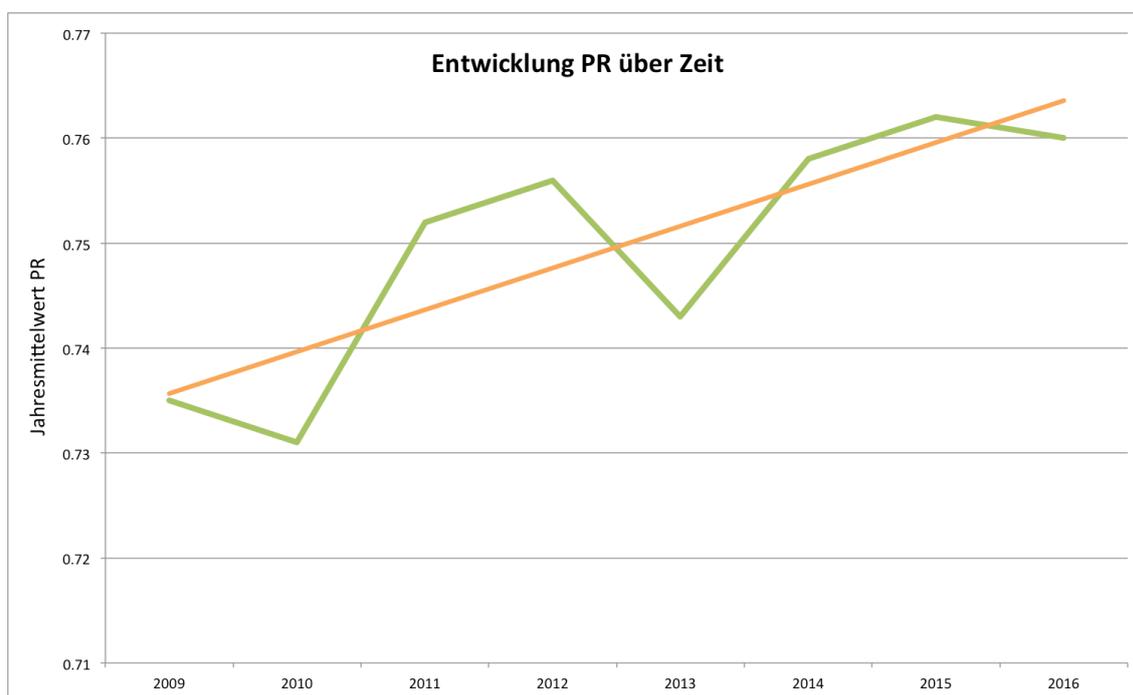


Abbildung 18: Ansteigende PR-Trendlinie durch Einsatz von optimierter Technologie 2009-2016

Der totale sowie anteilmässige Anteil von neuen und optimierten Komponenten im Schweizer PV-Anlageparks steigt jährlich weiter an. Die Auswertung zeigt die PR-Trendlinie mit dem wachsenden Sample mit den neuen PV-Anlagen.

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.

5.6 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 2009-2016 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 (rot) und grosse Anlage = >50kWp (blau)

Variante B: Kleine Anlage = <10kWp (violett) und grosse Anlage = >100kWp (grün)

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 stets eine deutlich höhere PR auf. Während für die erste Analysephase von 2009-2014 nur PV-Anlagen mit einer einzigen Teilfläche verwendet wurden, konnten für die zweite Phase (2014-2016) auch komplexere Anlagen mit mehreren Teilflächen in die Analysen integriert werden. Dargestellt sind die Auswertungen ab 2014-2016.

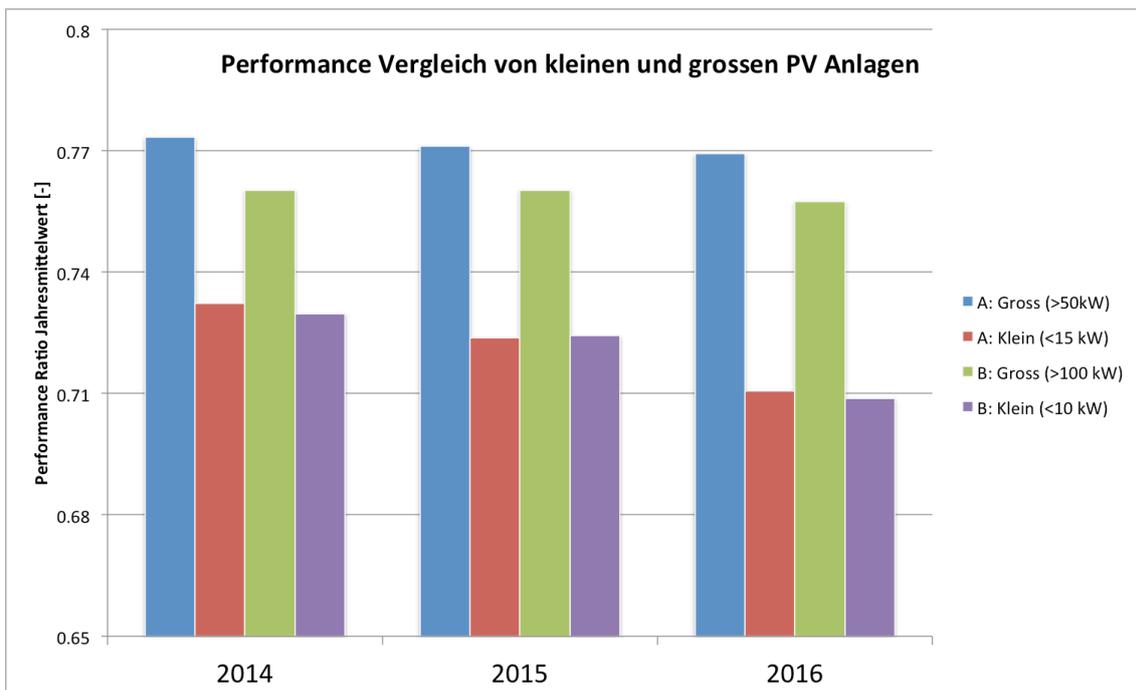


Abbildung 19: PR Vergleich grosse Anlagen zu. kleinen Anlagen 2014-2016

Grosse Anlagen schneiden mit höheren PR-Werten gegenüber kleinen Anlagen im Jahresmittelwert klar besser ab, unabhängig von der Definition der Sortierung für die Anlagengrösse (rot/blau oder violett/grün).

Mögliche Ursachen für diese Unterschiede in der Performance könnten u.a. in einer optimaleren 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.

Tabelle 4: Absolute Performance-Werte von grossen vs. kleinen Anlagen 2014-2016

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

	2014 (1. Phase)	2014 (2. Phase)	2015	2016	Ø 2014 -2016
Klein <15 kWp	0.737	0.732	0.724	0.711	0.722
Gross >50 kWp	0.788	0.773	0.771	0.769	0.771
Klein <10kWp	0.734	0.729	0.724	0.709	0.721
Gross >100 kWp	0.782	0.760	0.760	0.757	0.759

5.7 Geographische 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 6-7 Kantone jedoch weniger als 10 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 (Yf) für das Jahr 2015 der Kantone der Romandie (NE, JU, FR, VD, VS) sowie der italienischen Schweiz lagen mit leicht überdurchschnittlichen Ertragswerten mehrheitlich in der ersten, d.h. besseren, Hälfte, zusammen mit den Kantonen GR und BE. Während die Kantone des Schweizer Mittellandes und des gesamten Alpenraums breit gestreute Resultate aufweisen, sind für die Innerschweizer Kantone leicht unterdurchschnittliche Ertragswerte erkennbar. Im Direktvergleich mit dem Vorjahr 2014 sind die Resultate bis auf den Kanton TI, der 2014 trotz reicher Sonneneinstrahlung einen unterdurchschnittlichen Wert aufzeigte, sehr vergleichbar.



Abbildung 20: Spezifische Ertragswerte kantonal 2015, sortiert n. absteigendem Jahresmittelwert

Die Einzelanlagen wurden kantonal gruppiert. Die Romandie weist bezüglich spezifischer Erträge leicht überdurchschnittliche, die Innerschweiz leicht unterdurchschnittliche Werte auf. Jeder Punkt stellt einen Datensatz dar.

Die PR-Resultate von 2015 zeigen ein etwas anderes Bild: Mit wenigen Ausnahmen liegen die Kantone des Mittellandes mit leicht überdurchschnittlichen PR-Werten in der ersten, d.h. besser abschneidenden, Hälfte. Die Kantone des Alpenraumes sowie spezifisch der Innerschweiz sind breit gestreut, während die Romandie und italienische Schweiz leicht unterdurchschnittliche PR-Werte aufweisen. Im Vergleich zum Vorjahr 2014 haben sich die Resultate der Kantone der Romandie jedoch leicht verbessert, während das Gesamtbild ähnlich aussieht.

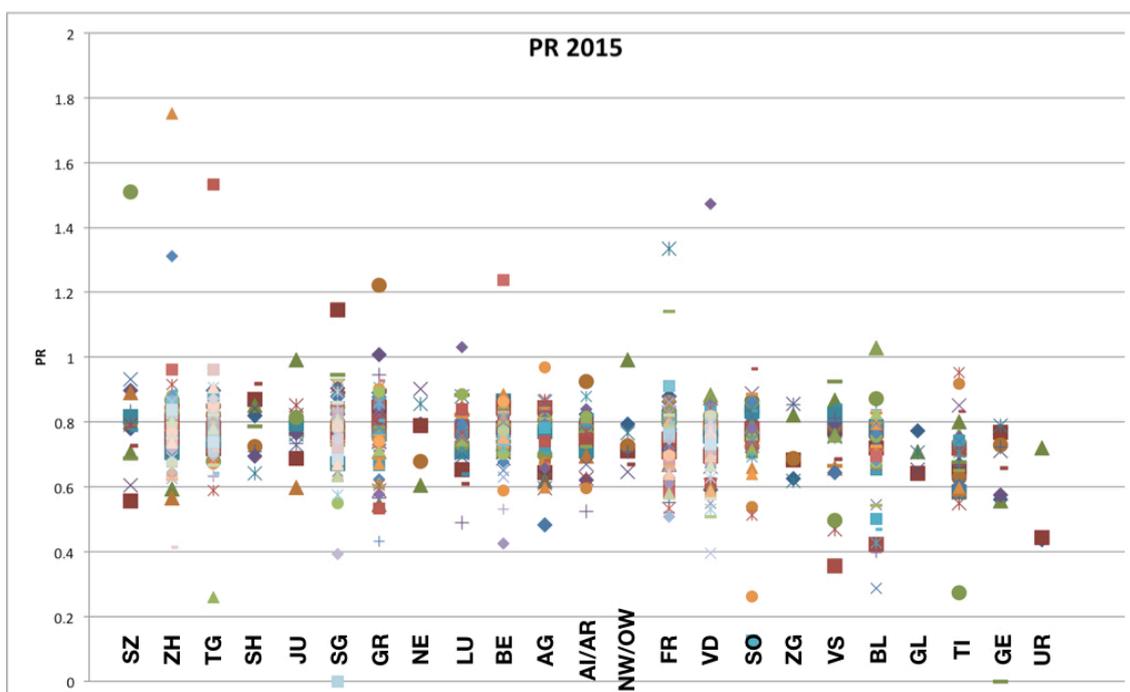


Abbildung 21: PR-Jahreswerte kantonal 2015, sortiert n. absteigendem Jahresmittelwert

Die Einzelanlagen wurden kantonal gruppiert. Das Mittelland weist bezüglich PR leicht überdurchschnittliche, die Romandie und italienische Schweiz leicht unterdurchschnittliche Werte auf.

Auch in der kartographischen Darstellungsform (siehe Abb. 23) 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.

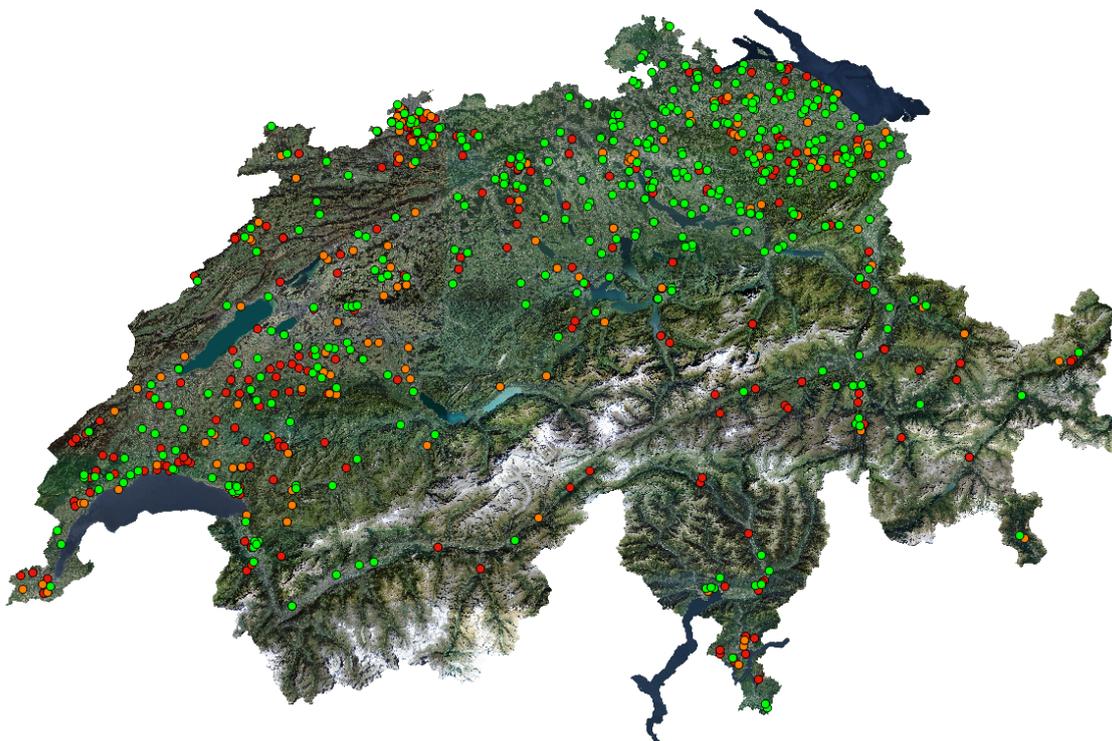


Abbildung 22: Geographische Verteilung der PV-Anlagen und ihrer jeweiligen PR (2015)

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 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Wie gut ist die Performance des Schweizer PV-Anlageparks?

Resultat und Interpretation: Die im Rahmen dieses Projektes ermittelten Werte zeigen insgesamt eine gute Performance des Schweizer PV-Anlageparks mit einem Jahresmittelwert von leicht über 0.75. In der Häufigkeitsverteilung der Performance sind keine Auffälligkeiten betreffend PV-Anlagen mit schlechter Performance erkennbar.

Die hier angewendete Methodologie erlaubt nicht nur eine Beurteilung des Anteils an PV-Anlagen, welche unter den Erwartungen liegen, sondern kann auch für die Auswahl von PV-Anlagen mit spezifischen Merkmalen für weiterführende Untersuchungen dienen (siehe dazu auch obige Punkte).

Empfehlung: Bei zu tiefen PR-Werten könnte eine direkte Kontaktaufnahme mit dem Betreiber bzw. dem/der Kund/in weitere Informationen zu möglichen Ursachen liefern. Bei zu hohen PR-Werten ist unter Umständen eine Überprüfung der erfassten Angaben, z.B. anhand von Stichproben vor Ort, prüfenswert.

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 25% und 31% bezogen auf den spezifischen Ertrag. Die zusätzliche Analyse der geografischen Verteilung für Mittellandkantone und Alpenregion zeigen leicht abweichende Anteile Winterstrom von 24...30% für die ausgewählten Mittellandkantone (SG, TG, ZH) respektive 27...31% für die Kantone aus dem Alpenraum (GR, TI, VS).

Empfehlung: Um das mittel- bis langfristige Ziel der nationalen Energiestrategie zu erreichen, den Anteil neuer erneuerbarer Energien in der Schweizer Stromproduktion auch in den Wintermonaten zu erhöhen, wäre eine bedarfsoptimierte Installation der PV-Anlagen mit entsprechenden Anreizen für Produktion in den Wintermonaten und nicht jahresertragsoptimierte Produktion (z.B. vermehrte Nutzung der Fassaden, hochalpine Standorte, etc.) anzustreben.

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 5.3* ausgeführt wird, weichen die effektiven Erträge der analysierten PV-Anlagen im untersuchten Zeitraum von den bisher angewendeten An-

nahmen zum Ertrag von „guten“ PV-Anlagen ab. Die spezifischen Erträge der untersuchten Anlagen liegen grösstenteils über den Annahmen von 950 kWh/kWp, durchschnittlich mit 2.3%. Insbesondere PV-Anlagen mit nur einer Teilanlage (Teilfläche) weisen einen überdurchschnittlichen spezifischen Ertrag aus. Für eine Anpassung der Annahmen sind alle beeinflussenden Faktoren zu berücksichtigen.

Empfehlung: Für künftige Entwicklungen sollte in Betracht gezogen 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. 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 sollten 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, welche ebenfalls in diesem Projekt untersucht worden sind.

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 sehr beschränkt ist. Aktuell werden erst einzelne "alte" PV-Anlagen im Feld analysiert, um Erkenntnisse über das Verhalten der PV-Anlagen und deren Schlüsselkomponenten im realen Betrieb nach mehr als 20 Jahren zu gewinnen. Wie im *Unterkapitel 5.4* ausgeführt, zeigen die Auswertungen über die Zeitperiode 2009-2016, dass die Degradation mit $-0.2...-0.3\%/a$ geringer ist als beispielsweise anhand der Garantiebedingungen anzunehmen wäre.

Empfehlung: Eine periodische Nachführung dieser Auswertungen ist notwendig, um die insgesamt mangelhafte Datenlage zu verbessern und allfällige nicht-lineare Degradationseffekte über den Verlauf der zu erwartenden Lebensdauer von PV-Anlagen auf Basis statistisch relevanter Samplegrössen prüfen zu können. Die eingeführte Methodik und die entwickelte Datenbank bieten dazu ein gutes Instrument.

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

Resultat und Interpretation: Wie im *Unterkapitel 5.5* ausgeführt wird, bestätigen die Auswertungen, dass sich die PR mit den Fortschritten in der PV-Technologie fortlaufend verbessert. Die Entwicklung der Performance von neuen PV-Anlagen können anhand der hier verwendeten Me-

thodologie quantifiziert und somit auch für Modelle und Zukunftsprognosen verwendet werden. Es wurde eine Steigerung von ca. +0.36%/a für die untersuchten Datensätze nachgewiesen.

Empfehlung: Für die künftigen Entwicklungen stellt sich die Frage, ob eine lineare Entwicklung oder eine asymptotische Annäherung an einen PR-Wert (technisches Potential) stattfindet. Um diese Fragen beantworten zu können, sind periodische Updates mit erweiterten Datensätzen (insbesondere Ergänzung um neu erstellte PV-Anlagen) notwendig. Unerwartete Entwicklungen können Hinweise auf mögliche noch zu bearbeitende Forschungsbereiche liefern, so z.B. wenn sich die Performance weniger schnell verbessert als anhand der Entwicklung der Schlüsselkomponenten erwartet werden könnte.

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

Resultat und Interpretation: Wie im *Unterkapitel 5.6* ausgeführt wird, kann statistisch klar nachgewiesen werden, dass grössere PV-Anlagen eine um ca. 5% höhere PR aufweisen als kleinere Anlagen. Mögliche Ursachen für die PR-Unterschiede könnten in nicht optimal abgestimmten Komponenten (Teillastbetrieb), weniger optimalen Auslegungen der Komponenten und Anlagenlayouts (z.B. Verschattungen) oder Unterschieden im Betrieb und der Wartung der Anlagen liegen (private Nutzer vs. professioneller Betrieb von PV-Anlagen).

Empfehlung: Eine vertiefte Ursachenanalyse anhand eines Samples von ausgewählten Anlagen könnte Hinweise betreffen möglichen Ursachen entweder im Bereich Material (u.a. Komponenten) oder Personalschulung (u.a. Installateure, Dachdecker, Betreiber) liefern. Je nach gefundenen Ursachen wären unterschiedliche Massnahmen anzustreben, von vereinfachten Auslegungsbis zu automatisierten Überwachungssystemen, Weiterentwicklungen bei den Komponenten (z.B. Umgang mit Teilverschattung oder Effizienzsteigerungen in den Teillastbereichen) bis hin zu notwendigen Qualitätsmassnahmen in der Schulung und Ausbildung von beteiligten Akteuren der PV-Branche.

Ist ein geografisches Muster in der Verteilung der Performance erkennbar?

Resultat und Interpretation: Wie im *Unterkapitel 5.7* ausgeführt wird, sind geografisch bedingte PR-Unterschiede in unterschiedlichen Landesregionen in der Tendenz erkennbar. Während die untersuchten PV-Anlagen in der (sonnenreicheren) französisch- und italienischsprachigen Schweiz einen höheren spezifischen Ertrag aufweisen, liegt die PR in der deutschsprachigen Schweiz etwas höher. Die Differenzen sind marginal und eher als Tendenz erkennbar in den Auswertungen. Die Ursachen für diese Unterschiede sind unklar. Mögliche Ursachen könnten Qualitätsunterschiede im Bereich der Planung, Installations- und Betriebsqualität liegen, da grundsätzlich davon ausgegangen werden kann, dass identische Komponenten verwendet werden (internationale Hersteller).

Empfehlung: Um die möglichen Ursachen für diese Unterschiede besser zu verstehen, wäre eine detaillierte Untersuchung von konkreten PV-Anlagen (evtl. auch mit Befragungen der beteiligten

Parteien) ein mögliches Vorgehen. Die vorhandene Datenbank kann für eine Auswahl solcher Projekte genutzt werden.

Inwiefern kommt es zu Auffälligkeiten und Ausreisser in den Datensätzen?

Die Datenqualität ist grundsätzlich 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 Prozent oder Bruchteilen von Prozenten). Innerhalb der technisch möglichen Werte ist eine weitere Verifizierung der Datenqualität schwierig. Eine stichprobenartige Überprüfung von einzelnen Projekten im Feld könnte zusätzliche Sicherheit schaffen.

Wie sind die Resultate dieser Studie im internationalen Vergleich einzuordnen?

Es sind wenig Auswertungen auf statistisch relevanten Datenmengen zur Performance von PV-Anlagen verfügbar obwohl alle Länder mit einer Einspeisevergütung zumindest die Produktionsdaten zur Verfügung haben. Die in anderen vorliegenden Auswertungen, welche ebenfalls im Bereich zwischen detaillierter analytischer Untersuchung und Auswertung der Erträge ohne Beurteilung der Performance anzusiedeln sind, angewendeten Methoden weisen teilweise leicht abweichende Vorgehensweisen in der Datenbeschaffung und -aufbereitung auf. Die Fragestellungen sind grösstenteils ähnlich. Die in diesem Projekt gefundenen Resultate zeigen vergleichbare Werte für PR-Entwicklung und -Mittelwerte auf wie zum Beispiel in der Publikation «Monitoring 30'000 PV-Systems in Europe: Performance, Faults, and State of the Art» [6]. Insbesondere im Bereich Langzeitauswertungen ist die Datenlage aber unbefriedigend.

7 Ausblick

7.1 Kontinuierliche Weiterführung und Ergänzung der Datenbank

Wie der vorliegende Bericht zeigt, hat die Analyse der Schweizer KEV PV-Anlagen zahlreiche relevante Erkenntnisse auf Basis von statistisch relevanten Samplegrössen hervorgebracht. 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 (Bsp. PR-Degradation durch Alterung der Anlagen). Dies gilt auch nach Ablauf der KEV für die erfassten PV-Anlagen. Um die Technologiefortschritte und deren Einfluss auf die Performance zu analysieren, wäre ausserdem eine Ergänzung mit zusätzlich zu erfassenden PV-Anlagen mit jeweils aktuellem Erstellungsjahr anzustreben. Allgemeine Untersuchungen wie Performance über den gesamten Anlagenpark und spezifischer Ertrag können mit Updates einfach nachgeführt werden.

7.2 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. Die teils manuell erfolgte Datenerfassung und -zusammenführung für die vorliegende Studie hat gezeigt, dass Verbesserungsmaßnahmen im Prozess (u.a. bei der Erfassung der Angaben bei der Anmeldung neuer Anlagen) zu einer effizienteren Auswertung und einer Reduktion von potentiellen Fehlerquellen in der Verarbeitung führen würden. Mit zusätzlichen und zuverlässigen Angaben zu den eingesetzten Komponenten können auch erweiterte Fragestellungen zum Einfluss einzelner Technologien auf die Performance untersucht werden (Bsp. Modultechnologie, Wechselrichter, etc.).

7.3 Vertiefte Auswertungen

Die entwickelte Datenbank könnte für vertiefte Untersuchungen zu einzelnen Aspekten (z.B. Technologie Module 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 dafür sind zuverlässige Angaben zu den eingesetzten Produkten.

7.4 Weitergehende Fragestellungen

Die Auswertung der geografischen Verteilung zeigt, dass es in einzelnen Landesregionen zu einer erhöhten Datendichte (Anzahl PV-Anlagen in der KEV) kommt, während die Streuung der untersuchten PV-Anlagen in anderen Regionen niedriger ist. Besonderes Augenmerk müsste bei der Bearbeitung dieser Frage darauf liegen, ob die erfassten PV-Anlagen annähernd die geografische Streuung aller bestehenden PV-Anlagen repräsentiert, also nicht nur der KEV Anlagen. Falls dies nicht der Fall sein sollte, wäre zu untersuchen wo mögliche Hürden und Hemmnisse für unterrepräsentierte Regionen liegen könnten (Bsp. fehlende Informationen, andere Fördermittel etc.). Korrelationen zwischen der Dichte der PV-Anlagen und der Bevölkerungsdichte, der vorhandenen Fläche, der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit u.ä. können als zusätzliche Faktoren zu berücksichtigen sein.

8 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.