

IEA Photovoltaik (PVPS) Task 13: Zuverlässigkeit und Ertragssicherheit von Photovoltaik-Anlagen

Arbeitsperiode 2018 – 2021

K. A. Berger

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

59/2023

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter nachhaltigwirtschaften.at

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI (FH) Volker Schaffler, MA, AKKM

Copyright und Haftung:

Auszugsweiser Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet. Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Republik Österreich und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist.

Nutzungsbestimmungen: nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/

IEA Photovoltaik (PVPS) Task 13: Zuverlässigkeit und Ertragssicherheit von Photovoltaik-Anlagen

Arbeitsperiode 2018 – 2021

DI Karl A. Berger
Austrian Institute of Technology GmbH (AIT)

Dr. Gernot Oreski
Polymer Competence Center Leoben (PCCL)

Dr. Gabriele C. Eder
Österreichisches Forschungsinstitut für Chemie und Technik (OFI)

Wien, Mai 2023

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Programm FORSCHUNGSKOOPERATION INTERNATIONALE ENERGIEAGENTUR. Es wurde vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) initiiert, um Österreichische Forschungsbeiträge zu den Projekten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu finanzieren.

Seit dem Beitritt Österreichs zur IEA im Jahre 1975 beteiligt sich Österreich aktiv mit Forschungsbeiträgen zu verschiedenen Themen in den Bereichen erneuerbare Energieträger, Endverbrauchstechnologien und fossile Energieträger. Für die Österreichische Energieforschung ergeben sich durch die Beteiligung an den Forschungsaktivitäten der IEA viele Vorteile: Viele Entwicklungen können durch internationale Kooperationen effizienter bearbeitet werden, neue Arbeitsbereiche können mit internationaler Unterstützung aufgebaut sowie internationale Entwicklungen rascher und besser wahrgenommen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements der beteiligten Forschungseinrichtungen ist Österreich erfolgreich in der IEA verankert. Durch viele IEA Projekte entstanden bereits wertvolle Inputs für europäische und nationale Energieinnovationen und auch in der Marktumsetzung konnten bereits richtungsweisende Ergebnisse erzielt werden.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist es, die Projektergebnisse einer interessierten Fachöffentlichkeit zugänglich zu machen, was durch die Publikationsreihe und die entsprechende Homepage www.nachhaltigwirtschaften.at gewährleistet wird.

DI (FH) Volker Schaffler, MA, AKKM
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	7
2	Abstract	8
3	Ausgangslage	9
	3.1. Motivation und generelle Zielsetzung	9
	3.2. Stand der Technik	11
4	Projekthalt	15
	4.1. IEA Photovoltaic Power Systems Programme IEA-PVPS TCP.....	15
	4.2. Aktive Tasks im IEA-PVPS TCP, österr. Beteiligung am Task 13	15
	4.3. Ziele des Task 13 und der österreichischen Beteiligung	16
	4.3.1. Vorgangsweise, Methoden und Daten	17
	4.3.2. Umsetzung und Herausforderungen	18
5	Ergebnisse des IEA PVPS Task 13	20
	5.1. ST 1 Neue Modulkonzepte, neuartiges Photovoltaik-Systemdesign.....	21
	5.2. ST 2 Leistungsfähigkeit von PV-Systemen.....	27
	5.3. ST 3 Betriebsdaten, Betriebs- und Wartungsstrategien	32
	5.4. ST 4 Disseminierungsmaßnahmen.....	36
	5.4.1. Erkenntnisse und Wirkungen, international und in/für Österreich	36
	5.4.2. Ergebnisse im Berichtszeitraum - international und national	37
6	Vernetzung und Ergebnistransfer	38
	6.1. Zielgruppen und deren Einbindung	38
	6.2. Kommunikation und Relevanz der Ergebnisse und Erkenntnisse.....	38
	6.2.1. Allgemeines	38
	6.2.2. Relevanz für nationale und internationale Standardisierung.....	38
	6.2.3. Anpassung nationaler Gesetzgebung, Ausrichtung der FTI-Politik	40
7	Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen	41
	7.1. fachliche Schlussfolgerungen.....	41
	7.2. weiterführende nationale Forschungsprojekte bzw. IEA-Kooperationsprojekte im Themenbereich	41
	7.3. Empfehlungen für die österreichische FTI Politik	42
	Literaturverzeichnis	43
	IEA-PVPS Task 13 Reports	43
	Sonstige Literaturzitate	47

1 Kurzfassung

Die globale Energieversorgung basiert nach wie vor zum weit überwiegenden Teil auf fossilen Energieträgern, deren Emissionen die Erderhitzung antreiben. Photovoltaik wuchs über Jahrzehnte von Nischenanwendungen, wo ein Anschluss an elektrische Netze nicht oder nicht wirtschaftlich war, kontinuierlich. Dabei wurden in der Energietechnologie bislang unerreichte Kostensenkungspotentiale erschlossen, und die Effizienz kontinuierlich verbessert. Nun ist die Photovoltaik in vielen Weltgegenden die Methode elektrische Energie bereitzustellen, die die niedrigsten Stromgestehungskosten aufweist. Indem Prozesse laufend optimiert werden, um höhere Effizienz zu erreichen, und generell den Materialeinsatz zu verringern, sank der Materialeinsatz je installierter Leistung markant, und entsprechend verringert sich auch der CO₂-Fußabdruck. Die Zeitspanne, in der die bei der Herstellung aufgewendete Energie von einer Photovoltaikanlage wieder erzeugt worden ist, ist nun – je nach Technologie und Standort – im Bereich von einigen Monaten bis unter zwei Jahren. Aufgrund der hohen Marktdynamik mit jährlichen Wachstumsraten um 30% werden laufend neue Produktionsanlagen mit steigender Produktionskapazität errichtet. Da die Photovoltaikanlagen auch unter immer vielfältigeren Anwendungen und einer Vielzahl von Klimabedingungen installiert werden, ist es eine große Herausforderung dafür zu sorgen, dass qualitativ hochwertige Produkte in einer Weise installiert, betrieben und gewartet werden, um langfristig hohe Erträge zu erwirtschaften.

Der IEA PVPS Task 13 des IEA-PVPS TCP ist auf die internationale Zusammenarbeit zur Verbesserung der Zuverlässigkeit von Photovoltaikanlagen, Subsystemen und Komponenten fokussiert, indem Informationen über ihre technische Leistung und Zuverlässigkeit gesammelt, analysiert und verbreitet werden. Damit wird eine solide Grundlage für ihre technische Bewertung geschaffen und praktische Empfehlungen zur Verbesserung ihrer elektrischen und wirtschaftlichen Leistung in verschiedenen Klimaregionen entwickelt. Die österreichischen Partner vom Austrian Institute of Technology (AIT), Polymer Competence Center Leoben (PCCL) und dem Österreichischen Forschungsinstitut für Chemie und Technik (OFI) sind hier schon seit langem dabei und tragen zu den umfangreichen und vielfältigen Aktivitäten des Task 13, wie bei nationalen und internationalen Workshops, durch Vorträge und Veröffentlichungen auf nationalen und internationalen Konferenzen und in Fachzeitschriften, in Webinaren und vor allem bei der Erstellung der Task 13 Reports intensiv bei.

Der vorliegende Bericht zur dritten Arbeitsperiode Task 13.3 (2018 – 2021) stellt die Ergebnisse aus dem Task 13 und die Anteile der österreichischen Beteiligung, und die Arbeitsweise im Task dar. Die Qualität der Berichte und Workshops im Task beruht auf der kontinuierlichen Teilnahme hochmotivierter PV-Expert:innen von über vierzig Institutionen auf diesem Gebiet. Im Task 13.3 wurden zwölf Berichte (T13:13 bis T13:25) mit über 1400 Seiten erstellt und auf der internationalen IEA-PVPS Homepage 2020 bis 2022 veröffentlicht. Deren Schwerpunkte werden in diesem Bericht vorgestellt und neben dem Link zum Download weitere Informationen und Literatur geboten. Im Literaturverzeichnis sind auch die bereits zuvor erstellten Berichte aufgelistet. Abschließend werden Informationen und Schlussfolgerungen zu der Zusammenarbeit im Bereich der Standardisierung und der Bedeutung in und für die österreichische Forschung und Innovation zusammengestellt, sowie ein Ausblick auf die nächste Arbeitsperiode gegeben, denn inzwischen wird die Arbeit als Task 13.4 mit einem neuen Arbeitsprogramm 2022 bis 2025 fortgeführt.

2 Abstract

Most of the global energy supply is still based on fossil fuels, with its emissions fuelling global warming. Photovoltaics grew over decades continuously from niche applications, where a connection to electrical grids was not possible or not economical, to the mainstream technology of renewable electricity. In doing so, in energy technologies unprecedented cost reduction and efficiency gains were tapped. In many parts of the world, photovoltaics is nowadays the method of providing electrical energy that has the lowest levelized cost of electricity production. By continuously optimizing processes in order to achieve higher efficiency and generally reducing the use of materials, the use of materials per installed capacity has decreased significantly, and the CO₂ footprint is also reduced accordingly. Therefore, the energy payback- time, the time span in which the energy used in production has been regenerated by a photovoltaic system is now – depending on the technology and location – in the range of a few months to less than two years. Due to the high market dynamics with annual growth rates of around 30%, new production facilities with high output are constantly being built. As photovoltaic systems are also installed under an increasingly diverse range of applications and climate conditions, it is a major challenge to ensure that high-quality products are installed, operated and maintained in a way generating with high yields in the long term.

The IEA PVPS Task 13 of the IEA-PVPS TCp engages in focusing international cooperation in improving the reliability of photovoltaic systems, subsystems and components by collecting, analysing and disseminating information on their technical performance and durability, providing a basis for their technical assessment, and developing practical recommendations for improving their electrical and economic output in different climatic regions. This provides a solid basis for the technical assessment and develop practical recommendations to improve the electrical and economic performance of Photovoltaic Power Plants in different climatic regions and applications. The Austrian partners from the Austrian Institute of Technology (AIT), the Polymer Competence Center Leoben (PCCL) and the Austrian Research Institute for Chemistry and Technology (OFI) have been involved here for a long time. They contribute intensively to the extensive and diverse activities of Task 13, such as national and international workshops, through lectures and publications at national and international conferences and in journals, in webinars and, above all, in the preparation of Task 13 reports.

This report about the third working period of this IEA-PVPS-Task, Task 13.3 (2018 – 2021), presents the working methods and results as well as the proportions of the Austrian participation. The quality of the Task 13 reports and workshops stems from the continued participation of highly motivated PV experts from more than forty institutions. In Task 13.3, twelve reports (T13:13 to T13:25) with more than 1400 pages were prepared and then published on the international IEA-PVPS homepage within 2020 to 2022. The abstract of these reports are presented in this report together with the link to the download, further information and literature are offered. The bibliography also lists the previously prepared reports. Finally, information and conclusions on the cooperation in the field of standardization and the importance in and for Austrian research and innovation are compiled, as well as an outlook on the next working period, as the work is now being continued as Task 13.4 with a new work program 2022 to 2025.

3 Ausgangslage

3.1. Motivation und generelle Zielsetzung

Die globale Energieversorgung nutzt nach wie vor zum weit überwiegenden Teil (83%) nicht nachhaltige, fossile Energieträger, siehe Abbildung 1 links. Global wird ca. 21% der Endenergie in Form von elektrischer Energie bereitgestellt, wovon 27,7% (+1.8% 2019-2020) aus erneuerbaren Quellen stammen. Die Aufteilung der erneuerbaren Stromproduktion nach den Energieträgern ist in Abbildung 1 rechts dargestellt.

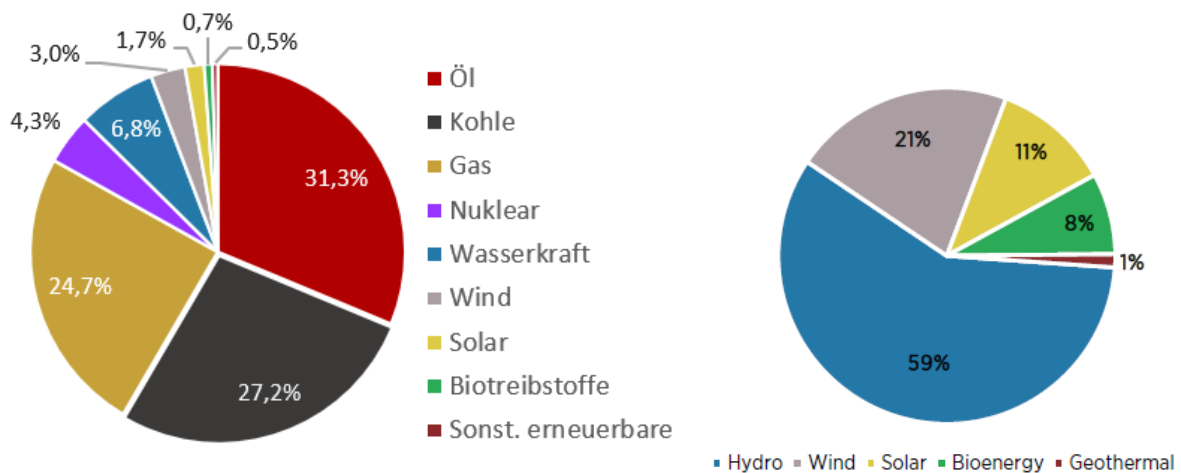


Abbildung 1: Globale Primärenergiebereitstellung (Links, Daten aus [1]) und Erneuerbare elektrische Energiebereitstellung nach Energieträgern (Rechts, aus [2]) für das Jahr 2021.

Windenergie und Solarenergienutzung durch Photovoltaik sind die beiden am raschesten wachsenden Segmente, was durch drastisch gesunkene Stromgestehungskosten dieser Technologien bedingt ist (siehe Abbildung 2) bzw. durch die laufende Ausweitung der Produktionskapazitäten Skaleneffekte in noch niedrigeren Preisen resultieren. In vielen Weltgegenden weisen Wind- und Photovoltaikkraftwerke nun die niedrigsten Stromgestehungskosten aller Technologien auf.

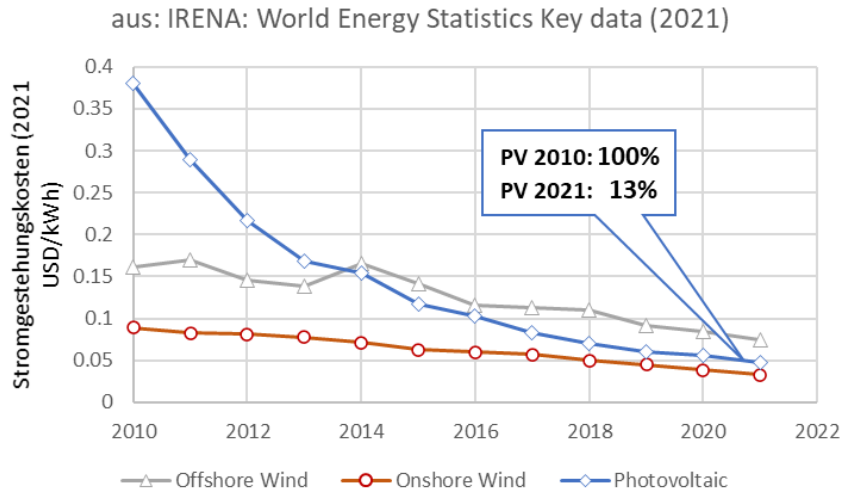


Abbildung 2: Stromgestehungskosten (Levelized cost of electricity LCOE in 2021er USD) aus Windkraft (an Land und auf See) und Photovoltaik. Daten aus [2].

Wenn auch das Segment erneuerbarer Stromerzeugung vor allem durch neue Kapazitäten bei Photovoltaik- und Windenergie stark wächst, hat Photovoltaik 2021 erst 5% der globalen Stromerzeugung bereitgestellt. Der Ländervergleich, siehe Abbildung 3, zeigt hier aber gravierende Unterschiede: in 7 Ländern deckt PV mehr als 10%, im EU-Schnitt 7,2% und in Österreich „nur“ 4,4%.

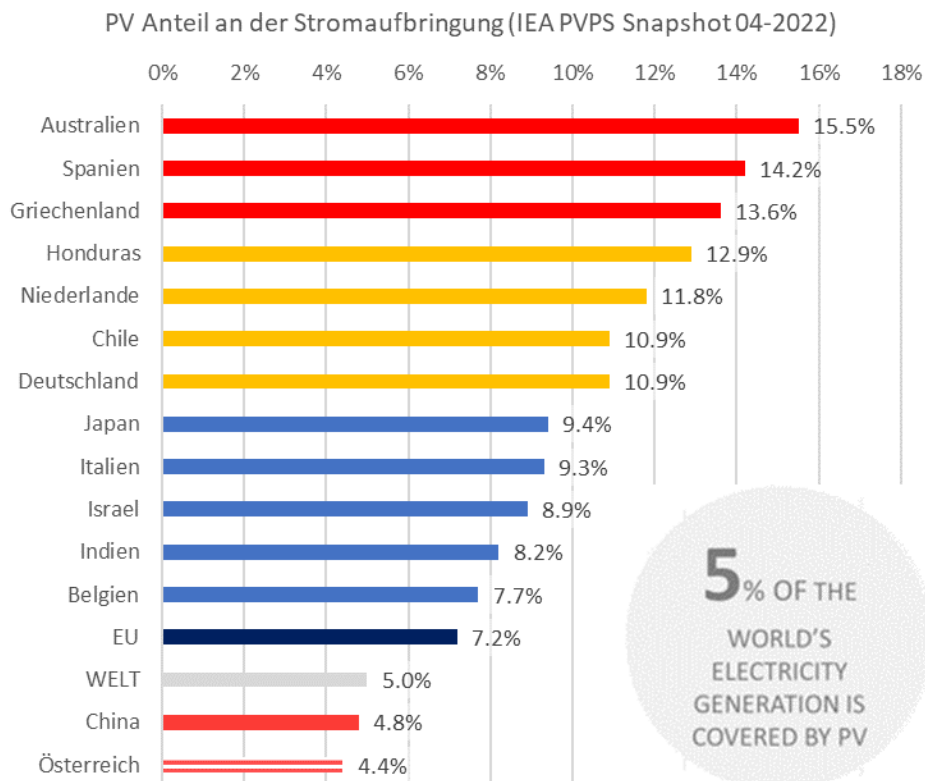


Abbildung 3: PV-Anteil an der Stromaufbringung 2021. Daten aus IEA PVPS Snapshot 04-2022 [22], modifiziert.

Der Vergleich der globalen Gesamtenergiebilanz mit der österreichischen Energiebilanz (Daten aus [3] und [4]) zeigt deutliche Unterschiede: Der Wasserkraftanteil ist höher und sonstige Erneuerbare Energie (wie Holz- und umweltenergiebasierte Raumwärme) haben größere Anteile.

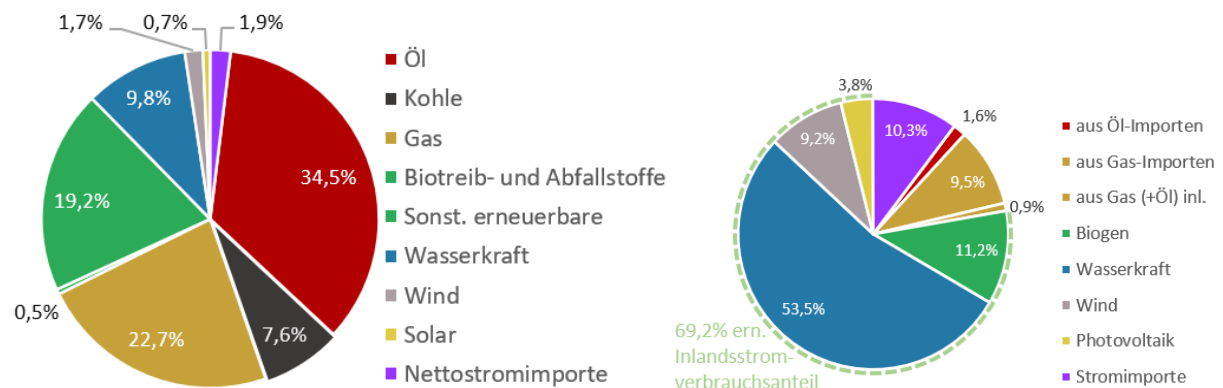


Abbildung 4: Österreichische Primärenergiebereitstellung (Links, Daten aus [3]) und elektrische Energiebereitstellung 2021 nach Energieträgern (Rechts, aus [3], ergänzt mit Daten aus [4]).

Im Unterschied zu Abbildung 1 (rechts) ist in Abbildung 4 (rechts) nicht nur die erneuerbar bereitgestellte elektrische Energie (global 28%), sondern die gesamte elektrische Energiebereitstellung Österreichs dargestellt. 2021 wurde 76,2% der Inlandsstromerzeugung durch erneuerbare Energieträger bestritten, wovon 4,4% von PV stammt. Wird bei der elektrischen Strombereitstellung auch der Netto-Stromimport von 10,3% des Stromverbrauchs berücksichtigt, sinkt der erneuerbare Inlandsanteil auf 69,2% (immerhin das 2 ½-fache des globalen erneuerbaren Anteils) und der PV-Anteil auf 3,8%. Im Herbst 2018 wurde für Österreich das Ziel von 100% erneuerbarem Strom für 2030 formuliert [5], bei dem – je nach Szenario etwa 11 bis 13 TWh jährlicher Erzeugung aus Photovoltaik, bzw. bis zu 15 GW an Photovoltaikkapazität in Österreich erforderlich sind, um bilanziell 100% erneuerbaren Strom bereitzustellen. Zwölf TWh Produktion 2030 durch Photovoltaik entsprechen dann etwa einem 15% Anteil an der Stromaufbringung. Würde z.B. zusätzlich „nur“ der heute in Österreichs Industrie eingesetzte, überwiegend aus Erdgas hergestellte „graue“ Wasserstoff durch „grünen“ Wasserstoff, der durch Elektrolyse aus erneuerbarem Strom gewonnen wird, substituiert, so sind dazu zusätzlich weitere 7 TWh Strom durch erneuerbare bereitzustellen, was etwa weitere +4 TWh Photovoltaikstrom erfordern würde.

In Österreich wurden 2021 Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von 740 MW installiert, womit sich die gesamte in Betrieb befindliche PV-Kapazität auf 2,78 GW erhöhte. Wie schon in den Jahren zuvor, war auch 2021 die dominierende Montageart von Photovoltaikanlagen mit ca. 85% die Aufdachmontage, während die Anteile integrierter Anlagen nur 4%, von freistehenden 11,2% aller neuinstallierten Anlagen waren. Das Segment der Installation freistehender PV-Anlagen war 2018 erst 3,2% und es ist zu erwarten, dass dieser Anteil weiter zunehmen wird, um die Ausbauziele erreichen zu können [8], [9].

3.2. Stand der Technik

Obwohl der photovoltaische Effekt, die direkte Konversion von Licht in elektrische Energie bereits 1839 von E.A. Bequerel entdeckt wurde, ist die erste praktikable Photovoltaikzelle – auf dem Halbleitermaterial Silizium basiert – erst 1954 in den Bell Laboratories entwickelt worden und hatte einen Wirkungsgrad von ca. 6%. [10] gibt einen Überblick wie sich die Technologie und die Wirkungsgrade

der unterschiedlichen Zell- und Modultechnologien weiterentwickelten. Aufgrund der ursprünglich hohen Kosten wurde Photovoltaik zuerst für Nischenanwendungen eingesetzt, wo andere Energie sehr schwer bereitzustellen war: Für Raumfahrtanwendungen und terrestrische Insel-Anwendungen bei denen keine Möglichkeit bestand, Strom aus dem Netz zu beziehen, wie z.B. in Österreich für Schutzhütten und Rundfunkanlagen im alpinen Gelände, s. z.B. [11], [12] und [14]. Diese Nischenanwendungen ermöglichten ein moderates, aber kontinuierliches Wachstum, wobei die Modulpreise jeweils etwa um 20% bei Marktverdopplung sanken („Lernrate“ 20%, siehe [16]). Das Basismaterial, teures hochreines Silizium („semiconductor“ oder „electronic grade“ EG-Si, 99,9999999% reines Silizium) wurde als Grundstoff von der Halbleiterindustrie bezogen, wobei die wachsenden Mengen, die die Photovoltaikindustrie benötigte, 2006 50% des Weltmarkts überstiegen. Rascher Produktionskapazitätzzubau war nicht möglich, womit 2004-2008 der EG-Si Preis um einen Faktor 10 anstieg [20].

Der Aufbau von eigenen Produktionskapazitäten für „upgraded metallurgical“ UMG-Si bzw. „solar grade“ SoG-Si mit etwas höherer Toleranz für Verunreinigungen führte zu Kostendegression. Höhere Effizienz in der Silizium-Verarbeitung, Prozesse mit verringertem Energieeinsatz, erhöhte Zell- und Modulwirkungsgrade reduzierten zudem den spezifischen Siliziumeinsatz je Watt Modulleistung. Damit erhöhte sich die Modulfertigungs-Lernrate im Mittel von 2008-2021 auf 37%. Bis 2018 waren Module überwiegend aus polykristallinem Silizium, 2019 bis 2021 wurde ein rasch wachsender Anteil mit monokristallinem Silizium gefertigt.

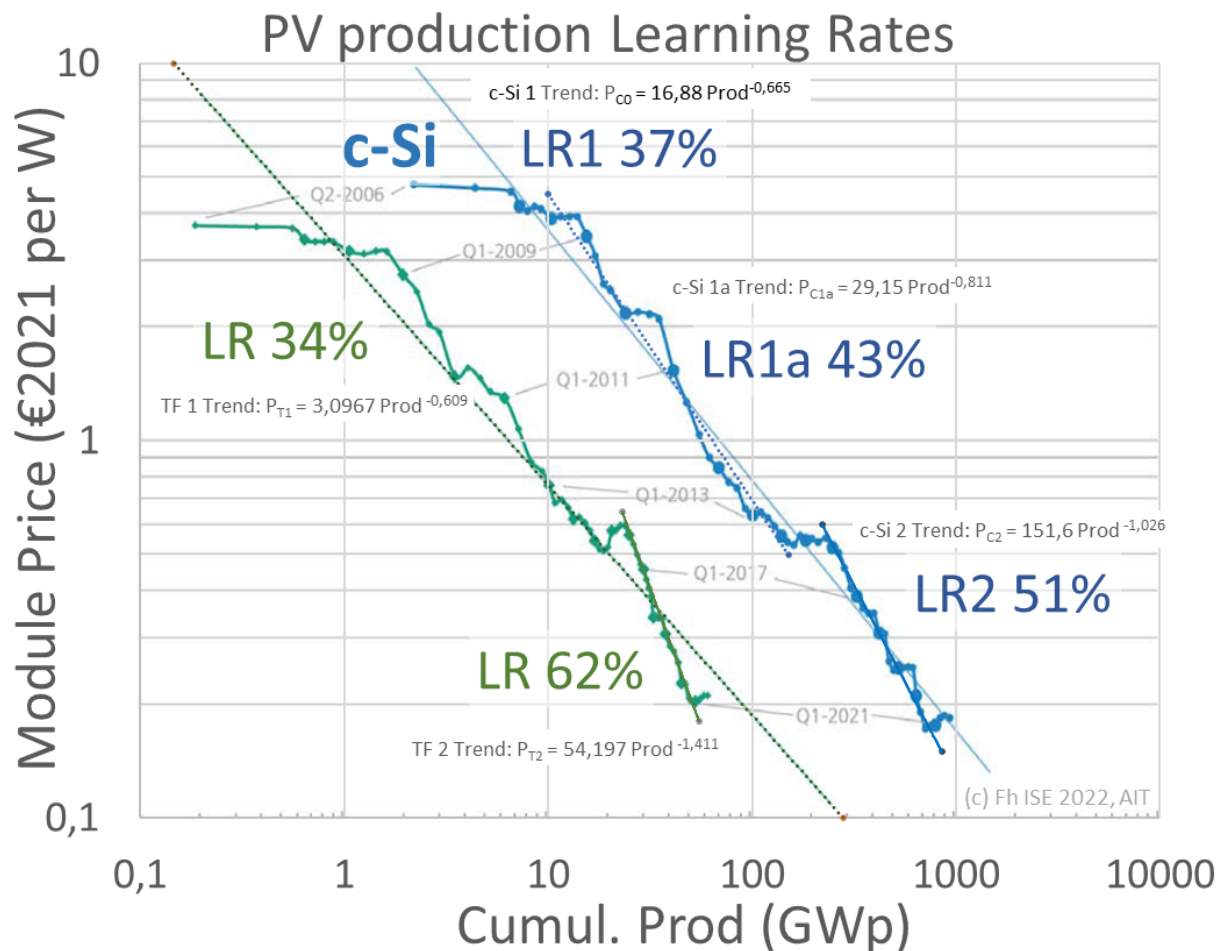


Abbildung 5: Lernkurven (Preisdegression über kumulierter Produktion) in doppelt-logarithmischer Darstellung. Dünnschichtbasierte Modultechnologien (TF) grau, Module mit waferbasierten Siliziumzellen (c-Si) blau. Daten aus [15], ergänzt.

2021 sind über 80% der silizumbasierten Zellen monokristallin, und Dünnschicht-Technologien haben Marktanteile verloren und stellen ca. 5% des Weltmarkts dar, wobei davon über 80% CdTe des Herstellers FirstSolar ist.

Der Vergleich der Lernkurven [15], Abbildung 5, für kristalline Silizium (c-Si) und dünnschichtbasierte (TF) Technologien zeigt in beiden Fällen einen ähnlichen Verlauf, wobei Kostenvorteile bei Dünnschichtmodulen von 2006 bis 2012 immer geringer wurden, und seitdem kristalline Module stets billiger sind als Dünnschichtmodule. Dennoch beherrschten auch vor 2012 kristalline Siliziummodule den Markt, da der geringere Wirkungsgrad der Dünnschicht höheren Flächenbedarf und höhere Kosten für die anderen Anlagekomponenten bedingen. Die Preisgestaltung der Modultechnologien ist auch aneinandergelockt, da für fast alle Anwendungen Dünnschicht und kristalline Module gegeneinander substituierbar sind. Der Wert im (negativen) Exponenten der beiden Trendlinien ist bei c-Si (0,665, LR: 37%) ein wenig größer als bei TF (0,609, LR 34%). Ist für einige Zeit ein Stagnieren in der Lernkurve zu beobachten (z.B. 2008, 2010, 2015, 2021), was durch Material- oder Kapazitätsengpässe sowie technologische Grenzen bedingt sein kann, ist dies stets mit Innovationen und Kapazitätsausweitung beantwortet worden, womit für einige Zeit ein wesentlich rascheres Sinken der Kosten ermöglicht wird (z.B. 2008-2014 LR: 43%, 2016-2020 sogar LR: 51%). Sind diese Innovation dann

„ausgereizt“ oder treten erneut Engpässe bei Materialien oder beim Equipment auf, stagniert die Lernkurve wieder, bis der nächste Innovationszyklus einsetzt.

Obwohl die Herstellung des Grundmaterials (photovoltaic grade Silicon) 2021 nur mehr halb so viel Energie benötigte als 2011 stellt dies mit 44% nach wie vor den größten Einzelbeitrag des Energieaufwands in der Modulherstellung dar, wobei hier große Anlagen Vorteile gegenüber kleineren bieten. War früher Reinsilizium für die Photovoltaik Teil der Siliziumproduktion für die Halbleiterherstellung, ist nun der Photovoltaik-Markt (SoG-Si, Solar Grade Silicon) doppelt so groß wie der für die Halbleiterherstellung und es werden auch alternative Siliziumproduktionsweisen untersucht (etwa UMG-Si, upgraded metallurgical grade Silicon) [20], [21]. Die anderen Schritte in der Fertigung von Photovoltaikmodulen von der Waferherstellung über die Zellproduktion bis hin zum kompletten Modul können – obwohl hier eine Vielzahl komplexer Schritte erforderlich ist - in kleineren Einheiten effizient erfolgen und haben einen vergleichsweise niedrigen Investitionsbedarf. Neue Anlagen können damit sehr rasch errichtet werden, und Innovationen im Produktionsprozess ermöglichen Kostenvorteile gegenüber dem zahlreichen Wettbewerb [13]. Etwa die Hälfte der Kosteneffekte seit 2010 werden auf Lerneffekte bei der Produktion großer Stückzahlen zurückgeführt, die andere Hälfte durch Innovation in nanotechnischen Prozessen. Da nicht nur Photovoltaik-Fertigungsanlagen in weniger als zwei Jahren errichtet werden können, sondern auch komplette PV-Kraftwerke, die flexibel skaliert werden können, ergeben sich im Vergleich zu anderen energietechnischen Anlagen Innovationszyklen, die deutlich kürzer sind als in der Windkraftwerksbranche und zehnmal kürzer sind als bei fossilen oder nuklearen Kraftwerken [14].

Nicht nur neue Materialien und Verfahren werden in einem globalen Markt extrem rasch implementiert, auch die Bandbreite der Photovoltaik-Anwendungen wächst ständig. Das Photovoltaik Power Systems TCP im Rahmen der Internationalen Energieagentur (IEA PVPS) sieht es als seine wesentliche Aufgabe, die wesentlichen Informationen für diesen Umbau des globalen Energiesystems zu erarbeiten und zu verbreiten.

4 Projektinhalt

4.1. IEA Photovoltaic Power Systems Programme IEA-PVPS TCP

Die Internationale Energieagentur (IEA, s. www.iea.org), wurde von 16 Industrienationen als Kooperationsplattform zu Energietechnologien im Zuge der Ölkrise gegründet, und ist seit 1974 eine autonome Einheit der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung OECD. Seit 1993 gibt es das IEA Photovoltaic Power Systems Programme Implementing Agreement (IA) - heute IEA Technology Cooperation Programme (TCP), s. www.iea.org/tcp, als eines der gemeinschaftlichen Forschungs- und Entwicklungsprojekte der Internationalen Energieagentur. Ziel des IEA PVPS TCP ist die Beschleunigung der Entwicklung und Anwendung der Photovoltaik (PV) als maßgebliche und nachhaltige erneuerbare Energiequelle, siehe <https://iea-pvps.org/>.

Das IEA PVPS TCP hat derzeit 31 Mitglieder:



Australien, Chile, China, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Israel, Italien, Japan, Kanada,



Korea, Malaysia, Marokko, die Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden, Schweiz,



Spanien, Südafrika, Thailand, Türkei, die Vereinigten Staaten von Amerika, sowie die EU und



Solar Power Europe, Smart electric Power Alliance, Solar Energy Industry Association und das Solar Energy Research Institute of Singapore (der nationalen Universität Singapore NUS, das mitmacht, obwohl das Land selbst nicht dabei ist). Nachdem der Schweizer Stefan Nowak das PVPS TCP Jahrzehnte geleitet hatte, wurde Daniel Mugnier (Frankreich, auch Stellvertretender Task Manager des Solar Heating and Cooling TCPs, SHC, <https://www.iea-shc.org>) sein Nachfolger. Hubert Fechner, der auch der österreichische PVPS-ExCo ist, ist weiter stellvertretender Leiter des PVPS TCPs.

Die aktiven Tasks des IEA PVPS, sind in Tabelle 1 zusammengestellt, siehe auch <https://iea-pvps.org/research-tasks/>. Der Task 1 existiert seit 1993 und der ursprüngliche Task 2 zu Leistungsfähigkeit, Zuverlässigkeit und Analyse von PV-Systemen, der auch schon von Ulrike Jahn geleitet wurde, wird seit 2010 als Task 13 weitergeführt. Die internationale Arbeitsperiode, die dieser Endbericht abdeckt, ist die zweite Hälfte des Task 13.3, 2019 und 2021.

4.2. Aktive Tasks im IEA-PVPS TCP, österr. Beteiligung am Task 13

Generelles Ziel der internationalen Zusammenarbeit im IEA PVPS Task 13 ist das Sammeln und die Analyse von Daten zur Zuverlässigkeit von Photovoltaikanlagen und ihrer Teilsysteme, um eine fundierte Basis für deren technische Beurteilung und praktische Empfehlungen zu schaffen, um elektrische und wirtschaftliche Erträge in unterschiedlichen klimatischen Regionen und Anwendungen zu steigern. Die Ergebnisse werden in unterschiedlicher Weise disseminiert: Durch Task 13 Reports, die auf der internationalen IEA-PVPS Webseite veröffentlicht werden, bei Workshops, Webinaren und

Konferenzen. Je nach der Thematik gibt es auch immer wieder engere Kooperationen zwischen unterschiedlichen IEA-PVPS Task, die in Tabelle 1 aufgelistet sind.

Tabelle 1: Im Photovoltaic Power Systems Technologie-Kooperationsprogramm der Internationalen Energieagentur (IEA-PVPS TCP) aktive Tasks (Stand 2022).

IEA PVPS Task	Task Name	Task Bezeichnung
Task 1	Strategic PV Analysis and Outreach	Strategische Photovoltaik-Analyse & Übersicht
Task 12	PV Sustainability	Nachhaltigkeit, Umweltaspekte der Photovoltaik
Task 13	Performance, Operation and Reliability of PV Systems	Leistungsfähigkeit, Betrieb und Zuverlässigkeit von Photovoltaiksystemen
Task 14	Solar PV in the 100% RES Power System	Photovoltaik im 100% erneuerbaren elektrischen Energiesystemen
Task 15	Enabling Framework for the Development of BIPV	Rahmenbedingungen für Förderung und Entwicklung gebäudeintegrierter Photovoltaik
Task 16	Solare Resource for High Penetration and Large Scale Applications	Solare Ressource für Anwendungen mit hoher Durchdringung und Großkraftwerken
Task 17	PV & Transport	Photovoltaik und Transport
Task 18	Off-Grid and Edge-of-Grid Photovoltaic Systems	Photovoltaik in Systemen mit schwacher Netzanbindung und Inseln

Durch den rasch wachsenden Markt mit vielen konkurrierenden Produzenten werden laufend Neuerungen in großen Stückzahlen umgesetzt. In den letzten Jahren waren dies bei Modul- und Zelltechnologien verringerte Dicke und zunehmende Größe der Wafer, PERC (Si-Zellen mit passiviertem Emittter und passivierter Rückseite) die per se auch bifaziale Eigenschaften haben, Verwendung neuer Polymere als Einbett- und Rückseitenfolienmaterial), höhere Anlagen-Systemspannungen bis zu 1500 Volt. Da Photovoltaikanlagen immer größere Dimensionen annehmen, laufend neue Anwendungen erschlossen werden, und die Photovoltaik zunehmend eine wesentliche Säule der globalen elektrischen Energieversorgung bildet, sind belastbare Fakten zu Zuverlässigkeit und Ertrag wesentlich. 2020 waren die 10 größten PV-Märkte weltweit **China, USA, Vietnam, Japan, Deutschland, Australien, Korea, Indien, Spanien** und die **Niederlande**, wovon 8 auch im **Task 13 mitarbeiten**, die gesamte EU stellte 2019 bis 2021 nach China jeweils den zweitgrößten Markt dar [22], wobei Expert:innen von 32 europäischen Partnern aus 12 Ländern im Task mitarbeiten.

4.3. Ziele des Task 13 und der österreichischen Beteiligung

Die Arbeit im Task 13 wurde in drei inhaltliche Subtasks ST 1 bis 3 und einen zur Verbreitung, ST 4, gegliedert, siehe Tabelle 2. Die Leitung des Tasks war bei Ulrike Jahn (TUV Rheinland, DE) und Boris Farnung (Fh ISE, DE), wobei Boris Farnung bald und Ulrike Jahn später zu VDE Renewables, DE wechselten. Die österreichischen Partner Austrian Institute of Technology (AIT), das Polymer Competence Center Leoben (PCCL) und das Österreichische Forschungsinstitut für Chemie und Technik (OFI) arbeiten bereits seit vielen Jahren im Task 13 zusammen, sind in allen vier Subtasks engagiert, und nahmen an den internationalen Task-Arbeitstreffen und online Besprechungen sowie an zahlreichen in-

ternationalen Disseminationsveranstaltungen teil. Da die Arbeit in enger Kooperation mit der Österreichischen Technologieplattform Photovoltaik TPPV [23] erfolgt, wurden nationale Koordinations-treffen und Disseminierungsveranstaltungen meist gemeinsam mit der TPPV durchgeführt, bei der alle drei Österreichischen Partner Mitglieder sind, und Gabriele Eder (OFI) und Hubert Fechner (AT PVPS ExCo, und Stellv. PVPS Leiter) auch im Vorstand sind.

Tabelle 2: Task 13 Subtasks (ST) und Aktivitäten (A) der Arbeitsperiode 2018-2021.

PVPS T13.3	Subtasks und Aktivitäten 2018 – 2021	Leitung bzw. Beteiligung
ST 1	Neue Modulkonzepte und neuartiges Photovoltaik-Systemdesign A 1.1 Neue PV-Modulkonzepte, Designs und Materialien A 1.2 Bifaziale PV-Module und Konzepte A 1.3 Leistungsfähigkeit neuer PV-Systemdesigns A 1.4 Methoden der Lebensdauervorhersage	PCCL/SANDIA PCCL, AIT, OFI AIT, PCCL AIT AIT, PCCL, OFI
ST 2	Leistungsfähigkeit von PV-Systemen A 2.1 Unsicherheit in Ertragsgutachten und PV-Stromgestehungskosten A 2.2 Vorausschauende Instandhaltung A 2.3 Beurteilung der Technologien nach Ländern und Klimabedingungen A 2.4 Einfluss der Verschmutzung auf PV-Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit A 2.5 Beurteilung von Leistungsverluststraten und deren Methoden	EURAC AIT AIT, OFI AIT
ST 3	Betriebsdaten, Betriebs- und Wartungsstrategien A 3.1 Quantifizierung technischer Risiken in Betrieb und Wartung A 3.2 Charakterisierung von PV-Kraftwerken durch mobile Testmethoden A 3.3 Richtlinien für Betrieb und Wartung in unterschiedlichem Klima	TUV Rh AIT AIT, OFI AIT
ST 4	Disseminierungsmaßnahmen A 4.1 Informationsmaterial A 4.2 Workshops	VDE Re/ISE AIT, PCCL, OFI AIT, PCCL, OFI

Ziel der Beteiligung im Task 13 ist es einerseits am Erstellen der Informationen aktiv mitzuarbeiten, indem Ergebnisse aus nationalen und Europäischen Projekten, an denen die österreichischen Partner beteiligt sind einzubringen, sich an der Recherchetätigkeit zu beteiligen, und an der Organisation und dem Erstellen der Task 13 Reports sowie an weiteren internationalen und österreichischen Disseminationsmaßnahmen in Form von Webinaren, Konferenzbeiträgen und Publikationen in Fachzeitschriften mitzuarbeiten. Den ST 1 leitete Gernot Oreski (PCCL) gemeinsam mit Josh Stein (US National Lab SANDIA) sowie dessen A 1.1. Im ST 3 wurde die Aktivität A 3.2 von Werner Herrmann, TRE (DE) gemeinsam mit Karl Berger (AIT) koordiniert. In der rechten Spalte in Tabelle 2 ist die Leitung der vier Subtasks angegeben, und an welchen Aktivitäten die österreichischen Partner beteiligt waren. Das PCCL war insgesamt an 5 der 14, das OFI an 6, das AIT an 12 der 14 Aktivitäten beteiligt.

4.3.1. Vorgangsweise, Methoden und Daten

Nationale und europäische Projekte, deren Ergebnisse in die Arbeit im Task 13 einfließen, sind INFINITY [25], PAMINA [26], AMSEL [27], SOLAR-TRAIN [28], PV Re² [29], BIFACE [30] und ADVANCE! [31], sowie Anlagen- und Monitoringdaten-Zeitreihen einer österreichischen PV-Anlage [32].

Dissemination der Ergebnisse in Österreich erfolgt meist in Kooperation mit der Österreichischen Technologieplattform Photovoltaik tppv.at, in Workshops und den Tagungen der Photovoltaik Austria, pvaustria.at. Zusätzlich zu Veröffentlichungen der IEA PVPS Task 13 Reports unter www.iea-

pvps.org wurde zu den Inhalten mehrerer Reports auch Webinare mit österreichischer Beteiligung gehalten. Siehe dazu in **Kapitel 5** die Beschreibung der 12 in dieser Arbeitsperiode veröffentlichten Reports, ab Seite 21 zu *ST 1 Neue Modulkonzepte, neuartiges Photovoltaik-Systemdesign*, ab Seite 27 zu *ST 2 Leistungsfähigkeit von PV-Systemen*, ab Seite 32 zu *ST 3 Betriebsdaten, Betriebs- und Wartungsstrategien* und ab Seite 36 zu *ST 4 Disseminierungsmaßnahmen*, wo sich auch Literaturverweise und Download Links befinden.

4.3.2. Umsetzung und Herausforderungen

Die Zusammenarbeit im Task 13 ist sowohl zwischen den österreichischen als auch mit den internationalen Partnern sowie der Leitung des Task 13 und des gesamten IEA-PVPS TCPs ausgezeichnet. Die Erarbeitung der Inhalte zu den einzelnen Task-Reports, die – da frei auf der IEA-PVPS Webseite verfügbar - eine intensiv genutzte Informationsquelle darstellen, folgt gut etablierten Regeln, dem Document Production Plan. Personen, die für einen Report maßgeblich verantwortlich sind, legen in einem iterativen Prozess mit allen interessierten Task-Mitgliedern die Inhalte fest und anschließend werden kapitelweise die Inhalte mit Beiträgen der Teilnehmer ausgearbeitet. Interne Reviews in der Gruppe, die am Report arbeitet, sowie durch die Task Mitarbeiter erfolgen bevor ein Report an das IEA-PVPS ExCO geht, die nach einem finalen Review den Report zur Veröffentlichung auf der IEA-PVPS Webseite freigeben. Somit werden in nationalen und regionalen Projekten erarbeitete Inhalte in einen globalen Rahmen eingebettet, für die gesamte PV-Community verfügbar.

Für das Erarbeiten neuer Inhalte ist im Task üblicherweise keine ausreichende Finanzierung vorhanden, weshalb es essenziell ist, entsprechende Inhalte aus abgeschlossenen und laufenden Projekten in den Task 13 disseminieren zu können. Es sind zwar die Energieforschungsausgaben, die 2018-2020 etwa konstant bei 150 Mio. €/a waren, insgesamt 2021 auf 224 Mio. € gestiegen, die Ausgaben für erneuerbare Energie aber absolut gesunken.

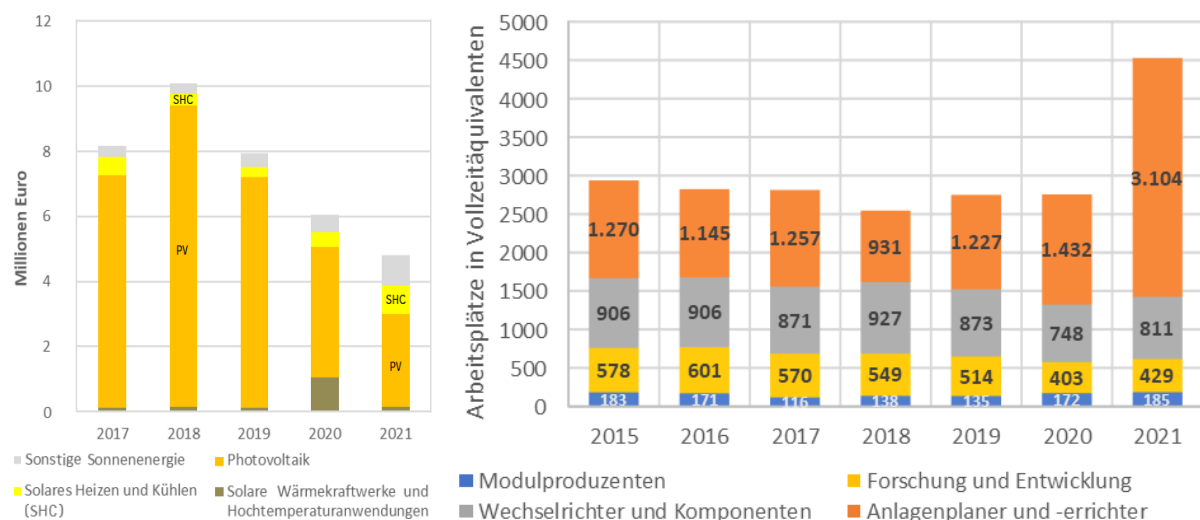


Abbildung 6: Öffentliche Solarenergieforschungsausgaben in Österreich 2017-2021 (links, Daten aus [45]) und Photovoltaik-Arbeitsplätze in Österreich 2015-2021 (rechts, Daten aus [7]).

Damit ist der Anteil der Forschungsausgaben für erneuerbare Energie mit 9,1% der Energieforschungsausgaben auf den niedrigsten Wert seit mehr als 10 Jahren gesunken. Nicht nur die Forschungsausgaben für erneuerbare Energie wurden absolut verringert, sondern auch die Solarenergieforschungsausgaben. Gab es für den Bereich 2018 noch mehr als 10 Mio. €, wurden die öffentlichen

Mittel für die Solarforschung bis 2021 um mehr als die Hälfte, auf 4,8 Mio € gekürzt. Die Photovoltaik-Forschungsausgaben, die 2018 mit 8,5 Mio. € den Großteil der Solarforschungsausgaben darstellten betragen 2021 nur mehr 2,86 Mio. €, brachen somit auf 1/3 (!) ein [45], siehe dazu Abbildung 6 (links) und [46]. In Abbildung 6 (rechts) ist die Entwicklung des österreichischen Photovoltaik-Arbeitsmarktes dargestellt [7]. Es ist ersichtlich, dass die Beschäftigungszahlen 2016-2021 im Segment der Anlagenplaner und Errichter stark zugenommen haben (+171%), während die Beschäftigungszahlen in Produktion und Forschung stagnieren (insgesamt -15%).

Die Photovoltaikbranche in Österreich ist also in der paradoxen Situation, dass

- (i) große Anstrengungen erforderlich sind, um Energie in Österreich nachhaltiger zur Verfügung zu stellen, weil sonst empfindliche Strafzahlungen durch Verfehlen der Klimaziele drohen [47], [48],
- (ii) ein Schlüssel zu effizienterer Energienutzung auch ein höherer Anteil an elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen ist, [49],
- (iii) es klare Ziele eines massiven Ausbaus der erneuerbaren elektrischen Energiebereitstellung gibt um 2030 bilanziell 100% erneuerbare Stromerzeugung zu erreichen, wozu vor allem Windkraft (öffentliche Fördergelder für Forschung im Windenergiebereich sind trotz einer Anzahl österreichischer Zulieferbetriebe noch geringer als im Photovoltaikbereich) und Photovoltaik erheblich auszubauen sind, [5],
- (iv) gerade der Wind- und Photovoltaikbereich international die Wachstumsmotoren der erneuerbaren Energiewende darstellen, und große Forschungsanstrengungen unternommen werden, die laufend zu wesentlichen Verbesserungen, effizienterer und günstigerer erneuerbarer Stromproduktion beitragen, [1], [2],
- (v) Österreich am 20. Mai 2022 zu den fünf Gründungsmitgliedern des PV-IPCEI (Important Project of Common European Interest for PV) zählte [50], *“Austria, ... - congratulated and expressed ... full support for the launched PV-IPCEI framework“* um die Photovoltaik-Innovation und Produktion in Europa auszuweiten, beziehungsweise zurückzubringen, während ...
- (vi) in Österreich Forschungsmittel empfindlich gekürzt werden, und Forschende aus dem Photovoltaikbereich entweder in andere Bereiche oder in andere Länder abwandern [45],
- (vii) Anträge für innovative Projekte der österreichischen Industrie mit österreichischen Forschungseinrichtungen in der weit überwiegenden Zahl als förderwürdig eingestuft werden, allerdings aus budgetären Gründen nicht gefördert werden können [46].

Erfolgreiche europäische Projekte, an denen österreichische Industrie und Forschungseinrichtungen partizipierten, werden in Folgeprojekten ohne österreichische Partner fortgeführt, wenn Mittel für erforderliche nationale Kofinanzierung gestrichen wurden, s. z.B. [51], [52]. In dieser Situation, wo Forschungseinrichtungen erfolgreich mit der Industrie zusammenarbeiten und direkte Kundenaufträge in großer Zahl bearbeiten, jedoch kaum mehr Fördergelder für Innovation und strategische Weiterentwicklung zur Verfügung stehen, ist es sehr herausfordernd, eigene nationale Inhalte in IEA-PVPS Tasks einbringen zu können.

Dennoch sind die österreichischen Partner im Task 13, OFI, PCCI und AIT weiterhin geschätzte Partner im Task 13, wie die Beteiligung an vielen der Aktivitäten belegt.

5 Ergebnisse des IEA PVPS Task 13

Der Task 13 wurde 2010 gestartet, und seitdem immer wieder verlängert. Vor der Arbeitsperiode 2018-2021 wurden vom Task 13 bereits 12 Reports veröffentlicht. Die folgende Tabelle 3 gibt eine Übersicht zu den Task 13 Reports der Arbeitsperiode 2018 – 2021, Reports T13-13 bis T13-24.

Tabelle 3: IEA PVPS TCP Task 13 Reports der Arbeitsperiode T13.3 bis Ende 2021: 12 Reports, T13-13 bis T13-24.

Task Report	Titel	p.#	Del.
T13-13:2021	Designing new materials for photovoltaics: Opportunities for lowering cost and increasing performance through advanced material innovations	91	D 1-1
	Entwicklung neuer Materialien für Photovoltaikmodule: Möglichkeiten der Kostenreduktion und verbesserter Leistungsfähigkeit		
T13-14:2021	Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications	168	D 1-2
	Bifaziale Photovoltaikmodule und Systeme: Erfahrungen und Ergebnisse internationaler Forschungs- und Pilotanwendungen		
T13-15:2021	Performance of New Photovoltaic System Designs	89	D 1-3
	Leistungsfähigkeit neuer Photovoltaik-Systemkonzepte		
T13-16:2021	Service Life Estimation for Photovoltaic Modules	76	D 1-4
	Lebensdauerabschätzung für Photovoltaikmodule		
T13-17:2021	Effect of Module Degradation on Photovoltaic Power Plants	-	D 1-5
	Auswirkung von Moduldegradation auf PV-Kraftwerke		
T13-18:2020	Uncertainties in Yield Assessments and PV LCOE	72	D 2-1
	Unsicherheit in Photovoltaik Ertragsprognosen und Stromgestehungskosten		
T13-19:2021	The Use of Advanced Algorithms in PV Failure Monitoring	85	D 2-2
	Anwendung fortschrittlicher Verfahren zur PV-Fehleridentifikation		
T13-20:2020	Climatic Rating of Photovoltaic Modules: Different Technologies for Various Operating Conditions	167	D 2-3
	Klima-Rating von PV-Modulen: Unterschiedliche Technologien für unterschiedliche Betriebsbedingungen		
T13-21:2022	Soiling losses – Impact on the Performance of Photovoltaic Power Plants	129	D 2-4
	Einfluss von Verschmutzung auf die Leistungsfähigkeit von PV-Kraftwerken		
T13-22:2021	Assessment of Performance Loss Rate of PV Power Systems	78	D 2-5
	Auswertung der Verlustrate von PV-Kraftwerken		
T13-23:2021	Quantification of Technical Risks in PV Power Systems	111	D 3-1
	Bestimmung des technischen Risikos in PV-Kraftwerken		
T13-24:2021	Qualification of Photovoltaic Power Plants using Mobile Test Equipment	192	D 3-2
	Mobile Testmethoden zur Qualifizierung von PV-Kraftwerken		
T13-25:2022	Guidelines for O & M of PV Power Plants in Different Climates	152	D 3-3
	Richtlinien für Wartung und Betrieb von PV in unterschiedlichem Klima		

In den rechten Spalten ist die Seitenzahl der Reports und die Bezeichnung des Deliverables nach dem T13 Workplan 2018 – 2021 angeführt, siehe auch Tabelle 2. Ursprünglich war geplant, 13 neue Reports zu veröffentlichen. Bei der Ausarbeitung der Inhalte wurde festgestellt, dass es zu Deliverable 1.5 wenig Inhalte gab, bzw. dass der Großteil davon bereits im Deliverable 1-4 bzw. Report T13-16 enthalten war. Es wurde daher beschlossen, die Inhalte von D 1-5 in D 1-4 zu integrieren, womit Report T13-17 entfällt. Alle Reports stehen (so wie weiterhin auch jene der früheren Arbeitsperioden) auf der [iea-pvps](https://iea-pvps.org/research-) Webseite zum Gratis-Download bereit: <https://iea-pvps.org/research->

[tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/](#). Zu jedem Report gibt es auch eine Kurzbeschreibung und bei vielen auch eine Kurzpräsentation. Die Reports sind in Englisch, viele Reports sind auch als koreanische Übersetzung verfügbar.

5.1. ST 1 Neue Modulkonzepte, neuartiges Photovoltaik-Systemdesign

Die Reports T13-13 bis 16 zum Subtask 1 zu neuen Modul- und Systemkonzepten sind im Anschluss kurz präsentiert, siehe für T13-13 Tabelle 4, T13-14 Tabelle 5, T13-15 Tabelle 6 und T13-16 Tabelle 7 sowie die darauffolgenden Kurzbeschreibungen.

Tabelle 4: *Report IEA-PVPS T13-13:2021* Entwicklung neuer Materialien für Photovoltaik-Module: Möglichkeiten der Kostenreduktion und verbesserter Leistungsfähigkeit



Herausgeber: Gernot Oreski (PCCL, AT), Joshua Stein (Sandia NL, US), Boris Farnung (VDE Renewables, DE)

Der Report IEA-PVPS T13-13:2021 thematisiert die breite Palette an Materialinnovationen, die in den letzten Jahren erfolgten, und den Photovoltaikmarkt rasch durchdringen.

Modulhersteller sind mit einem rasch wachsenden Markt bei dramatisch sinkenden Marktpreisen konfrontiert. Aufbau neuer Produktionskapazitäten unter Preisdruck bedingt rasche Umsetzung von Innovationen, die erhöhte Leistungsfähigkeit oder Lebensdauer und/oder kostengünstigere Produktion versprechen, was häufig mit Materialinnovationen, aber auch mit dem technischen Risiko von Fehlern und Lebensdauerproblemen verbunden ist. Der Bericht bietet Review der Innovationen, Anforderungen und Erfahrungen.

ISBN 978-3-907281-02-4

Hauptautoren: Gernot Oreski (PCCL, AT), Joshua Stein, (Sandia NL, US), Gabriele C. Eder (OFI, AT), Karl A. Berger (AIT, AT), Laura S. Bruckman (CRWU, US), Jan Vedde (EuEnergy, DK), Karl-Anders Weiss (Fh ISE, DE), Tadanori Tanahashi (AIST, JP), Roger H. French (CRWU, US), Samuli Ranta (Turku UAS, FI);

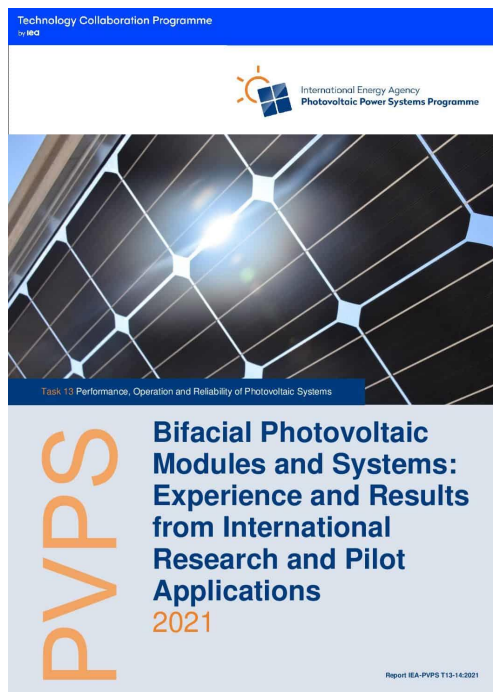
Download: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-13_2021_Designing-new-materials-for-photovoltaics-report.pdf

Hersteller von Photovoltaikmodulen haben in schon über einen Zeitraum von mehr als zehn Jahren einen schnell wachsenden Markt und einen dramatischen Rückgang der Modulpreise erlebt. Dieser Kostendruck hat dazu geführt, dass neue Moduldesigns entwickelt und implementiert werden, die entweder die Leistung und/oder die Lebensdauer der Module erhöhen oder die Produktionskosten senken sollen. Viele dieser Innovationen beinhalten anstatt der schon lange etablierten die Verwendung neuer Materialien und/oder neuartiger Designs. Wenn solche Module ohne ein langfristiges

Verständnis für die Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit dieser neuen Materialien produziert und verkauft werden, stellt das ein Technologierisiko für die Industrie dar.

Dieser Bericht bietet eine globale Übersicht der Erfahrungen aus den IEA PVPS-Mitgliedsländern über die Bemühungen, neue Materialien für Photovoltaik-Zell- und Modulanwendungen zu entwickeln. Der Bericht ist nach Modulkomponenten organisiert und enthält Bewertungen von Materialinnovationen in: (1) Vorderseitenmaterialien, (2) Einbettmaterialien, (3) Rückseitenmaterialien, (4) Zellmetallisierung und (5) Zellverbindungen. Nach dem einführenden Abschnitt 1 stellt Abschnitt 2 den Stand der Technik bei PV-Modulmaterialien vor, einschließlich der funktionalen Anforderungen jedes Bauteils und der üblichen Materialien, die typischerweise verwendet werden, um diese Anforderungen zu erfüllen. In Abschnitt 3 werden die Beweggründe für die Anwendung neuer Materiallösungen bei PV-Modulen erörtert. Abschnitt 4 präsentiert die globale Übersicht über neuartige Materialien, die für die nächste Generation von PV-Modulen entwickelt und getestet werden.

Tabelle 5: *Report IEA-PVPS T13-14:2021* Bifaziale Photovoltaikmodule und Systeme: Erfahrungen und Ergebnisse internationaler Forschungs- und Pilotanwendungen



Herausgeber:

Joshua S. Stein (Sandia NL, US),

Boris Farnung (VDE Renewables, DE)

Der Report IEA-PVPS T13-14:2021 thematisiert bifaziale Photovoltaiktechnologien vom Zelldesign bis zu den Betriebsergebnissen unterschiedlicher Anlagenkonzepte.

Viele neuartige Photovoltaik Zellen (z.B. PERC+, n-PERT, HIT, IBC) können auch Licht von der Zellrückseite verarbeiten und übernehmen rasch Marktanteile bisheriger, einseitiger Zell- und Modultechnologien. Der Bericht gibt Übersicht zu Zell- und Modultechnologien sowie Mess- und Testverfahren, zu unterschiedlichen Anlagenkonzepten und deren Erträge und einen Vergleich der Modellierungsansätze. Feldstudien und Ergebnisse unterschiedlicher Testanlagen aus 10 Ländern werden gegenübergestellt.

ISBN 978-3-907281-03-1

Hauptautoren: Joshua S. Stein (Sandia NL, US), Christian Reise (Fh ISE, DE), Johanna Bonilla Castro (TÜV Rh, DE), Gabi Friesen (SUPSI, CH), Giosuè Maugeri (RSE, IT), Elías Urrejola (ATAMOSTEC, CL), Samuli Ranta (TUAS, FI).

Download: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-14_2021-Bifacial-Photovoltaic-Modules-and-Systems-report.pdf

Neue Zelldesigns haben undurchsichtige, monolithische Rückseitenkontakte durch isolierte Kontakte ersetzt, wodurch auch Licht von der Rückseite von der Zelle verwertet werden kann. Solche bifazialen photovoltaischen Zellen, Module und Systeme gewinnen schnell Marktanteile von monofazialen PV-Technologien. Kleinere Anpassungen der Zellverarbeitungsschritte in vielen Zelllinien bei z.B., PERC+, n-PERT, HIT, IBC etc. haben zu bifazialen Solarzellen mit Rückseitenwirkungsgraden von mehr als 60% bis über 90% des Frontseiteneffekts geführt. Durch physikalische Limits des bisherigen Standardmaterials von p-dotiertem Silizium richtet sich die Aufmerksamkeit der PV-Industrie zunehmend auf

hocheffiziente n-Typ-Solarzellen, einschließlich n-PERT-Solarzellen, die aus zwei Gründen vielversprechend sind: (1) Ihr Prozessablauf erfordert Maschinen, die im Allgemeinen mit der Standard-Solarzellenproduktionslinien kompatibel sind; (2) das n-PERT-Zellkonzept erlaubt eine sehr hohe Bifazialität, bis zu 95%. Heute können HJT-Zellen (Busbarlose Heterojunction) in einer Pilotlinie von Massenproduktionsanlagen mit einem relativ einfachen Prozess Wirkungsgrade von mehr als 24% erreichen, womit die HJT-Zellentechnologie in den kommenden Jahren voraussichtlich einen größeren globalen Photovoltaik-Marktanteil gewinnen wird. Auch Mehrschichtzellkonzepte (Multijunction-Design) für bifaziale Zellen werden in Betracht gezogen, etwa mit einer Perowskit-Top-Zelle und einer Silizium-HJT-Bottom-Zelle.

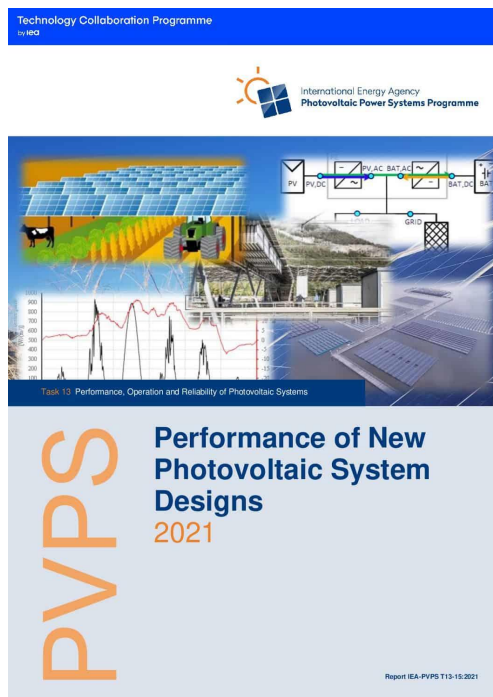
Bifaziale Zellen können sowohl in monofazialen als auch bifazialen Modulen verbaut werden. Auch die Verwendung bifazialer Zellen in monofazialer Verpackung mit weißem Rückseiteneinbettmaterial oder mit einer reflektierenden Rückseitenfolie führt zu einem signifikanten Anstieg des verwertbaren Lichtanteils, weshalb mehrere Unternehmen diese Anwendungen untersuchen. Die meisten bifazialen Zellen werden jedoch in bifazialen Doppelglasmodulen oder bifazialen Modulen mit einer transparenten Polymer-Rückseite eingesetzt. Bauartzulassungs- und Sicherheitsstandards werden aktualisiert, hauptsächlich um Unterschiede im Verhalten und der Leistung von Modulen mit bifazialen Zellen durch höhere Betriebsströme zu berücksichtigen. Eine neue Technische Spezifikation IEC TS 60904-1-2 wurde 2019 veröffentlicht, die die Messung der Strom-Spannungskennlinien von bifazialen Modulen beschreibt.

Da bifaziale Module bereits in großer Zahl im Feld eingesetzt werden, wurden mehrere spezifische Degradationsprobleme entdeckt. Auch Licht und durch erhöhte Temperatur induzierte Degradation (LeTID) kann PERC-Zellen beeinflussen, wenn während der Zellherstellung Stabilisierungsprozesse unterbleiben. Isolierte Metallkontakte auf der Rückseite bifazialer Zellen können wasserstoffinduzierte Abbauprozesse beschleunigen und Potenzial induzierte Degradation (PID) durch Migration von Ionen innerhalb des Modulpakets vom Glas zur Zelle erfolgen, was auch speziell die Rückseitenkontakte betreffen kann, und den Zellbetrieb bei Stapelfehlern stören. Eine Ansammlung von Ionen kann auch zu Oberflächenpassivierungsverlusten führen, was ebenfalls zu einer verminderten Leistung führt. Polyolefine erschweren die Ionenwanderung, weshalb solche Einbettmaterialien dabei günstiger abschneiden, als das bisherige Standardmaterial Ethylen-Vinyl-Azetat (EVA).

Neue, optimierten bifazialen Kraftwerksdesigns berücksichtigen die bifazialen Zell- und Modulinnovationen. Montagegestelle werden so gestaltet und angeordnet, dass die Modulrückseite bei Freifeldanlagen weniger verschattet wird. Das Reflexionsvermögen des Bodens (Albedo) beeinflusst wesentlich die bifaziale PV-Leistung, weshalb Standorte mit anhaltender Schneedecke profitieren. Der bifaziale PV-Leistungsvorteil wird als "bifazialer Gewinn" ausgedrückt, was jener zusätzliche Anteil der Gesamtenergie ist, den eine bifaziale PV-Anlage im Vergleich zu einem monofazialen System gleicher Ausrichtung und Nennleistung erzeugt. Diese bifazialen Gewinne steigen mit Albedo, diffusem Anteil, Arrayhöhe über dem Boden, Zeilen- und Modulabstand. Da das auf der Rückseite des Arrays empfangene Licht ungleicher verteilt ist als das Licht, das auf die Vorderseite trifft, führt dies zu einer elektrischen Fehlanpassung innerhalb jedes Moduls und kann je nach Konfiguration auch Modulstränge betreffen. Höhere Betriebsströme der bifazialen Anlagen sind unter Umständen auch bei der Bemessung von Leitungsquerschnitten, Sicherungen und Wechselrichtern zu berücksichtigen, weshalb auch im Anlagenbereich die Standardisierung anzupassen ist, um bifaziale PV-Technologien zu berücksichtigen. Bifaziale Systeme kommen in vielfältigen Formen: Nahezu genauso wie bisherige monofaziale, aber auch fixe vertikale Installationen, die Vorteile bei hoher geografischen Breite haben, oder An-

ordnungen mit 1-achsig dem Sonnenstand nachgeführten Modulreihen, die nicht mehr nur in Gebieten die näher am Äquator liegen, vorteilhaft sind, denn eine Studie ergab dass auf 93% der globalen Landfläche die PV-Stromgestehungskosten bei 1-achsig nachgeführten, bifazialen Anlagen geringer sind, als bei anderen Varianten. Für viele unterschiedliche Standorte wurden auch die bifazialen Gewinne analysiert und reale Ertragsdaten mit Ertragsberechnungsergebnissen (vorhergesagte Erträge) verglichen.

Tabelle 6: *Report IEA-PVPS T13-15:2021* Leistungsfähigkeit neuer Photovoltaik-Anlagenkonzepte



Herausgeber:

Matthias Littwin (ISFH, DE), Ulrike Jahn, TUV Rh, DE)

Der Report IEA-PVPS T13-15:2021 bietet ein Kompendium neuer Methoden – von Labortests bis zu Fallstudien - zur Charakterisierung neuer Photovoltaik-Anlagenkonzepte.

Der Report gibt eine Übersicht bestehender Normen und Kenngrößen zur Leistungsbeurteilung, beschreibt neue, komplexere Anlagenkonzepte (etwa: indem Speichersysteme enthalten sind, oder AgriPV und schwimmende PV-Systeme) die neben der Energieerzeugung weitere Aufgaben und damit mehrere Zielgrößen haben können, und bietet eine Übersicht der Test- und Evaluierungsmethoden.

ISBN 978-3-907281-04-8

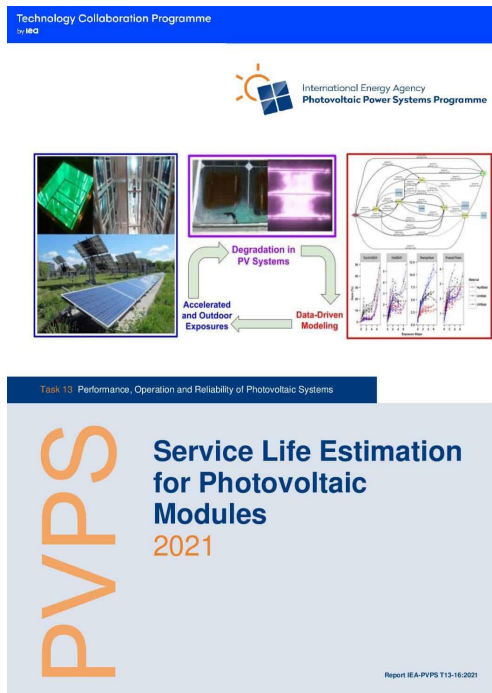
Hauptautoren: Matthias Littwin (ISFH, DE), Franz P. Baumgartner (ZHAW, CH), Mike Green (Green Power Eng, IL), Wilfried van Sark (Utrecht Univ, NL); 15 weitere Co-Autoren aus 6 Ländern, u.a. Christian Messner (AIT, AT).

Download: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/03/IEA-PVPS_Task-13_R15-Performance-of-New-PV-system-designs-report.pdf

Für neue Photovoltaik (PV)-Anlagendesigns wird ein Kompendium neuer Methoden zur Leistungscharakterisierung als Referenz bereitgestellt. Neue Methoden werden durch Laborversuche bis hin zu Fallstudien beschrieben und erklärt. Da die Leistungscharakterisierung mehr ist als die Bewertung der Effizienz einzelner Komponenten oder eines Systems in bestimmten Betriebspunkten, sind mehrdimensionale Analysen erforderlich. Diese Bewertungen sollen fundierte und vergleichbare Kennzahlen liefern, um neue PV-Anlagenkonzepte schneller in neue Anwendungsfelder zu überführen. Als Ausgangspunkt wird eine kurze Einführung in aktuelle Standards und Definitionen zur Leistungscharakterisierung von PV-Anlagen gegeben. Neue PV-Anlagenkomponenten und komplexe Neuanlagen mit PV werden anschließend mit ihren jeweiligen Leistungscharakterisierungsmethoden beschrieben. Wo derzeit noch keine Methoden zur Leistungscharakterisierung für komplexe PV-Anlagen, insbesondere mit mehreren Funktionen, existieren, werden deren Design und deren Leistung energetisch und hinsichtlich des mehrdimensionalen Nutzungsnutzens anhand von Showcases vorgestellt und beschrieben. PV-Anlagen sind nicht nur PV-Module und PV-Wechselrichter in einer optimal ausgerichteten Anlage, die möglichst viel elektrische Energie produzieren. Aktuelle PV-Anlagen können eine dop-

pelte oder sogar eine dreifache Nutzung bieten. Doch so unterschiedlich die Nutzung der einzelnen Anlagen und Anlagen ist, so unterschiedlich muss auch der Ansatz ihrer Leistungsbewertung sein.

Tabelle 7: Report IEA-PVPS T13-16:2021 Lebensdauerabschätzung für Photovoltaikmodule



Herausgeber:

Ulrike Jahn (VDE Renewables, DE),
Karl-Anders Weiß (Fh ISE, DE)

Der Report IEA-PVPS T13-16:2021 gibt eine Übersicht zum Stand des Wissens der empirischen Methoden der Datenanalyse und Lebensdauermodellierung von Photovoltaikmodulen.

Der wirtschaftliche Erfolg (Stromgestehungskosten, LCOE) und der ökologische Fußabdruck (Erntefaktor, EPBT, CO₂-Äquivalent) von Photovoltaiksystemen hängt wesentlich vom über die Lebensdauer erzielten Energieertrag der Photovoltaikmodule ab. Der Bericht zeigt Methoden und Modelle die Stressfaktoren und deren Auswirkungen zu bewerten, und enthält auch ein umfangreiches Glossar zu den Begriffen der Lebensdauerabschätzung.

ISBN 978-3-907281-05-5

Hauptautoren: Karl-Anders Weiß (Fh ISE, DE), Laura S. Bruckman, Roger H. French (CWRU, US), Gernot Oreski (PCCL, AT), Tadanori Tanahashi (AIST, JP) und weitere 13 AutorInnen, darunter Luis F. Castillion-Gandara (PCCL, AT) und Gabriele C. Eder (OFI, AT), Lukas Neumaier (SAL, AT).

Download: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/07/Report-IEA-PVPS-T13-16-2021-Service-Life-Estimation-4-PV-Modules.pdf>

Der wirtschaftliche Erfolg von Photovoltaik-Kraftwerken hängt entscheidend von ihrer Lebensdauer ab. Degradationseffekte und die Gesamtlebensdauer beeinflussen direkt den produzierten Stromertrag und damit den Cashflow, was sich auch auf die Stromgestehungskosten (LCOE) und damit auf die Rentabilität auswirkt. In den meisten Fällen sind die Lebenszeitannahmen und Degradationsraten, die zur Schätzung der Erträge verwendet werden, nicht systemspezifisch, sondern basieren auf Durchschnittswerten aus den Bewertungen älterer Systeme oder Datenblätter, und werden als linear angenommen, womit diese Werte leider weder in direktem Zusammenhang mit den spezifischen Komponenten der jeweiligen PV-Anlage, noch mit den Betriebs- und Klimabedingungen am jeweiligen Standort stehen. Realen Degradationsprozesse, die im Feld gefunden werden, sind gewöhnlich nicht linear. Der Bericht gibt einen Überblick über die empirische Degradationsmodellierung und Lebensdauer vorhersage von PV-Modulen, da sie die Hauptkomponenten von PV-Systemen sind, die den Auswirkungen der Degradation unterliegen. Für andere Komponenten, wie etwa die Wechselrichter, die die Gleichströme der Photovoltaik in netzfrequente Wechselströme umwandeln, liegen keine vergleichbaren wissenschaftlichen Daten vor. Der Report richtet sich an verschiedene Stakeholder mit unterschiedlichen Hintergründen. Kapitel 1 beginnt mit einer kurzen Einführung, einem komprimierten Überblick über den Stand der Technik. Kapitel 2 gibt in einem Glossar eine Definition relevanter Begriffe und Definitionen, da in Diskussionen über Lebensdauer und Degradation unterschiedliche Begriffe in Industrie und Wissenschaft nicht kohärent verwendet werden. Darüber hinaus wird

der wesentliche Begriff "End-of-Life" mit unterschiedlichen Definitionen diskutiert, je nach Sicht und Perspektive des Nutzers und den typischen Faktoren, die sich auf das PV-Modul oder die PV-Anlage auswirken, da das "Lebensende" nicht allgemein definiert werden kann, was bei der Bewertung von Kraftwerken und PV-Investitionen zu berücksichtigen ist.

Naturgemäß standortspezifische Klimafaktoren spielen bei der Degradation eine große Rolle und sind die Voraussetzung für die Erstellung aussagekräftiger Lebensdauerprognosen oder Degradationsdaten. In Kapitel 3 werden daher die verschiedenen relevanten klimatischen Stressoren sowie Klassifikationsschemata und -methoden vorgestellt. Das Kapitel beschreibt auch Unterschiede und Beziehungen der sogenannten makroklimatischen und der mikroklimatischen Stressoren, die die relevanten Parameter für Degradationsprozesse und damit auch die mathematischen Modelle zur Moduldegradation und Lebensdauervorhersage sind. Die makroklimatischen Umgebungsbedingungen an bestimmten Standorten können mit Hilfe von Daten für die Klimaregionen oder Klimakarten abgeschätzt und klassifiziert werden, wie z. B. das Köppen-Geiger PV-Schema. Für die Bestimmung der mikroklimatischen Stressoren, die als Eingangsparameter für Degradationsmodelle verwendet werden, sind weitere Berechnungen notwendig. Der Bericht zeigt Möglichkeiten auf, die notwendigen Daten für die wichtigsten mikroklimatischen Parameter Temperatur und Luftfeuchtigkeit zu ermitteln. Kapitel 3 beschreibt auch grundlegende beschleunigte Alterungstests, wie sie in den jeweiligen IEC-Normen beschrieben sind, und wie diese die Vorhersage und Modellierung von Degradation und Lebensdauer unterstützen können und welchen Einschränkungen sie unterliegen.

Kapitel 4 behandelt allgemeine Degradations- und Lebensdauermodellierungsansätze: Allgemeines, das bei der empirischen Modellierung und der Interpretation zu beachten ist, Grundsätze empirisch statistischer und empirisch physikalischer Modellierungsansätze, um Parameter zu bestimmen, die zur Vorhersage zukünftigen Verhaltens verwendet werden können. Einerseits werden Modelle für spezifische Degradationsphänomene von Modulen, zum anderen Modellierungsansätze für Degradationseffekte von Komponenten und Materialien vorgestellt. Im Fokus ist die Degradation polymerer Materialien, da diese empfindlich auf klimatische Stressoren wie hohe Temperatur, Feuchtigkeit und UV-Strahlung reagieren. Die Modellierungsansätze mit prädiktiven Modellen und inferenzmechanistischen Modellen werden am Beispiel des Polyethyleneterephthalat-Abbaus (PET) vorgestellt. Es wird gezeigt, dass zur Beschreibung aller Degradationseffekte unterschiedliche Modellierungsansätze notwendig sind. Schwachstellen von Modulen können identifiziert und gezielte Optimierungen von Produkten unterstützt werden.

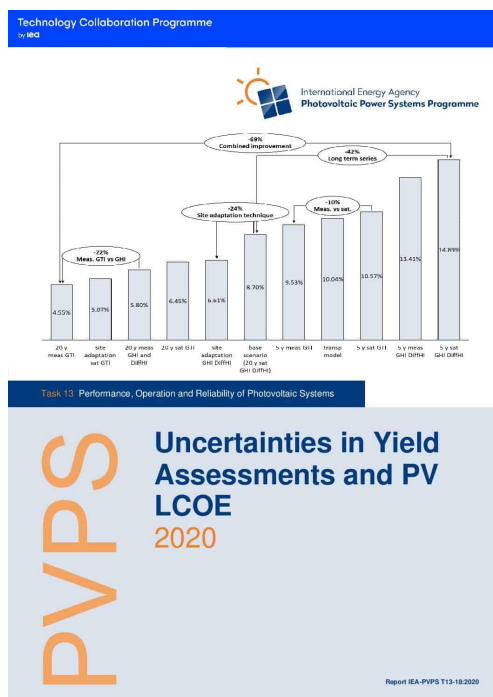
Leistungsdegradationsmodelle, bilden die Kernmodelle für die Vorhersage der Degradation von Modulen im Laufe der Zeit für bestimmte Typen und Standorte. In Kombination mit den Lebensdauerbedingungen können diese Modelle für die Lebensdauervorhersage verwendet werden. Ein Ansatz zur Entwicklung von Performance Loss Rate (PLR)-Modellen nach der statistischen Methodik wird ebenfalls vorgestellt, einschließlich der Prozesse zur Bestimmung der relevanten Parameter aus Felddaten. Neue wissenschaftliche Arbeiten zeigen, dass Lebensdauer- und Degradationsmodelle für PV-Module dann von besonderem Nutzen sind, wenn sie verschiedene Modellierungsansätze kombinieren, und Know-how und Modellierungsparameter der relevanten Degradationseffekte beinhalten. Fortschrittliche Ansätze der Datenanalyse und Modellierung ermöglichen auch die Bestimmung von Degradationssignaturen, was bei zukünftigen Arbeiten zur Identifizierung von Fehlern auf der Grundlage von Betriebsdaten sehr hilfreich sein wird. Sensitivität der Ergebnisse auf Unsicherheiten der Eingabeparameter werden ebenfalls behandelt.

Dieser Report führt die Thematik der Reports *IEA-PVPS T13 - 01:2014 Review of Failure of PV Modules* und *IEA-PVPS T13 - 09:2017 Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field* aus früheren Task 13 Arbeitsperioden vertiefend weiter.

5.2. ST 2 Leistungsfähigkeit von PV-Systemen

Die Reports T13-18 bis T13-22 zum Subtask 2 zur Leistungsfähigkeit sind in Tabelle 8, Tabelle 9, Tabelle 10, Tabelle 11 und Tabelle 12 zusammengestellt und im Anschluss in Kurzbeschreibungen erläutert.

Tabelle 8: *Report IEA-PVPS T13-18:2020* Unsicherheit in Photovoltaik Ertragsprognosen und Stromgestehungskosten



Herausgeber:

David Moser (EURAC, IT),
Boris Farnung (VDE Rene., DE)

Der Report *IEA-PVPS T13-18:2020* analysiert die Ertragsprognosen und Vorhersagen zu den Langzeit-Erträgen von Photovoltaikanlagen, die Vorbedingungen der wirtschaftlichen Entscheidungen sind.

Finanzierungsentscheidungen zu Photovoltaikanlagen basieren auf Standort-Ertragsprognosen (YA) und Langzeit-Ertragsprognosen (LTYP), die zusammen mit Kapital- Anlagen- und Betriebskosten (CAPEX, OPEX) notwendig sind, um Stromgestehungskosten (LCOE) und Geldflüsse und die Rentabilität, den internen Zinsfuß (IRR) und Netto-Barwert (NPV) abbilden zu können. Unsicherheiten solcher Prognosen und deren Auswirkungen werden theoretisch und an Beispielen analysiert.

ISBN 978-3-907281-06-2

Hauptautoren: David Moser, Sascha Lindig (Eurac, IT), Mauricio Richter, Julián Ascencio-Vásquez (3E, BE), Imre Horvath (IMEC, BE), Björn Müller (Fh ISE, DE), Mike Green (Green Power Eng, IL), Jan Vedde (EuEnergy, DK), Magnus Herz (TUV Rh, DE), Bert Herteleer (KU Leuven, BE), Karl-Anders Weiss (Fh ISE, DE), Bengt Stridh (Mälardalen Univ, SE).

Download: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/01/Report-IEA-PVPS-T13-18_2020-Uncertainties-in-Yield-Assessments-and-PV-LCOE-1.pdf

Ertragsgutachten (Yield Assessments, YA) und Langzeitvorhersagen der Erträge von Photovoltaik-Kraftwerken (Long-Term Yield Predictions, LTYP) sind Vorbedingungen für wirtschaftliche Entscheidungen über das langfristige Investment in PV Anlagen.

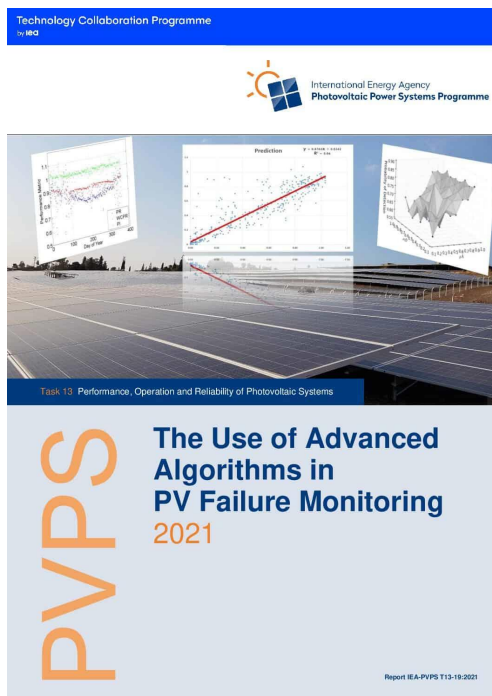
Zusammen mit den Kostendaten (Investitionskosten CAPEX, Betriebskosten OPEX und Zinssatz) liefert das Ertragsgutachten und die Langzeitvorhersage der Erträge den Finanzinvestoren die Parameter, die für die Berechnung der Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE) benötigt werden und zur Bewertung des Cashflow-Modells einer Investition mit Rendite (Internal Rate of Return, IRR) und Kapitalwert (Net Present Value, NPV) erforderlich sind.

YA- und LTYP-Angaben sollten mit einer entsprechenden Überschreitungswahrscheinlichkeit versehen werden. Dies gibt den an PV-Projekten beteiligten Stakeholdern das richtige Werkzeug, um die beste Entscheidung in Bezug auf Risikoaversion zu treffen. Eine Verringerung der Unsicherheit des Energieertrags kann zu höheren Werten für eine gegebene Überschreitungswahrscheinlichkeit (exceedance probability, z.B. P50, P90) und damit zu einem verbesserten Business Case führen.

Der wichtigste Parameter, der die Energieausbeute beeinflusst, ist die standortspezifische Sonneneinstrahlung. Mehrere Aspekte müssen berücksichtigt werden: Zuverlässigkeit der Datenquellen, jährliche Schwankungsbreite, langfristige Trends, korrekte Berücksichtigung standortspezifischer Verschattung, etc. Für gegebene Anlagenstandorte werden mit unterschiedlichen Prognosemodellen YA und LTYP Werte berechnet, und diese dann mit realen Anlage-Monitoringdaten verglichen.

Siehe dazu auch die Reports aus früheren Arbeitsperioden des Task 13, *IEA-PVPS T13 - 08:2017 Technical Assumptions Used in PV Financial Models: Review of Current Practices and Recommendations* und *IEA-PVPS T13 - 12:2018 Uncertainties in PV System Yield Predictions and Assessments*.

Tabelle 9: *Report IEA-PVPS T13-19:2021* Anwendung fortschrittlicher Verfahren zur PV-Fehleridentifikation



Herausgeber:

Mike Green (Green Power Eng., IS);
Ulrike Jahn (VDE Renewables, DE).

Der Report *IEA-PVPS T13-19:2021* gibt eine Einführung in das sich rasch entwickelnde Gebiet der neuen statistischen Methoden der Photovoltaik-Anlagenzustandsüberwachung und -fehlerdetektion.

Die maßgeblichen Methoden zur Fehleridentifikation sind das Identifizieren fehlerhafter elektrischer Signaturen, Vergleiche von historischen oder vorherberechneten mit aktuellen Leistungsdaten, Vergleiche der Daten von Teil- und Gesamtsystemen. Die Ansätze beinhalten die Anwendung von maschinellem Lernen, statistischen Testverfahren, Festlegungen von Rechenregeln und modellbasierte Vergleiche.

ISBN 978-3-907281-07-9

Hauptautoren: Shimshon Rapaport, Mike Green (Green Power Eng., IS); mit Beiträgen von Carolin Ulbrich, Paolo Graniero (PVcomB, HZB, DE); Atse Louwen (EURAC, IT).

Download: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/10/Final-Report-IEA-PVPS-T13-19_2021_PV-Failure-Monitoring.pdf

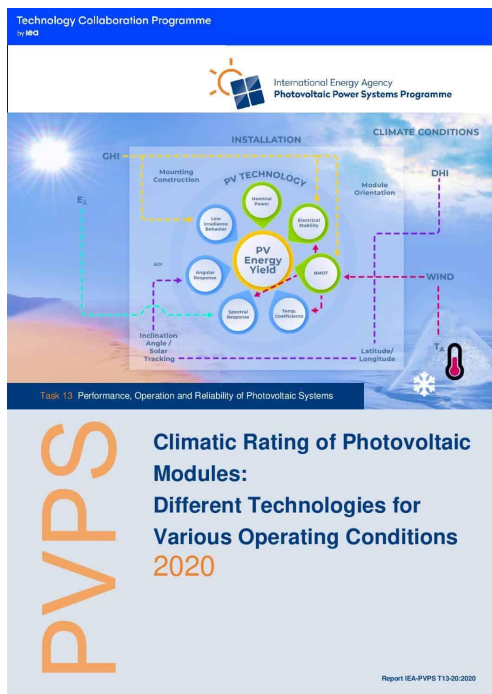
Der Bericht gibt eine Einführung und Übersicht Methoden und Anwendungen des sich rasch entwickelnden Gebiets der neuen statistischen Methoden der Photovoltaik-Anlagenzustandsüberwachung und -fehlerdetektion. Methoden sind maschinelles Lernen, spezifische Rechenverfahren, Vergleiche mit physikalischen und statistischen Modellen, um fehlerhafte elektrischer Signaturen, Abweichungen

zwischen historischen oder vorherberechneten mit aktuellen Leistungsdaten zu entdecken, und Schlüsse aus Vergleichen der Daten von Teil- und Gesamtsystemen zu ziehen.

Aus der Literaturübersicht geht hervor, dass Asien, gefolgt von Europa die führende Rolle bei der Fehlerdetektion und Identifikation einnimmt. Die meistverwendeten Parameter bei der Analyse sind Strom und Spannung auf der Gleich- und Wechselspannungsseite, Einstrahlung und Temperatur, sowie Daten der Strom-Spannungs-Kennlinien. Hinzu kommen lokale Daten von Sensoren zu Umgebungsparmetern, Wetterstationen und Wettersatelliten. Meist werden Algorithmen des maschinellen Lernens verwendet: neuronale Netze, Klassifikation nächster Nachbarn, Fuzzy-Logik, Support Vector Machines und (lineare) Regressionsmodelle. Welche Trainingsdaten für maschinelles Lernen verwendet werden ist maßgeblich, und ein Vergleich der Ergebnisse bei gleichem Input an Anlagendaten von 8 der vorgestellten 22 Algorithmen zeigte sehr unterschiedliche Sensitivität bei der Fehleridentifikation.

Siehe auch Report *IEA-PVPS T13 - 07:2017 Improving efficiency of PV systems using statistical performance Modelling*.

Tabelle 10: Report IEA-PVPS T13-20:2020 Klima-Rating von PV-Modulen: Unterschiedliche Technologien für unterschiedliche Betriebsbedingungen



Herausgeber:
Ulrike Jahn (VDE Renewables, DE)

Der Report IEA-PVPS T13-20:2020 Stellt Verfahren vor, die erforderlich sind, um den Standort-Energieertrag von Photovoltaikmodulen für unterschiedliche Klimabedingungen zu bestimmen.

Die Modul- und Photovoltaikanlagennennleistung in kW bezieht sich auf einen singulären Betriebspunkt bei Standardtestbedingungen (STC). Der Jahresertrag (Energy Rating, in kWh/a) hängt aber auch vom Temperatur- und Verhalten bei nichtidealen Einstrahlungsbedingungen (niedrige und schräge Einstrahlung, spektrale Abweichungen) ab, deren Ausmaß je nach Standort-Klimabedingungen variiert. Gängige Methoden, vorhandene Ansätze der Erweiterung auf neue Anwendungs- und Einsatzgebiete werden diskutiert.

ISBN 978-3-907281-08-6

Hauptautoren: Johanna Bonilla Castro (TÜV Rh, DE), Markus Schweiger (TUV RH, DE), David Moser (EURAC, IT), Tadanori Tanahashi (AIST, JP), Bruce H. King, Joshua S. Stein (Sandia NL, US), Gabi Friesen (SUPSI, CH), Liu Haitao (CAS, CN), Roger H. French, Laura S. Bruckman (CWRU, US), Björn Müller, Christian Reise (Fh ISE, DE), Gabriele Eder (OFI, AT), Wilfried van Sark (Utrecht Univ., NL), Yaowanee Sangpongsonon (CSSC, TH), Felipe Valencia (ATAMOSTEC, CL).

Download: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/02/Report-IEA-PVPS-T13-20_2020-Climatic-Rating-of-PV-Modules.pdf

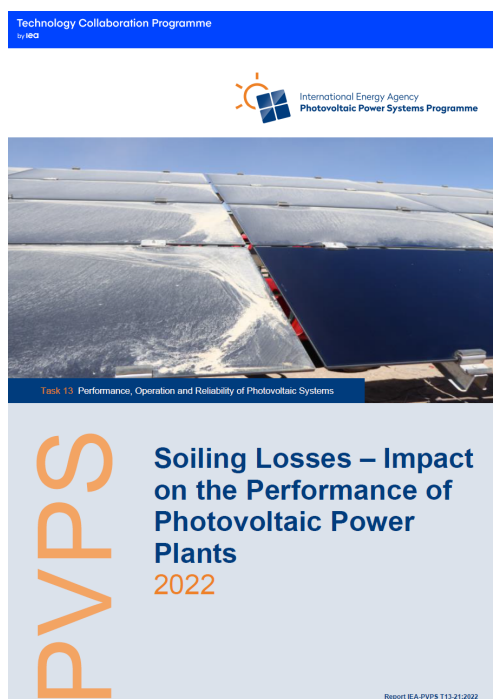
Während die am Typenschild eines Photovoltaikmoduls ausgewiesene Nennleistung, die maximale Leistung bei Standardtestbedingungen (STC, 1000°W/m² Einstrahlung mit Solarstrahlungsspektrum bei Air Mass 1.5, Modul-Zelltemperatur 25°C) für einen singulären Betriebspunkt darstellt, sind für

die Bewertung des Jahresertrags (Energy Rating) weitere Eigenschaften relevant, die den Jahresertrag beeinflussen: Verhalten bei niedriger Einstrahlung, bei Temperaturänderungen, bei Variation des Strahlungsspektrums und des Einfallswinkels. Die realen Betriebsbedingungen sind von Wetter und Klima sowie den lokalen Standortbedingungen abhängig, die installierte Leistung nach Typenschild (kW_p) bringt also je nach Standort und PV-Modultechnologien unterschiedliche Erträge (kWh/a).

Der Bericht bietet ein Kompendium zum aktuellen Stand des Energy Ratings, das einen Bogen von Eingangsdaten zu Technologien (aus Labor- und/oder Freifeldmessungen), klimatischen Bedingungen bis hin zur Beschreibung und Bewertung bestehender Verfahren (etwa nach der IEC 61853 Serie und Methoden von Solarforschungsinstituten). Es eröffnet auch die Diskussion über die Anwendbarkeit bzw. Übertragung dieser Methoden für neue Technologien wie bifaziale Module, gebäudeintegrierte Photovoltaik, farbige PV-Module, sowie die Unsicherheiten bei der Bewertung auf Modul- und Systemebene.

Siehe dazu auch Report [IEA-PVPS T13 - 11:2018 Photovoltaic Module Energy Yield Measurements: Existing Approaches and best Practice](#).

Tabelle 11: *Report IEA-PVPS T13-21:2022* Einfluss von Verschmutzung auf die Leistungsfähigkeit von PV-Kraftwerken



Herausgeber:
Ulrike Jahn (VDE Renewables, DE)

Der Report *IEA-PVPS T13-21:2022* gibt eine Übersicht zum Stand des Wissens über Verschmutzung bei Photovoltaikanlagen.

Im globalen Maßstab ist Verschmutzung durch Staub, Schnee und andere Medien der größte Einzelfaktor, der den Systemertrag schmälert, indem der Lichtzutritt ins Innere der Photovoltaikmodule erschwert wird. Unterschiedliche Betrachtungsweisen, von Partikelgrößen und deren Verteilung, Verschmutzungsmechanismen, Sensorik und Messtechnik, wirtschaftliche Konsequenzen und Abhilfemaßnahmen, auch bei Schneebedeckungen in Höhenlagen und äquatorfernen Standorten sind im Bericht enthalten. Zielgruppen sind PV Kunden und Industrie, Investoren und Betreiber, Geräte und Prüfentwickler, Standardisierungs- und Forschungseinrichtungen.

ISBN 978-3-907281-09-3

Hauptautoren: Christian Schill (Fh ISE, DE), Anne Anderson (RISE, SE), Christopher Baldus-Jeursen (CANMET, CD), Laurie Burnham (SNL, US), Leonardo Micheli (Univ. Jaén, ES), David Parlevliet (Murdoch Univ., AU), Eric Pilat (CEA INES, FR), Bengt Stridh (Mälardalens Univ., SE), Elías Urrejola (ATAMOSTEC, CL) mit Beiträgen weiterer 11 AutorInnen.

Download: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/01/IEA-PVPS-T13-21-2022-REPORT-Soiling-Losses-PV-Plants.pdf>

Verschmutzung von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) durch Staub und Schnee ist der einflussreichste einzelne Faktor, der Einstrahlung und Anlagenertrag mindert. Schätzungen gehen von einem Verlust von 3 bis 5% des jährlichen Energieertrags aus, der durch Verschmutzung verursacht wird.

Vor allem in ariden Regionen können Verschmutzungen große PV-Anlagen in erheblichem Maße beeinträchtigen - so dass es notwendig ist, diese Auswirkungen durch die aufwendige Reinigung ganzer Systeme abzumildern, was höhere Betriebs- und/oder Investitionsausgaben verursacht, wie etwa für Investitionen in Antihaftbeschichtungen oder Reinigungsroboter und deren Wartung. Der Verlust durch Verschmutzung und der Aufwand für Investitionen und Reinigung wird auf ca. 3 bis 5 Mrd. € geschätzt. Meist ist die Verschmutzung sowohl auf Modul- als auch auf Anlagenebene sehr heterogen und erfordert Multi-Sensor-Netzwerke zur genauen Bewertung der Verschmutzungsraten und für Entscheidungen, wann der optimale Zeitpunkt zur Reinigung ist. Verbesserung der Modellierungsansätze benötigen zusätzliche Daten zur Validierung.

Aspekte der Verschmutzung werden aus verschiedenen Gesichtspunkten betrachtet, wie Partikeltypen und globale Verteilungen (Kapitel 1), Mechanismen und Einflussfaktoren (Kapitel 2), Sensoren und Messtechniken (Kapitel 3), Modellierungsansätze und Ergebnisse (Kapitel 4) wirtschaftliche Auswirkungen (Kapitel 5), Abhilfestrategien (Kapitel 6) und spezielle Installations- und Betriebsüberlegungen für den Schutz vor Schnee, da Solaranlagen zunehmend auch in höheren Breiten und Hochlagen installiert werden (Kapitel 7). Der Bericht will die Gemeinschaft der PV-Kunden, die PV-Industrie, Betriebs- und Wartungsunternehmen, Investoren, Verwalter, Testgeräteentwickler und Prüfinstitutionen, Standardisierungsgremien und Forschungseinrichtungen gleichermaßen ansprechen.

Tabelle 12: *Report IEA-PVPS T13-22:2021* Auswertung der Verlustrate der Anlagenerträge von Photovoltaikanlagen (PLR)



Herausgeber:

**Roger H. French (CWRU, US),
Boris Farnung (VDE Ren., DE).**

Der Report IEA-PVPS T13-22:2021 stellt Studienergebnisse zusammen, bei der auf Basis gegebener langjähriger Anlagenertragsdaten kommerzieller Photovoltaikanlagen deren Verlustraten berechnet wurden.

Für Photovoltaikanlagen, die in unterschiedlichen Klimazonen situiert sind, wurde auf der Basis von Monitoringdaten (Wetter und Ertrag) mit unterschiedlichen Methoden die Verlustrate (Performance Loss Rate, PLR in %/a) über die Betriebsdauer berechnet, und Ergebnisse sowie angegebene Berechnungsunsicherheiten gegenübergestellt und analysiert. PLR-Werte werden von Eigentümern, Betreibern und Investoren verwendet, und korrekte bzw. inkonsistente Ergebnisse beeinflussen deren Entscheidungen.

ISBN 978-3-907281-10-9

Hauptautoren: Roger H. French, Laura S. Bruckman (CWRU, US), David Moser, Sascha Lindig (EURAC, IT), Mike van Iseghem (EDF, FR), Björn Müller (Fh ISE, DE), Joshua S. Stein (Sandia NL, US), Mauricio Richter (3E, BE), Magnus Herz (TUV Rh, DE), Wilfried van Sark (Utrecht Univ, NL), Franz Baumgartner (ZHAW, CH).

Download: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-22_2021-Assessment-of-Performance-Loss-Rate-of-PV-Power-Systems-report.pdf

Dieser Report berichtet über eine Benchmarking-Studie der Ansätze zur Berechnung der Performance Loss Rate (PLR) von kommerziellen und Forschungs-Photovoltaik (PV) Kraftwerken. PLRs wer-

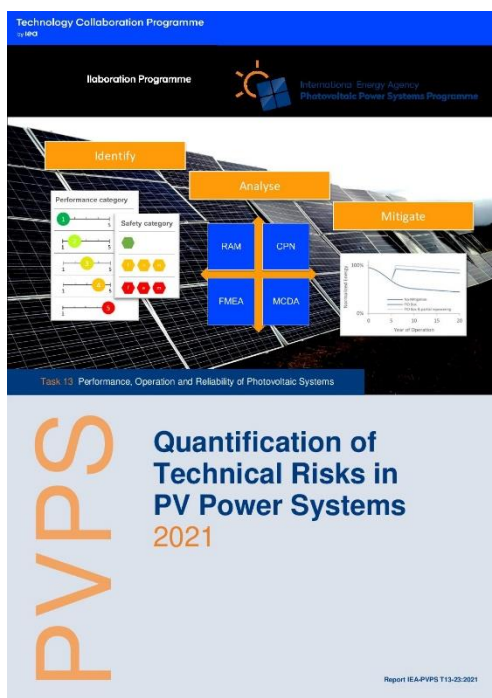
den mit Wetterdaten und Daten des Stromertrags der PV-Anlagen berechnet und von Kraftwerkseigentümern, Betreibern und Investoren verwendet, um die erwartete Leistung einer PV-Anlage über ihre installierte Lebensdauer zu bestimmen. Daher können Diskrepanzen in verschiedenen Berechnungsmethoden die Finanzierung einer PV-Anlage stark beeinflussen. Diese Benchmarking-Studie ist aufgrund der Inkonsistenz in den gemeldeten PLR-Ergebnissen aufgrund der vielen verschiedenen Ansätze, die derzeit zur Berechnung der PLR von PV-Anlagen verwendet werden, notwendig. Diese Studie identifiziert, welche der verschiedenen Ansätze ähnliche Ergebnisse produzieren und wodurch Inkonsistenzen verursacht werden.

Siehe dazu auch die Reports *IEA-PVPS T13 - 06:2017 Performance Modelling Methods and Practices* und *IEA-PVPS T13 - 03:2014 Analytical Monitoring of PV Systems*.

5.3. ST 3 Betriebsdaten, Betriebs- und Wartungsstrategien

Die Reports T13-23 bis T13-25 zum Subtask 3 zu den Betriebsdaten, Betriebs und Wartungsstrategien sind zu Report T13-23 in Tabelle 13, Report T13-24 in Tabelle 14 und zu T13-25 in Tabelle 15 zusammengestellt und im Anschluss in Kurzbeschreibungen erläutert.

Tabelle 13: Report IEA-PVPS T13-23:2021 Bestimmung des technischen Risikos in PV-Kraftwerken



Herausgeber:
Magnus Herz (TUV RH, DE),
Ulrike Jahn (VDE Ren., DE).

Der Report IEA-PVPS T13-23:2021 thematisiert die Risikoanalyse zur Identifizierung und Reduzierung der mit Investitionen verbundenen Risiken in PV-Projekten.

Die zentrale Herausforderung ist es, Risiken zu identifizieren, deren mögliche Auswirkungen abzuschätzen, um geeignete Maßnahmen, die das technische und finanzielle Risiko minimieren zu treffen. Treten Probleme und Ausfälle auf, ist es wichtig, je nach Fehlerursache und deren Auswirkung in angemessener Zeit Korrektur- und Abhilfemaßnahmen einzuleiten. Entsprechende Methoden der Risikoanalyse werden mit ihren Vorzügen und Schwächen dargestellt: Fehler-Moden und Effekt Analyse (FMEA), Multi-kriterielle Entscheidungsanalyse (MCDA), Analyse von Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Wartbarkeit (RAM) sowie die aus den Risiko-Prioritätszahlen der FMEA entwickelte Kosten-prioritätszahlen (CPN).

ISBN 978-3-907281-11-6

Hauptautoren: Magnus Herz (TUV Rh, DE), Gabi Friesen (SUPSI, CH), Ulrike Jahn (VDE Ren, DE), Marc Köntges (ISFH, DE), Sascha Lindig & David Moser (EURAC, IT); sowie Beiträgen von Karl Berger (AIT, AT), Roger H. French (CWRU, US), Matthias Littwin (ISFH, DE) und Jan Vedde (EuEnergy, DK).

Download: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-22_2021-Assessment-of-Performance-Loss-Rate-of-PV-Power-Systems-report.pdf

Die Risikoanalyse von Photovoltaik (PV) dient der Identifizierung und Reduzierung der mit Investitionen verbundenen Risiken in PV-Projekten. Die zentrale Herausforderung ist es Risiken zu vermeiden oder zu reduzieren, und auf Ausfälle in einer angemessenen Zeitspanne zu reagieren, um deren Aus-

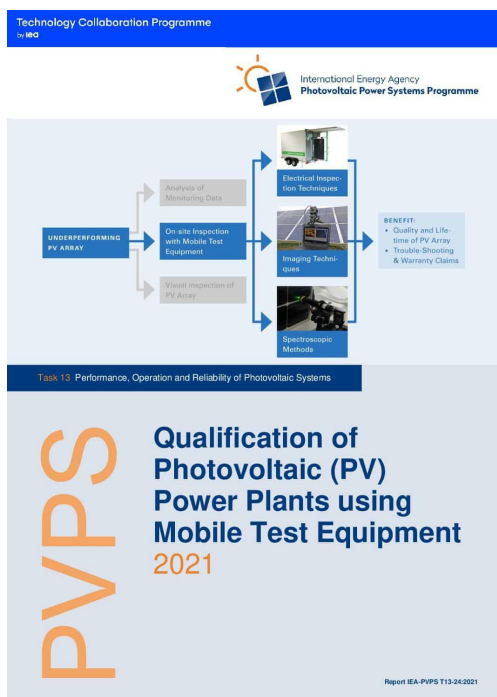
wirkungen klein zu halten, Risiken zu managen. Es gibt mehrere Interpretationen des Risikobegriffs, aber im Allgemeinen kann Risiko als die Bewertung des Schadensausmaßes multipliziert mit der Eintrittswahrscheinlichkeit definiert werden.

Best-Practice-Richtlinien zur Verbesserung des Betriebs von PV-Anlagen werden oft nur angewendet, solange die empfohlenen Maßnahmen Vorteile für die Ausführenden haben, womit die Frage verknüpft ist, wie den Eigentümern und Auftraggebern gegenüber Anwendung und Wirksamkeit von Maßnahmen dargestellt werden kann. Denn die technisch beste ist nicht immer die wirtschaftlich beste Lösung, und die Quantifizierung der Risiken und ihre monetäre Bewertung komplex. Im Report werden daher die gängigen Risikobewertungsmethoden und ihre Vor- und Nachteile bei der Anwendung auf Photovoltaik-Kraftwerke gegenübergestellt.

In einem zweiten Teil werden Fehlerdatenblätter (PV Failure Fact Sheets, PVFS, im Anhang des Reports dargestellt), sowie die PV-Fehlerdegradationsdatenblätter (PV Failure Degradation Sheets, PVDS, im Detail in Report IEA-PVPS T13-09:2017 beschrieben, [XX]) vorgestellt, die zur Fehlerdetektion und Risikoabschätzung anwendbar sind. Neue Fehlermuster, wie Licht- und Temperaturdegradation (LeTID) und potentialinduzierte Degradation durch Delamination (PID-d) wurden hinzugefügt. Die Fehlerstatistiken können als Basis für die Risikomodelle (wie die Kostenprioritätszahl CPN, [54], [55]) verwendet werden, um schließlich auch die Kosten der Risikomitigation in einer Kosten-Nutzen-Analyse abbilden zu können. Abschließend werden auch mehrere Fallstudien solcher Risiko- und Kosten-Nutzen Analysen für PV-Kraftwerke vorgestellt, wo gezeigt wird, wie wirksame Abhilfemaßnahmen finanzielle Einbußen möglichst geringhalten können. Standardisierte Definitionen, maßgebliche Kennzahlen (Key performance Indizes, KPI) und automatisierte Bewertungsverfahren sind der Schlüssel, um mit technisch-wirtschaftlichen Leistungsindikatoren Entscheidungen in Betrieb und Wartung wirksam unterstützen zu können, um damit die Stromgestehungskosten aus Photovoltaik weiter senken zu können.

Siehe dazu auch *IEA-PVPS T13 - 08:2017 Technical Assumptions Used in PV Financial Models, Review of Current Practices and Recommendations*.

Tabelle 14: Report IEA-PVPS T13-24: Mobile Testmethoden zur Qualifizierung von PV-Kraftwerken



Herausgeber:

Werner Herrmann (TRE, DE),
Ulrike Jahn (VDE Ren., DE).

Der Report IEA-PVPS T13-24:2021 gibt eine Übersicht zu mobilen Testverfahren, die für die Zustandsevaluierung in PV-Kraftwerken im Feld anwendbar sind.

Es wird eine Übersicht zu Testverfahren, die für PV-Kraftwerke und ihre Komponenten im Feld anwendbar sind, ohne diese zur Analyse demontieren zu müssen. Dazu eignen sich kennlinienbasierte Messverfahren mit mobilen Messeinrichtungen, spektroskopisch-optische Verfahren für die Analyse der eingesetzten Kunststoffe, elektrische Impedanzspektroskopie, sowie unterschiedliche bildgebende Verfahren, bei denen auch Drohnen zum Einsatz kommen können: Elektro- und Fotolumineszenz, Ultraviolett-Fluoreszenz.

ISBN 978-3-907281-12-3

Hauptautoren: Werner Herrmann (TRE, DE), Gabriele Eder (OFI, AT), Boris Farnung (Fh ISE, DE), Gabi Friesen (SUPSI, CH), Marc Köntges (ISFH, DE), Bernhard Kubicek (AIT, AT), Oliver Kunz (UNSW, AU), Haitao Liu (CAS, CN), David Parlevliet (Murdoch Univ., AU), Ioannis Tsanakas (CEA INES, FR), Jan Vedde (EurEn, DK) und mit Beiträgen von 29 weiteren Personen, u.a. von Karl Berger (AIT, AT) und Gernot Oreski (PCCL, AT).

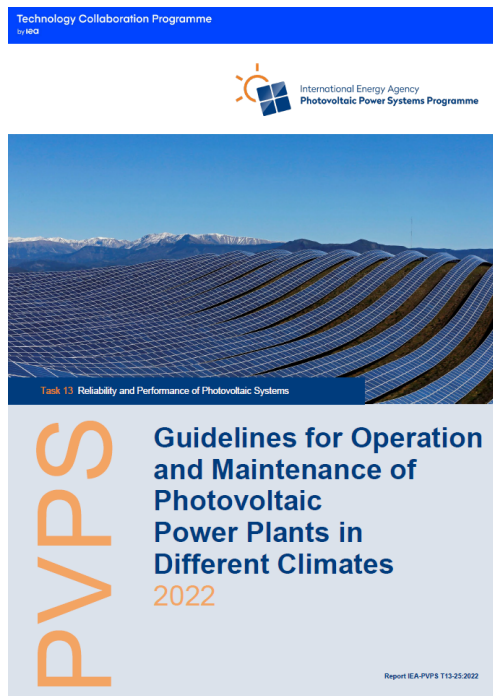
Download: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-24_2021_Qualification-of-PV-Power-Plants_report.pdf

Zu dem Report ist auch ein Fact-Sheet verfügbar [53], das 10 Methoden, die für Anlagen im Feld anwendbar sind zusammenfasst: Drohnenbasierte Bilderfassung, Mobile PV-Testcenter und Fahrzeuge, Dunkel- und Hellkennlinienmessung, Ultraviolett-Fluoreszenzbilder, Tageslicht Elektro- und Fotolumineszenzaufnahmen, materialspektroskopische Methoden sowie die elektrische Impedanzspektroskopie. Download unter <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/07/Fact-sheet-PVPS-Task-13-Qualification-of-PV-Power-Plants.pdf>.

Oft werden bei Problemen in PV-Kraftwerken Komponenten zur Analyse abgebaut und in ein Labor gebracht, womit Risiken des Transports, und hohe Kosten für die Analyse und durch den längeren Ausfall der Anlage verbunden sind. Der Report fokussiert daher auf Methoden, die direkt vor Ort anwendbar sind, um den Anlagenzustand im Detail zu erfassen. Dafür vorteilhafte Verfahren sind elektrische Untersuchungen auf Basis von Strom-Spannungskennlinien, bildgebende Verfahren die Zelleigenschaften offenlegen, wie Elektro- und Fotolumineszenz, sowie Ultraviolett-Fluoreszenz, die zum Teil auch mit Drohnenunterstützung erfolgen können. Einsicht in die Kunststoff-Verbundmaterialien („molekulare Fingerabdrücke“, Nachweis von Degradationsprodukten) bieten spektroskopische Verfahren, und elektrische Impedanzspektroskopie kann Fehler an elektrischen Verbindungen in und zwischen PV-Modulen offenlegen.

Siehe dazu auch die Reports aus früheren Arbeitsphasen des Task 13: *IEA-PVPS T13 - 01:2014 Review of Failures of Photovoltaic Modules* und *IEA-PVPS T13 - 09:2017 Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field*.

Tabelle 15: *Report IEA-PVPS T13-25: Richtlinien für Wartung und Betrieb von PV-Kraftwerken in unterschiedlichen Klimata*



Herausgeber:
Ulrike Jahn (VDE Ren., DE).

Der Report IEA-PVPS T13-25:2022 gibt eine Übersicht zu Betriebs- und Wartungsstrategien für unterschiedliche Klimabedingungen.

Indem Photovoltaik-Anlagen inzwischen in unterschiedlichsten Klimabedingungen und Anwendungen eingesetzt werden, zeigt sich, dass klimatische Stressbedingungen wie etwa Temperatur und häufige Temperaturwechsel, Feuchte und Regen, Wind und Sturm, hohe Ultraviolettstrahlung, zum Auftreten von Fehlern führen können. In diesem Bericht werden klimaangepasste Strategien, für Betriebsführung und Wartung von Anlagen vorgestellt, wobei gemäßigtes, heiß-trockenes, heiß-feuchtes Klima, hochgelegene Wüste, von Hochwasser, Orkanen und Schnee betroffene Gebiete berücksichtigt wurden.

ISBN 978-3-907281-13-0

Hauptautoren: Ulrike Jahn (VDE Ren., DE), Bert Herteleer (KU Leuven, BE), Caroline Tjengdrawira (Tractebel, BE), Ioannis Tsanakas (CEA INES, FR), Mauricio Richter (3E, BE), George Dickeson (Ekistica, AU), Alexander Astigarraga (EURAC, IT), Tadanori Tanahashi (AIST, JP), Felipe Valencia (Atamostec, CL), Mike Green (Green Pwr Eng, IL), Anne Anderson (RISE, SE), Bengt Stridh (Mälardalen Univ, SE), Ana Rosa Lagunas Alonso (CENER, ES), Yaowanee Sangpongsanont (KMUTT, TH), und Beiträgen von 13 weiteren Personen, darunter Karl Berger (AIT, AT).

Download: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/11/IEA-PVPS-Report-T13-25-2022-OandM-Guidelines.pdf>

Die zunehmende, weltweite Verbreitung von PV-Anlagen in verschiedenen Klimazonen und unterschiedlichen Betriebsbedingungen zeigt, dass Stressfaktoren wie Temperatur, Feuchte, Ultraviolettstrahlung, Regen und Wind zum Auftreten von Modulfehlern beitragen können. Daher haben Unternehmen, die Betriebs- und Wartungsservices (Operation & Maintenance, O&M) durchführen, diese O&M-Dienste an das Klima anzupassen, wo sich die Anlagen befinden. Dieser Bericht möchte eine Anleitung für klimaspezifische Betriebs- und Wartungsservices. Die ersten vier sind für in weiten Teilen der Welt vorherrschende Bedingungen (gemäßigt, heiß und trocken, heiß und feucht, Wüste in großer Höhe), während die anderen drei für Extrembedingungen (durch Hochwasser oder Orkane gefährdete, schneebedeckte Regionen) erstellt wurden. Diese Richtlinien können bei der Planung und Wartung von PV-Anlagen sowie bei der Bestimmung der betrieblichen Risiken im Zusammenhang mit Investitionsentscheidungen unterstützen. Es werden die Bereiche O&M-Leistungsindikatoren, O&M-Standard Betreiberdienste, Überwachungsrichtlinien, Prognose und Analyse der Leistungsfähigkeit und Sicherheit von PV-Anlagen, sowie entsprechende Inspektionen behandelt.

5.4. ST 4 Disseminierungsmaßnahmen

Aufgrund der Reisebeschränkungen durch die COV-19 Pandemie gab es weniger physische Treffen, und nationale und internationale Konferenzen und Workshops wurden ganz oder teilweise online gehalten. Der internationale Task 13 ist stets auf den Europäischen Photovoltaikkonferenzen EU-PVSEC, [33], [35], [58], [60] und bei der Fachmesse InterSolar München [64], [65] vertreten bzw. hat dort Parallel-Events, bei denen aktuelle Themen aus dem Task vorgestellt werden. Häufig wird auch bei den internationalen Treffen des Task 13 ein Workshop angeschlossen [56], [63]. Zu einigen der Reports wurden auch Webinare gehalten [37], [57], [59], [61].

Disseminierung in Österreich erfolgt bei Treffen mit österreichischen Stakeholdern bei Workshops der Österreichischen Technologieplattform Photovoltaik [23], z.B. [39], [40], [43] und des Verbands Photovoltaik Austria (PVA) [24], z.B. [42], sowie auf der Österreichischen Fachtagung für Photovoltaik und Stromspeicher, z.B. [38], [44].

Darüber hinaus werden viele der im Task 13 erarbeiteten Inhalte auch laufend mit österreichischer Beteiligung in renommierten Fachjournalen publiziert, z.B. [33], [34], [35], [36], [41]. Siehe dazu auch Kapitel 4.

5.4.1. Erkenntnisse und Wirkungen, international und in/für Österreich

Schon von Beginn an ist der Task 13 ein unverzichtbarer Bestandteil im IEA-PVPS TCP. Da einerseits viele Personen, die global an allen Aspekten der Leistungs- und Zuverlässigkeit von Photovoltaik arbeiten im Task vertreten sind, und sich andererseits die Photovoltaik-Branche wie im Kapitel 3 angeeignet, extrem dynamisch entwickelt, ergibt sich eine sehr intensive und fruchtbare Zusammenarbeit, was die große Anzahl und den Umfang der Publikationen des Task 13 zeigt. Insgesamt bieten die ersten 12 Reports, die 2010-2018 publiziert wurden, mehr als 1000 Seiten, die nun in der 3. Arbeitsperiode hinzugekommenen weiteren 12 Reports auf über 1400 Seiten wertvolle, frei verfügbare Informationen zu vielfältigen Aspekten des technischen und wirtschaftlichen Betriebs von Photovoltaikanlagen. Ein maßgeblicher Faktor für die Kompetenz und Kontinuität im Task 13 ist unsere Task-Leitung durch die ausgezeichnete und unermüdliche Ulrike Jahn, die bei der 38. europäischen Photovoltaikkonferenz EU PVSEC 2021, am 6.9.2021 für ihre Verdienste mit dem Becquerel-Preis ausgezeichnet wurde [66]. Dabei wurde explizit auf ihre Verdienste im IEA PVPS TCP und speziell als langjährige Leiterin des Task 13 hingewiesen. Sie selbst versteht dies in ihrer Dankesrede auch als Wertschätzung für die Task 13 Community und alle die dabei unterstützen.

Qualität in einer großen Anzahl unterschiedlicher Dimensionen ist das verbindende Thema des Task 13, von der Fertigung von Komponenten bis zur Errichtung von Photovoltaikanlagen, Entscheidungen zu deren Finanzierung, Wartung und Betrieb, Analyse von Betriebsdaten und Fehlerdetektion bei der Anlageninspektion, etc. Entsprechend heterogen sind auch die Zielgruppen der unterschiedlichen Reports. Themen werden oft zu einem späteren Zeitpunkt erneut aufgegriffen, wenn neue, detailliertere Informationen verfügbar sind, oder neuartige Konzepte in Fertigung, Anwendung oder Auswertung eine Erweiterung des Wissens ermöglichen. Mehrere Berichte des Task 13 waren auch Anlass in der internationalen Normung Testverfahren weiterzuentwickeln. Dabei kooperieren Personen des Task 13 auch mit PVQAT [67].

5.4.2. Ergebnisse im Berichtszeitraum - international und national

Siehe vorherige Kapitel 5.1 bis 5.3, Seiten 21 - 36, sowie Tabelle 3 als Übersicht der in der Arbeitsperiode 2018-2021 erstellten Reports, und Tabelle 4 bis Tabelle 15 für Titelseite, Synopsis, Autor*innen, und eine Zusammenfassung der Inhalte im Anschluss an die jeweilige Tabelle. Weitere Ergebnisse siehe in der Literatur (ab Seite 44).

Die Beiträge der österreichischen Task-Teilnehmer*innen sind vielfältig: Von den 12 Reports, ist bei einem (IEA-PVPS T13 - 13) Oreski (PCCL) Editor, an vier Reports zählen Oreski (PCCL, 2x), Eder (OFI, 3x), Kubicek und Berger (AIT) zu den Hauptautor*innen, bei fünf Reports haben Oreski, Castillion-Gandara (PCCL), Eder (OFI), Neumaier (SAL), Berger (4x), Messner (AIT) beigetragen, siehe Tabellen in den vorigen Kapiteln 5.1 bis 5.3. Welche Reports für österreichische Stakeholder besonders wichtig sind, ist nicht generell zu beantworten, denn die Reports haben – wenn auch Qualität das verbindende Thema ist – sehr unterschiedliche Zielsetzungen und genauso haben unterschiedliche Unternehmen und Forschungseinrichtungen ebenfalls unterschiedliche Schwerpunkte und Interessen. Generell ist festzustellen, dass global früher größere Anlagen errichtet wurden, als dies in Österreich der Fall war, wobei in den letzten Jahren auch in Österreich vermehrt größere Anlagen auf Flachdächern (Industrie, Märkte) und zuletzt auch Multi-MW Kraftwerke errichtet werden, weshalb Errichtungs- und Betreiberfirmen nun von den internationalen Erfahrungen mit Großanlagen besonders profitieren können.

Im Literaturverzeichnis sind am Anfang die Task-Reports 1 bis 25 aufgelistet. Unter **1. Periode des Task 13** (S. 44), und **2. Periode des Task 13** (S. 45) sind auch die zuvor publizierten Task-Reports gefolgt von den aktuellen der **3. Periode des Task 13** (S. 46) zusammengestellt und jeweils auch deren Download-Link verzeichnet. Anschließend sind ab Seite 47 **Andere Literaturzitate** gelistet.

6 Vernetzung und Ergebnistransfer

6.1. Zielgruppen und deren Einbindung

Die Zielgruppen der Arbeiten im Task 13 sind heterogen, denn es wird das Thema Photovoltaik-Qualität entlang der gesamten Wertschöpfungskette verfolgt. Damit sind die Informationen für die Industrie von Material-, Komponenten- und Modulherstellern, Anlagenplanungs-, -errichtungs-, -betriebs- und -wartungsunternehmen, generell Dienstleistungsunternehmen der Photovoltaikbranche relevant, aber auch für Eigentümer und Investoren sowie Forschungseinrichtungen interessant, und nicht zuletzt hat auch Öffentlichkeit und Verwaltung ein vitales Interesse, dass qualitativ hochwertige Anlagen so errichtet werden, dass sie langlebig und leistungsfähig sind.

6.2. Kommunikation und Relevanz der Ergebnisse und Erkenntnisse

6.2.1. Allgemeines

Die Verbreitung der Ergebnisse erfolgt durch Organisation von und Teilnahme an Veranstaltungen, Webinaren und Veröffentlichungen. Siehe dazu im Detail Kapitel 5.4 und die dort angeführten Literaturstellen.

Sinn der Informationen aus dem Task 13 ist es, dazu beizutragen, dass Photovoltaikanlagen möglichst so errichtet und betrieben werden, dass sie als effiziente, günstige und belastbare Säule des zukünftigen Energiesystems dienen, das sich überwiegend auf erneuerbare Energie stützen muss und kann. Dazu existiert nicht nur eine enge Kooperation zwischen den am Task 13 Beteiligten im Task, sowie mit anderen IEA-PVPS Tasks, sondern oft auch in gemeinsamen Forschungsprojekten mit der österreichischen und europäischen Photovoltaikindustrie, siehe auch Kapitel 4.3.1.

6.2.2. Relevanz für nationale und internationale Standardisierung

Zwischen den europäischen und internationalen elektrotechnischen Standardisierungskomitees, CENELEC und IEC und der IEA gibt es formale Liaisons zum gegenseitigen Informationsaustausch. Zwischen Normungsgremien und IEA PVPS gibt es auch mehrere personelle Überschneidungen, indem dieselben Personen oder deren Kolleg*innen sowohl an IEA-PVPS Tasks beteiligt sind, als auch in Standardisierungsgremien mitarbeiten. So ist etwa Roland Bründlinger (AIT), Operating Agent des Task 14 und Beteiligter an Aktivitäten im Task 13 auch in europäischen CENELEC CLC TC8X *System aspects of electrical energy supply* tätig und Stellvertretender Vorsitzender im Österreichischen OVE TSK E03 *Photovoltaik*, und Vorsitzender der AG1-3 *Wechselrichter Schnittstelle*. Karl Berger (AIT) ist im IEA-PVPS Task 13 und 15 engagiert, sowie im OVE TSK E03 *Photovoltaik* und dessen benannter Experte (designated expert) für die internationale Kooperation im CENELEC TC82 und IEC TC82 sowie dessen JWG11 (Joint Working Group IEC TC82 mit ISO TC160 SC1 *Glass in Building*), wo es um Koordination der Standardisierung von Photovoltaik als elektrisches Produkt und Bauprodukt geht, siehe auch [68]. International ist z.B. Helen Rose Wilson (Fh ISE, DE) in der JWG11 und Operating Agent des Task 15, sind Mauro Pravettoni (SERIS, SG) bei IEC TC82 (Modul-Messtechnik in der WG2, PT600 zur VIPV – vehicle integrated photovoltaic) und David Moser (EURAC, IT) in Standardisierungsprojekten zur PV-Zuverlässigkeit und auch im Task 13 aktiv, und weitere Personen vom IMEC (BE), TÜV Rh/TRE (DE), SERIS (SG) und NREL (US), IFE (NO) arbeiten sowohl im Task 13 als auch innerhalb der IEC TC82

mit. Task-Reports erarbeiten Richtlinien, zitieren Standards, und tragen Informationen zusammen, wie sich diese Standards im Feld bewähren, etc. Dadurch werden diese Arbeiten dann häufig Ausgangspunkt zu neuen Standards oder deren Neueditionen. Die hohe Dynamik im Photovoltaik-Sektor, die das IEA-PVPS TCP zu einem der aktivsten aller IEA TCPs macht (Anzahl der Personen in den Tasks, Anzahl der Veröffentlichungen und Zugriffe auf der Webseite), woran wiederum der Task 13 großen Anteil hat, zeigt sich auch im Standardisierungsbereich.

Eine stets aktualisierte Statistik der IEC und seiner Komitees (TCs) und Subkomitees (SCs) ist online verfügbar [72], und listet derzeit 111 TCs und 103 SCs mit 28 700 Mitgliedern auf, die in 744 Arbeitsgruppen (WGs) zusammenarbeiten. Die 6 TCs, die mehr als 500 Mitglieder haben sind TC 88 *Wind Energy* (946), TC 9 *Railways electrical equipment* (761) und TC 57 *Power systems management* (724), SC 62A (703) & SC 62D (613) *Medical equipment*, TC 82 *Solar Photovoltaic Energy Systems* (608). Wird die Zahl der von einem Komitee veröffentlichten Standards mit der Zahl jener, die gerade neu erstellt oder editiert werden verglichen, Abbildung 7, so zeigt sich, dass das TC 82 Photovoltaik zu jenen gehört, die derzeit besonders viele Normen bearbeiten. Während im Mittel weniger als 10 Normen je 100 veröffentlichten Normen bearbeitet werden, sind es bei der Photovoltaik mehr als 3-mal so viele.

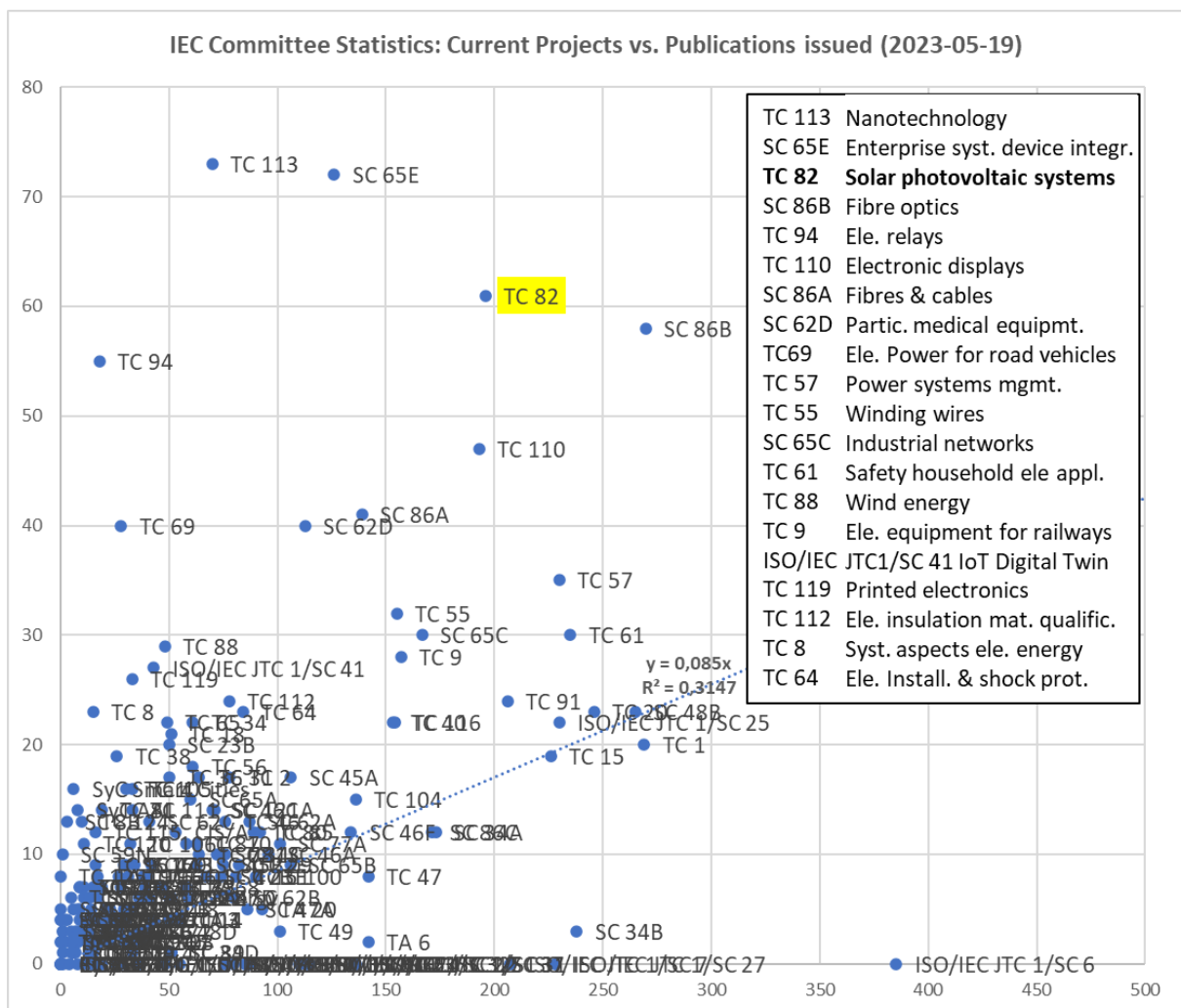


Abbildung 7: IEC-Statistik: Normen in Bearbeitung über Zahl veröffentlichter Normen je Komitee. Daten aus [72] vom 19.5.2023.

Internationale Normen werden in einem Stage-Gate Prozess entwickelt, [70], [71], in dem ein Projektteam mit Beteiligung von Experten aus mindestens fünf Ländern den Normentwurf ausarbeitet, und alle Mitgliedsstaaten Kommentare abgeben können, und über die Entwürfe abstimmen. Der Großteil der österreichischen Standards werden nicht national entwickelt, sondern in internationalen Kooperationen wie ISO & CEN, IEC & CENELEC. Im Bereich der Photovoltaik werden nahezu alle Standards in der IEC TC 82 entwickelt, und dann europäisch meist direkt („submitted for CENELEC parallel voting“) oder erst nach Überarbeitung übernommen. Einige Dokumente wurden auch auf europäischer Ebene als HD (Harmonisierungsdokument) erstellt, und dann mit nationalen Anpassungen als österreichische Norm übernommen. Die Mitglieder des Task 13 bringen sich in Standardisierungsprojekten ein, in dem sie entweder in den Arbeitsgruppen und in Projektteams mitarbeiten oder indem sie über die nationalen Komitees Kommentare einreichen.

6.2.3. Anpassung nationaler Gesetzgebung, Ausrichtung der FTI-Politik

Die Informationen aus dem IEA-PVPS stellen frei verfügbare Informationen dar, die Best-Practice Beispiele, Empfehlungen und Richtlinien versammeln, aber natürlich keinerlei „normative Kraft“ haben. Standards sind in den meisten Fällen ebenfalls nicht als gesetzlich verbindlich erklärt, stellen aber „den Stand des Wissens“ dar, d.h. dass bei deren Einhaltung davon ausgegangen werden kann, dass elektrische Anlagen und deren Komponenten funktionsfähig und sicher sind.

Vorteilhaft bei den im IEA-PVPS erarbeiteten Informationen ist, dass sie so wie die internationale Normung auch Informationen, die in internationalen Teams erarbeitet werden, jedoch frei verfügbar sind, während Normen gekauft werden müssen und deren Weitergabe strikt limitiert ist. Eine Ausnahme bilden in der Elektrotechnik nur die wenigen (27) gesetzlich verbindlichen Normen, die als Anhang der Elektrotechnikverordnung 2020 [73] unter www.ris.bka.gv.at gratis zur Verfügung stehen. Die die Photovoltaik betreffenden aktiven Normen (ICS-Nr. 27.160 Solar energy engineering) auf IEC Ebene (163), europäischer CENELEC Ebene (169) und in Österreich (331, wobei hier auch ein Großteil der europäischen und internationalen Normen gekauft werden kann) sind nicht darunter. Ein direkter Einfluss auf die österreichische Gesetzgebung besteht daher nicht.

Zur Frage, wie weit die österreichische FTI-Politik von der Arbeit und den Inhalten des Task 13 beeinflusst wird, bzw. sich daran ausrichtet, sei auf [5] und Kapitel 4.3.2 verwiesen.

7 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

7.1. fachliche Schlussfolgerungen

Entscheidungen im Energiesektor haben generell eine lange Vorlaufzeit und bestehende Lösungen sind üblicherweise auch nicht abrupt zu ändern. Wie dargestellt, ist die Photovoltaik dabei, durch rasche Innovationszyklen den Sektor der erneuerbaren Energie, und die globale Energiebereitstellung zu revolutionieren. Es ist herausfordernd und notwendig, dabei die Qualität entlang der gesamten Wertschöpfungskette hochzuhalten, bzw. permanent zu verbessern. Die intensive Kooperation im Task 13 unterstützt diese Prozesse in vielfältigen Aspekten durch Austausch und Verbreitung frei zugänglicher Informationen.

Es ist selbstverständlich, dass diese Aufgabe niemals zu 100% als erledigt angesehen werden kann, sondern sich Ansprüche und Aufgaben kontinuierlich weiterentwickeln, da Photovoltaik-Anwendungen immer weitere Verbreitung finden, sich Produkte und Märkte diversifizieren, und das Spektrum der Anwendungen laufend verbreitert wird. Daher sind die Ergebnisse der Task 13 Periode 2018 – 2021 wichtige Schritte auf dem Weg, aber kein abschließendes Ergebnis.

7.2. weiterführende nationale Forschungsprojekte bzw. IEA-Kooperationsprojekte im Themenbereich

Im Task 13 wurde noch vor Abschluss der 3. Arbeitsperiode damit begonnen, die Verlängerung um weitere drei Jahre zu planen, was schließlich zum Arbeitsprogramm der 4. Arbeitsperiode 2022-2025 [74] führte, das am 5.5.2021 vom IEA-PVPS ExCo genehmigt wurde. Start der neuen Phase mit T13 Meeting Herbst 2022, Dauer 3 Jahre bis Herbst 2025, siehe Tabelle 16.

Tabelle 16: Task 13 Subtasks (ST) und Aktivitäten (A) der Arbeitsperiode 2022-2025.

PVPS	Subtasks und Aktivitäten 2022 – 2025	Leitung u.
T13.4	Leitung: Ulrike Jahn, VDE Re	Co-Leitg.
ST 1	Zuverlässigkeit neuer PV-Materialien, Komponenten und Module	ISFH
A 1.1	Degradation in neuen PV-Zellen und Modultechnologien	ISFH, PV guider
A 1.2	Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit wiederverwerteter Photovoltaik	PCCL, CEA- INES
A 1.3	Teststrategien und spezifische Lastbedingungen	Fh ISE, CWRU
A 1.4	Zuverlässigkeit von Photovoltaik und Speicher	IFE, CWRU
ST 2	Leistungsfähigkeit und Dauerhaftigkeit von PV-Anwendungen	Fh ISE
A 2.1	FPV - Schwimmende Photovoltaik	IFE, UU
A 2.2	APV - Agrikultur PV	Fh ISE, CEA- INES
A 2.3	Bifaziale nachgeführte Systeme	SNL, RSE
A 2.4	Digitale PV-Integration & Digitale Zwillinge	Fh ISE, EURAC
A 2.5	Modul-Leistungselektronik, Verschattung & Wirkungsgrad	ZHAW, AIT
ST 3	Technisch-wirtschaftliche Schlüsselkennzahlen (KPIs)	EURAC
A 3.1	Extremwetter und Einfluß auf Leistungskennzahlen	SNL, AIST
A 3.2	Richtlinien für klimaspezifische PV Optimierung und KPIs	SUPSI, PCCL
A 3.3	Entscheidungen in PV Projekten und Auswirkungen auf wirtschaftliche KPIs	VDE Re, EURAC
A 3.4	Zusammenhang wirtschaftlicher und Zuverlässigkeits KPIs	EURAC, 3E
ST 4	Disseminierungsmaßnahmen	VDE Re, alle
A 4.1	Informationsmaterial	alle
A 4.2	Workshops	alle

Dabei sind Beiträge von 46 Institutionen (!) aus 21 Ländern geplant: Australien (2), Österreich (3), Belgien (4), Kanada (1), Chile (1), China (1), Dänemark (2), Finnland (1), Frankreich (2), Deutschland (4), Israel (1), Italien (2), Japan (1), den Niederlanden (2), Norwegen (1), Spanien (2), Schweden (4), Schweiz (6), Taiwan (1), Thailand (1) und den Vereinigten Staaten (4).

7.3. Empfehlungen für die österreichische FTI Politik

In der Evaluierung der IEA-Forschungskooperation für 2005 bis 2010 [75] wurde festgestellt, dass „das Programm IEA Forschungskooperation wohl die **größte Hebelwirkung** von allen österreichischen FTI-Förderungen im Bereich Energie“ hat. Dennoch „hat die IEA-Forschungskooperation seit 2005 gegenüber allen anderen Energieforschungsausgaben deutlich an Anteil und damit wohl auch an Bedeutung bei Österreichs Energieforschern verloren. Während sich die **Energieforschungsausgaben seit 2005 mehr als vervierfacht** haben, waren die Ausgaben für die **IEA-Forschungskooperation tendenziell leicht rückläufig**.“ (Hervorhebung K. Berger). Aus [75] S. 14, Abb. 14 ist zu ersehen, dass 2006 und 2008 ein Budget von ca. 1,9 Mio € pro Jahr zur Verfügung stand, 2010 waren es nur mehr 0,9 Mio €, 2006 war damit das Verhältnis der IEA Förderung zu den öffentlichen Energieforschungsausgaben 4,6 %, in 2010 nur mehr 0,8%. In der Umfrage unter den Teilnehmenden (2005 war Österreich an 17 der 42 Implementing Agreements beteiligt) in IEA-Tasks gaben 42% an, dass sie Projektideen haben, die nicht eingereicht werden konnten. In der Evaluierung wurden 2012 folgende Empfehlungen abgeleitet (zusammengefasst):

- IEA-Forschungskooperation angemessenen Stellenwert einräumen, Budget x 4 für 2013
- Informationsaustausch und Administratives verbessern, Laufzeiten wie internationale Tasks
- Attraktivieren für Unternehmen, Management von Energieversorgern
- Energieforschungsschwerpunkte verstärken, Umsetzung der Energiewende, „Policy Advice“

Zehn Jahre danach wurde die IEA-Kooperation 2011 bis 2021 erneut evaluiert [76]. 38 IEA TCPs waren 2021 aktiv, wovon Österreich sich an 21 beteiligt. Wofür insgesamt 2,7 Mio € (2,3 BMK + 0,4 KLIEN) an öffentlichen Fördermitteln aufgewendet wurden. Damit stand 2021 real 12% mehr Budget zur Verfügung als 2008, da sich die Anzahl der IEA-Kooperationen aber erhöhte, steht nun per TCP nur 91% der Summe von 2008 zur Verfügung. Die Zahl der TCPs ist zwar gesunken, aber die Anzahl der Tasks je TCP hat sich inzwischen deutlich erhöht, wobei Österreich an vielen Tasks nicht teilnehmen kann, weil es keine Finanzierung gibt. In [76] S. 29: **„Sowohl in nominalen Werten als auch in realen Werten nahm die (durchschnittliche) Finanzierung für einzelne Organisationen für Task- bzw. Annex-Teilnahmen ab“** (Hervorhebung im Original). In der online-Umfrage und qualitativen Interviews wurde übereinstimmend die hohe Qualität des durch die IEA-Kooperation entstandenen, anhaltenden Netzwerks betont (S. 46). Hauptsächlich wurden Ergebnisse aus der nationalen Energieforschung (80%), europäischen Projekten (59%), dem Stadt der Zukunft Programm (52%) sowie Vorzeigeregion Energie (27%) in die IEA-Kooperation eingebracht. Wie in Kapitel 4.3.2 (und Abbildung 6) dieses Reports festgestellt, ist aber das Budget für die die Photovoltaik-Forschung in der nationalen Energieforschung drastisch gekürzt worden, im „Nachfolger“ des Solar ERA Net, dem Clean Energy Transition (CET) Partnership Cofund [52] sind für Österreich zwar viel mehr Mittel vorhanden als im Solar ERA Net, aber für österreichische Partner ist eine Teilnahme nur bei 3 von 11 call-modules (TRI3 H₂ and renewable fuels, TR5 Integrated regional & TRI6 Industrial energy systems) in den 7 Transition Initiatives (TRI) möglich.

Inhalte, die zum PVPS, passen, wären in Energieplanung und Flexibilisierung (beide TRI1) Task 13 und 14 und 16, kostengünstigere oder effizientere Erneuerbare (beide TRI2) Task 13, oder erneuerbare Energie-Innovation und -transformation bei Integration in gebaute Infrastruktur (beide TRI7) Task 12, 13, 15, 17 zu erarbeiten, aber dafür fehlt die österreichische Finanzierung. Damit bleibt das hoch kompetitive Umfeld europäischer Horizon Europe EU Calls [77], [78], bei dem dann aber immerhin für ein einzelnes Projekt ein Budget vorgesehen ist, das die Mittel in einem gesamten österreichischen Programm häufig übersteigt.

Auch im REPowerEU Plan [79] ist es klar, dass Diversifizierung, effizientere Nutzung von Energie und beschleunigter Roll-out von erneuerbaren Energien notwendig ist, um Abhängigkeiten zu reduzieren und die Klimaziele zu erreichen. Dass damit nicht neue Abhängigkeiten geschaffen werden, da derzeit die Mehrheit von Photovoltaik-Komponenten in Asien (vor allem China, Taiwan) gefertigt wird, ist ebenso klar, weshalb das PV-IPCEI [50] Photovoltaik-Produktion wieder in Europa zu etablieren und auszubauen. Das IEA-PVPS Programm mit seiner globalen Verbreitung, aber vielen Teilnehmenden Personen und Institutionen aus Europa kann hier wesentlich beitragen, wenn ein entsprechendes Umfeld geschaffen wird. Wie dieses derzeit aussieht, ist auch aus Kapitel 4.3.2 und Abbildung 6 ersichtlich.

Zur Frage, wie weit die österreichische FTI-Politik von der Arbeit im IEA-PVPS und den Inhalten des Task 13 beeinflusst wird, bzw. sich daran ausrichtet, sei auch auf Kapitel 4.3.2 und Abbildung 6 verwiesen. Es wäre hilfreich, einige der Empfehlungen aus 2011 [75] und 2022 [76] umzusetzen.

Literaturverzeichnis

IEA-PVPS Task 13 Reports

Die in den früheren Arbeitsperioden des Task 13 veröffentlichten Reports sind hier gesondert von den anderen Literaturstellen zusammengestellt. Sollten die angegebenen Download-Links ungültig sein, was bei Umstellungen auf der IEA-PVPS-Webseite der Fall sein kann, bitte auf der IEA-PVPS Webseite suchen und herunterladen. Entweder unter <https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/> unter Reports,

oder unter <https://iea-pvps.org/publications/technical-reports/>, z.B. sortiert nach dem Jahr der Veröffentlichung, das nach der Report-Nummer steht.

1. Periode des Task 13, 2010-05 ... 2014-04 (Fortsetzung des ursprünglichen Task 2, beendet 2008)



Abbildung 8: Reports des Task 13 in der 1. Task 13 Arbeitsperiode 2010 - 2014.

IEA-PVPS T13 - 01:2014 *Review of Failure of PV Modules*, 140 p.

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf

IEA-PVPS T13 - 02:2014 *Characterization of Performance of Thin-Film PV Technologies*, 69 p.

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-02_2014_Characterization_ThinFilm_Modules.pdf

IEA-PVPS T13 - 03:2014 *Analytical Monitoring of PV Systems*, 90 p.

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-D2_3_Analytical_Monitoring_of_PV_Systems_Final.pdf

IEA-PVPS T13 - 04:2014 *Modelling Acceleration based on Outdoor Stress Conditions for PV Module Testing*, internal, 32 p. (interner Bericht, kein Download)

IEA-PVPS T13 - 05:2014 *Analysis of Long-Term Performance of PV Systems*, 60 p.

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA_PVPS_T13_ST1_Final_02_2015-2.pdf

2. Periode des Task 13, 2014-05 ... 2017-04 (erste Verlängerung um drei Jahre)



Abbildung 9: Reports des Task 13 in der 2. Task 13 Arbeitsperiode 2014 - 2017.

IEA-PVPS T13 - 06:2017 PV Performance Modeling Methods and Practices, 98 p.

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/T13_Report_PV_Performance_Modeling_Methods_and_Practices_FINAL_March_2017.pdf

IEA-PVPS T13 - 07:2017 Improving Efficiency of PV Systems Using Statistical Performance Monitoring, 57 p.

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/Report_IEA-PVPS_T13-07_2017_Improving_Efficiency_of_PV_Systems_Using_Statistical_Performance_Monitoring.pdf

IEA-PVPS T13 - 08:2017 Technical Assumptions Used in PV Financial Models, Review of Current Practices and Recommendations, 101 p.

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/Report_IEA-PVPS_T13-08_2017_Technical_Assumptions_Used_in_PV_Financial_Models.pdf

IEA-PVPS T13 - 09:2017 Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field, 120 p.

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2017/09/170515_IEA-PVPS-report_T13-09-2017_Internetversion_2.pdf

IEA-PVPS T13 - 10:2018 Review on IR and EL Imaging for PV Field Applications, 99 p.

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/Review_on_IR_and_EL_Imaging_for_PV_Field_Applications_by_Task_13.pdf

IEA-PVPS T13 - 11:2018 Photovoltaic Module Energy Yield Measurements: Existing Approaches and Best Practice, 134 p.

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/Photovoltaic_Module_Energy_Yield_Measurements_Existing_Approaches_and_Best_Practice_by_Task_13.pdf

IEA-PVPS T13 - 12:2018 Uncertainties in PV System Yield Predictions and Assessments, 74 p.

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/01/Report-IEA%E2%80%9393PVPS-T13-18_2020-Uncertainties-in-Yield-Assessments-and-PV-LCOE-1.pdf

3. Periode des Task 13, 2019 ... 2021 (zweite Verlängerung um drei Jahre)

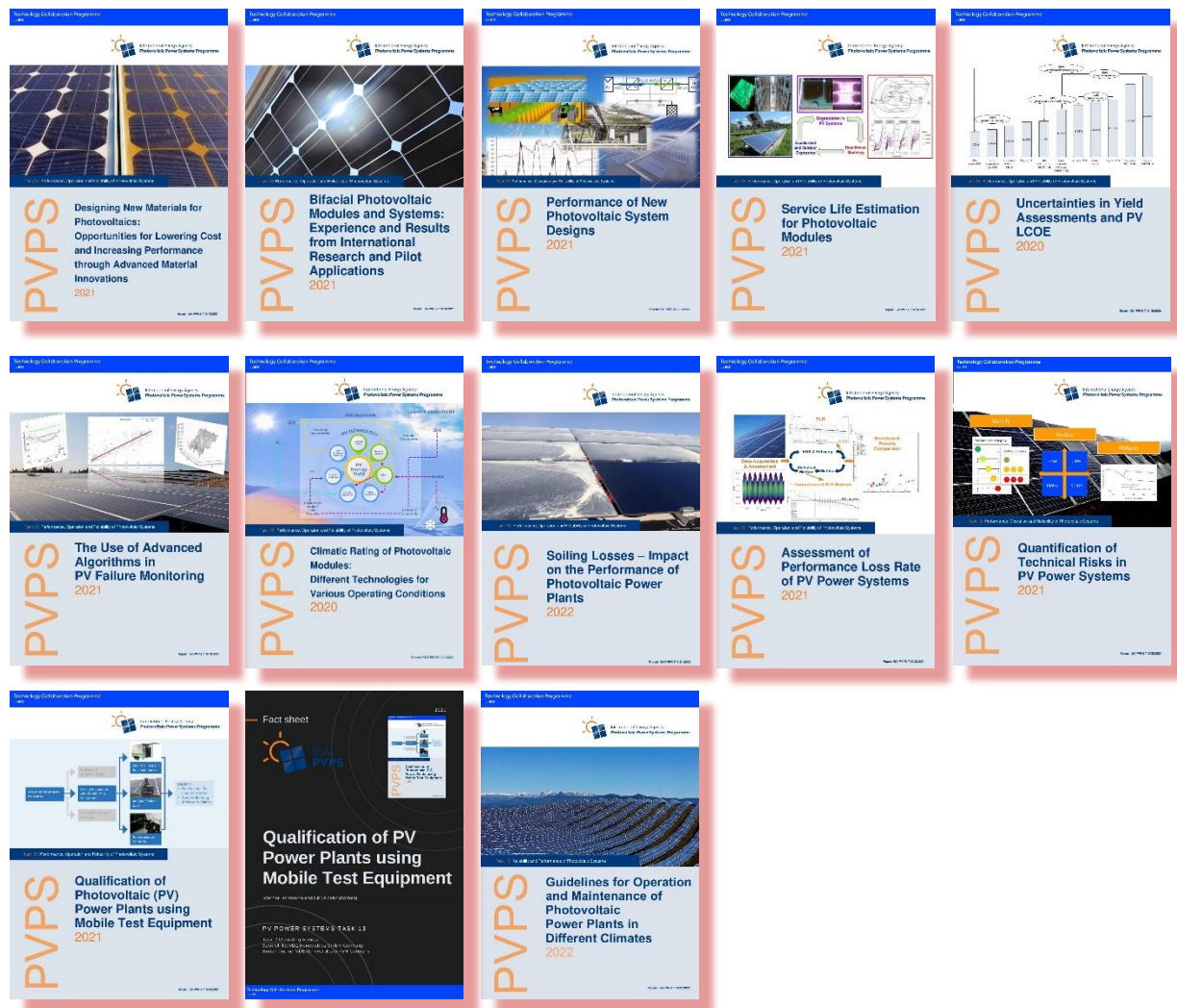


Abbildung 10: Reports des Task 13 in der 3. Task 13 Arbeitsperiode 2018 - 2021.

- IEA-PVPS T13 - 13:2021** *Designing new materials for photovoltaics: Opportunities for lowering cost and increasing performance through advanced material innovations*, 91 p.
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-13_2021_Designing-new-materials-for-photovoltaics-report.pdf
- IEA-PVPS T13 - 14:2021** *Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications*, 168 p.
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-14_2021-Bifacial-Photovoltaic-Modules-and-Systems-report.pdf
- IEA-PVPS T13 - 15:2021** *Performance of New Photovoltaic System Designs*, 89 p.
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/03/IEA-PVPS_Task-13_R15-Performance-of-New-PV-system-designs-report.pdf
- IEA-PVPS T13 - 16:2021** *Service Life Estimation for Photovoltaic Modules*, 76 p.
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/07/Report-IEA-PVPS-T13-16_2021_Service_Life_Estimation_4_PV_Modules.pdf
- IEA-PVPS T13 - 17:2021** *Void, integrated into IEA-PVPS T13-16.*
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/07/Report-IEA-PVPS-T13-16_2021_Service_Life_Estimation_4_PV_Modules.pdf
- IEA-PVPS T13 - 18:2020** *Uncertainties in Yield Assessments and PV LCOE*, 72 p.
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/01/Report-IEA-PVPS-T13-18_2020-Uncertainties-in-Yield-Assessments-and-PV-LCOE-1.pdf

- IEA-PVPS T13 - 19:2021 *The Use of Advanced Algorithms in PV Failure Monitoring*, 85 p.
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/10/Final-Report-IEA-PVPS-T13-19_2021_PV-Failure-Monitoring.pdf
- IEA-PVPS T13 - 20:2020 *Climatic Rating of Photovoltaic Modules: Different Technologies for Various Operating Conditions*, 167 p.
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/02/Report-IEA-PVPS-T13-20_2020-Climatic-Rating-of-PV-Modules.pdf
- IEA-PVPS T13 - 21:2022 *Soiling losses – Impact on the Performance of PV Power Plants*, 129 p.
<https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/01/IEA-PVPS-T13-21-2022-REPORT-Soiling-Losses-PV-Plants.pdf>
- IEA-PVPS T13 - 22:2021 *Assessment of Performance Loss Rate of PV Power Systems*, 78 p.
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-22_2021-Assessment-of-Performance-Loss-Rate-of-PV-Power-Systems-report.pdf
- IEA-PVPS T13 - 23:2021 *Quantification of Technical Risks in PV Power Systems*, 111 p.
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-22_2021-Assessment-of-Performance-Loss-Rate-of-PV-Power-Systems-report.pdf
- IEA-PVPS T13 - 24:2021 *Qualification of PV Power Plants using Mobile Test Equipment*, 74 p.
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-24_2021_Qualification-of-PV-Power-Plants_report.pdf
- IEA-PVPS T13 - 25:2022 *Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates*, 152 p.
<https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/11/IEA-PVPS-Report-T13-25-2022-OandM-Guidelines.pdf>

Andere Literaturzitate

- [1] OurWorldInData, basiert auf BP Statistical Review of World Energy (08-July-22);
<https://ourworldindata.org/grapher/primary-sub-energy-source?time=2000..latest> (abgerufen am 13.2.2023).
- [2] IRENA (Eds.): Renewable energy highlights, 2022-06-18, (data up to 2020). Available at www.irena.org/statistics (abgerufen 12-2022), 2 p.
- [3] BMK (Hrsg.): Energie in Österreich – Zahlen, Daten, Fakten. Online unter <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/zahlen.html> (abgerufen 01-2023), Wien 2022, 68p.
- [4] Statistik Austria (Hrsg.): Energiebilanz Österreich 1970-2021. Online verfügbar unter <https://www.statistik.at/fileadmin/pages/99/AustriaDatenPublikation.ods> (abgerufen 01-2023). 85 p.
- [5] BM E. Köstinger: *Vortrag an den Ministerrat; Erneuerbaren Ausbau Gesetz 2020 – EAG 2020. Änderung ÖSG 2012, EIWOG 2010, GWG 2011, und weiterer*. BMNT-555.300/0079-VI/3/2018, 5.12.2018, 16 p.
https://www.bundeskanzleramt.gv.at/documents/131008/1111440/38_17_mrv.pdf/f8fb7455-79b7-4939-b6f2-a9cd8f70b6da
- [6] Austrian Energy Agency (Hrsg.): Grüner Wasserstoff als Element der klimaneutralen Zukunft. Online verfügbar unter <https://www.energyagency.at/herausforderungen/gruener-wasserstoff>. (Abgerufen 01-2023)
- [7] Biermayr P. et.al. (BMK Hrsg.): Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2021. Berichte aus Energie und Umweltforschung 21b/2022,
<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/iea/publikationen/markterhebungen.php>, (abgerufen 05-2022), 300 p.

- [8] Fechner, Hubert: Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich. Studie für Österreichs Energie, <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/dossiers-1/photovoltaik-ausbau-in-oesterreich>, (abger. 2020-03). 2020, online: 69 p.
- [9] Photovoltaik Austria (Hrsg.): NÖ: Entwurf für PV-Zonierung stärker als Waffe gegen Energiekrise und hohen Strompreis einsetzen. 14.9.2022, https://pvaustria.at/wp-content/uploads/2022-09-14-NOe_Entwurf-fuer-PV-Zonierung-staerker-als-Waffe-gegen-Energiekrise-und-hohe-Strompreis-einsetzen.pdf, (abgerufen 12-2022), 3 p.
- [10] US National Energy Research Laboratory (NREL): Best Research-Cell Efficiency Chart, <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/best-research-cell-efficiencies.pdf> and Champion Photovoltaic Module Efficiency chart, <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/champion-module-efficiencies-rev220401b.pdf> (abgerufen 02-2023).
- [11] Firmenprofil ATB-Becker, <https://atb-becker.solarlog-web.at/9.html>, abgerufen 01-2023.
- [12] Österr. Alpenverein: Umweltgütesiegel für Alpenvereins­hütten (1994), >90% erneuerbare Energie, vor allem aus Photovoltaik. s. <https://www.alpenverein.at/portal/huetten-wege/guetesiegel-und-kampagnen/umweltguetesiegel/umweltguetesiegelhuetten.php>, (abgerufen 02-2023).
- [13] Jordan DC, Haegel N, Barnes TM. Photovoltaics module reliability for the terawatt age. *Prog. Energy* 2022; **4(2)**: 22002, <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2516-1083/ac6111>, DOI: 10.1088/2516-1083/ac6111
- [14] Schleicher-Tappeser, Ruggero: Blog Nachhaltige Strategien, Serie Technikgeschichte, Folge 10, <https://nachhaltigestrategien.substack.com/p/dank-nanowissenschaften-strom-direkt>, abgerufen 12-2022.
- [15] Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (Hrsg.): Photovoltaics Report, 21.2.2023, online: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> (abgerufen 02-2023), 53p.
- [16] A. Jäger-Waldau: *PV Status Report 2018*, EUR 29463 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018, ISBN 978-92-79-97465-6, doi:10.2760/826496, JRC113626, 95 p. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC113626> (abgerufen 2022-12)
- [17] European Joint Research Center (JRC) Ispra: PVGIS Online Tool, https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool_en, Ver. 5.2
- [18] IEA (2022), Special Report on Solar PV Global Supply Chains, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/9e8b0121-en>.
- [19] Suri, Marcel; Betak, Juraj; Rosina, Konstantin; Chrkavy, Daniel; Suriova, Nada; Cebecauer, Tomas; Caltik, Marek; Erdelyi, Branislav: Global Photovoltaic Power Potential by Country (English). Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) Washington, D.C. (Ed. World Bank Group), <http://documents.worldbank.org/curated/en/466331592817725242/Global-Photovoltaic-Power-Potential-by-Country>, June 2020, 62 p.
- [20] Yang Yu, Hong Li, Haibo Bao; Price dynamics and market relations in solar photovoltaic silicon feedstock trades; *Renewable Energy* Vol. 86 (2016), p. 526-542, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.08.069>.

- [21] Méndez Laura, Forniés Eduardo, Garrain Daniel, Vázquez Antonio Pérez, Souto Alejandro, Vlasenko Timur: Upgraded Metallurgical Grade Silicon for solar electricity production: a comparative Life Cycle Assessment, *Science of the total environment* Vol. 789 (2021), publ. 02-2021, DOI:[10.1016/j.scitotenv.2021.147969](https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.147969)
- [22] IEA-PVPS (Eds.), IEA-PVPS Task 1: Snapshot 2022 figures, 04-2022. Available at https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/04/IEA_PVPS_Snapshot_2022-vF.pdf (abgerufen: 12-2022), 14p.
- [23] TPPV - Österreichische Technologieplattform Photovoltaik, <https://tppv.at/>
- [24] Bundesverband Photovoltaik Austria (PVA), <https://pvaustria.at/>
- [25] INFINITY - Climate sensitive long-time reliability photovoltaics (2015-2018), FFG Nr. 5478204, <https://energieforschung.at/projekt/climate-sensitive-long-time-reliability-of-photovoltaics/>
- [26] PAMINA - Photovoltaic Performance Analysis Method based on Infra-Red Technology, 2014-2015, FFG 838634, <https://energieforschung.at/projekt/photovoltaic-performance-analysis-method-based-on-infra-red-technology/>
- [27] AMSEL – FFG Nr. 848771 (2015-2018), Anlagendiagnostik und Modulanalyse basierend auf Standard-Charakterisierungsverfahren und neu entwickelten Messverfahren, <https://energieforschung.at/projekt/anlagendiagnostik-und-modulanalyse-basierend-auf-standard-charakterisierungsverfahren-und-neu-entwickelten-messverfahren/>
- [28] SOLAR-TRAIN – PV Module Lifetime Forecast and Evaluation, EU H2020, GA 721452, 2016-2020, <https://solar-train.eu/>
- [29] PV Re² - Sustainable Photovoltaics, 2018-2021, FFG 867267, <https://energieforschung.at/projekt/sustainable-photovoltaics/>
- [30] BIFACE, Solar ERA Net, FFG 863515, 2018-2020, <https://energieforschung.at/projekt/high-efficiency-bifacial-pv-modules-and-systems-for-flat-roofs/>
- [31] ADVANCE! - Advance Degradation Modelling of Photovoltaic Modules and Materials, FFG 881133, 2021-2023, <https://energieforschung.at/projekt/advance-degradation-modelling-of-photovoltaic-modules-and-materials/>
- [32] CWRU (Eds.), IEA PVPS Task 13-ST2.5 PLR Determination Benchmark Study / Pfaffstaetten A, B, C, Monitoring data repository, DOI 10.17605/OSF.IO/R34P7, <https://osf.io/r34p7/>, Last updated 2020-09-29.
- [33] Eder, GC, Farnung, B, Friesen, G, Köntges, M, Kubicek, B, Kunz, O, Liu, H, Parlevliet, D, Tsanakas, I, Vedde, J & Herrmann, W 2022, *Review of On-Site Inspection Techniques for the Qualification of PV Power Plants*. in *8th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion; joined with EU-PVSEC & IEEE PVSC 2022*. S. 1-21, EU-PVSEC 2022 / 8 WCPVEC 2022 / PVSC 2022, 26/09/22.
- [34] Karas, J, Repins, I, Berger, K, Kubicek, B, Jiang, F, Zhang, D, Jaubert, J-N, Cueli, AB, Sample, T, Jaeckel, B, Pander, M, Fokuhl, E, Koentopp, MB, Kersten, F, Choi, J-H, Bora, B, Banerjee, C, Wendlandt, S, Erion-Lorico, T, Sauer, KJ, Tsan, J, Pravettoni, M, Caccivio, M, Bellenda, G, Monokroussos, C & Maaroufi, H 2022, 'Results from an international interlaboratory study on light- and elevated temperature-induced degradation in solar modules', *Progress in Photovoltaics*, Jg. 30, Nr. 11, S. 1255-1269. <https://doi.org/10.1002/pip.3573>

- [35] Weiß, K.A., Kaaya, I., Oreski, G., Bruckman, L.S., French, R.H., Tanahashi, T. (2021) *“Needs, Challenges and Approaches for New Service Life Estimation Models for PV Modules – Results from IEA-PVPS-Task 13 Subtask 1.4”*, Proceedings of 38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp. 538-539, DOI: [10.4229/EUPVSEC20212021-4BO.1.2](https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20212021-4BO.1.2).
- [36] Oreski, G, Stein, JS, Eder, GC, Berger, K, Bruckman, L, French, R, Vedde, J & Weiß, KA 2022, *'Motivation, benefits, and challenges for new photovoltaic material & module developments'*, *Progress in Energy*, S. 23. <https://doi.org/10.1088/2516-1083/ac6f3f>
- [37] Ulrike Jahn (VDE Ren, DE), Gernot Oreski (PCCL, AT), Laura Bruckman (CWRU, US), *Designing New Materials for Photovoltaics: Opportunities for Lowering Cost and Increasing Performance through Advanced Material Innovations*, Webinar 15. Juni 2021, 15:00-17:30; Kooperation mit Task 13 Partner Copper Alliance, (Fernando Nuno, PVPS ExCo Copper Alliance), 55 p. Slides: <https://www.slideshare.net/sustenergy/motivation-benefits-and-challenges-for-new-photovoltaic-material-module-developments>, Presentation https://www.youtube.com/watch?v=XY_bOchHPYU
- [38] Oreski, G., Stein, J., Eder, G., Berger, K., Bruckman, L., Vedde, J., Weiss, K.A., *„Motivation, benefits, and challenges for new photovoltaic material & module developments – Results from IEA PVPS Task 13 Subtask 1.1”*, Österreichische Fachtagung für Photovoltaik und Stromspeicherung, Wien (AT), 13.10.2021.
- [39] G. Oreski (PCCL), Vortrag: *Floating PV: Challenges for materials and construction*, 23.9.2020, TPPV-Workshop zum Thema Floating PV. Organis. G. Eder (OFI)
- [40] TPPV Österr. Technologieplattform Photovoltaik (Hrsg.): Workshop der TPPV zum Thema Qualitätssicherung, u.a. G. Oreski (PCCL), *Wechselspiel von Materialinnovationen & Qualität – IEA Task 13: ST1.1*; K.Berger (AIT), *Qualität bei der Anlageninbetriebsetzung*; G. Eder (OFI), *Materialidentifikation von Modulkomponenten im Feld*. 21.1.2021 (online)
- [41] G. C. Eder, Y. Lin, Y. Voronko, and L. Spoljaric-Lukacic, *On-Site Identification of the Material Composition of PV Modules with Mobile Spectroscopic Devices*, *Energies* 2020, 13(8), 1903, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en13081903>
- [42] C. Mayr & K. Berger (AIT), *Der Weg zur leistungsfähigen PV-Anlage*, Webinar bei PV Austria 2020-06-10
- [43] TPPV Österr. Technologieplattform Photovoltaik (Hrsg.): Online Workshop zur *Photovoltaik Qualitätssicherung am 21.1.2021* mit Beiträgen von G. Oreski (PCCL) zu *Materialinnovationen und PV-Modulqualität*, S. Lindig (EURAC) zur *Alterung von PV-Anlagen*, K. Berger (AIT) zur *Qualität bei der Inbetriebsetzung von PV-Anlagen*, G. Eder (OFI) zur *Materialidentifikation von Modulkomponenten*.
- [44] PVA und TPPV (Hrsg.): Österreichische Fachtagung für Photovoltaik und Stromspeicherung, 13.-14. Oktober 2021, hybrid Wien & online, mit Einblick: Österreich im PV-Forschungsprogramm der Internationalen Energieagentur (IEA PVPS) u.a. mit Beiträgen zum Task 13; K. Berger, *Qualität in Installation und Betrieb von PV-Anlagen*; S. Lindig, *Unsicherheiten in Ertragsgutachten von PV-Anlagen*.

- [45] Andreas Indinger, Marion Rollings (Österr. Energieagentur): Energieforschungserhebung 2021, Ausgaben der öffentlichen Hand in Österreich, Erhebung für die IEA. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 22/2022 (Hrsg. BMK), online: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/schriftenreihe-2022-22-energieforschungserhebung-2021.pdf, abgerufen 01-2023.
- [46] TPPV Österr. Technologieplattform Photovoltaik (Hrsg.): Photovoltaik-Forschung, Mission 2030 und Green Deals. 4-seitiger Folder, online <https://tppv.at/photovoltaik-forschung/#tab-370bb64bfb89cb72d37>, und <https://tppv.at/photovoltaik-forschung/> sowie Positionspapier <https://tppv.at/photovoltaik-forschung/#tab-3a83ed29e2be573444d> (abgerufen 01-2023)
- [47] Umweltbundesamt – Environment Agency Austria, *Austria's annual greenhouse gas inventory 1990-2021*, Report REP-0841, Vienna 2023, 56p. online <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0841.pdf>
- [48] FiskalRat Austria, *Fiskalpolitische Dimension der CO2-Ziele und Handlungsoptionen für Österreich*, Information des Büros des Fiskalrates, 27.8.2020, online <https://www.fiskalrat.at/dam/jcr:9c1ca1e1-58cd-405b-b886-81774fbbe9a5/Information%20des%20FISK-B%3Fros-CO2-Ziele-August2020.pdf>
- [49] Parlament Österreich: Energieeffizienz-Reformgesetz 2023 – EEff-RefG 2023 (240/ME), Ministerialentwurf – Gesetzestext 22.12.2022, online https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/ME/240/fname_1491772.pdf
- [50] European Solar Manufacturing Council – esmc (Ed.): Press release: IPCEI for PV launched in Brussels – EU Member States are invited to join the framework. May 23, 2022, https://esmc.solar/wp-content/uploads/2020/08/Press-release_PV-IPCEI-launching-event.pdf (abgerufen 2023-03)
- [51] REgions - Ancillary services of regions with high shares of renewable energies for regional and European markets, #87232, 2019-10 bis 2022-09, s. <https://energieforschung.at/projekt/ancillary-services-of-regions-with-high-shares-of-renewable-energies-for-regional-and-european-markets/> und <https://www.regionsproject.info/>
- [52] Clean Energy Transition (CET) Partnership co-fund. Call 2022 Documents, online <https://cetpartnership.eu/calls/documents>, und https://cetpartnership.eu/sites/default/files/documentation/CETPartnership%20Joint%20Call%202022_Call_Text_20221117.pdf
- [53] Werner Herrmann, Ulrike Jahn, “Qualification of PV Power Plants using Mobile Test Equipment”. PV Power Systems Task 13 Fact sheet, online <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/07/Fact-sheet-PVPS-Task-13-Qualification-of-PV-Power-Plants.pdf>, 4 p.
- [54] David Moser, Matteo Del Buono, Ulrike Jahn, Magnus Herz, Mauricio Richter, Karel De Brabandere, “Identification of technical risks in the photovoltaic value chain and quantification of the economic impact,”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 25, no. 7, pp. 592–604, 2017, doi: [10.1002/pip.2857](https://doi.org/10.1002/pip.2857)
- [55] U. Jahn, M. Herz, D. Moser, G. Belluardo and M. Richter, Managing technical risks in PV investments: How to quantify the impact of risk mitigation measures for different PV project phases?, *Prog Photovolt Res Appl.* 2018; 26: 597– 607. <https://doi.org/10.1002/pip.2970>

- [56] Marc Koentges (ISFH, Hrsg.), Ultraviolet Fluorescence Workshop 2018-10-12, Speakers: Arnaud Morlier, Michael Siebert (ISFH, DE); Gabriele Eder (OFI, AT); Echhard Fleiß (DE); Bernhard Kubicek (AIT, AT); Vorträge online <https://isfh.de/uv-fluorescence-measurement-for-damage-assessment-of-pv-modules/> (abgerufen 03-2023).
- [57] IEA-PVPS (Eds.): Bifacial Photovoltaic: Two sides are better than one; IEA-PVPS Webinar in Cooperation with Copper Alliance/Leonardo ENERGY 2021-06-10, Speakers: J.S. Stein (SNL, US); C. Reise (Fh ISE, DE); M.A. Alam (Purdue Univ, US); N. Riedel-Lyngskær (DTU, DK); online <https://iea-pvps.org/events/bifacial-photovoltaic-two-sides-are-better-than-one/> (abger. 03-2023).
- [58] IEA-PVPS (Eds.): EU PVSEC 36 (2019) IEA PVPS Task 13 Parallel Workshop: Innovations in Photovoltaic Materials, <https://iea-pvps.org/events/eupvsec-iea-pvps-workshops/> .
- [59] IEA-PVPS (Eds.): Webinar PV Module Energy Yield Measurements: Existing Approaches and Best Practice; 2020-03-11; Johanna Bonilla (TUV Rh, DE), Gabi Friesen (SUPSI, CH); **Slides & video** (abger. 2023-05), 56 p.
- [60] IEA-PVPS (Ed.): EU PVSEC 36 (2019) IEA PVPS Task 13 Parallel Workshop 2020-09-10; *Performance of New Photovoltaic System Concepts and Designs*, <https://iea-pvps.org/events/eupvsec37/> (3) (abger. 2023-05)
- [61] IEA-PVPS (Ed.): Webinar Motivation, benefits and challenges for new photovoltaic material & module developments; U. Jahn, G. Oreski, L. Bruckman; 2021-06-15, <https://iea-pvps.org/events/webinar-motivation-benefits-and-challenges-for-new-photovoltaic-material-module-developments/>; Presentations: <https://www.slideshare.net/sustenergy/motivation-benefits-and-challenges-for-new-photovoltaic-material-module-developments>; Video: https://www.youtube.com/watch?v=XY_bOCHHPYU (abger. 05-2023)
- [62] IEA-PVPS (Ed.): EU PVSEC 38 (2021) IEA PVPS Task 13 Parallel Workshop 2021-09-07; U. Jahn, W. Herrmann, I. Tsanakas, G. Friesen, G. Eder; *Qualification of PV Power Plants using Mobile Test Equipment*; <https://iea-pvps.org/events/qualification-of-pv-power-plants-using-mobile-test-equipment/>
- [63] IEA-PVPS (Eds.): Focus Workshop Operation & Maintenance 2021-09-30, Freiburg (DE); U. Jahn, W. Herrmann, I. Tsanakas, C. Schill, E. Whitney, G. Friesen, C. Reetz, C. Reise, A. Heimsath.
- [64] IEA-PVPS (Ed.): Intersolar Europe 2021 Task 13 Workshop; Munich 2021-10-05 & 06, (1) U. Jahn, M. Köntges, C. Allenspach, D. Riley, B. Farnung, F. Baumgartner; *Performance of New System Designs*; <https://iea-pvps.org/events/intersolar-europe-iea-pvps-workshops/> (abger. 2023-05)
- [65] IEA-PVPS (Ed.): Intersolar Europe 2021 Task 13 Workshop; Munich 2021-10-05 & 06, (2) U. Jahn, D. Moser, C. Allenspach, P. Graniero, J. Deckx, S. Lindig, M. Chang; *Data Driven Mitigation Measures in Advanced PV Plant Monitoring*; <https://iea-pvps.org/events/intersolar-europe-iea-pvps-workshops/> (abger. 2023-05)
- [66] Mark Hutchins: Ulrike Jahn wins 2021 Becquerel Prize. Opening Session of 38th EU PVSEC, 2021-09-07, pv magazine; <https://www.pv-magazine.com/2021/09/07/ulrike-jahn-wins-2021-becquerel-prize/> und <https://www.becquerel-prize.org/> (abger. 2023-05)
- [67] PVQAT (Eds.): International PV Quality Assurance Task Force, s. <https://www.pvqat.org/about/>

- [68] Karl A. Berger: *Leistung und Zuverlässigkeit von Photovoltaiksystemen, PVPS Task 13 und Normung*. Vortrag beim IEA Vernetzungstreffen 2015, 29 p.
- [69] IEC (Eds.): IEC **TC 82**, Solar photovoltaic energy systems, https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:7:.....:FSP_ORG_ID:1276 (abger. 2023-05)
- [70] IEC (Eds.): Standards development stages - An overview of the development process of a new IEC International Standard, <https://iectest.iec.ch/standards-development/stages> (Abger. 2023-05)
- [71] ISO/IEC (Eds.): ISO/IEC Directives Part 1, Ed. 18.0, 2022-05, *ISO/IEC Directives, Part 1*, (abger. 2023-05)
- [72] IEC (Eds.): Technical committees and subcommittees, Facts & figures, <https://iectest.iec.ch/technical-committees-and-subcommittees#tcfacts> sowie Statistics: https://iectest.iec.ch/dyn/www/f?p=103:160:0:.....:FSP_DISB,FSP_LANG_ID,FSP_EXPORT:NO,25,STATS (abgerufen 2023-05-19 18:00)
- [73] BM für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort (Hrsg.): Gesamte Rechtsvorschrift für Elektrotechnikverordnung 2020, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung/Bundesnormen/20011222/ETV%c2%a02020%2c%20Fassung%20vom%2019.05.2023.pdf>
- [74] IEA PVPS (Ed.), U. Jahn, B. Farnung, M. Koentges, B. Müller, D. Moser & 17 Activity leaders from 10 countries, incl. G. Oreski: Task 13 Reliability and Performance – Work Plan 2022 – 2025, Final Version 2021-05-12, 48 p.
- [75] bmvit (Hrsg.), C. Mandl, T. Kuttner: Evaluierung des Programms IEA-Forschungskooperation, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 46/2012, 91 p., online https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/endbericht_1246_evaluierung_forschungskooperation.pdf?m=1646386736& (abger. 05-2023)
- [76] BMK (Hrsg.), R. Krismer, K. Warta, D. Heckenberg, S. Skok, S. Zingerle (Technopolis Austria): Evaluierung der IEA Forschungskooperation 2011 – 2021, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 35a/2022, 102 p., online https://repository.fteval.at/id/eprint/647/1/Evaluierung-IEA_Technopolis_Austria-Teil-A_bf.pdf (abger. 05-2023)
- [77] European Commission (Eds.): *Horizon Europe Cluster 5: Climate, Energy and Mobility - Energy research and innovation*, https://research-and-innovation.ec.europa.eu/research-area/energy/solar-energy_en, (abgerufen 05-2023)
- [78] FFG (Hrsg.) 11 *Europäische Partnerschaften im Cluster 5* geplant, "Klima, Energie und Mobilität", davon zur erneuerbaren Energie *European Partnership for Clean Energy Transition*. Online <https://www.ffg.at/europa/heu/cluster5>, (abgerufen 05-2023).
- [79] European Commission (Eds.): REPowerEU Plan - A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition, 18.5.2022, online https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131 (abger. 05-2023)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Globale Primärenergiebereitstellung (Links, Daten aus [1]) und Erneuerbare elektrische Energiebereitstellung nach Energieträgern (Rechts, aus [2]) für das Jahr 2021.	9
Abbildung 2: Stromgestehungskosten (Levelized cost of electricity LCOE in 2021er USD) aus Windkraft (an Land und auf See) und Photovoltaik. Daten aus [2].	10
Abbildung 3: PV-Anteil an der Stromaufbringung 2021. Daten aus IEA PVPS Snapshot 04-2022 [22], modifiziert.	10
Abbildung 4: Österreichische Primärenergiebereitstellung (Links, Daten aus [3]) und elektrische Energiebereitstellung 2021 nach Energieträgern (Rechts, aus [3], ergänzt mit Daten aus [4]).	11
Abbildung 5: Lernkurven (Preisdegression über kumulierter Produktion) in doppelt-logarithmischer Darstellung. Dünnschichtbasierte Modultechnologien (TF) grau, Module mit waferbasierten Siliziumzellen (c-Si) blau. Daten aus [15], ergänzt.	13
Abbildung 6: Öffentliche Solarenergieforschungsausgaben in Österreich 2017-2021 (links, Daten aus [45]) und Photovoltaik-Arbeitsplätze in Österreich 2015-2021 (rechts, Daten aus [7])...	18
Abbildung 7: IEC-Statistik: Normen in Bearbeitung über Zahl veröffentlichter Normen je Komitee. Daten aus [72] vom 19.5.2023.	39
Abbildung 8: Reports des Task 13 in der 1. Task 13 Arbeitsperiode 2010 - 2014.	44
Abbildung 9: Reports des Task 13 in der 2. Task 13 Arbeitsperiode 2014 - 2017.	45
Abbildung 10: Reports des Task 13 in der 3. Task 13 Arbeitsperiode 2018 - 2021.	46

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Im Photovoltaic Power Systems Technologie-Kooperationsprogramm der Internationalen Energieagentur (IEA-PVPS TCP) aktive Tasks (Stand 2022)	16
Tabelle 2: Task 13 Subtasks (ST) und Aktivitäten (A) der Arbeitsperiode 2018-2021.....	17
Tabelle 3: IEA PVPS TCP Task 13 Reports der Arbeitsperiode T13.3 bis Ende 2021: 12 Reports, T13-13 bis T13-24.	20
Tabelle 4: <i>Report IEA-PVPS T13-13:2021</i> Entwicklung neuer Materialien für Photovoltaik-Module: Möglichkeiten der Kostenreduktion und verbesserter Leistungsfähigkeit.....	21
Tabelle 5: <i>Report IEA-PVPS T13-14:2021</i> Bifaziale Photovoltaikmodule und Systeme: Erfahrungen und Ergebnisse internationaler Forschungs- und Pilotanwendungen	22
Tabelle 6: <i>Report IEA-PVPS T13-15:2021</i> Leistungsfähigkeit neuer Photovoltaik-Anlagenkonzepte ...	24
Tabelle 7: <i>Report IEA-PVPS T13-16:2021</i> Lebensdauerabschätzung für Photovoltaikmodule	25
Tabelle 8: <i>Report IEA-PVPS T13-18:2020</i> Unsicherheit in Photovoltaik Ertragsprognosen und Stromgestehungskosten.....	27
Tabelle 9: <i>Report IEA-PVPS T13-19:2021</i> Anwendung fortschrittlicher Verfahren zur PV-Fehleridentifikation	28
Tabelle 10: <i>Report IEA-PVPS T13-20:2020</i> Klima-Rating von PV-Modulen: Unterschiedliche Technologien für unterschiedliche Betriebsbedingungen	29
Tabelle 11: <i>Report IEA-PVPS T13-21:2022</i> Einfluss von Verschmutzung auf die Leistungsfähigkeit von PV-Kraftwerken	30
Tabelle 12: <i>Report IEA-PVPS T13-22:2021</i> Auswertung der Verlustrate der Anlagenerträge von Photovoltaikanlagen (PLR)	31
Tabelle 13: <i>Report IEA-PVPS T13-23:2021</i> Bestimmung des technischen Risikos in PV-Kraftwerken..	32
Tabelle 14: <i>Report IEA-PVPS T13-24:</i> Mobile Testmethoden zur Qualifizierung von PV-Kraftwerken .	34
Tabelle 15: <i>Report IEA-PVPS T13-25:</i> Richtlinien für Wartung und Betrieb von PV-Kraftwerken in unterschiedlichen Klimata.....	35
Tabelle 16: Task 13 Subtasks (ST) und Aktivitäten (A) der Arbeitsperiode 2022-2025.....	42

A large, light blue geometric shape, resembling a right-angled triangle or a trapezoid, is positioned on the right side of the page. It has a vertical right edge and a diagonal left edge that slopes downwards from the top-left towards the bottom-right.

**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

[bmk.gv.at](https://www.bmk.gv.at)