

SOLREV

Solare Ressourcen und Vorhersagen für die Netz- und Marktintegration von Solarenergie

Schlussbericht

1.11.2019 bis 31.10.2023

- Fraunhofer Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V. (Institut für solare Energiesysteme ISE und Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE)
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR, Institut für Solarforschung, DLR-SF; Institut für Technische Thermodynamik DLR-TT)
 - DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme e.V. (DLR-VE)
 - CSP Services GmbH (CSPS)
- PV Performance Labs Germany (PVPL, Unterauftragnehmer des DLR)
- Technische Hochschule Ulm (THU, Unterauftragnehmer des DLR)

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Fraunhofer



DLR

Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt



THU
Technische
Hochschule
Ulm



cspservices
concentrating solar power services

Vorhabenbezeichnung:	SOLREV - Solare Ressourcen und Vorhersagen für die Netz- und Marktintegration von Solarenergie
Zuwendungsempfänger:	• Fraunhofer Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V. • Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (Institut für Solarforschung, Institut für Technische Thermodynamik) • CSP Services GmbH • DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme e.V.
Förderkennzeichen:	03EE1010A, 03EE1010B, 03EE1010C, 03EE1010E
Laufzeit des Vorhabens:	1.11.2019 bis 31.10.2023
Projektträger	Projektträger Jülich (PtJ) Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich Ansprechpartner: Dr. Dorothea Brockmann
Projektleitung	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V. Institut für Solare Energiesysteme Dr. Elke Lorenz Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg Telefon: +49 761 4588 5015 Fax: +49 / 761 4588 9015 Email: elke.lorenz@ise.fraunhofer.de
Autoren des Berichts:	Elke Lorenz ¹ , Tobias Zech ¹ , Niklas Blum ² , Bijan Nouri ² , Natalie Hanrieder ² , Anne Forstinger ³ , Birk Kraas ³ , Lueder von Bremen ⁴ , Matthias Zech ⁴ , Carsten Hoyer-Klick ⁴ , Kaouther Belkilani ⁵ , Anton Driesse ⁶ , Garret Good ⁷ , Stefan Wilbert ² 1 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) 2 DLR-Institut für Solarforschung (DLR-SF) 3 CSP Services GmbH (CSPS) 4 DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme (DLR-VE) 5 Technische Hochschule Ulm (THU) 6 PV Performance Labs (PVPL) 7 Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE)
Status:	19.4.2024

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages unter FKZ 03EE1010(A-E).

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhalt

INHALT	3
ABBILDUNGEN.....	5
AUFGABENSTELLUNG UND VORHABENABLAUF.....	1
EINGEHENDE DARSTELLUNG DES VORHABENS	7
ZUSAMMENFASSUNG	49
LITERATURANGABEN	50

Abbildungen

Abbildung 1: Arbeitspaket-Schema.....	2
Abbildung 2: Zeitplan des Projekts	4
Abbildung 3: Spektrale Fehler der GHI (global horizontal irradiance) gemäß ISO 9060 für unterschiedliche Radiometer und Pyranometerklassen [Wilbert et al. 2020]	9
Abbildung 4: Beispiel für den Unsicherheitsbeitrag durch Sensorverschmutzung [Forstinger et al. 2021b].....	10
Abbildung 5: Unsicherheit ($k=1$, in %) verursacht durch spektrale Fehlanpassung, berechnet mit simulierten Solarspektren für den Standort Freiburg. Die Unsicherheit ist im Tages- und Jahresverlauf variabel [Driesse et al. 2021]	11
Abbildung 6: Standard GTI Spektrum und normierte, untergeordnete GTI Spektren für dieselbe Ausrichtung und air mass bei anderen atmosphärischen Bedingungen	12
Abbildung 7: Titelseite der neuen RSI spezifischen Richtlinien [Wilbert et al. 2023]	14
Abbildung 8: Ergebnisse für DNI in Europa an verschiedenen betrachteten Stationen mit dem relativen mittleren Bias [Forstinger et al. 2023]	16
Abbildung 9: Übersicht der Benchmark Ergebnisse für den relativen mittleren Bias (rMBD) der GHI für die verschiedenen Modelldaten [Forstinger et al. 2023]	17
Abbildung 10: Visualisierung von verschiedenen Qualitätsprüfungsalgorithmen und weiteren Datenvisualisierungen am Beispiel von Visby, Schweden 2015 [Forstinger et al. 2021c].....	18
Abbildung 11: Titelseite des Berichts zur Erweiterung des IEC Datenformats [Hoyer- Klick, Wilbert, 2023].....	19
Abbildung 12: Übersichtsschema: Systemaufbau der Simulationsumgebung für die PV- Systeme	21
Abbildung 13: Exemplarisches Stromsystem mit zwei PV-Anlagen, drei konventionellen Kraftwerken (G_1 , G_2 , G_3) und zwei Lasten L_1 und L_2 (modifiziert nach [Morales et al. 2014]). Nur G_1 kann von einem festgelegten Fahrplan abweichen und kann somit für mögliche Ausgleichsenergie verwendet werden. Die Grenzkosten pro MWh variieren zwischen 35 \$ (für das flexible G_1) und 0.2 \$ (PV). G_1 verlangt eine 14 % Prämie für die kurzfristige Lieferung von Ausgleichsenergie und bei Rücknahme (=Nichtlieferung) von geplanter Energie von 3 %.....	22

- Abbildung 14: Geplanter Einsatz der Kraftwerke mit deterministischer PV-Prognose für eine Beispielwoche Mitte Juli 2015. Die schwarzen dünnen Linien zeigen die wahre/beobachtete PV-Einspeisung. Die gestrichelte Linie am Fuße des Bildes ist die Standardabweichung der Ensemblemitglieder und ein Maß für die erwartbare PV-Prognoseunsicherheit23
- Abbildung 15: Wie Abbildung 14, aber für stochastisch optimierte Einsatzplanung der Kraftwerke23
- Abbildung 16: Tagesmittel des geplanten Einsatzes (dispatch) des flexiblen Kraftwerkes G1 in Abhängigkeit der mittleren täglichen Ensemblestreuung der PV-Prognose. Die Farben der Symbole zeigen das Tagesmittel der prognostizierten PV-Leistung an (siehe Legende)24
- Abbildung 17: Jahresmittel der Kosten pro Erzeuger: Es sind jeweils die dispatch Kosten und die totalen Kosten (dispatch zzgl. balancing) gezeigt. Die Ergebnisse bei Nutzung deterministischer Vorhersagen (conv) sind in den beiden linken Säulen dargestellt. Die rechte Säule (no PV) zeigt das Ergebnis, wenn kein PV-Strom im System berücksichtigt wird. Die gestrichelte, rote Linie liegt in Höhe der totalen Kosten bei deterministischem dispatch und ist leicht höher als die totalen Kosten bei stochastischem dispatch.....24
- Abbildung 18: Darstellung einer aktiven Gradienten-Begrenzung, die im Falle von abfallenden Rampen Vorhersagen verwendet25
- Abbildung 19: Verteilung des normalisierten RMSD der simulierten PV-Leistung als Validierung des PV-Modells auf der Grundlage von 18 Testtagen. Die blau hinterlegte Fläche zeigt eine geglättete Häufigkeitsverteilung der Messwerte26
- Abbildung 20: Ergebnis des Wolkenclusterings dargestellt als Dendrogramm (A) und durchschnittliche Strahlungsvorhersagefehler (Day-Ahead) bei unterschiedlichen Wolkenklassen (B)30
- Abbildung 21: Übersicht der Korrelationslängen. (A) zeigt die Verteilung der Korrelationslängen für Solar- und Windenergie in Abhängigkeit des Vorhersagehorizonts. (B) zeigt die räumliche Verteilung der Korrelationslängen für Day-Ahead Vorhersagefehler.....31
- Abbildung 22: Räumliche Korrelation von Vorhersagefehlern (RMSD) zwischen Standorten in unterschiedlichen Abständen (3.8 km oben, 5.6 km Mitte, 7.6 km unten) sowie bei unterschiedlich großen Zeitfenstern (10 min, 25 min, 60 min) bewertet grafisch über Streudichtediagramme und die Metriken r und R^2 32
- Abbildung 23: RMSD über der Vorhersagevorlaufzeit bei Mittelung über 1 bis 5 Stationen in Abständen von bis zu 8.9 km (siehe Legende).....33
- Abbildung 24: Probabilistische Vorhersage der solaren Einstrahlung (GHI) mit prognostizierter Wahrscheinlichkeitsverteilung in Form von Quantilen (grauer Bereich) und einer deterministischen Punktvorhersage und gemessener GHI zum Vergleich (9.-11.05.2018 in Payerne, Schweiz) .34
- Abbildung 25: Ikosaedrisch unterteilte orthographische Projektionen35

<i>Abbildung 26: Auswertung der Vorhersagemodelle und deren Kombinationen (30 Tage) für 8 Stunden Vorhersagezeit (32 Slots). Die Vorhersagen starten jeweils um 10 UTC für den Zeitraum 1. Februar bis 1. April 2021.....</i>	<i>36</i>
<i>Abbildung 27: Relativer mittlerer absoluter Fehler (Mean absolute error MAE) normiert auf den Mittelwert der gemessenen GHI, für verschiedene Vorhersageverfahren in Abhängigkeit vom Vorhersagehorizont, Datensatz: Acht europäische Standorte, Jahr 2018, Sonnenstand > 10°; [Lauret et al. 2024].....</i>	<i>38</i>
<i>Abbildung 28: CRPS and MAE der Prognosen der verschiedenen Partner des IEA PVPS Task 16 Benchmarks in Abhängigkeit vom Vorhersagehorizont; Datensatz: Acht europäische Standorte, Jahr 2018, Sonnenstand > 10°; [Lauret et al. 2024].....</i>	<i>39</i>
<i>Abbildung 29: CRPS verschiedener probabilistischer Prognose-Methoden auf Basis der ISE-Kombinationsprognosen (ISE, BLEND-GARCH, BLEND-LQR, BLEND-QRF) und einer rein messwertbasierten Prognose im Vergleich (PIMENT) in Abhängigkeit vom Vorhersagehorizont; Datensatz: Acht europäische Standorte, Jahr 2018, Sonnenstand > 10°; [Lauret et al. 2024]</i>	<i>39</i>
<i>Abbildung 30: CRPS der ASI Vorhersagen und klimatologischen Referenzmodelle für DNI und GHI und Vorlaufzeiten bis zu 20 Minuten.....</i>	<i>41</i>

Aufgabenstellung und Vorhabenablauf

1 Aufgabenstellung

Ein nachhaltiges Energieversorgungssystem mit hohen Anteilen an Solarenergie ist stark durch die wetterabhängige Variabilität der Erzeugung auf verschiedenen räumlichen und zeitlichen Skalen geprägt. Mit dem stetig steigenden Anteil von Solarenergie an der nationalen wie auch globalen Energieversorgung rückt deshalb neben den notwendigen technologischen Verbesserungen das Thema Systemintegration und deren Optimierung immer mehr in den Vordergrund. Letztendlich ist das Gelingen der Energiewende auch wesentlich von der erfolgreichen Integration der fluktuierenden solaren Erzeugung in die Stromnetze und die entsprechenden Energiemärkte abhängig. Die zuverlässige Charakterisierung und Prognose der fluktuierenden solaren Ressourcen stellen dafür eine notwendige Grundlage dar.

Gesamtziel des Vorhabens war die Bewertung, Untersuchung und Optimierung von Modellen und Datensätzen zur Vorhersage und Charakterisierung der solaren Erzeugung für verschiedene Anwendungen. Auf Basis der wissenschaftlichen Analysen wurden Leitlinien und Empfehlungen („Best practices“), sowie neue Standards erarbeitet.

Das Thema „Solare Ressourcen und Vorhersagen“ wird auf internationaler Ebene in dem IEA PVPS Task 16 „Solar resource for high penetration and large scale applications“ mit ca. 50 Partnern aus 17 Ländern adressiert. Durch das SOLREV Projekt wurde die deutsche Teilnahme an dem IEA PVPS Task 16 mit der Leitung von zwei Subtasks ermöglicht.

Im Rahmen des Vorhabens wurden die folgenden wissenschaftlichen und technischen Aufgaben adressiert:

- Bewertung von Methoden zur Bereitstellung von Solarstrahlungsdaten und angemessene Standardisierung, inkl.
 - Instrumenten zur bodengestützten Strahlungsmessung sowie Referenzzellen
 - Satelliten- und Wettermodelldaten unter anwendungsspezifischen Kriterien
 - Methoden zur Aufbereitung der Strahlungsdaten zum Produkt für die Ertragsanalyse (Qualitätsprüfungsalgorithmen, Methoden für Kombination von Datenquellen zur Erstellung von langjährigen Datensätzen oder TMYs / P10- / P90-Jahre, Datenformate)
- Bewertung und Vergleich von neuen Methoden zur Vorhersage der Solarstrahlungs- und Solarleistungsvorhersage
 - Analyse des ökonomischen Werts von Prognosen für verschiedene Anwendungen im Rahmen von Fallstudien
 - Ableiten von Metriken zur direkten Quantifizierung dieses Werts.
 - Herausforderungen bei der Erstellung regionaler PV-Hochrechnungen und Prognosen für Übertragungsnetzbetreiber
 - Vergleich verschiedener Verfahren zur PV-Hochrechnung gegenüber einem Referenzdatensatz
 - Bestimmung des Einflusses räumlicher Ausgleichseffekte und meteorologischer Faktoren für die Unsicherheit regionaler Vorhersagen

- Benchmarking Studie für probabilistische Solarstrahlungsprognosen
- Beiträge zum IEA Best Practices Handbook und zu Stakeholder Workshops: Das IEA Best Practices Handbook ist eine Weiterführung des 2010 und in einer neuen Version 2015 vom National Renewable Energy Laboratory in Kooperation mit der IEA SHC Task 46 veröffentlichten „Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data“. Diese Neuauflage wird in internationaler Zusammenarbeit durch den IEA PVPS Task koordiniert und soll durch die Publikation auf Ebene der IEA eine weltweite Akzeptanz und größtmögliche Verbreitung und Anwendung in der Solarenergie gewährleisten.

2 Voraussetzungen für das Vorhaben

Solarstromprognosen bilden die Basis für den optimierten Einsatz von Energiemanagementoptionen wie Regelenergiebereitstellung und Speicherung sowie für optimierte Stromhandelsprozesse. Sie sind damit für eine ökonomisch und ökologisch effektive Systemintegration von PV-Strom unerlässlich. Weiterhin sind zuverlässige, langjährige Solarstrahlungsdaten nötig, um für große Solarkraftwerke mit hohen Investitionskosten das unternehmerische Risiko zu reduzieren und die Investitionsbereitschaft zu stärken. Vor dem Hintergrund der dadurch bedingten schnellen Entwicklung der Forschungslandschaft in den Themengebieten „Solare Ressourcen und Prognosen“ besteht ein hoher Bedarf an transparenten Bewertungen dieser neuen Entwicklungen. Es werden Leitlinien und Standards als Grundlage für eine zielgerichtete Modellentwicklung einerseits und die effektive Nutzung geeigneter Datensätze andererseits benötigt.

3 Vorhabenplanung und -ablauf

Das Vorhaben SOLREV gliederte sich in vier übergeordnete Arbeitspakete (AP 1 – AP 4). Die Arbeiten umfassten die Bewertung, die Analyse und den Vergleich von Methoden zur Bereitstellung von Solarstrahlungsdaten (AP 1) und von neuen Methoden zur Solarstrahlungs- und Leistungsprognose (AP 2). Auf Basis der durchgeführten Analysen sollten Empfehlungen, Leitlinien und Standards erarbeitet werden. Diese nationalen wissenschaftlichen Arbeiten sollten durch die deutsche Beteiligung am IEA PVPS Task 16 international eingebracht und vernetzt werden (AP 3) und im Rahmen von Workshops industriellen Nutzern präsentiert (AP 4) und mit Anwendern und Experten diskutiert werden. Abbildung 1 zeigt die Arbeitspakete, die weitestgehend parallel bearbeitet werden konnten.

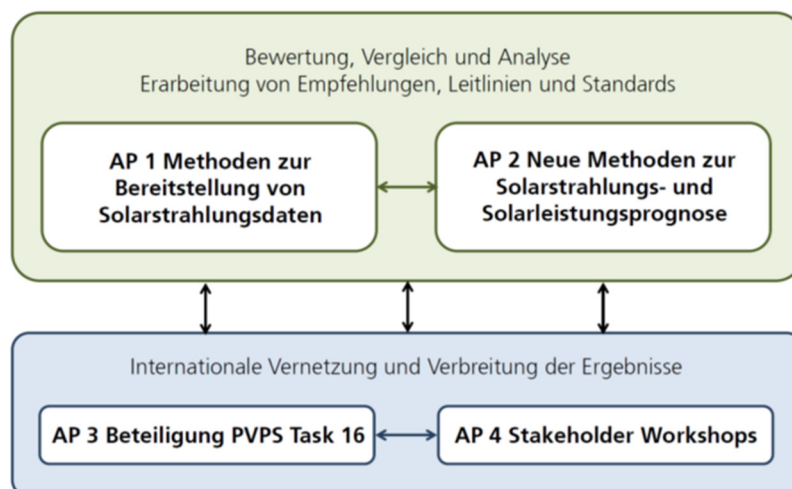


Abbildung 1: Arbeitspaket-Schema

Die im Projektplan definierten Ergebnisse sind in Tabelle 1 aufgeführt und ein Gantt Chart inkl. der Ergebnisse und der im Folgenden genannten Meilensteine ist in Abbildung 2 zu sehen.

- Meilenstein 1.1: Datenbank für Mess- und Satellitendaten ist programmiert (M6)
- Meilenstein 2.1: Referenzdatensatz als Basis für den Vergleich verschiedener Hochrechnungsverfahren erstellt (M18)
- Meilenstein 2.2: Mess- und Prognosedatensätze für das Benchmarking probabilistischer PV- Prognosen verfügbar (M24)
- Meilenstein 3.1: Verlängerung des IEA PVPS Task 16 genehmigt (M15)

Tabelle 1: Übersicht der Ergebnisse

AP	Ergebnisse	Mo- nat
1	E 1.1 Beiträge zu Methoden zur Bereitstellung von Solarstrahlungsdaten zum IEA PVPS Task 16 Best Practices Handbook Update 2020	14
	E 1.2 Beiträge zu Methoden zur Bereitstellung von Solarstrahlungsdaten zum IEA PVPS Task 16 Best Practices Handbook Update 2023	48
1.1	E 1.3 Relevanz verschiedener Sensoreigenschaften und Umgebungsbedingungen auf die Genauigkeit von Strahlungsmessungen bestimmt und publiziert	15
	E 1.4 Beiträge zu Entwürfen von Standards zum Thema Solarstrahlung	48
1.2	E 1.5 Datenbank für Messzeitreihen und satelliten- und modelabgeleitete Strahlungszeitreihen	6
	E 1.6 International abgestimmte Kriterien zur Qualitätsbestimmung fürs Benchmarking formuliert	6
	E 1.7 Weltweiter Vergleich von satelliten- und modelabgeleiteten Strahlungsdaten publiziert	42
1.3	E 1.8 Qualitätsprüfungsalgorithmen dokumentiert, verglichen und Zusammenfassung in einem neu definierten einheitlichen Satz von Qualitätsprüfungsalgorithmen publiziert	39
	E 1.9 Analyse von Methoden zur Beschreibung der Unsicherheit und Variabilität von Strahlungsdatensätzen (z.B. P10- / P90-Jahre) mit Vorschlägen für eine einheitliche Definition zur Analyse langjähriger Solarstrahlungsdatensätze und TMYs publiziert	42
	E 1.10 Dokument "Draft standard on a data format for reliable and effective storage of solar resource time-series data" formuliert	39
2		
2.1	E 2.1 Beitrag „Ökonomischer Wert von Prognosen“ im Best Practices Handbook 2020	14
2.2	E 2.2 Beitrag „Übersicht Verfahren zur PV Hochrechnung“ im Best Practices Handbook 2020	14
	E 2.3 Vergleich verschiedener Hochrechnungsverfahren auf Referenzdatensatz durchgeführt und publiziert	36
	E 2.4 Beitrag „Konzepte zur Berücksichtigung von Eigenverbrauch in PV Hochrechnung und Prognose“ im Best Practices Handbook 2023	48
	E 2.5 Beitrag „Regionale PV Prognose: räumliche Ausgleichseffekte und Unsicherheiten“ im Best Practices Handbook 2023	48

2.3	E 2.6 Beitrag „Anwendungsnahe Evaluationskriterien für PV Prognosen“ im Best Practices Handbook 2020	14
	E 2.7 Vergleich probabilistischer PV Vorhersagen durchgeführt und publiziert	36
3	E 3.1 Beitrag zum PVPS Task 16 Annual Report 2019	8
	E 3.2 Beitrag zum Antrag „Verlängerung PVPS Task 16“	12
	E 3.3 Beitrag zum PVPS Task 16 Annual Report 2020	20
	E 3.4 Beitrag zum PVPS Task 16 Annual Report 2021	32
	E 3.5 Beitrag zum PVPS Task 16 Annual Report 2022	44
4	E 4.1 Workshop 1	12
	E 4.2 Workshop 2	24
	E 4.3 Workshop 3	36
	E 4.4 Workshop 4	48

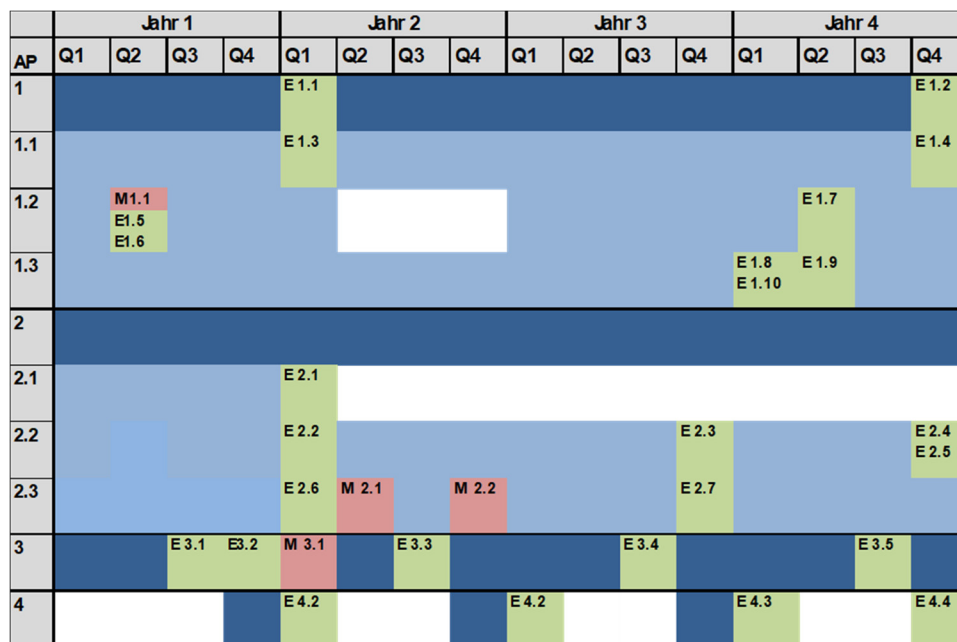


Abbildung 2: Zeitplan des Projekts

4 Wissenschaftlicher und technischer Stand vor Vorhabenbeginn

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Solarenergienutzung ist im letzten Jahrzehnt der Bedarf an Solarstrahlungsdaten und -prognosen stark gestiegen. Dies hatte eine deutliche Zunahme sowohl von Forschungsaktivitäten als auch von Produktentwicklungen in diesem Gebiet zur Folge. Auf dem Markt existierten vor Projektbeginn eine Reihe verschiedener Produkte im Bereich Solarstrahlungsdaten und -prognose mit unterschiedlicher Qualität und Eignung für verschiedene Anwendungen.

Sowohl für die Bereitstellung langjähriger Strahlungsdatensätze als auch für Solarprognosen wurden dabei folgende grundlegende Datenquellen und Modelle genutzt und kontinuierlich weiterentwickelt:

- Messungen der Solarstrahlung am Boden
- Modellierung auf Basis von Satellitendaten
- Numerische Wetterprognosemodelle (NWP)

Zur Erstellung von optimierten Datensätzen und Produkten für Endnutzer (z.B. typisches meteorologisches Jahr, TMY) wurden vor Projektstart die genannten Datenquellen mit statistischen Verfahren weiterbearbeitet und kombiniert. Eine zusätzliche, vergleichsweise neue Entwicklung war die Nutzung von All Sky-Imagern (ASI, Wolkenkameras) zur Bereitstellung räumlich und zeitlich sehr hoch aufgelöster Datensätze und Prognosen.

Auf der einen Seite entstehen fortlaufend neue Anforderungen an Solarstrahlungsdaten und Prognosen durch neue Anwendungsfelder wie z.B. PV-Eigenverbrauch mit Speichersystemen, Energiemanagement im Bereich Sektorkopplung (bspw. Strom und Wärme), und PV für den Verkehrssektor. Auf der anderen Seite werden durch die zunehmende Digitalisierung (z.B. Smart Meter Rollout) große Mengen an neuen Daten zur Verfügung stehen, die neue, innovative Verfahren zur Bereitstellung von Solarstrahlungsdaten und -prognosen ermöglichen werden.

Die schnelle Entwicklung der Forschungslandschaft in den Themengebieten „Solare Ressourcen und Prognosen“ führt zu einem hohen Bedarf in Bezug auf transparente Bewertungen dieser neuen Entwicklungen. Es werden Leitlinien und Standards als Grundlage für zielgerichtete Modellentwicklung einerseits und Empfehlungen für die effektive Nutzung geeigneter Datensätze andererseits benötigt.

Bereits vor SOLREV wurde die Qualität von Solarstrahlungsdaten und -prognosen durch intensive Forschung und Entwicklung schrittweise verbessert. Es gab eine Vielzahl laufender und beendeter Forschungs- und Entwicklungsprojekte in diesem Themengebiet, an denen in hohem Umfang auch die Projektpartner beteiligt waren. Die BMWi-Projekte EWeLiNE (IWES, DWD), Gridcast (IEE, DWD), ALPRO (ISE), iHEM, MetPVNet (ISE, IEE, UOL/DLR-VE¹) und das EU-Projekt PerformancePlus (UOL/DLR-VE) adressierten Globalstrahlungs- und PV-Leistungsprognosen. Im EU-Projekt DNICast (DLR-SF) wurden Nowcasting-Verfahren für die Direktnormalstrahlung entwickelt. Im Rahmen des Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS) (DLR-VE), des Climate Monitoring SAF (DWD) und des BMU-Projekts PVKlima (UOL/DLR-VE) wurden neue Strahlungsdatenbanken oder Referenzjahre erstellt. Im EU-Projekt PVSSENSOR (PVPL) wurden Solarstrahlungsmessgeräte charakterisiert. In den Projekten

¹Die Arbeitsgruppe Energiemeteorologie der Universität Oldenburg (UOL) ist in weiten Teilen in der neuen Arbeitsgruppe Energiemeteorologie von DLR-VE aufgegangen, so dass die Expertise aus den genannten Projekten für SOLREV zur Verfügung steht.

ESMAP Pakistan, ESMAP Nepal (CSPS) und enerMENA (CSPS, DLR-SF) wurden Solarstrahlungsmessungen in verschiedenen Ländern durchgeführt. Weiterhin waren die Partner an dem BMWi-Projekt ESOSEG, dem BMU-Projekt Solar-Med-Atlas, den EU-Projekten EoCoE, EU-SysFlex, PreFlexMS, ORPHEUS und ENDORSE und dem ESA-Projekt ResGrow beteiligt.

Vor allem für solarthermische Kraftwerke wurden in den vorangehenden IEA-Tasks zu solaren Ressourcen, dem IEA SHC Task 36 „Solar Resource Knowledge Management“ und dem Task 46 „Solar resource assessment and forecasting“ bereits „Best Practices“ und Standards erarbeitet. Es wurde erwartet, dass sich diese in ähnlicher Weise auch für die Verbesserung von Prozessen, Modellierungen und Messungen für PV eignen. Im BMWi-Projekt „CSP Bankability“ und dem SolarPACES-Projekt guiSmo wurden darüber hinaus weitergehende Empfehlungen erarbeitet, um Ertragsrisiken besser abschätzen zu können [Hirsch et al. 2017]. Die Anwendbarkeit dieser Standards und Best Practices für PV war noch zu zeigen.

Im EU-Projekt „Solar Bankability“ wurden bereits auch für PV einige Best Practices für die Ertragsprognose von PV-Systemen erarbeitet. Diese flossen in Reports von IEA Task 13 ein. Diese Arbeiten fokussierten sich auf andere für Ertragsprognose wichtige Aspekte und ließen hinsichtlich des Themas solare Ressourcen noch die hier adressierten Fragen offen.

5 Zusammenarbeit

Im Verbundprojekt arbeiteten die Partner gemäß ihrer Qualifikation zielführend zusammen. Die arbeitsteilige Zusammenarbeit ist in der eingehenden Darstellung des Vorhabens beschrieben. Damit wurde die Expertise eines jeden Projektpartners bestmöglich genutzt, um die Projektzielstellung zu erreichen. Als Projektkoordinator trat ISE auf, mit den Verbundpartnern DLR (SF und TT), CSPS, DLR-VE und den Unterauftragnehmern THU und PVPL des Partners DLR.

Zudem waren assoziierte Partner im Projekt eingebunden. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Tennet TSO GmbH, Amprion GmbH und 50Hertz Transmission GmbH haben das Projekt SOLREV mit der Bereitstellung von Drittmitteln unterstützt. Diese ÜNB haben sich außerdem, ebenso wie der vierte deutsche ÜNB die TransnetBW als assoziierte Partner inhaltlich an SOLREV beteiligt. Die inhaltlichen Arbeiten auf eigene Kosten im Rahmen von AP 2 umfassten beratende Tätigkeiten, Erfahrungsaustausch im Rahmen von Projekttreffen und Workshops, sowie die Bereitstellung von Datensätzen. Der Deutsche Wetterdienst (DWD) unterstützte SOLREV mit Datensätzen und der Teilnahme an Projekttreffen.

Eingehende Darstellung des Vorhabens

6 Arbeitspakete und erreichte Ziele

Ein wesentliches Ergebnis des Vorhabens sind Beiträge zu dem “Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications”. Während des Projekts wurden zwei neue Editionen des Handbuchs erstellt. Die unten im Detail beschriebenen Arbeiten aus den Arbeitspaketen gingen jeweils in das Handbuch ein.

Das SOLREV Konsortium hat für das Handbuch eine entscheidende Rolle übernommen. Das ISE trat als Hauptautorin des Kapitels zur Strahlungsvorhersage auf. Das DLR-SF hat die Überarbeitung eines Kapitels als Hauptautor geleistet (Strahlungsmessungen) sowie ein komplett neues Kapitel zu weiteren meteorologischen Parametern abseits der Solarstrahlung als Hauptautor erstellt. Alle SOLREV Partner und Unterauftragnehmer trugen zudem als Koautoren oder Reviewer für die anderen Kapitel bei. Das DLR-SF trat zudem als Ko-Editor auf.

Die erste in SOLREV geleistete Überarbeitung des Handbuchs war die insgesamt dritte Edition, die 2021 veröffentlicht wurde ([Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Third Edition - IEA-PVPS](#)) [Sengupta et al. 2021a]. Diese Edition wurde auf unterschiedliche Art und Weise bekannt gemacht. Zum einen wurde sie mit ISE und DLR-SF Beiträgen in einem ISES Webinar präsentiert ([Introducing the IEA PVPS Task 16 Best Practices Handbook for Solar Resource Data, Version 3 | ISES](#) <https://www.ises.org/webinars/757>, [Lorenz et al. 2021]; [Wilbert et al. 2021a], [Habte et al. 2021], [Höller et al. 2021]). Eine Pressemitteilung wurde durch DLR-SF formuliert und mit den SOLREV Partnern abgestimmt. Der Text wurde u.a. auf den Homepages des DLR (https://www.dlr.de/sf/desktopdefault.aspx/tabid-10436/27573_read-73274/) und des ISE veröffentlicht und auch an Nachrichtenportale geschickt. Eine weitere Veröffentlichung des Textes und Kurzversionen davon erfolgte in LinkedIn und anderen sozialen Netzwerken sowie in einem Artikel des Solarserver (<https://www.solarserver.de/2021/06/11/handbuch-bewertung-daten-solarstrahlung/>). Die in 2021 erschienene dritte Edition des Handbuchs wurde auch auf dem Solar World Congress [Wilbert et al. 2021b], der EUPVSEC [Remund et al. 2021] und auf dem PV Symposium [Sengupta et al. 2021b] präsentiert.

Zu den wichtigsten Neuerungen in der dritten Edition zählen:

- merkliche Erweiterungen zur Standardisierung von Radiometern (DLR-SF), zur Empfehlung von nötigen Messparametern (DLR-SF, CSPS, PVPL) und zu Referenzzellen (PVPL, DLR-SF)
- ein neues Kapitel zu weiteren meteorologischen Parametern wie Wind, Temperatur, Albedo (DLR-SF, PVPL)
- eine umfassende Überarbeitung des Kapitels zur Strahlungsvorhersage (ISE, DLR-SF)
- ein umfangreiches, neues Unterkapitel zur PV-Leistungsvorhersage und regionaler Hochrechnung (ISE)
- Ergänzung einer Übersicht maschineller Lernverfahren, die für Prognosen der solaren Einstrahlung genutzt werden (IEE)

- Ergänzungen zur Nutzung von Solarstrahlungsanalysen und -prognosen für Stromnetze (IEE, ISE)

Die vierte Edition des Handbuchs ist formuliert und befindet sich zur Zeit der Verfassung dieses Berichts in der Bearbeitung durch das NREL Kommunikations-Team. Veranstaltungen zur Verbreitung der neuen Version sind bereits für Herbst 2024 in Vorbereitung. In der vierten Edition sind die wichtigsten Änderungen mit SOLREV Beiträgen folgende:

- Empfehlungen für Albedomessung, Albedodatensätze und für die Messung der rückseitigen solaren Einstrahlung für bifaziale Module (DLR-SF, CSPS, PVPL)
- weitere Empfehlungen von nötigen Messparametern je Projektphase und -größe und für die Instrumentenauswahl (DLR-SF, CSPS, PVPL)
- Informationen zu einfachen Sensoren für DHI (diffuse horizontal irradiance) oder DNI (direct normal irradiance) Messung (ohne Solar-Tracker, v.a. für bifaziale PV relevant) (DLR-SF, CSPS, PVPL)
- eine Übersicht von Parametern, die für die Agrivoltaik von Interesse sind (DLR-SF)
- beispielhafte Stationspläne und Checklisten für Aufbau und Wartung (CSPS)
- Beschreibung und Empfehlungen für digitale Strahlungssensoren (PVPL)
- grundlegende Überarbeitung der Beschreibung verschiedener Verfahren zur Prognose der solaren Einstrahlung nach dem aktuellen Stand der Technik, insbesondere unter Einbeziehung neuer maschineller Lernverfahren (ISE, DLR-SF für Wolkenkameraprognosen)
- Bewertung und Vergleich verschiedener Prognoseverfahren für Anwender: Übersichtstabellen mit grundlegenden Prognoseeigenschaften und Auswertungen der Prognosegüte (ISE)
- grundlegende Überarbeitung und Erweiterung des Kapitels zu regionalen PV-Leistungsprognosen mit Berücksichtigung von Eigenverbrauch (IEE, ISE)
- wesentliche Überarbeitung des Texts zur Unsicherheit von Vorhersagen und Ergänzung von praktischen Beispielen (ISE)
- Studie zum ökonomischen Wert von probabilistischen Prognosen (DLR-VE, THU)
- Links zu frei verfügbaren Programmen für die Bearbeitung von Ressourcen-Daten (alle Partner)

Die jeweils in den Arbeitspaketen beschriebenen Forschungsarbeiten dienen als Grundlage für die Erweiterungen des Handbuchs und sind im Folgenden dargestellt. Darüber hinaus haben DLR-SF und ISE als Kapitelhauptautoren und DLR-SF als Editor wesentliche Beiträge zur Erarbeitung der Gesamtstruktur der neuen Edition geleistet und die Beiträge der internationalen Partner des IEA PVPS Task 16 koordiniert und integriert.

AP 1 Bewertung von Methoden zur Bereitstellung von Solarstrahlungsdaten

Leitung: DLR-SF. Beteiligte Partner: CSPS, PVPL, DLR-TT

Ziel von AP 1 war die Bewertung und Standardisierung von Methoden zur Bereitstellung von Solarstrahlungsdaten mit Bodenmessungen, Satellitendaten und Wettermodellen sowie von finalen Produkten zur Ertragsanalyse.

AP 1.1. Bewertung von Instrumenten zur bodengeschützten Solarstrahlungsmessung

Leitung: DLR-SF. Beteiligte Partner: CSPS, PVPL

Aufgabe in AP 1.1. war die Bewertung von systematischen Messfehlern und Unsicherheiten für Sensoren unterschiedlicher Hersteller aus Zeitreihen von unterschiedlichen Standorten. Mit den Ergebnissen kann die Unsicherheit jedes Messwerts in Abhängigkeit von Instrumententyp, Kalibrierungshistorie, Sonnenstand, Spektrum und Umweltbedingungen wie Temperatur, Tau oder Verschmutzung bestimmt werden.

Bezüglich der spektralen Fehler wurde zunächst der ISO 9060 Standard von 2018 für verschiedene Radiometer getestet, indem die Verwendung des spektralen Fehlers bei klarem Himmel eingeführt wurde (DLR-SF, CSPS, PVPL). Der spektrale Fehler ist die Empfindlichkeitsänderung, die auftritt, wenn die spektrale Verteilung der einfallenden Sonnenstrahlung von der spektralen Verteilung zum Zeitpunkt der Kalibrierung abweicht. Spektrale Fehler können auftreten, wenn ein Radiometer keine völlig gleichmäßige spektrale Empfindlichkeit aufweist. Diese Verwendung des spektralen Fehlers bei klarem Himmel ist eine wesentliche Änderung gegenüber der vorherigen Version der Norm 9060, da nun nicht nur Thermopile-Radiometer, sondern auch Photodioden-Radiometer von der Norm erfasst werden. Die spektralen Fehler wurden für verschiedene Radiometer mit unterschiedlichen Technologien bestimmt. Die Ergebnisse zeigen, dass die neue Methode hilfreich ist, um Radiometer zu klassifizieren und ungeeignete Geräte von der Klassifizierung als Pyranometer oder Pyrhemliometer auszuschließen. Beispielsweise erreichen Thermosäulen-Pyranometer mit typischen Gläsern die Anforderungen der Klasse A für den spektralen Fehler von Pyranometern (siehe Abbildung 3). Silizium-Photodioden und kristalline Silizium-PV-Zellen erreichen die Klasse C. Zu beachten ist hier, dass PV-Zellen aufgrund anderer Kriterien (Richtungsabhängigkeit) von der Klassifizierung als Pyranometer ausgeschlossen sind. PAR-Sensoren (Photosynthetically Active Radiation) werden aufgrund ihres spektralen Fehlers von der Klassifizierung als Pyranometer erfolgreich ausgeschlossen. Einfache spektrale Korrekturen, die nur den Sonnenstand als Eingabeparameter verwenden, können für typische Photodioden-Pyranometer die Klassifizierung nicht verbessern. Das zeigt eine gewisse Robustheit der Methode gegenüber Manipulationsversuchen zur Verbesserung der Klassifizierung. Die Nutzung von Silizium-Photodioden als Pyrhemliometer ist wegen des spektralen Fehlers problematisch und diese werden von der Klassifizierung als Pyrhemliometer ausgeschlossen. Die Ergebnisse wurden in einer Publikation beim Solar Wold Congress vorgestellt [Wilbert et al. 2020].

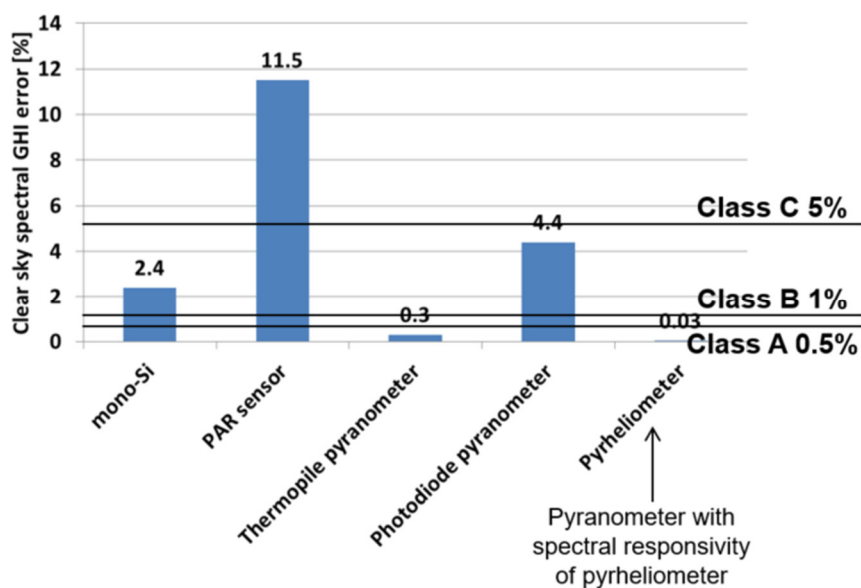


Abbildung 3: Spektrale Fehler der GHI (global horizontal irradiance) gemäß ISO 9060 für unterschiedliche Radiometer und Pyranometerklassen [Wilbert et al. 2020]

Es wurden verschiedene Methoden zur Bestimmung der Gesamt-Unsicherheit aus der Literatur untersucht und die Implementierung wurde mit den Projektpartnern (DLR-SF, PVPL, CSPS) besprochen. Der Fokus der Arbeit lag auf der Bewertung von in PV-Systemen verwendeten Radiometern, kostengünstigen robusten Strahlungssensoren wie Referenzzellen, Photodioden-Pyranometern (Leitung hierzu PVPL) und Rotating Shadowband Irradiometern (RSI, Leitung hierzu CSPS). In dem Zusammenhang wurden auch die Einfallswinkel-abhängigen Fehler von DLR-SF, PVPL und CSPS untersucht. Datensätze von thermischen Radiometern als Referenz sowie von Si-Pyranometern, RSIs und Referenzzellen der PSA wurden von den AP 1 Partnern bereitgestellt. Neue Vergleichsdaten dieser Sensortypen wurden durch DLR-SF und CSPS seit November 2019 auf der PSA gemessen.

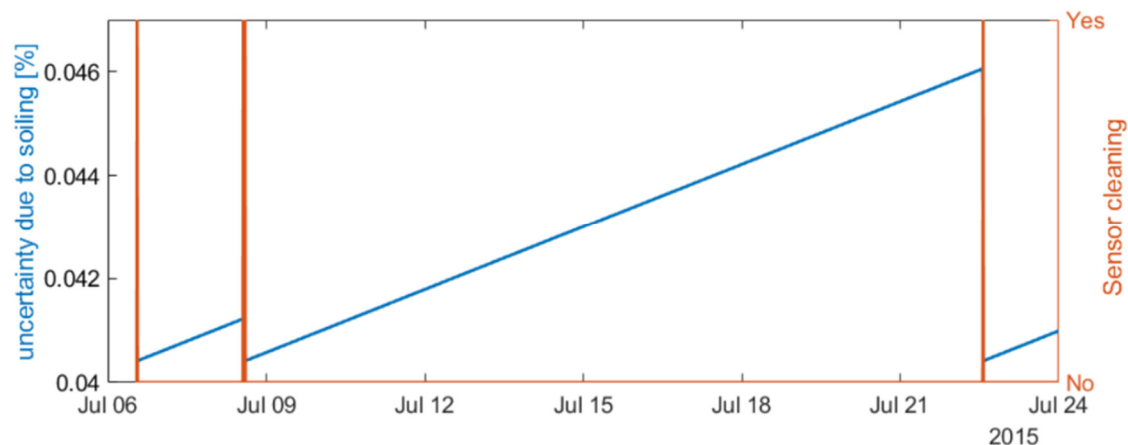


Abbildung 4: Beispiel für den Unsicherheitsbeitrag durch Sensorverschmutzung [Forstinger et al. 2021b]

RSIs und Photodioden-Pyranometer werden vor allem an abgelegenen Standorten eingesetzt. RSIs erlauben mit einem einzigen Sensor die Bestimmung der direkten, diffusen und globalen Strahlung, was z.B. für bifaziale PV relevant ist. Für alle Messungen ist es eine gute Praxis, die Unsicherheit für jeden Messpunkt anzugeben. Für Photodiodenradiometer war dies vor SOLREV nicht üblich, da die vorhandenen Methoden zur Berechnung der Unsicherheit zu vereinfacht und/oder zu zeitaufwendig waren. Die im Projekt entwickelte Methode ermöglicht die Abschätzung der Unsicherheit für jeden Messpunkt von Photodiodenradiometern und wurde an sechs Stationen in verschiedenen Klimazonen getestet. Dabei wurden vor allem auch die spektralen Fehler und die Wartung wie z.B. Reinigung der Sensoren beachtet (Abbildung 4). Die berechnete Unsicherheit wurde mit der Abweichung der Photodiodenradiometer von den gleichzeitig installierten Thermosäulensensoren verglichen. Die so abgeleitete erweiterte Unsicherheit der Photodiodenradiometer deckt für 95 % der Zeitstempel die Abweichungen ab, was die Richtigkeit der Unsicherheitsberechnung zeigt. Gängige Unsicherheitsabschätzungen aus der Literatur wurden durch die gefundenen Abweichungen und die Unsicherheitsberechnung bestätigt. Die Methode wurde in [Forstinger et al. 2021a] publiziert und ist für den Einsatz in realen Messkampagnen gut geeignet.

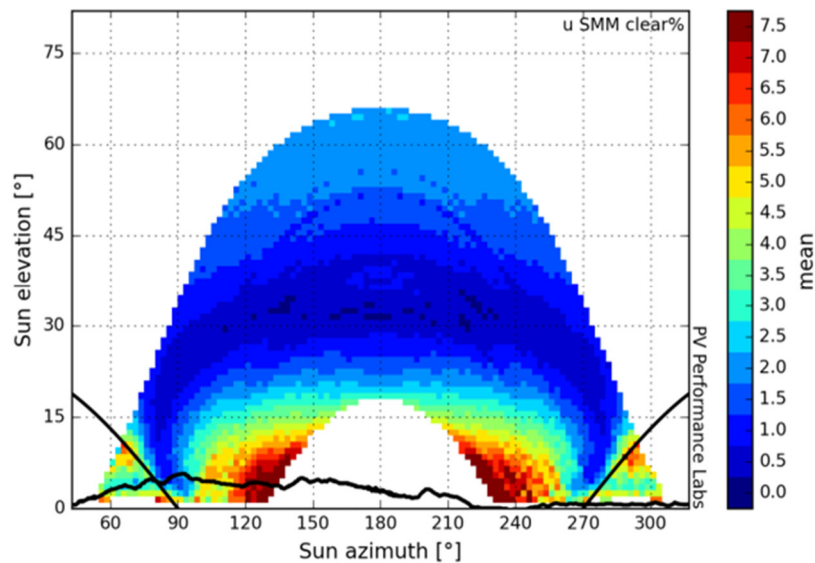


Abbildung 5: Unsicherheit ($k=1$, in %) verursacht durch spektrale Fehlanpassung, berechnet mit simulierten Solarspektren für den Standort Freiburg. Die Unsicherheit ist im Tages- und Jahresverlauf variabel [Driesse et al. 2021]

Unter Federführung von PVPL wurde für die Bestimmung der Messunsicherheiten von Referenzzellen ein neues Verfahren gemäß GUM-Typ-B entwickelt, das die Unterschiede zwischen den Produkten unterschiedlicher Hersteller und Sensoreigenschaften in Betracht zieht [Driesse et al. 2021]. Für die Beurteilung von spektralen Fehlern wurden zudem als Ergänzung zu den Messwerten Solarspektren simuliert, womit die klimatischen Unterschiede zwischen den Standorten mit einbezogen wurden (Abbildung 5). Die Methode für die Bestimmung der Messunsicherheiten von Referenzzellen wurde auch für Photodioden angewendet. Zudem wurden die Messungen von fünf verschiedenen Geräten jedes Typs, die parallel betrieben wurden, für eine GUM-Typ-A-Bewertung herangezogen. Die bestimmten Unsicherheiten passen zu beobachteten Abweichungen von Referenzsensoren. Durch die Analyse wurden die Hauptmerkmale, die zu Messunsicherheit führen, deutlich sichtbar: für Photodioden die spektrale Fehlanpassung, und für Referenzzellen die Winkelabhängigkeit. Diese und weitere Faktoren variieren mit Standort, Klima und Neigungsgrad, die alle in der Berechnungsmethode berücksichtigt werden. Die Auftrennung der geneigten Strahlung in direkt- und diffus Anteil ist wichtig für die Qualität der Unsicherheitsangaben. Nützliche Unsicherheitsinformationen können nun bereitgestellt werden.

Standardisierung in ISO und IEC

Im Bereich der Standardisierung wurden durch DLR-SF und PVPS-Beiträge in ISO und IEC geleistet. Das DLR-SF arbeitet aktiv mit Textbeiträgen, Datensätzen und Kommentaren in ISO Technical Committee 180 an der Aktualisierung folgender Dokumente:

- **ISO 9845** für Referenzspektren,
- **ISO TR9901** zur Anwendung von Pyranometern
- **ISO 9488** zur Nomenklatur für Solarenergie
- **ISO 9847** zur Pyranometer-Kalibration unter Nutzung eines Referenzpyranometers
- **ISO 9059** zur Pyrheliometer-Kalibration
- **ISO 9846** zur Pyranometer-Kalibration unter Nutzung eines Referenzpyrheliometers

Für die Solarspektren im **ISO 9845** wurden die darin bisher enthaltenen, veralteten Standardspektren für eine recht trübe Atmosphäre mit Spektren analog zu ASTM G173 und IEC 60904-3 ersetzt. Die Auflösung wurde erhöht und die Bedingungen passen nun deutlich besser zu denen in den meisten Teilen von Europa und den USA. Die beiden Standardspektren für DNI und GTI wurden durch 171 untergeordnete GTI Spektren für ebenfalls wolkenfreien Himmel aber für andere Neigungswinkel und/oder atmosphärische Bedingungen ergänzt (Abbildung 6). Damit können Nutzer auch typische Spektren für die für ihren Standort und Projekt spezifischen Bedingungen finden. Die Referenzspektren und die untergeordneten Spektren sind als xls-Dateien unter <https://standards.iso.org/iso/9845/-1/ed-2/en/> verfügbar und der Standard wurde veröffentlicht.

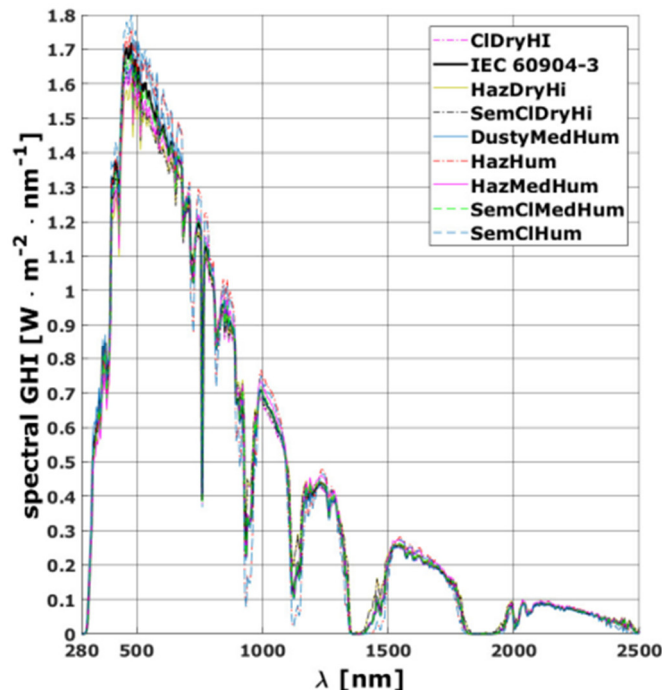


Abbildung 6: Standard GTI Spektrum und normierte, untergeordnete GTI Spektren für dieselbe Ausrichtung und air mass bei anderen atmosphärischen Bedingungen

In der **ISO 9488** zum Solarenergie-Vokabular waren Ergänzungen durch das DLR-SF im Bereich der Solarstrahlungsdefinitionen nötig, die letztlich aufgenommen wurden. Auch bei der Übersetzung ins Deutsche unterstützte das DLR-SF. Die ISO 9488 wurde publiziert. Da hier nur Definitionen enthalten sind, ist der ganze Text frei verfügbar, was hilfreich ist, vor allem für Berufseinsteiger in die Solarenergie.

In der **ISO TR9901** zu Richtlinien für die Pyranometer-Nutzung wurden deutliche Ergänzungen zur Kalibration, zur Ventilierung und zur Albedomessung gemacht. Bei der Kalibrierung wurde eine wesentliche und überaus hilfreiche Empfehlung zur Anwendung der neuen Kalibrierungsergebnisse formuliert. Option 1 ist der vormalige Standardfall, bei dem die neue Empfindlichkeit für alle Messungen nach der Kalibration übernommen wird. Da die Kalibrationsunsicherheit jedoch recht hoch ist, kann es dadurch zu einer sprunghaften Änderung der mit Hilfe der Pyranometerdaten bestimmten Effizienz eines PV-Parks kommen. Daher kann nun als Option 2 die Rekalibrierung auch nur als Überprüfung der bisherigen Empfindlichkeit verwendet werden, falls die Abweichung innerhalb der Unsicherheit liegt. Zudem kann als Option 3 auch vom Nutzer bestimmt werden, ab wann die neue Empfindlichkeit genutzt wird, zum Beispiel ab einem bestimmten Ereignis, das eine Empfindlichkeitsänderung verursacht haben könnte.

Auch eine kontinuierliche Änderung von der alten zur neuen Empfindlichkeit ist bei dieser Option möglich. Das Dokument wurde veröffentlicht.

Im Standard **ISO 9847** zur Pyranometer Kalibration mit einem Referenzpyranometer wurden Änderungen implementiert, die die Anwendung auf alle nun in ISO 9060 enthaltenen Pyranometer erlauben. Das beinhaltet vor allem auch Pyranometer mit inhomogener spektraler Antwort wie z.B. Silizium-Photodiodenpyranometer. Bessere Filter zum Ausschluss von Ausreißern wurden definiert und die mathematische Handhabung der Daten wurde so angepasst, dass jeder valide Messpunkt die gleiche statistische Gewichtung erhält. Hinweise zu Datenkorrekturen einschließlich von Offset-Korrekturen wurden hinzugefügt. Die Kalibrationsroutine wurde nun praxistauglicher gemacht, so dass 1-Minuten-Mittelwerte zur Kalibrierung verwendet werden können und eine Kalibrierung auf 1-Achsen-Trackern in PV-Anlagen nun erlaubt ist. Der Standard wurde publiziert.

Zur Überarbeitung der **ISO 9059** (Kalibrieren von Pyrheliometern) und **ISO 9846** (Kalibrierung eines Pyranometers mit Hilfe eines Pyrheliometers) wurde eine Arbeitsgruppe unter US-Leitung gegründet, zu der das DLR-SF mit einem Experten beiträgt. Die wesentlichen Änderungen wie für die ISO 9847 beschrieben, wurden auch hier jeweils implementiert und bis zum Committee Draft gebracht. Eine Abstimmung dazu für ISO 9059 war bereits erfolgreich, eine für die ISO 9846 erfolgte im März 2024. Da für diese Kalibrationsmethoden die Direktstrahlung eine größere Rolle spielt als für die Methoden aus ISO 9847, wurde das Thema der Zirkumsoarstrahlung detaillierter in den Standard aufgenommen. Das DLR-SF hat daher die Beschreibung der Umweltbedingungen erweitert.

PVPL hat im **IEC Technical Committee 82** „Solar photovoltaic energy systems“ und im nationalen Spiegelgremium **DKE K373** an der Überarbeitung von folgenden Standards mitgearbeitet:

- **IEC 61724** Photovoltaic system performance, Part 1 bis 3
- **IEC 61853** Energy Rating, Part 1 bis 4
- **IEC 60904** Photovoltaic devices, Part 2

Der Standard **IEC 61724-1** Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring wurde überarbeitet und veröffentlicht wobei viele der von PVPL und DLR-SF vorgeschlagenen Änderungen übernommen wurden. Dabei ging es vor allem um die korrekte Verwendung von Messungen der Bestrahlungsstärke mit Pyranometern und Referenzzellen, um deren Wartung sowie um Albedomessungen.

Der Standard **IEC 60904-2**: Photovoltaic devices-Part 2: requirements for photovoltaic reference devices wurde überarbeitet. Für Solar Resource Assessment Anwendungen war es besonders wichtig die Eigenschaften von Referenzzellen genauer zu definieren, und dies war der Kern der von PVPL vorgeschlagenen Änderungen. Änderungen in Bezug auf Kalibrierung, Dokumentation und Rückverfolgbarkeit wurden aufgenommen. Der Standard wurde am 16.6.2023 veröffentlicht.

Zu **IEC 61853** Energy Rating (4 Teile) gab es zwei Online-Treffen. Die Berechnungen von spectral mismatch und Einstrahlung auf der Rückseite von bifazialen Modulen wurden wiederholt diskutiert, aber noch nicht abschließend. Die weitere Überarbeitung in IEC erfolgt planmäßig unter Beachtung der dort definierten Fristen im Wesentlichen nach der SOLREV Projektlaufzeit. Dasselbe gilt für die Teile 2 und 3 des Standards IEC 61724 Photovoltaic system performance (capacity & energy evaluation). Diese sind im ACD (approved for committee draft) Status aber Kommentare wurden noch nicht eingeholt.

Best practices

Im AP 1.1 wurden umfangreiche Beiträge zu Empfehlungen bzgl. Strahlungssensoren als Textbausteine für das „Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications“ formuliert (DLR-SF, PVPL, CSPS). Das Handbook wurde wie oben vor der AP 1 Beschreibung aufgelistet erweitert und veröffentlicht. AP 1.1 wurde als Grundlage für Workshops aus AP 4 verwendet.

Eine RSI spezifische Richtlinie, die 2015 im IEA Solar Heating and Cooling Task 46 publiziert wurde, wurde von DLR-SF und CSPS aktualisiert und veröffentlicht [Wilbert et al. 2023] (Abbildung 7). Das Dokument umfasst Empfehlungen für die folgenden Aufgaben:

- Anforderungen an die Auswahl eines Standortes für eine RSI-Messstation
- Installation, Betrieb und Wartung einer RSI-Messstation, einschließlich des Falls von abgelegenen Standorten
- Dokumentation und Qualitätskontrolle der Messungen
- Korrektur von systematischen Fehlern des RSIs
- Kalibrierung für RSI
- Unsicherheit von RSI-Messungen

Neben Aktualisierungen in den ersten fünf Themen mit neuen Publikationen und Erkenntnissen wurden praktische Empfehlungen konkretisiert und ergänzt. Zudem wurde der Text zur Unsicherheit als Zusammenfassung der in [Forstinger et al. 2021a] dokumentierten SOLREV Ergebnisse formuliert.



Abbildung 7: Titelseite der neuen RSI spezifischen Richtlinien [Wilbert et al. 2023]

AP 1.2 Bewertung von Satelliten- und Wettermodelldaten

Leitung: CSPS. Beteiligte Partner: DLR-SF

Das erste Zwischenziel des AP 1.2 war, eine möglichst umfassende weltweite Datenbank hochwertiger Strahlungs-Messreihen aufzubauen. Hierzu sollten die öffentlich verfügbaren

Messreihen auf neuesten Stand gebracht und gründlich gemäß den Erkenntnissen aus AP1.1 bewertet und mit den Qualitätsprüfungsroutinen aus AP1.3 geprüft werden. Damit wurden in AP 1.2 folgend die folgenden Inhalte bearbeitet:

- Erarbeiten von Bewertungsparametern fürs Benchmarking. Nationale und internationale Abstimmung und klare Festlegung der Evaluationskriterien für verschiedene Anwendungen
- Vergleich langjähriger Solarstrahlungsdaten (von meteorologischen Satelliten oder numerischen Wettermodellen) mit Messdaten hoher Qualität
- Erstellung von Reports, Beiträgen zum Best Practices Handbook, Workshops und öffentlich zugänglichen Ergebnis-Datensätzen

Die Ziele wurden alle erreicht.

Bodendaten, die den Anforderungen aus einem zuvor festgelegten „Board Document“ entsprachen, wurden gesammelt und die Zusage von neun Satellitendatenanbietern für die Teilnahme am Benchmark wurde erreicht. Auf der Grundlage der Bodendaten wurde die Stationsliste und der Zeitraum für den Benchmark von CSPA in Abstimmung mit dem DLR-SF festgelegt. In Zusammenarbeit mit dem DLR-SF wurde die Methode für die Qualitätskontrolle der Bodendaten für den Benchmark entwickelt und dem internationalen Evaluatorenteam aus dem IEA PVPS T16 vorgeschlagen. Die anschließende Diskussion wurde von CSPA moderiert und in eine finale Version zusammengefasst. Zusätzlich wurden die automatischen Tests und Visualisierungen der Methode durch CSPA implementiert und an die in-house Software MDMS (CSPA, DLR-SF) angeschlossen. Den Evaluatoren wurde Hilfestellung beim Implementieren der Methode gegeben.

Anschließend wurde die Qualitätskontrolle der Messdaten der festgelegten 172 Bodenmessstationen organisiert und der Datentransfer zu den einzelnen Evaluatoren koordiniert. Jeder Evaluator hat eine Anzahl von Stationen für die Datenkontrolle übernommen. Anhand von zwei Referenzstationen wurde ein Vergleich zwischen allen Evaluatoren von CSPA durchgeführt und auf mögliche Fehler in der Implementierung der Qualitätstests und Visualisierungen hingewiesen. Im Endeffekt wurde dadurch erreicht, dass die 13 beteiligten Evaluatoren mit derselben Methode die Qualitätskontrolle in unterschiedlichen Programmiersprachen und auf unterschiedlichen Datenbanken durchführen. Von CSPA wurde die Qualitätskontrolle von 28 Stationen durchgeführt, DLR-SF prüfte 25 Stationen. Weiterhin wurden Informationen zu vorhandenen Zeitaufösungen sowie erste Datensätze von Satellitendatenanbietern eingeholt. Eine Auswahl von 130 weltweit verteilten Stationen aus 25 verschiedenen Quellen wurde von CSPA auf Grundlage der durchgeführten Qualitätskontrolle getroffen. Diese Stationen wurden für den Benchmark verwendet. Mit den Testdatenanbietern wurde der Datentransfer im Mesor-Format koordiniert und die Daten für alle Stationen eingesammelt. Zusätzlich wurden frei zugängliche Datenbanken mit Satellitendaten für den Benchmark geprüft und die Testdaten von CERES, ein Produkt der NASA, für alle Standorte heruntergeladen (CSPA). Für den weltweiten Benchmark wurden die Testdaten aller Anbieter/Quellen auf ein einheitliches Format gebracht. Dies wurde in engem Austausch mit einem weiteren Evaluator für die Bodendaten definiert und durchgeführt. Hierzu wurde jeweils ein Skript entwickelt, das die verschiedensten Datenformate einliest und vereinheitlicht. Damit wurde eine vollständige Datenbasis von 129 weltweit verteilten Stationen (31 Stationen in Afrika, 31 in Asien, 27 in Nordamerika, 20 in Europa, 13 in Australien, 5 in Südamerika, 2 in der Antarktis) im gleichen Datenformat erschaffen, die Informationen zu der Qualität jedes einzelnen Bodenmesswertes enthält (QC Flags), und zusätzlich adaptierte Satelliten- und Modelldaten von neun Anbietern im selben Format beinhaltet. Die Datenbasis umspannt die Jahre 2015 bis 2020 (je inkl.).

Mit Hilfe des DLR-SF wurde von CSPS eine Evaluationsmethode implementiert, die den Vergleich zwischen den Referenz- und Testdaten durchführt und statistische Parameter berechnet (RMSE, Bias, KSI, ...). An einem Beispieldatensatz wurde die Implementierung mit der unabhängigen Implementierung eines anderen Evaluators verglichen. Parallel wurde die Site-Adaption-Methode von einem anderen Evaluator implementiert und von CSPS auf den Großteil der Daten (mit Ausschluss der nicht ausreichend großen oder zeitlich überlappenden Datensätze) angewendet, sodass ein vollständiger Satz an Roh- und adaptierten Modelldaten vorliegt. Danach wurde die Evaluationsmethode auf den gesamten Datensatz aus Bodenreferenzdaten und Rohtestdaten angewendet (CSPS). Zusammen mit dem DLR-SF wurden dann die Ergebnisse gesichtet und geeignete Darstellungsmethoden erarbeitet. Die Ergebnisse wurden von CSPS und DLR-SF mit dem Evaluatorenteam diskutiert und die Darstellungsweisen weiter angepasst und verfeinert. Die Ergebnisse wurden dann mit den Testdatenprovidern geteilt. Nach intensiver Diskussion des Feedbacks der Testdatenprovider wurden weitere Analysen von Spezialfällen durch andere Evaluatoren durchgeführt (CSPS, DLR-SF).

Neben anderen statistischen Parametern wurden der mittlere Bias, die Root Mean Square Deviation (RMSD) und die Standardabweichung für jedes Jahr und für alle Stationen berechnet. Aufgrund der Ergebnisse der statistischen Analyse kann der am besten geeignete Datensatz vom Standort, der Klimazone oder dem entsprechenden Kontinent abhängen. Die Modellfehler und die Unterschiede zwischen den verschiedenen modellierten Datensätzen sind für die DNI erwartungsgemäß höher als für die GHI. Auf der Grundlage dieser Arbeit können Analysten und Verwender von Satellitendatensätzen eine fundierte Entscheidung darüber treffen, welche(s) Strahlungsmodell(e) und Datenlieferant(en) für ihren Standort und ihre Anwendung am besten geeignet sind. Nutzer haben die Möglichkeit auf Tabellen, die ein Ranking von Anbietern bei einem bestimmten Kontinent oder Klimazone bieten, zuzugreifen. Ein Beispiel für eine solche Tabelle ist für Europa, die DNI und den relativen mittleren Bias in Abbildung 8 gezeigt.

Europe: DNI, rMBD (%)

site model	CAB	CAR [^]	CAS	CEN	DAO	DAV	JAE [*]	KAZ	KIR	LOC	LYN	MIL	NOR	NYA	ODE	PAL	PAY	TAB [^]	TOR	VIS	Mean	Std	Abs_Mean	Abs_Std
SOLARGIS	-1.6	-0.5	-1.5	2.2	13.1	14.6	10.2	10.9		1.3	-3.3	7.3	-2.5		2.2	-1.6	0.3	1.8	-5.4	-2.5	2.8	6.1	4.7	4.7
CAMS_v3.2	9.5	-2.6	0.3	-1.2	-10.6	-10.1	3.1	7.6		-4.2	-4.2	4.7	-9.1		3.5	7.4	-1.7	-4.4	-11.5		-1.4	6.7	5.6	3.6
METEOTEST	-5.5	0.7	-3.1	8.9	20.8	21.7	16.8	11.7		1.9	-1.3	1.8	-3.5		14.3	1.2	3.3	14.1	-9.2	-11.8	5.6	9.5	8.2	7.1
DWDSARAH	4.3	-1.2	-0.2	-1.8	-31.4	-31.0	2.7	-2.8		-1.7	-4.3	12.9	-5.4		-19.7	6.3	-3.8	1.8	-8.8		-4.9	12.0	8.2	9.9
KNMISEVIRI	1.1	-6.3	-4.6	-4.7	-34.8	-35.3	-2.2	-5.8	-0.0	-6.2	-1.1	9.1	-1.1		-23.5	-0.9	-3.5	-9.2	-5.5	-3.9	-7.9	12.0	9.1	11.1
CAMS_pre-v4	-18.6	-7.9	-4.7	-14.1	-19.3	-15.7	-5.2	-9.7		-2.1	-17.8	1.9	-21.0		-18.4	-13.8	-10.2	-4.9	-29.5	-19.0	-12.4	8.1	12.6	7.7
CERES	-20.4	-24.9	-18.5	-11.4	-17.4	-16.3	-17.3	-21.3	-7.2	-27.8	-11.3	-8.5	-18.0	-68.8	-27.8	-14.2	-24.4	-21.7	-19.8	-21.4	-18.9	5.6	18.9	5.6

Abbildung 8: Ergebnisse für DNI in Europa an verschiedenen betrachteten Stationen mit dem relativen mittleren Bias [Forstinger et al. 2023]

Zusätzlich wurden die Ergebnisse als Kartendarstellung zur Verfügung gestellt, um dem Nutzer einen Überblick über die Abdeckung und Performance von den verschiedenen Modellen zu geben. Ein Beispiel für die Ergebnisse der GHI und dem relativen mittleren Bias ist in Abbildung 9 gegeben.

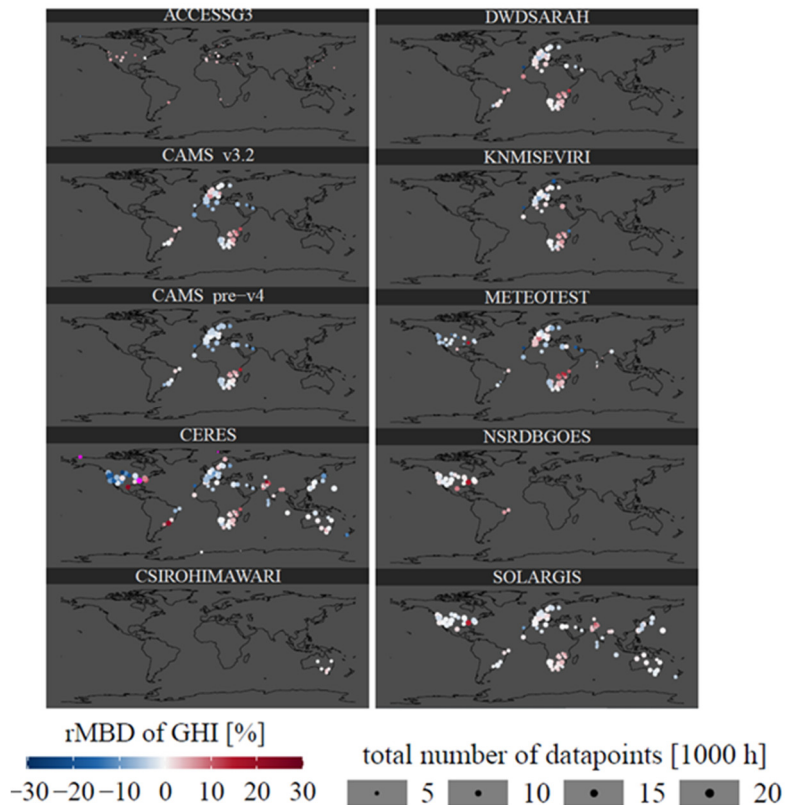


Abbildung 9: Übersicht der Benchmark Ergebnisse für den relativen mittleren Bias (rMBD) der GHI für die verschiedenen Modelldaten [Forstinger et al. 2023]

Die Ergebnisse des Benchmarks wurden in einem SOLREV Webinar (s. AP 4, [Forstinger et al. 2022c], [Jensen et al. 2022c], [Wilbert et al. 2022]), auf der EMS 2022, dem IEA PVPS T16 Treffen 2022 in Freiburg und auf der SolarPACES 2022 von CSPS vorgestellt und weiteres Feedback wurde eingeholt [Forstinger et al. 2022a und b]. DLR-SF unterstützte bei den Konferenzbeiträgen als Koautor. Auf der WCPEC/EUPVSEC Konferenz 2022 wurden die Ergebnisse aufgrund von zeitlichem Überlapp mit der SolarPACES 2022 von einer Evaluatorin außerhalb des SOLREV Teams vorgestellt [Colino et al. 2022] wobei CSPS und DLR-SF Koautoren waren. Die Ergebnisse wurden auch von einem weiteren Evaluator auf den PVPVC und BSRN workshops 2022 vorgestellt [Jensen et al. 2022a und b], ebenfalls mit CSPS und DLR-SF Koautorenschaft. Die Referenzdaten des Benchmarks wurden inklusive der Flags veröffentlicht mit CSPS als Hauptautor und DLR-SF als Koautor [Forstinger et al. 2021d]. Die Datenbasis ist frei zugänglich und ist mit denjenigen Daten des Benchmarks gefüllt, deren Vertraulichkeitsstatus die Veröffentlichung erlaubt. Die Zustimmung der Dateneigentümer wurde bereits im Vorfeld des Benchmarks eingeholt. Der IEA PVPS T16 Benchmark Report wurde von DLR-SF und CSPS verfasst, nach dem internen Review der IEA über die Kommunikationsplattform der IEA veröffentlicht und ist auf großes Interesse bei den Nutzern gestoßen. Der Benchmark Report beinhaltet einen umfangreichen Datenanhang und ist frei zugänglich [Forstinger et al. 2023].

Über den Benchmark wurde auch im pv-magazin berichtet. Sowohl aus dem Kreis der Benchmark Teilnehmer als auch von CSPS-Kunden wurde der Benchmark sehr positiv aufgenommen.

CSPS leitete zusammen mit dem DLR-SF die gesamte Organisation des Benchmarks inklusive der Organisation von Meetings, dem Einhalten des Zeitplans, das Zusammentragen und

Es wurde auch untersucht und diskutiert inwieweit individuelle Experten unterschiedliche Entscheidungen bzgl. der Nutzbarkeit von Datenpunkten treffen. Ein nennenswerter Unterschied der aufgrund manueller/visueller Prüfung ausgeschlossenen Daten war bei den Vergleichsstationen ersichtlich - es bleibt festzuhalten, dass auch nach einer Standardisierung automatischer Qualitätskontroll-Routinen eine residuale Abhängigkeit vom individuellen Reviewer/Nutzer verbleibt. Der komplette Satz von Qualitätsprüfungsalgorithmen wurde auf dem Solar World Congress 2021 in einer Präsentation von CSPS vorgestellt und in den Conference Proceedings veröffentlicht, wobei CSPS als Hauptautorin und DLR-SF als Koautor erscheinen

[Forstinger et al. 2021c]. In den in AP 1.2 veröffentlichten Strahlungsdatensätze wurden auch die Ergebnisse der Qualitätskontrolle eingeschlossen und der Code wurde ebenfalls dort verlinkt.

Für den Vergleich von Methoden zur Adaption von verschiedenen Satelliten-Datenquellen an Bodenmessdaten wurden vielversprechende Site Adaptation Methoden aus zwei zentralen und neuen Publikationen zum Thema verglichen (CSPS). Dabei wurde auch eine kürzlich entwickelte Methode miteinbezogen. Eine umfangreiche Methode, die in Publikationen schon gute Ergebnisse erzielt hat, wurde daraufhin für die Anwendung beim Benchmark des IEA Task ausgewählt [Fernandez-Peruchena et al. 2020]. Das DLR-SF nahm am Benchmarking Workshop „Benchmarking of site adaptation methods“ des IEA Task im November 2019 teil.

Für die Analyse bestehender Methoden zur Beschreibung der Unsicherheit und Variabilität von Strahlungsdatensätzen (z.B. P10- / P90-Jahre) und Erarbeitung von Vorschlägen für eine einheitliche Definition sowie Analyse langjähriger Solarstrahlungsdatensätze sowie TMYs in Bezug auf die interannuale Variabilität und langjährige Trends und deren Abhängigkeit von Klimazonen wurden bestehende Arbeiten von CSPS recherchiert und analysiert. Die Ergebnisse flossen an zwei verschiedenen Stellen in das Best Practices Handbook ein. Es wurden dabei nicht nur Textbeträge zu zwei Kapiteln erstellt, sondern auch die entsprechenden Passagen verbessert.

DLR-TT und DLR-SF haben ein bereits für die Anwendung bei solarthermischen Kraftwerken standardisiertes Datenformat auf die Anwendbarkeit für PV geprüft und erweitert. Diese Erweiterung erfolgte mit Hilfe der im IEC vorgesehenen Option von User-Extensions. Ein open access Bericht in dem die PV spezifischen, bisher fehlenden Parameter und Metadaten sowie die Anknüpfungsmöglichkeiten zum IEC-Format definiert sind, wurde veröffentlicht [Hoyer-Klick, Wilbert 2023] (Abbildung 11). Das ASCII-basierte Datenformat eignet sich für die Übertragung und Speicherung kleiner Datensätze, z.B. meteorologischer Daten von einem einzigen Standort und einer begrenzten Anzahl von Jahren. Für Fälle mit größeren Datensätzen sind Binärformate geeigneter. Das netCDF-Format wird von den Autoren für solche Zwecke empfohlen. Der oben genannte Bericht unterstützt auch die Nutzung dieses binären Formats, da auch hier ein geeignetes und vereinbartes Vokabular erforderlich ist. Unsere Arbeit ist mit der Open Energy Ontology (<https://openenergy-platform.org/ontology/>) verbunden und die Standardisierung von Parameternamen und Schlüsselwörtern kann sowohl auf Text- als auch auf Binärformate angewendet werden. Diese Arbeiten ermöglichen eine fehlerfreie Übergabe und einfaches Einlesen in Datenbanken und Anwendungs-Software.

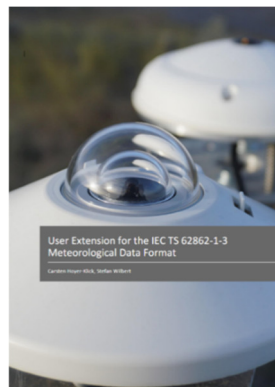


Abbildung 11: Titelseite des Berichts zur Erweiterung des IEC Datenformats [Hoyer-Klick, Wilbert, 2023]

AP 2 Analyse und Bewertung neuer Methoden zur Solarstrahlungs- und Solarleistungsprognose

Leitung: ISE. Beteiligte Partner: IEE, DLR-VE, DLR-SF, THU

Ziel von AP 2 war die Untersuchung und Bewertung neuer Methoden zur Solarstrahlungs- und Solarleistungsprognose aus verschiedenen Perspektiven. Es wurde der ökonomische Wert von Prognosen für verschiedene Anwendungen im Rahmen von Fallstudien (AP 2.1) analysiert. Ein weiterer Schwerpunkt lag auf den besonderen Herausforderungen bei der Erstellung regionaler PV-Hochrechnungen und Prognosen (AP 2.2), die insbesondere für Übertragungsnetzbetreiber von Bedeutung sind. In AP 2.3 wurden Solarstrahlungsprognosen hinsichtlich der Beschreibung der Vorhersageunsicherheit bewertet und verglichen.

AP 2.1 Analyse des ökonomischen Werts von Prognosen

Leitung: DLR-VE. Beteiligte Partner: DLR-SF, ISE, IEE, THU

In AP 2.1 wurde der Nutzen von Solarstrahlungsprognosen in Bezug auf verschiedene Anwendungsfälle analysiert. Insbesondere wurden der ökonomische Wert der Prognosen in Fallstudien quantifiziert sowie relevante Eigenschaften und Kriterien zur Bewertung und Optimierung von Prognosen identifiziert. Ein Fokus lag dabei auf der Auswertung von probabilistischen Einspeiseprognosen für Betriebsführungsstrategien in Stromsystemen (DLR-VE, THU). Weiterhin wurde der Einfluss von Rampen in Verteilnetzen von DLR-SF untersucht. Die Beschreibungen von Anwendungen und ökonomischem Wert von Prognosen für die beiden Editionen des best practices handbook wurden von ISE koordiniert und dazu wurden die Arbeiten aus SOLREV mit den internationalen Arbeiten aus dem IEA PVPS Task kombiniert.

Ökonomische Bewertung von kurzfristigen Einspeiseprognosen für Betriebsführungsstrategien und der Qualität von Vorhersagen in Stromsystemen

DLR-VE nutzte zur ökonomischen Bewertung von kurzfristigen Einspeiseprognosen das ProPower (Probabilistic Power Forecast Evaluation) Tool ([Schyska, 2021]; [Bents, 2023]), um Betriebsführungsstrategien und die Qualität von Vorhersagen in Stromsystemen zu untersuchen. Zusammen mit dem an der Aufgabe beteiligten Partner THU wurde ein einfaches Beispiel im Verteilnetz der Stadtwerke Ulm ausgewählt. In den Orten Hittistetten und Einsingen, die etwa 16 km voneinander entfernt sind, hat THU aus früheren Projekten Kenndaten von PV-Systemen und ebenso Strahlungsmessdaten. DLR-VE hat die Strahlungsvorhersagen (Parameter ssrd (solar surface radiation downwards)) des Ensemble-Vorhersage Systems des Europäischen Zentrums für Mittelfristige Wettervorhersage (ECMWF) räumlich auf die Stationen Hittistetten und Einsingen bilinear interpoliert. Diese Ensemble-Vorhersagen lagen für die Jahre 2015/2016 in nur 3-stündiger Auflösung vor und wurden unter der Annahme, dass sich die Wolkensituation innerhalb von drei Stunden nicht ändert, auf 15 Minutenwerte interpoliert, indem die clear-sky Strahlung dem normalen Tagesgang folgt. Dies wurde durchgeführt für den 00 UTC Lauf für Vorhersageschritte 0 bis +23 h.

THU hat die übergebenen Strahlungsprognosen mit der Simulationssoftware Power Factory in Leistungen der PV-Systeme umgerechnet, und zwar für 20 PV-Systeme in Hittistetten und neun PV-Systeme in Einsingen. Die Prognosen wurden qualitätsgeprüft und zur Verwendung im Tageszeitbereich von 9-18 UTC freigegeben, um niedrige Sonnenstände im Sommer nicht zu verwenden. Abbildung 12 zeigt die Systemstruktur der Simulationsumgebung.

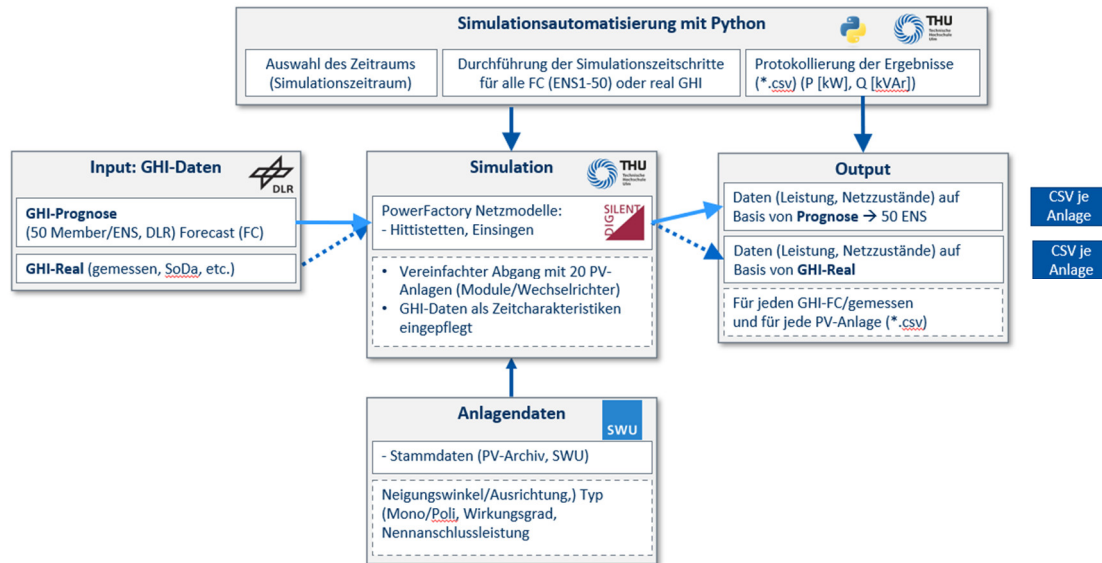


Abbildung 12: Übersichtsschema: Systemaufbau der Simulationsumgebung für die PV-Systeme

DLR-VE hat ein einfaches Stromsystem mit zwei Knoten in ProPower simuliert, das an das Beispiel in [Morales et al. 2014] angelehnt ist (Abbildung 13). Exemplarisch wurde jeweils eine PV-Anlage in Hittistetten und eine in Einsingen ausgewählt. Die nominale Leistung jeder Anlage wurde auf 100 MW festgesetzt und beide Orte sind mit einer 100 MW Leitung verbunden. Die Verbrauchslast ist statisch auf 80 bzw. 90 MW festgesetzt worden.

Das Ziel der durchgeführten Simulation war zu untersuchen, ob die Verwendung von probabilistischer Information in der Betriebsführung und dem dispatch (Planung) der konventionellen Kraftwerke einen Vorteil bringt gegenüber der Verwendung einer deterministischen Prognose. In ProPower wird ein stochastisches Optimierungsproblem für die Kraftwerksplanung des gesamten Tages unter Berücksichtigung der probabilistischen Einspeiseprognosen der PV-Anlagen aufgestellt und gelöst. Dabei werden die erwarteten Kosten für Ausgleichsenergie minimiert, da nicht davon ausgegangen werden kann, dass die realisierte PV-Einspeisung plus die geplante Einspeisung der Kraftwerke exakt der Verbrauchslast entspricht. Bei der Bestimmung dieser erwarteten Kosten werden die einzelnen Ensemblemitglieder als realisierte Einspeisung angesehen. Die Implementierung ist angelehnt an die Implementierung in [Morales et al. 2014]. Die Implementierung der Kraftwerksplanung mit deterministischer Prognose ist mit dem day-ahead Markt an der Strombörse vergleichbar, denn Kraftwerke werden nach dem Merit-Order Prinzip eingesetzt, was zu den geringsten Stromgestehungskosten führt.

Bei deterministischer sowie bei stochastischer Planung des Kraftwerkeinsatzes (dispatch) wird zum Erfüllungszeitraum ein balancing durchgeführt, um das Stromsystem zu bilanziell ausgeglichen zu halten. Als „wahre“ PV-Einspeisung wird die prognostizierte Einspeisung eines zufällig ausgewählten Ensemblemitgliedes benutzt. Die deterministische PV-Einspeiseprognose basiert immer auf dem ersten Ensemblemitglied.

Beim balancing sind folgende Maßnahmen möglich: i) PV-Leistung wird abgeregelt, ii) G_1 wird hoch/runtergefahren oder iii) es wird Verbrauchslast abgeworfen (load shedding). Der Lastabwurf ist immer die letzte Maßnahme und entsprechend teuer (200 \$/MWh). Wenn deterministisch geplant wurde und große PV-Vorhersagefehler auftreten, kommt dies recht häufig vor, da es sich um ein kleines Netz handelt.

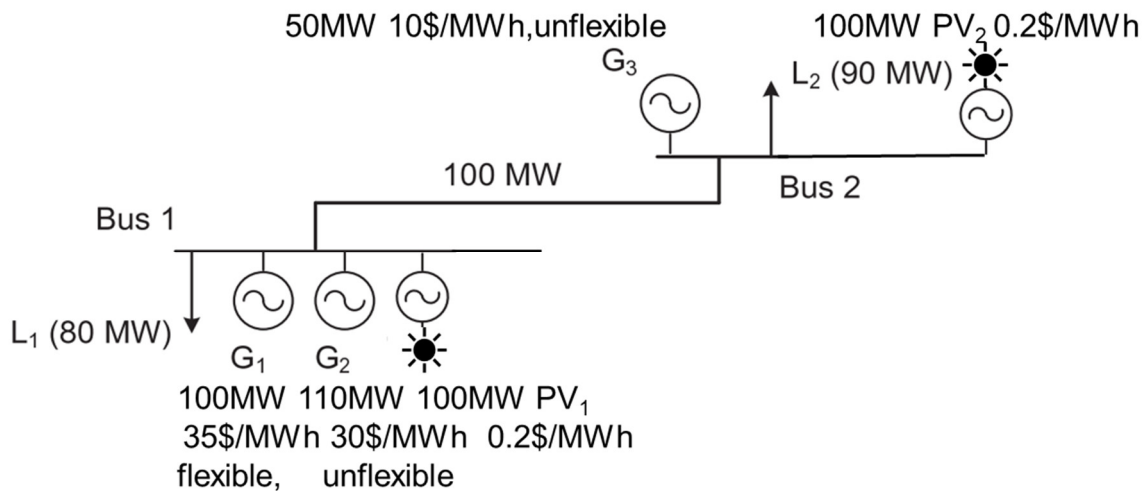


Abbildung 13: Exemplarisches Stromsystem mit zwei PV-Anlagen, drei konventionellen Kraftwerken (G_1 , G_2 , G_3) und zwei Lasten L_1 und L_2 (modifiziert nach [Morales et al. 2014]). Nur G_1 kann von einem festgelegten Fahrplan abweichen und kann somit für mögliche Ausgleichsenergie verwendet werden. Die Grenzkosten pro MWh variieren zwischen 35 \$ (für das flexible G_1) und 0.2 \$ (PV). G_1 verlangt eine 14 % Prämie für die kurzfristige Lieferung von Ausgleichsenergie und bei Rücknahme (=Nichtlieferung) von geplanter Energie von 3 %

Abbildung 14 und Abbildung 15 zeigen je eine Beispielwoche für den geplanten Kraftwerkseinsatz. Bei der deterministischen Betrachtung werden alle Kraftwerke exakt so eingeplant, dass zusammen mit der prognostizierten PV-Einspeisung die Verbrauchslast von 170 MW erreicht wird. In Abbildung 15 ist auffällig, dass die geplante Leistung bei stochastischer Optimierung sehr häufig über die benötigte Verbrauchslast hinausgeht. Insbesondere an Tag 3 und 6 wird das teure flexible Kraftwerk G_1 sehr stark eingeplant. Die Erklärung ist, dass das System durch den Ensemble spread (gestrichelte rote Linie am unteren Rand der Grafik) angezeigt bekommt, dass die geplante PV-Einspeisung nicht sicher verfügbar ist. Aus diesem Grund wird Leistung von G_1 eingeplant, die bei Nicht-Bedarf mit 3 % Verlust wiederverkauft werden kann. Tag 3 ist kein clear sky Tag mehr wie Tag 1 und 2, so dass es am Nachmittag, anders als von der deterministischen Vorhersage prognostiziert, zu einem Einbruch der PV-Einspeisung kommt. Es fehlen plötzlich mehr als 70 MW, um die G_1 nicht hochgefahren werden kann. Die maximale Hochregelung beträgt 20 % der nominalen Leistung (100 MW). Die maximale Abregelung ist bei G_1 auf 40 % festgelegt. Die Folge ist, dass etwa 50 MW Last abgeworfen werden. Bei stochastischer Optimierung wird G_1 weiter hochfahren und die zusätzliche Leistung reicht, um mit der bereits geplanten Leistung die Last zu decken.

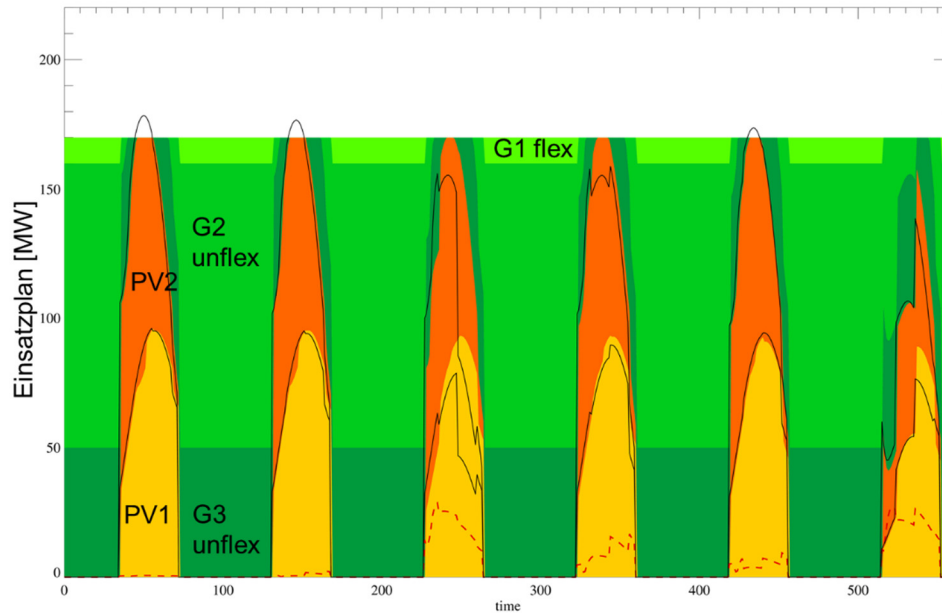


Abbildung 14: Geplanter Einsatz der Kraftwerke mit deterministischer PV-Prognose für eine Beispielwoche Mitte Juli 2015. Die schwarzen dünnen Linien zeigen die wahre/beobachtete PV-Einspeisung. Die gestrichelte Linie am Fuße des Bildes ist die Standardabweichung der Ensemblmitglieder und ein Maß für die erwartbare PV-Prognoseunsicherheit

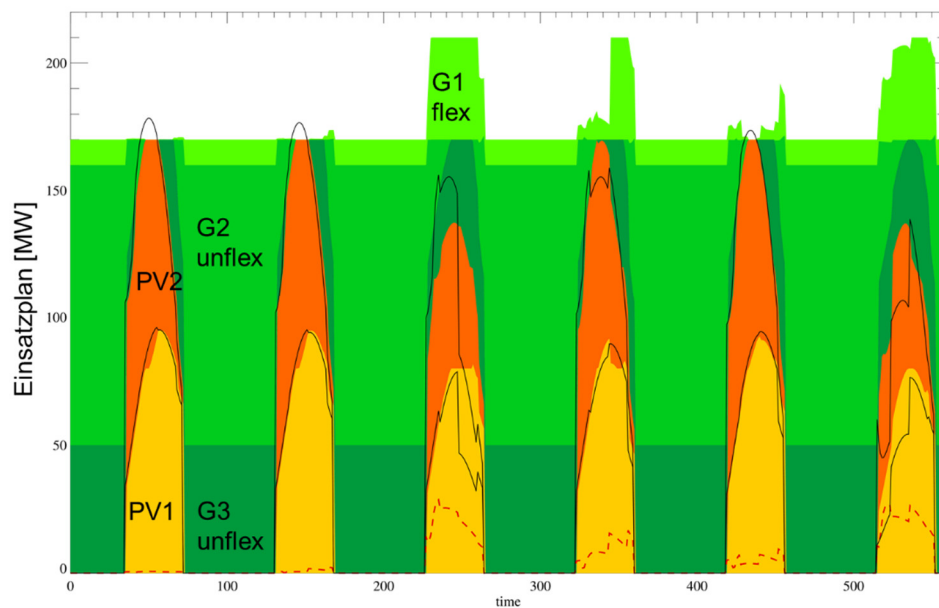


Abbildung 15: Wie Abbildung 14, aber für stochastisch optimierte Einsatzplanung der Kraftwerke

Einen Überblick, wie die Planung für G1 im Tagesmittel aussieht, zeigt Abbildung 16 in Abhängigkeit der Unsicherheit der PV-Prognose, ausgedrückt durch den Ensemble spread. Der mittlere tägliche dispatch von G1 ist im Fall der stochastischen dispatch Optimierung sehr stark mit dem Ensemble spread korreliert. Wenn das Ensembledittel der PV-Leistung <10 MW pro

Tag ist (rote Punkte), ist der geplante G1 Einsatz höher als bei PV-Leistungen >50 MW bei gleichem Ensemble spread.

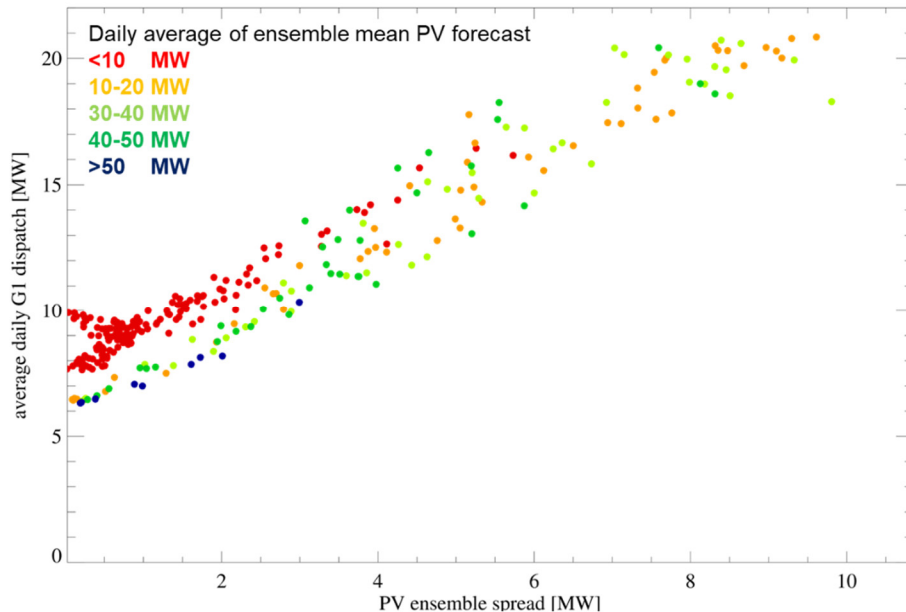


Abbildung 16: Tagesmittel des geplanten Einsatzes (dispatch) des flexiblen Kraftwerkes G1 in Abhängigkeit der mittleren täglichen Enemblestreuung der PV-Prognose. Die Farben der Symbole zeigen das Tagesmittel der prognostizierten PV-Leistung an (siehe Legende)

Die Gesamtgestehungskosten (dispatch und balancing) sind mit 21.49 \$/MWh bei Berücksichtigung von Unsicherheitsinformation bei den PV-Prognosen 0.44 \$/MWh geringer als bei Verwendung von deterministischen Prognosen (Abbildung 17) und recht nah an den Kosten, wenn perfekte Vorhersagen angenommen werden (21.19 \$/MWh). Damit konnte der Wert probabilistischer Prognosen für diesen Anwendungsfall gezeigt werden.

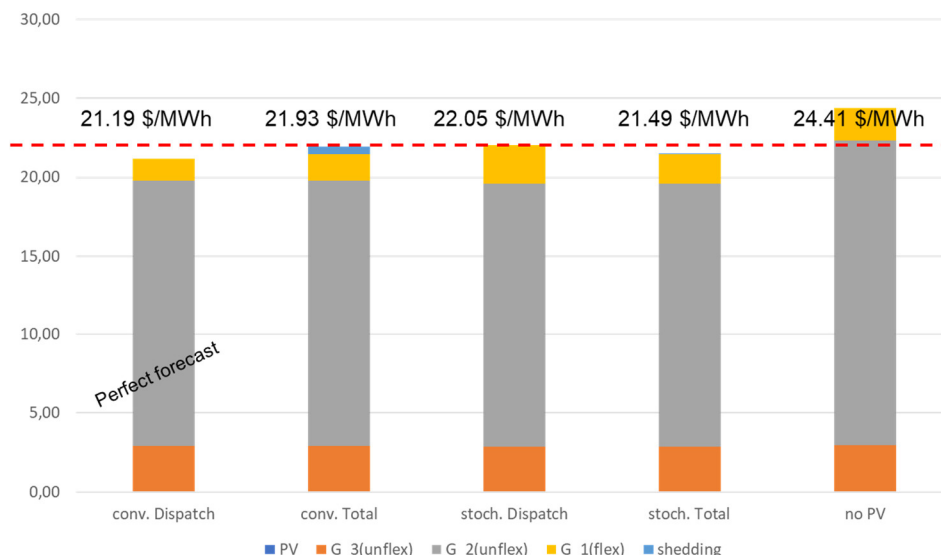


Abbildung 17: Jahresmittel der Kosten pro Erzeuger: Es sind jeweils die dispatch Kosten und die totalen Kosten (dispatch zzgl. balancing) gezeigt. Die Ergebnisse bei Nutzung deterministischer Vorhersagen (conv) sind in den beiden linken Säulen dargestellt. Die rechte Säule (no PV) zeigt das Ergebnis, wenn kein PV-Strom im System berücksichtigt wird. Die gestrichelte, rote Linie liegt in Höhe der totalen Kosten bei deterministischem dispatch und ist leicht höher als die totalen Kosten bei stochastischem dispatch

Studie zum Effekt von Rampe und Verteilnetzen

DLR-SF hat in AP 2.1 zunächst eine Literaturstudie zum Effekt von durch Wolkenzug ausgelösten negativen Rampen auf Verteil- und Inselnetzte durchgeführt. Zur Verringerung des Effekts von negativen Rampenereignissen können elektrische Speicher eingesetzt werden. Eine Kombination aus Batterie-Speichern (hohe Kapazität) und „Supercapacitors“ (hohe Leistungsdichte) ist geeignet, um auf die zu erwartenden Lade-/Entladezyklen, ausgelöst durch intermittierende Bedingungen, zu reagieren. Solche Speicher bringen jedoch erhebliche zusätzliche Investitionskosten mit sich. Dieser Mehraufwand wird jedoch zunehmend unumgänglich, da viele Länder bereits Grid Codes mit entsprechenden Rampenbegrenzungen eingeführt haben. Die am weitesten verbreitete Regelung definiert die maximal erlaubten Rampen als $\pm 10\%$ der Kraftwerksnennleistung pro Minute [Höpken 2023]. Für steigende Rampen kann eine Rampenbegrenzung durch Speicher oder Leistungselektronik auch ohne Vorhersagen erreicht werden. Bei abfallenden Rampen sind Regelstrategien auf Basis von Kurzzeit-Vorhersagen eine Alternative zu reinen, potenziell kostspieligen Speicherlösungen. Solche vorhersagebasierten Strategien reduzieren rechtzeitig die Leistungsabgabe und limitieren somit Gradienten (siehe Abbildung 18).

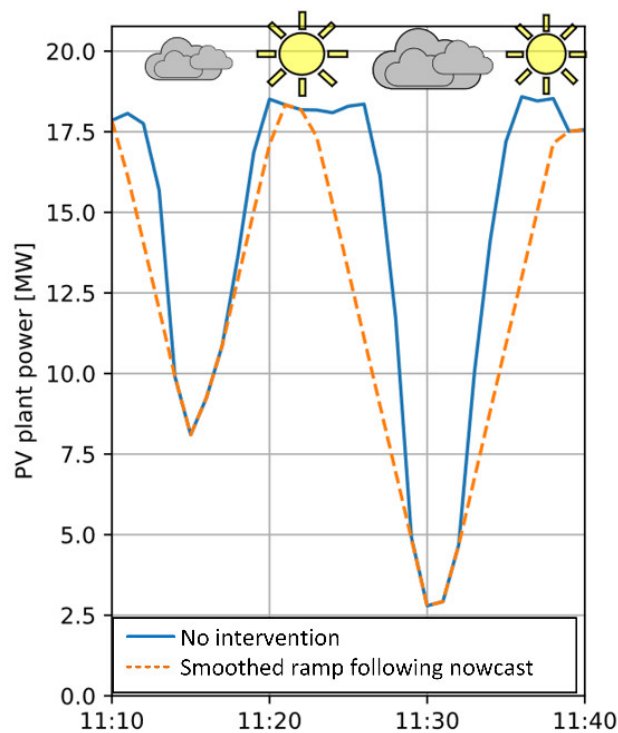


Abbildung 18: Darstellung einer aktiven Gradienten-Begrenzung, die im Falle von abfallenden Rampen Vorhersagen verwendet

Das DLR-SF hat ein Modell für PV-Kraftwerke mit und ohne Batteriespeicher implementiert, um den ökonomischen Wert von All Sky Imager (ASI) Prognosen für diesen Anwendungsfall direkt zu quantifizieren. Dazu wurde eine Präsentation auf der EUPVSEC Konferenz 2023 gehalten [Schaible et al. 2023] und ein Journal Artikel verfasst [Schaible et al. 2024]. Das PV-Modell wurde mit echten Produktionsdaten eines 20 MW Kraftwerkes validiert und die Genauigkeit des Modells war für weitere Analysen geeignet (siehe Abbildung 19).

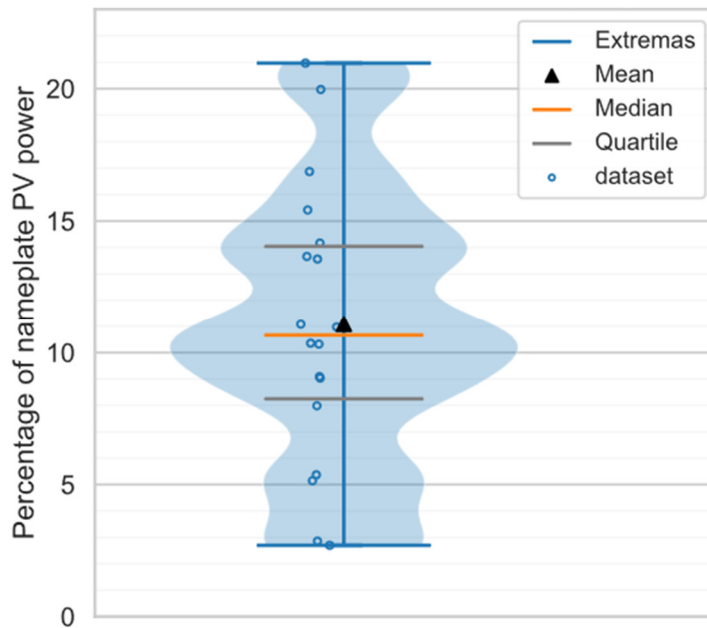


Abbildung 19: Verteilung des normalisierten RMSD der simulierten PV-Leistung als Validierung des PV-Modells auf der Grundlage von 18 Testtagen. Die blau hinterlegte Fläche zeigt eine geglättete Häufigkeitsverteilung der Messwerte

Verschiedene Regelstrategien wurden implementiert, um den Mehrwert von Rampenprognosen beim Betrieb mit Rampenbeschränkungen zu evaluieren. Dabei wurde eine Rampenbegrenzung von $\pm 10\%$ pro Minute der Kraftwerksnennleistung berücksichtigt. Diese Grenze durfte zu keinem Zeitpunkt überschritten werden. Angesichts der Unsicherheiten bei Vorhersagen sind hybride Systeme und Regelstrategien, die Batteriesysteme mit Vorhersagen kombinieren, am aussichtsreichsten. Daher wurden kombinierte Systeme untersucht. Die folgenden Ergebnisse wurden trotz der Unsicherheiten in den Rampenvorhersagen erzielt:

- Reduktion von Rampenverstößen, die den Einsatz der Batterie erforderten: 81%
- Reduktion der erforderlichen Batteriekapazität: 71%
- Reduktion der maximalen Batterieleistung: 48%

Auf der Grundlage eines Datensatzes über einen Zeitraum von einem Jahr wurde eine technoökonomische Analyse durchgeführt. Verglichen wurde eine reine Batterieregelung mit einer Hybridregelung mit aktiver Drosselung. Der Energieertrag und die Kosten der Anlage inkl. der nötigen Batterieleistung und -kapazität wurden beachtet. Die Drosselungsverluste werden im Vergleich zum Benchmark-Szenario um 12,5% erhöht. Trotz dieser Drosselverluste konnte mit der hybriden Regelstrategie aufgrund der geringeren erforderlichen Batteriekapazität und Batterieleistung eine Reduktion der LCOE um 12,7% erreicht werden. Dabei ist die potenzielle Verlängerung der Lebensdauer des Batteriesystems durch eine deutliche Reduzierung der Entladungsereignisse bei der LCOE noch nicht berücksichtigt, so dass eine weitere LCOE Reduktion realistisch scheint.

Best Practices Handbook

Neben den beschriebenen Studien haben ISE und IEE ihre Erfahrungen aus der Nutzung von PV-Leistungsprognosen in das Best Practices Handbook eingebracht. ISE hat weiterhin als Leiterin der Subtask 3 „Forecasting“ die Beiträge zur Anwendung von PV-Leistungsprognosen aus der gesamten IEA PVPS Task 16 koordiniert.

Konkret wurden im Rahmen von SOLREV die folgenden Beiträge für das Best Practices Handbook erarbeitet:

- Abschnitt zur Nutzung von PV-Leistungsprognosen im Stromnetz im Anwendungskapitel in der Dritten Edition (IEE)
- Unterkapitel zur ökonomischen Bewertung von kurzfristigen Einspeiseprognosen für Betriebsführungsstrategien und der Qualität von Vorhersagen in Stromsystemen in der vierten Edition (DLR-VE)
- Übersicht von Anwendungen im Vorhersagekapitel (Leitung ISE in Kooperation mit IEA PVPS Task 16 Partnern)
- Auswahl, Koordination und Review der Beschreibung verschiedener Anwendungen von PV-Leistungsprognosen und ihrem ökonomischen Wert im Vorhersage- und im Anwendungskapitel in beiden Editionen (ISE), u.a. Unterkapitel zum ökonomischen Wert von Prognosen, in der vierten Edition
- Beiträge zur Überarbeitung der Abschnitte zur ASI-Vorhersage (DLR-SF, ISE)

AP 2.2 Hochrechnung und Prognose regional aggregierter PV-Leistung

Leitung: ISE. Beteiligte Partner: ISE, IEE, DLR-VE, DLR-SF, THU

Für die Netzintegration und Vermarktung von Strom aus PV-Anlagen sind Informationen zur regional aggregierten PV-Leistung notwendig, z.B. für die Vermarktung des PV-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber oder zur Lastberechnung an Netzknoten. Neben Prognosen ist dabei auch die Kenntnis der tatsächlich eingespeisten Leistung wichtig. Die PV-Leistung wird jedoch nur für einen Teil aller in Deutschland installierten PV-Systeme vermessen und in Echtzeit übertragen. Damit ist auch die Gesamteinspeisung in die Verteil- und Übertragungsnetze nicht direkt bekannt. Die Abschätzung der aktuellen Einspeisung erfolgt mit PV-Hochrechnungsverfahren auf Basis der online verfügbaren Informationen. PV-Hochrechnungsverfahren dienen damit der Abschätzung der wetterabhängigen PV-Einspeisung in die Stromnetze, d.h. der Beantwortung der Frage „Wie viel PV-Strom wird in einer Region gerade eingespeist?“. Im AP 2.2 wurden dazu verschiedene Verfahren zur Hochrechnung verglichen, wobei insbesondere der Nutzen verschiedener Datenquellen analysiert wurde (Hochrechnungsbenchmark IEE, ISE). In Bezug auf regionale Vorhersagen der PV-Einspeisung ist bekannt, dass durch räumliche Ausgleichseffekte im allgemeinen relative Prognosefehler kleiner sind als bei einzelnen Standorten. Ziel von SOLREV in diesem Zusammenhang war es, ein besseres und detaillierteres Verständnis der Unsicherheit regionaler Prognosen zu entwickeln. Dazu wurden bestimmende meteorologische Faktoren für die Unsicherheit regionaler Vorhersagen und die räumliche Korrelation von Vorhersagefehlern untersucht (DLR-VE, DLR-SF). Auf Basis der Arbeiten aller in AP 2.2. beteiligten SOLREV Partner sowie der internationalen Partner im IEA PVPS Task 16 wurde das Unterkapitel zur regionalen Prognose der Solarleistung im Best Practices Handbook komplett neu aufgesetzt (Leitung IEE, ISE).

Hochrechnungsbenchmark

Bisherige Hochrechnungsverfahren beruhen meist auf der Nutzung aktueller Leistungswerte von Referenzanlagen in Kombination mit Information zum Ort und zur installierten Leistung aller Anlagen. Damit gelingt es die PV-Einspeisung für eine große Region, wie zum Beispiel ein Übertragungsnetzgebiet, mit hoher Genauigkeit abzuschätzen, die wesentlich durch räumliche Ausgleichseffekte bedingt ist. Je größer die betrachteten Gebiete sind, desto höher ist die Genauigkeit der Hochrechnungen. Mit dem starken Ausbau von PV spielen Hochrech-

nungen zunehmend auch für kleinere Regionen wie z.B. Verteilnetze oder Lastflüsse an Umspannwerken eine wichtige Rolle. Die Bewertung und Weiterentwicklung von unterschiedlichen Ansätzen zur Hochrechnung der PV-Einspeisung insbesondere auch für kleine Gebiete ist daher von hoher Relevanz. Für die Qualität der Hochrechnung ist die Kombination aus den Eingangsdaten und dem verwendeten Hochrechnungsalgorithmus entscheidend.

In SOLREV wurde dazu durch die Fraunhofer Institute ISE und IEE ein Vergleich von PV-Hochrechnungsverfahren (Benchmark) durchgeführt und auf dem 37. PV-Symposium in Freiburg [Winter et al. 2022] präsentiert. In Abstimmung mit den als assoziierte Partner beteiligten Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), fokussierten die Untersuchungen in SOLREV auf einen Benchmark für ein Verteilnetz. Die zu untersuchenden relevanten Fragestellungen zur Weiterentwicklung von PV-Hochrechnungen wurden in mehreren Workshops von der Fraunhofer Instituten mit den ÜNB erarbeitet.

Es wurden die folgenden Fragestellungen adressiert

- Welche Methode mit welchen Inputdaten liefert dabei das genaueste Ergebnis?
- Welchen Einfluss haben Satellitendaten auf die Hochrechnung?

Die dazu durchgeführten Untersuchungen umfassten Methoden wie einfaches und gleichgewichtetes Upscaling, Distance Weighting [Saint-Drenan et al. 2016], Maschinelle Lernverfahren (ML: Extreme Learning Machines (ELM) oder Least-squared Linear Regression (LSQLIN)) sowie eine rein satelliten-basierte Hochrechnung mit PV-Simulation. Als Eingangsdaten für die Hochrechnung wurden (i) Messungen von PV-Referenzparks, (ii) satellitenbasierte Daten der solaren Einstrahlung und (iii) eine Kombination beider Inputs analysiert.

Der Vergleich wurde für die Region des Verteilnetzes der Bayernwerk Netz GmbH - Teil des TenneT Übertragungsnetzgebietes - für das Jahr 2018 durchgeführt. Um die verschiedenen Methoden zu evaluieren und zu trainieren, wurden Messungen von 83 Referenzparks, die Zeitreihe der regionalen PV-Einspeisung SOL (bestehend aus PV-Anlagen mit gemessener Last) und die Nennleistung für das Verteilnetz genutzt. Diese Daten wurden von der TenneT GmbH für SOLREV bereitgestellt und durch die Fraunhofer Institute einer umfassenden Qualitätskontrolle unterzogen. Die Koordinaten und die Ausrichtungsinformationen für diese PV-Anlagen wurden aus dem deutschen EEG-Register bzw. dem Marktstammdatenregister (MaStR) extrahiert. Zusätzlich stellte das Fraunhofer ISE einen satellitenbasierten Datensatz der solaren Einstrahlung und 2m-Temperaturen aus dem Wettervorhersagemodell IFS des Europäischen Zentrums für Mittelfristige Wettervorhersagen ECMWF für das Verteilnetz bereit.

Für das Training der ML-Verfahren wurde der Datensatz für eine Kreuzvalidierung in Trainings, Validierungs- und Testperioden aufgeteilt. Jeder Testzeitraum umfasste drei Monate: Januar bis März, April bis Juni, Juli bis September und Oktober bis Dezember, die am Ende kombiniert wurden, um die Hochrechnung für ein ganzes Jahr bewerten zu können. Die verbleibenden neun Monate wurden jeweils für Modell-Training und Validierung genutzt. Mit der gleichen Aufteilung in Trainings- und Testdaten, wurde auch für die Verfahren, die in einem ersten Schritt ohne Training an die Zielzeitreihen auskommen, ein einfaches Post-Processing durchgeführt. Die Zeitreihen wurden dabei so skaliert, dass ihre Mittelwerte mit denen der SOL-Zeitreihen übereinstimmen.

Die Verfahren wurde u.a. anhand der Standardfehlermaße root mean square error (RMSE) und mean bias error (MBE) ausgewertet. Eine Übersicht dieser Auswertungsergebnisse ist in Tabelle 2 gegeben.

Tabelle 2: Fehlermaße für verschiedene Hochrechnungsverfahren. Bei Anwendung von Post-Processing wird der RMSE vor und nach dem Post-Processing angegeben. ELM und LSQLIN werden mehrmals mit verschiedenen Eingabedaten (Leistungsmessungen, satellitenbasierte GHI-Werte vom Satelliten und Kombination beider Eingaben) bewertet.

Input	Methoden	RMSE	MBE	Post-processed RMSE
Leistungs- messungen	Simple Upscaling	3.71 %	2.4 %	1.99 %
	Equal weights	2.37 %	1.53 %	1.36 %
	Inverse Distance Weighting	2.01 %	1.24 %	1.17 %
	Least-squared linear regression (LSQLIN)	1.04 %	-0.1 %	-
	Extreme Learning Machine (ELM)	1.12 %	-0.14 %	-
GHI	Satellite based simulation	6.58 %	4.63 %	2.65 %
	ELM	4.84 %	<-0.1 %	-
Leistungs- messungen und GHI	LSQLIN	0.86 %	<0.1 %	-
	ELM	0.97 %	<-0.1 %	-

Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen: Der Vergleich der verschiedenen Verfahren zeigt eine große Bandbreite im RSME. Mit den besten Verfahren konnte die PV-Einspeisung von ca. 8500 PV-Anlagen in der Region Bayernwerk mit einem RMSE von ca. 1 % abschätzt werden. Im Vergleich der Eingangsdaten wurde festgestellt, dass sich bereits mit weniger als 100 Referenzparks gute Ergebnisse erzielen lassen. Die Fehler der rein satellitenbasierten Hochrechnungen in dieser Studie waren deutlich höher, das Potential ist hier jedoch noch nicht ausgeschöpft. Mit der Kombination von Leistungsmesswerten und satellitenbasierten Daten der solaren Einstrahlung wurden die kleinsten Fehler erreicht. In Bezug auf die untersuchten Methoden, hat sich gezeigt, dass eine Anpassung an die Zielzeitreihen, zumindest über eine einfache Bias Korrektur, wichtig ist, um größere systematische Abweichungen zu vermeiden.

Analyse regionaler Prognosen

Um ein besseres Verständnis regionaler Vorhersagefehler zu erarbeiten, hat DLR-VE in SOL-REV systematisch räumliche Solarstrahlungsvorhersagefehler untersucht. Für die Berechnung der Vorhersagefehler wurden Vorhersagen aus einem numerischen Wettermodell (ECMWF IFS) verwendet, die anhand von Reanalyse- (ECWMF ERA5) und Satellitendaten (SARAH 2.1) validiert wurden. Hieraus entstanden gegitterte stündliche Vorhersagefehlerzeitreihen für den Zeitraum 2012-2020 mit 0.25° Auflösung. Unter Nutzung dieser Daten wurden zwei verschiedene Studien durchgeführt:

- 1) Analyse von Vorhersagefehlern bei unterschiedlichen Wolkensituationen durch unüberwachtes Deep Learning (Tile2Vec)
- 2) Analyse der raum-zeitlichen Abhängigkeit der Vorhersagefehler mithilfe von Korrelationslängen

Zur Herleitung von unterschiedlichen Wolkensituationen wurde eine Methodik entwickelt, die unterschiedliche Wolkensituationen in Klassen eingruppiert. Die Wolkensituationen wurden definiert für quadratische Ausschnitte (600 km x 600 km), die gleichmäßig über die Fläche von Europa entnommen wurden. Als Datengrundlage diente das Produkt der optischen Dicke der MODIS Satellitendaten (Aqua und Terra). Anhand von unüberwachtem Deep Learning

(Tile2Vec) konnten unterschiedliche Klassen in den Wolkensituationen identifiziert werden und mit hierarchischem Clustern in Wolkenklassen eingruppiert werden (siehe Abbildung 20 A). Durch das Verknüpfen der Wolkenklassen mit den clearsky-normalisierten Strahlungsvorhersagefehlern (Vorhersagefehler des clear sky index $GHI/GHI_{\text{clearsky}}$) konnte gezeigt werden, dass eine stärkere Bewölkung mit großflächigeren Strahlungsvorhersagefehlern einhergeht, charakterisiert u.a. durch den MAE. Wolkenfreie Situationen führen wie erwartet zu den geringsten Vorhersagefehlern. Komplexe, gemischt-phasige Wolkensituationen zeigen im Mittel größere Strahlungsvorhersagefehler mit Ausreißern bis zu 0.6 wie in Abbildung 20 B dargestellt.

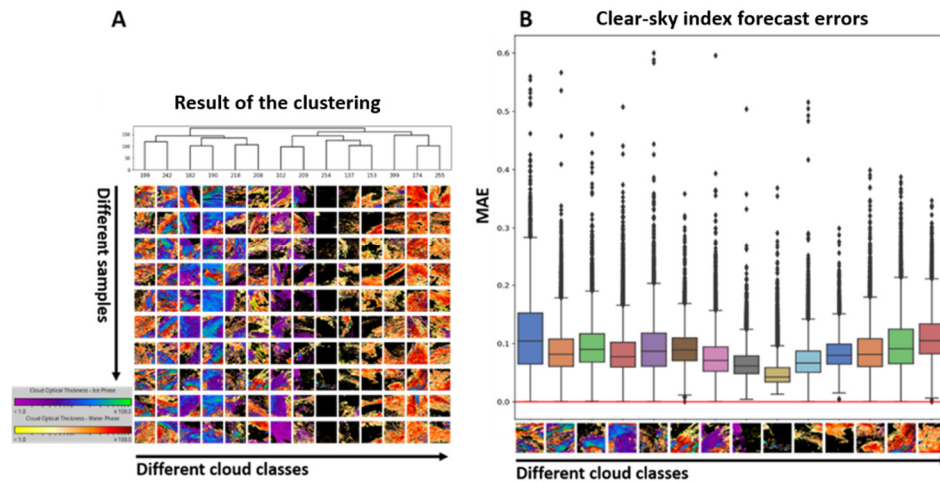


Abbildung 20: Ergebnis des Wolkenclusterings dargestellt als Dendrogramm (A) und durchschnittliche Strahlungsvorhersagefehler (Day-Ahead) bei unterschiedlichen Wolkenklassen (B)

Als zweiten Untersuchungsgegenstand wurden die räumlichen Korrelationen der Vorhersagefehler genauer untersucht. Für die bessere Vergleichbarkeit wurden mehrere meteorologische Variablen (Temperatur, Globalstrahlung und Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe) verwendet und diese in Solar- und Windkapazitätsfaktoren umgerechnet. Um das Verhältnis zwischen Korrelation und räumlicher Distanz zu berechnen, wurden für jeden Gitterpunkt (Gitterweite $dx=0.25^\circ$ des Referenzmodell, ERA5) die Distanzen und Korrelationen zu den benachbarten Gitterpunkten innerhalb eines Radius von 800 km berechnet. Diese Wertepaare (Korrelationen und Distanzen) wurden verwendet, um zu berechnen, ab welcher Distanz Vorhersagefehler unkorreliert (Korrelationslänge) und damit unabhängig werden. Diese Korrelationslängen wurden für jeden Gitterpunkt berechnet, sodass für jeden Standort die Abhängigkeit zu den Nachbarpunkten angegeben werden kann. Es wurde gezeigt, dass längere Vorhersagehorizonte zu größeren Korrelationslängen für Solar- und Windenergie führen (siehe Abbildung 21 A) und folglich auch zu großflächigeren Vorhersagefehlern. Die räumliche Verteilung der Korrelationslängen der Solarstrahlungsvorhersagefehler (siehe Abbildung 21 B) zeigt, dass im komplexen Terrain kleinere Korrelationslängen und damit stärkere Ausgleichseffekte von Solarenergievorhersagefehlern ergeben. In Nord- und Osteuropa sind größere Korrelationslängen der Solarenergievorhersagefehler identifizierbar, die hier zu großflächigen Vorhersagefehlern führen. Im Vergleich zu Vorhersagefehlern bei der Windenergie ist allerdings feststellbar, dass bei Solarenergie die räumlichen Unterschiede der Korrelationslängen deutlich kleiner sind. Demnach können bei Windenergie höhere Ausgleichseffekte der Vorhersagefehler erzielt werden.

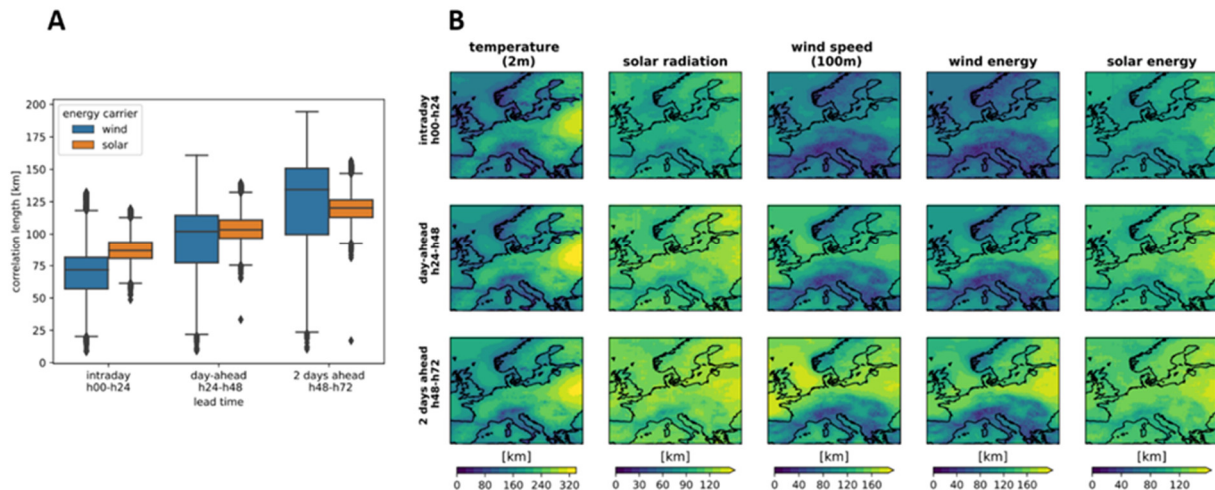


Abbildung 21: Übersicht der Korrelationslängen. (A) zeigt die Verteilung der Korrelationslängen für Solar- und Windenergie in Abhängigkeit des Vorhersagehorizonts. (B) zeigt die räumliche Verteilung der Korrelationslängen für Day-Ahead Vorhersagefehler

Zur Analyse der räumlichen Korrelation von Vorhersagefehlern auf kleineren räumlichen Skalen, insbesondere bei zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Vorhersagen, wurden außerdem durch das DLR-SF Datensätze des Eye2Sky Netzwerks erstellt und untersucht. Die zu beantwortende Frage lautete „Wie sind Vorhersagefehler räumlich korreliert und welche räumlichen Ausgleichseffekte entstehen für die verschiedenen Verfahren?“ Dazu wurde das Vorhersagesystem der Solar-Strahlung und PV-Produktion des DLR-VE genutzt, welches ein Netzwerk von Wolkenkameras in Oldenburg und Umland als Datenquelle einsetzt. Dieses Vorhersagesystem wurde von DLR-SF an fünf Orten und über einen Datensatz von 92 Tagen ausgewertet. Die fünf Orte befanden sich in einem Abstand von 3,8 bis 8,9 km zueinander. Die genutzte räumliche Auflösung ist 50 m, die zeitliche Auflösung 1 min.

Die Untersuchung der räumlichen Korrelation wurde wie folgt durchgeführt, wobei exemplarisch die Ergebnisse für eine Vorhersagevorlaufzeit (engl. lead time) von 10 Minuten vorgestellt werden. An jedem der fünf Punkte wurde zu jedem Zeitpunkt die Abweichung zwischen der Vorhersage für eine Vorlaufzeit von 10 Minuten und der Referenzmessung der GHI berechnet. Der Datensatz wurde dann in 10-, 25- und 60-min Fenster unterteilt und der RMSD wurde über alle im jeweiligen Fenster enthaltenen Abweichungen berechnet, ähnlich zur Vorgehensweise von [Schmidt et al. 2016].

Über Streudichte-Diagramme, mit dem Bestimmtheitsmaß R^2 (engl. Coefficient of Determination) und mit dem Pearson Korrelationskoeffizient (r) wurde untersucht, welche Korrelation zwischen den Vorhersagefehlern in Form der RMSDs für die Zeitfenster an den verschiedenen Orten besteht (Abbildung 22). Es zeigte sich beispielsweise, dass die Korrelation der Vorhersagefehler für 10-min Fenster von $R^2=0.38$ bei einem Abstand von 3,8 km auf $R^2=0.07$ bei einem Abstand von 7,6 km zurückging. Mit längerer Dauer der Fenster (25, 60 min) nahm die Korrelation der Vorhersagefehler bei gleichem Abstand zu (z.B. $R^2=0.56$, 0.67 bei einem Abstand von jeweils 3,8 km). Zugleich nahm die Korrelation von Vorhersagefehlern bei längerer Dauer eines Fensters weniger stark mit dem Abstand ab (z.B. $R^2=0.56$ bzw. 0.4 bei einer Fenster-Dauer von 60 min und Abständen von 3,8 und 7,6 km). Zudem zeigte sich, dass große Vorhersagefehler bei der betrachteten hohen zeitlichen Auflösung selten über längere Zeiträume hinweg bestehen. Hierdurch verschieben sich viele RMSD-Datenpunkte bei längeren Fenstern zum Ursprung hin.

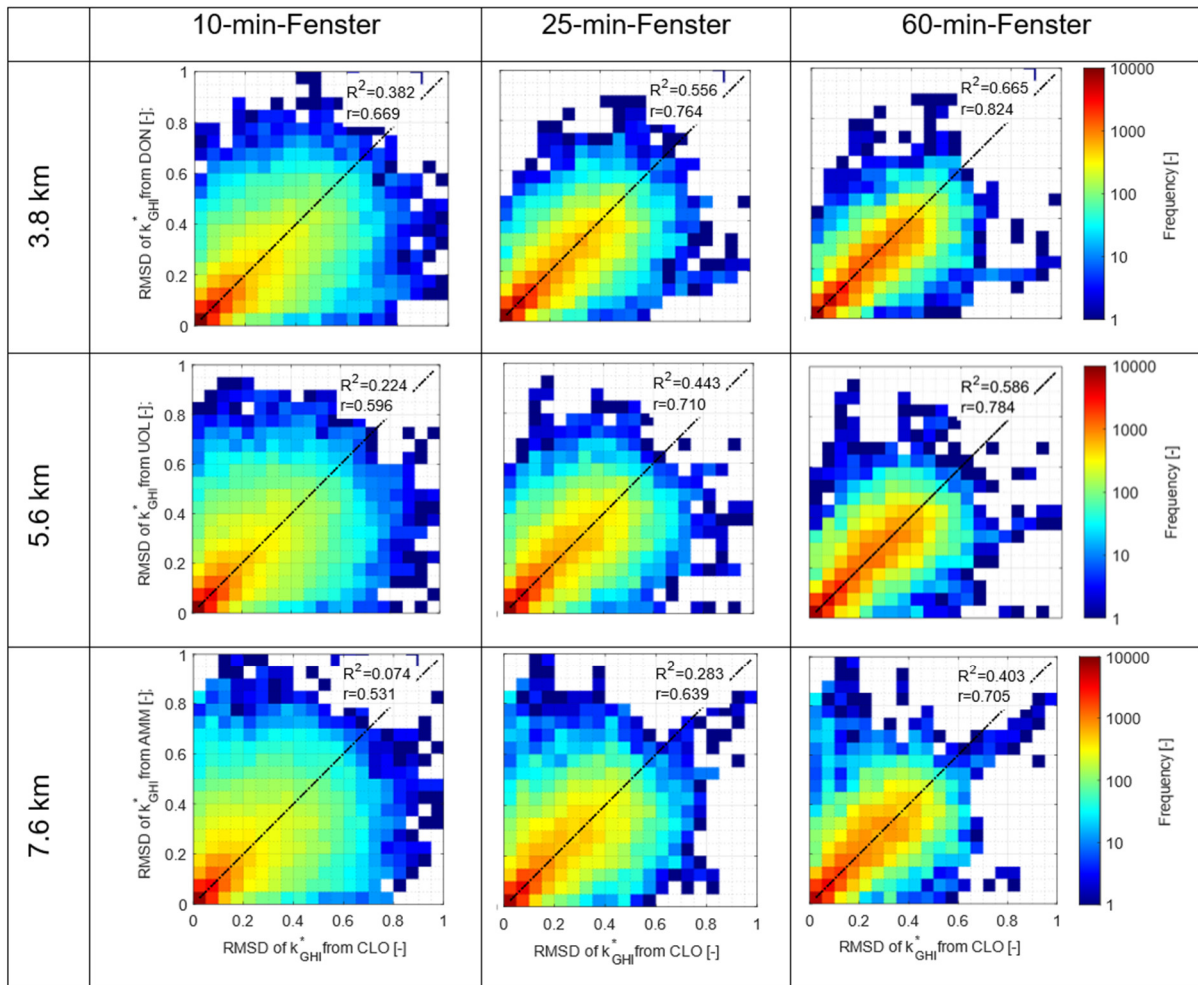


Abbildung 22: Räumliche Korrelation von Vorhersagefehlern (RMSD) zwischen Standorten in unterschiedlichen Abständen (3.8 km oben, 5.6 km Mitte, 7.6 km unten) sowie bei unterschiedlich großen Zeitfenstern (10 min, 25 min, 60 min) bewertet grafisch über Streudichtheitsdiagramme und die Metriken r und R^2

Inwiefern sich Vorhersagefehler räumlich ausgleichen, wurde wie folgt untersucht. Zunächst wurden die Orte der Auswertung fünf Gruppen zugewiesen. Gruppe 1 besteht aus einer Station, Gruppe 2 aus 2 Stationen und so weiter bis Gruppe 5 mit 5 Stationen. Der maximale Abstand zwischen den Stationen steigt von Gruppe N zu Gruppe N+1. Anschließend wurde für Vorhersage und Referenzmessung die mittlere Einstrahlung für jede Gruppe berechnet. RMSD, MAD und Bias wurden über den gesamten Datensatz für die Vorhersagevorlaufzeiten 0, 1, 2, ..., 30 min berechnet. Der Vergleich zwischen den Gruppen zeigte, dass RMSD, MAD und Bias der Vorhersage deutlich und für alle Vorhersagevorlaufzeiten abnahmen, wenn eine größere Anzahl Referenzpunkte einbezogen wurde (Abbildung 23). Beispielsweise bei einer Vorhersagevorlaufzeit von 15 min reduzierte sich der RMSD von 145 W/m², bei einer Station, auf 100 W/m², bei 5 Stationen in einem Abstand von bis zu 8,9 km.

Diese Ergebnisse zeigen, wie die Fehler von Vorhersagen in praktischen Anwendungen deutlich reduziert werden können. Beispielsweise können PV-Anlagen virtuell oder physisch über einen moderaten Abstand von z.B. 9 km zu einer Einheit verschaltet werden. Für diesen Anlagenverbund lassen sich deutlich genauere Vorhersagen erstellen, was wiederum die Vermarktung und Regelung der PV-Erzeugung erleichtert.

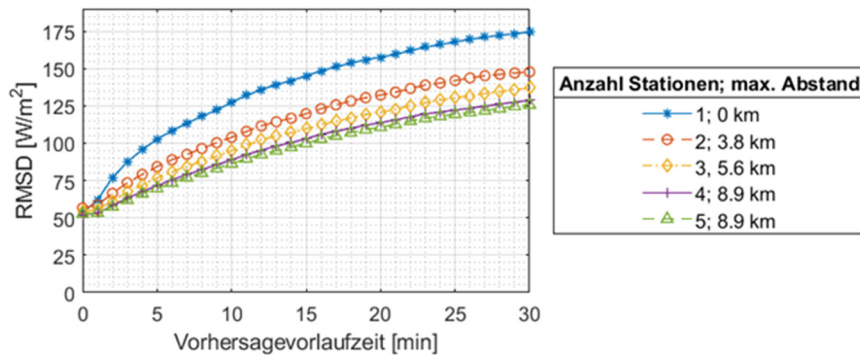


Abbildung 23: RMSD über der Vorhersagevorlaufzeit bei Mittelung über 1 bis 5 Stationen in Abständen von bis zu 8.9 km (siehe Legende)

Best Practices Handbook

Das Thema regionale PV-Hochrechnung und Prognose wurde für ein umfangreiches, neues Unterkapitel in der dritten Edition des Best Practices Handbook von ISE in Kooperation mit den AP- und IEA PVPS Task 16 Partnern aufbereitet. Dazu wurde eine Übersicht von genutzten Verfahren zu Hochrechnung und Prognose regional aggregierter PV-Leistung erstellt. Für die vierte Edition des Best Practices Handbook wurde diese Übersicht unter Federführung des IEE in Zusammenarbeit mit dem ISE an den aktuellen Stand der Technik angepasst und das entsprechende Unterkapitel des Handbooks komplett überarbeitet. Ein Fokus lag dabei auf der anschaulichen Beschreibung der verschiedenen Möglichkeiten zur Hochrechnung und Prognose der regionalen PV-Einspeisung vor dem Hintergrund verfügbarer Daten. Es wird auf die verfügbaren Messdaten der PV-Leistung und meteorologische Daten eingegangen sowie auf nationale Datensätze zur Charakterisierung aller PV-Anlagen in einem Gebiet oder Land, wie z.B. den EEG-Stammdaten in Deutschland. Die Situation in anderen Ländern wie Italien und Spanien wurde in Kooperation mit den IEA PVPS Task 16 Partnern beschrieben. Weiterhin wurde eine Darstellung aktuell genutzter Verfahren zur Berücksichtigung von Eigenverbrauch und zur Unterscheidung zwischen regionaler Erzeugung und Einspeisung ergänzt, inklusive einer Diskussion der Herausforderungen in diesem Themenfeld. Zum Thema Unsicherheit von regionalen Prognosen auf unterschiedlichen räumlichen und zeitlichen Skalen sowie für unterschiedliche Prognoseverfahren wurde eine Zusammenfassung durch das Fraunhofer ISE erarbeitet.

AP 2.3 Bewertung und Vergleich von Solarstrahlungsprognosen und Unsicherheitsinformation

Leitung: ISE. Beteiligte Partner: DLR-VE, ISE, DLR-SF

Ziel von AP 2.3 war die Auswertung und der Vergleich unterschiedlicher Verfahren zur Solarstrahlungsprognose mit einem Schwerpunkt auf probabilistischen Prognosen. Diese liefern Wahrscheinlichkeitsverteilungen anstatt eines einzelnen Vorhersagewerts (Punktvorhersage) und damit auch Information zur erwarteten Vorhersageunsicherheit. Die Unsicherheit von Vorhersagen der solaren Einstrahlung für die nächsten Stunden ist abhängig von der Wettersituation, insbesondere der Variabilität der Bewölkung. Situationen mit klarem Himmel oder bei vollständiger Bedeckung führen zu geringen Unsicherheiten, wohingegen durchbrochene Bewölkung zu großen Unsicherheiten für standortspezifische Vorhersagen führt (siehe Abbildung 24). Mit Berücksichtigung der Vorhersageunsicherheit in der Anwendung von Prognosen können Risiken und Kosten minimiert werden. Dies wurde in AP 2.1 am Beispiel von Betriebsführungsstrategien in Stromsystemen von DLR-VE gezeigt.

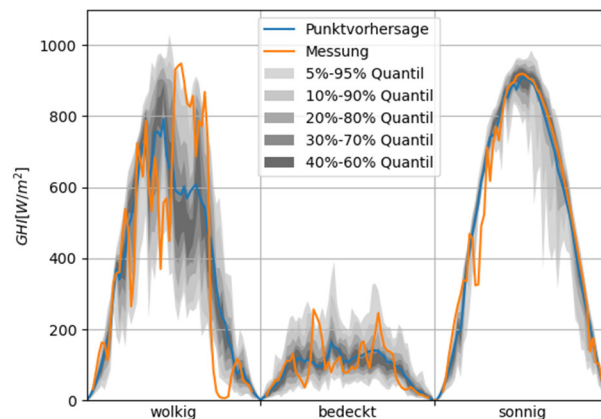


Abbildung 24: Probabilistische Vorhersage der solaren Einstrahlung (GHI) mit prognostizierter Wahrscheinlichkeitsverteilung in Form von Quantilen (grauer Bereich) und einer deterministischen Punktvorhersage und gemessener GHI zum Vergleich (9.-11.05.2018 in Payerne, Schweiz)

Zum Vergleich von probabilistischen Vorhersageverfahren wurden in SOLREV von den Partnern ISE und DLR-VE solche probabilistischen Methoden erarbeitet und ausgewertet. Dazu wurden verschiedene Datenquellen integriert (Messdaten, satellitenbasierte Prognosen, numerische Wetterprognosen) und der Einfluss ihrer Nutzung auf die Prognosequalität untersucht. Die Vorhersagen des Fraunhofer ISE wurden darüber hinaus in einen im Rahmen des IEA PVPS Task 16 durchgeführten Benchmark unter der Leitung der Université de La Réunion eingebracht.

Ein weiteres zentrales Anliegen in diesem Arbeitspaket war die Einführung neuer, verständlicher und anwendungsnaher Evaluationskriterien und die direkte Quantifizierung des ökonomischen Werts von Prognosen. Auch hier lag ein Fokus auf probabilistischen Prognosen, deren Auswertung vergleichsweise komplex ist.

Die Arbeiten SOLREV Partner zu Bewertung und Vergleich von Solarstrahlungsprognosen und Unsicherheitsinformation wurden von ISE für die beiden Editionen des Best Practices Handbook aufbereitet. Dabei wurden auch die entsprechenden Arbeiten der internationalen Partner aus dem IEA PVPS Task 16 koordiniert und integriert.

Vergleich probabilistischer Prognosen

Kombination von Ensemble Wettervorhersage mit Satellitendaten

Von DLR-VE wurde eine Methode entwickelt, die satellitenbasierte Vorhersagen und numerische Ensemblevorhersagen mit statistischen Verfahren durch Training an Messwerte kombiniert. Der Berechnungsaufwand steigt mit jeder zu integrierender Datenquelle. Um diesem entgegenzuwirken, hat DLR-VE zunächst eine generische räumliche Unterteilung des Vorhersagegebietes entwickelt, die es ermöglicht, die Vorhersage zu parallelisieren. Die räumliche Unterteilung verwendet geodätische Polyeder, um die Erdkugel möglichst regelmäßig mit orthographischen Projektionen abzudecken. In Abbildung 25 ist oben links ein Ikosaeder dargestellt, dessen Dreiecke in der oberen rechten Abbildung unterteilt und auf eine Kugel projiziert wurden. In jeden Punkt, der bei der Unterteilung entsteht, wird eine orthographische Projektion gelegt. Diese Projektionen sind in der unteren linken Abbildung dargestellt. Wie die untere

rechte Abbildung zeigt, decken die orthographischen Projektionen die Erdkugel regelmäßig ab.

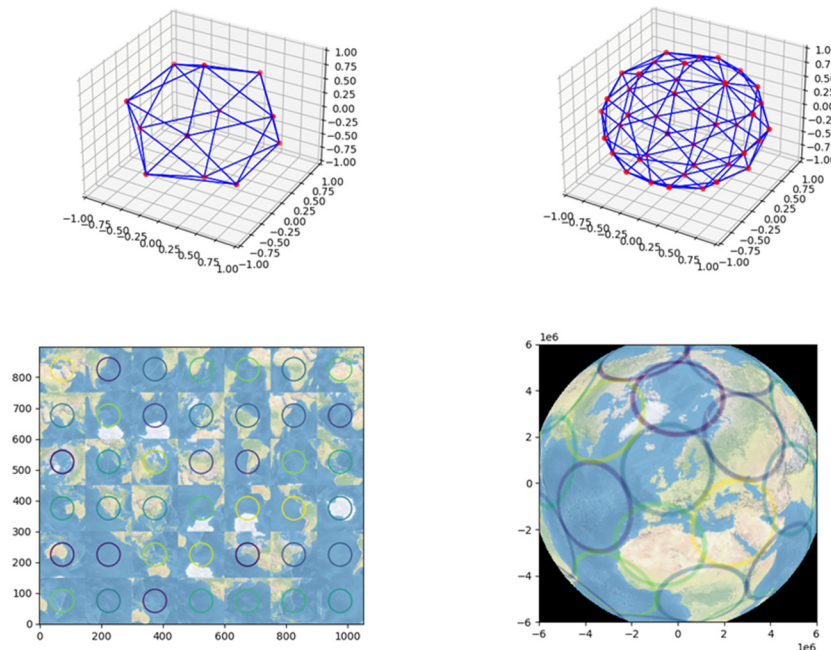


Abbildung 25: Ikosaedrisch unterteilte orthographische Projektionen

Die statistische Integration der verschiedenen Eingangsdaten kann nun für jede orthographische Projektion isoliert berechnet werden.

Es wurden Kombinationen aus den folgenden Vorhersagen mit einer linearen Regression (lr) integriert:

- ECMWF EPS (Surface solar radiation downwards) SSRD (eps_ghi): Strahlungsdaten aus dem ECMWF Ensemble Prediction System (EPS) Datensatz auf den jeweiligen Ort und Zeitpunkt interpoliert.
- ECMWF UV 200 m und Satellitenbilder HRV MSG (solrev_eps_ghi): GHI wird auf Basis eines Satellitenbilds berechnet. Die 200 m Windvektoren stammen als zeitvariante Wolkenbewegungsvektoren aus dem ECMWF Ensemble Prediction System (EPS). Die Kombination eines „echten“ Satellitenbildes mit einem Vorhersageprodukt aus der Wettervorhersage ist die eigentliche Innovation in dieser Aufgabe.
- Satellitenbilder HRV MSG (solrev_optflow_ghi): GHI Vorhersage aus jeweils zwei Satellitenbildern, aus denen Bewegungsvektoren mittels Optical Flow berechnet und als zeitinvariante Wolkenbewegungsvektoren verwendet. Diese Vorhersage ist in dieser Arbeit die Referenz.

Für das Training (Fitting) der linearen Regression wurden Messwerte von ca. 600 Messstationen aus dem Netzwerk der DTN (früher Meteomedia) und einiger nationaler (europäischer) Wetterdienste verwendet, von denen eine Hälfte zufällig für das Training ausgewählt und die restlichen Stationen für die Auswertung verwendet wurden.

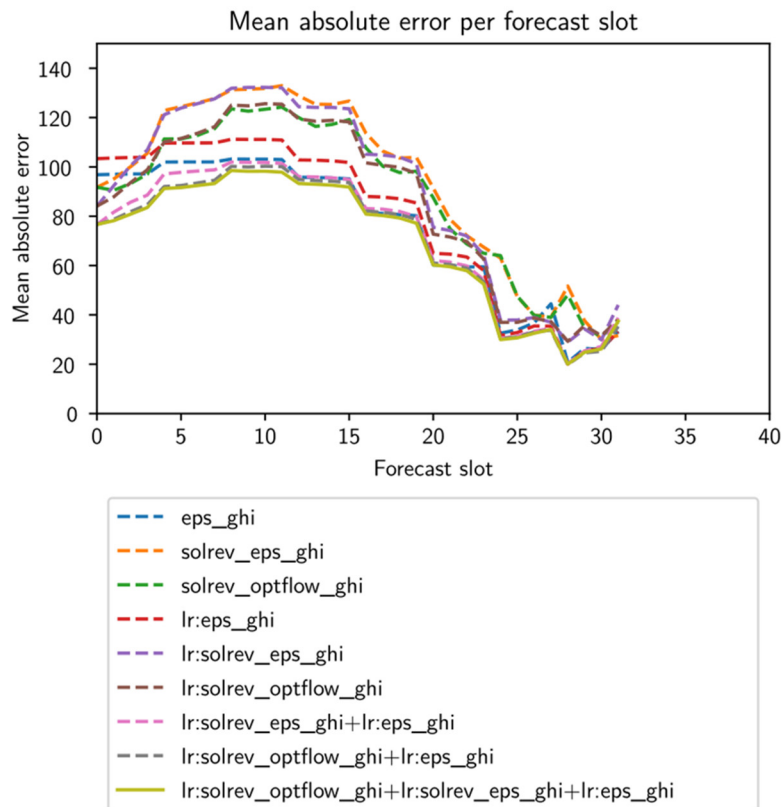


Abbildung 26: Auswertung der Vorhersagemodelle und deren Kombinationen (30 Tage) für 8 Stunden Vorhersagezeit (32 Slots). Die Vorhersagen starten jeweils um 10 UTC für den Zeitraum 1. Februar bis 1. April 2021

Abbildung 26 zeigt den mittleren absoluten Fehler der verschiedenen Vorhersagemodelle und deren Kombinationen gegenüber den Messdaten, berechnet über einen Zeitraum von 30 Tagen. Die zeitliche Auflösung der Vorhersagen beträgt 15 Minuten und deckt einen Zeitraum von 8 Stunden (32 Vorhersagewerte) ab. Von den ECMWF EPS Daten wurde bislang nur das erste Member verwendet.

Die lineare Regression, die alle drei Datenquellen als Input verwendet, weist den geringsten Vorhersagefehler auf. Es zeigt sich allerdings kein signifikanter Vorsprung vor den restlichen Kombinationen. Der Zeitaufwand konnte durch die Parallelisierung auf etwa 60% des Zeitaufwands vergleichbarer Modelle reduziert werden. Die Verbesserung der EPS-Strahlungsvorhersagen (eps_ghi) mit solrev_optflow_ghi (Wolkenverschiebungsvektoren aus Satellitenbildern) ist größer als die Verbesserung der EPS-Strahlungsvorhersage (eps_ghi) mit dem 200 m Wind als Wolkenverschiebungsvektor (solrev_eps_ghi). Trotzdem ist die Kombination aller Input Daten am besten.

Es besteht jedoch großes Verbesserungspotential bei der Auswahl von Windbewegungsvektoren aus Wettervorhersagen (ECMWF EPS). Der UV 200 m Datensatz wurde verwendet, weil er bereits in anderen Projekten verwendet wurde und zur Verfügung stand. Mit der Auswertung über alle Höhenlagen der bei ECMWF verfügbaren UV Windvektoren kann der beste Datensatz (Höhe) für diesen Anwendungsfall ermittelt werden, denn eine Wolkenhöhe von (nur) 200 m ist unrealistisch. Es stehen insgesamt 14 Höhenlevel (auf Druckflächen) beim EPS zur Verfügung (in stündlicher Auflösung). Die Arbeiten konnten in SOLREV nicht weiterverfolgt werden, sind aber als innovative Themenstellung für einen Antrag zur Strahlungsvorhersage mit dem neuen MTG-Satelliten gelistet.

Analog Ensemble und IEA PVPS Task 16 probabilistischer Benchmark

Die Arbeiten des Fraunhofer ISE zur probabilistischen Prognose erfolgten im Rahmen des IPVPS Task 16 Benchmark zur probabilistischen Kurzfristvorhersagen der Globalstrahlung. Dieser Benchmark wurde in den Jahren 2022 und 2023 unter Leitung der Université de La Réunion durchgeführt. An dem Benchmark nahmen sechs internationale Partner teil, neben dem Fraunhofer ISE und der Université de La Reunion, auch das Institut Mines Paris Tech, die Universität Utrecht, die University of South Australia und die Universität UDELAR

Der Benchmark zielte auf einen wissenschaftlichen Vergleich von unterschiedlichen Verfahren zur intra-hour und intra-day Prognosen. Insbesondere wurden der Einfluss verschiedener Eingangsdaten und Modellierungsansätzen untersucht. Die zeitliche Auflösung der Prognosen war 15 min für Vorhersagehorizonte bis sechs Stunden. Als Grundlagen für den Benchmark wurden Messwerte der Globalstrahlung aus dem in AP 2.2 erarbeiteten qualitätskontrollierten Datensatz [Forstinger et al. 2021d] genutzt. Es wurden acht europäische Standorte, von Südsanien bis Estland in Nordosteuropa, und die Jahre 2017 und 2018 ausgewählt. Das Jahr 2017 wurde dabei zum Training der Vorhersagemodelle genutzt und die Auswertung erfolgte für das Jahr 2018.

Das Fraunhofer ISE nahm an dem probabilistischen Benchmark mit Prognosen teil, die auf Basis von Messwerten, satellitenbasierten Prognosen und numerischen Wettervorhersagen mit dem Analog-Ensembles Ansatz [Alessandrini et al. 2015] erstellt wurden. Das Analog-Ensemble wurde in einem Zweischrittverfahren umgesetzt. Zunächst wurden mit einem etablierten Verfahren deterministische Kombinationsvorhersagen erstellt und auf dieser Basis dann das Ensemble.

Die Kombinationsvorhersage nutzt die folgenden Eingangsvorhersagen der GHI:

- Persistenz auf Basis des gemessenen Clear-Sky-Index („Persistence“)
- Vorhersage auf Basis von MSG HRV Satellitendaten mit Wolkenzugsvektoren (cloud motion vectors CMV, Sat-CMV, [Kühnert et al. 2013])
- NWP-Vorhersagen des ECMWF (ECMWF IFS HRES, Parameter SSRD, ECMWF-IFS)

Die satellitenbasierten Vorhersagen des ISE sind dabei ab ca. 30 min besser als die messwertbasierte Persistenz und bis ca. 3h besser als die ECMWF Vorhersagen (Abbildung 27). Die Vorhersagehorizonte von 15 min bis 6 h werden so optimal abgedeckt.

Die drei Einzelvorhersagen werden mit einem Blending-Modell mittels linearer Regression kombiniert. Die so erstellten deterministischen Kombinationsvorhersagen („Blended“) weisen kleinere Fehler auf als alle Einzelmodelle. Eine solche Verbesserung der Prognosegüte durch Kombinationsmodelle ist im Bereich deterministischer Prognose aus zahlreichen Studien bekannt (für eine Übersicht siehe Vorhersagekapitel der dritten Version des Handbooks). Im Rahmen von SOLREV wurde nun untersucht, ob diese Qualität auch für die Erstellung zuverlässiger probabilistischer Prognosen nutzbar gemacht werden kann.

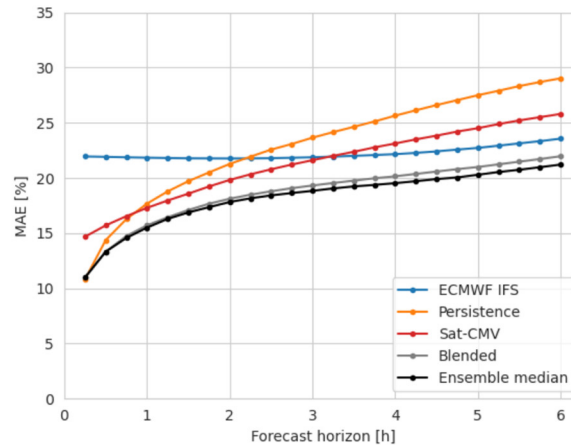


Abbildung 27: Relativer mittlerer absoluter Fehler (Mean absolute error MAE) normiert auf den Mittelwert der gemessenen GHI, für verschiedene Vorhersageverfahren in Abhängigkeit vom Vorhersagehorizont, Datensatz: Acht europäische Standorte, Jahr 2018, Sonnenstand > 10°; [Lauret et al. 2024]

Bei dem von Fraunhofer ISE zur Erstellung der probabilistischen Prognosen genutzten Analog Ensemble Ansatz wird die Vorhersageunsicherheit in Abhängigkeit von der Wettersituation aus dem Vergleich von Beobachtungen und Punktvorhersagen der Vergangenheit ermittelt. Konkret werden aktuelle und historische Vorhersagen anhand eines Ähnlichkeitsmaßes verglichen und – zur Erstellung eines Ensembles aus N Mitgliedern – die N zur aktuellen Vorhersage ähnlichsten Situationen ausgewählt. Die dazugehörigen Messwerte (Analoge) bilden dann das Analog Ensemble. Hierbei findet ähnlich zum k-nächste-Nachbarn-Algorithmus kein explizites Training statt, sondern die Analogs werden bei jedem Vorhersagelauf ad hoc berechnet. Der Suchraum für die Analogs wurde auf 180 Tage festgelegt und umfasst alle acht Messstationen des Benchmarks gemeinsam. Es wurden Ensembles aus 40 Mitgliedern erstellt, aus denen die im Benchmark geforderten Quantil-Vorhersagen abgeleitet wurden. Die Ähnlichkeit von Vorhersagesituationen wurde anhand des Clear-Sky Index bewertet.

Die Auswertung der probabilistischen Prognosen des ISE im Vergleich zu anderen Prognosen wurde von der Université de La Reunion als unabhängigem Partner durchgeführt. Die Evaluationskriterien des Benchmarks wurden von den Partnern gemeinsam festgelegt. In Übereinstimmung mit dem Stand der Technik in der Auswertung probabilistischer Prognosen wird der Continuous Ranked Probability Score (CRPS), der verschiedene Eigenschaften probabilistischer Prognosen integriert bewertet, als eine wesentliche Auswertungsgröße herangezogen (Abbildung 28). Der CRPS spielt in der Auswertung probabilistischer Prognosen eine ähnlich prominente Rolle wie MAE und RMSE in der deterministischen Prognose. Der CRPS wurde darüber hinaus in verschiedene Komponenten zerlegt und seine Verbesserung gegenüber einfachen Referenzmodellen bestimmt (CRPS-Skill-Score). Besonderer Wert wurde auch auf die Auswertung der Zuverlässigkeit der Prognosen gelegt, die separat in reliability Diagrammen erfolgte (siehe auch Vorhersagekapitel in der dritten Edition des Handbooks). Weiterhin wurde der MAE der Ensemble Mittelwerte angegeben. Dieser dient auch als Referenz zur Interpretation der CRPS-Werte. Für eine deterministische Prognose entspricht der CRPS dem MAE. Der direkte Vergleich von MAE und CRPS gibt daher Aufschluss zum zusätzlichen Wert des probabilistischen Ansatzes gegenüber der deterministischen Prognose.

Ein Vergleich von CRPS und MAE des Ensemble-Mittels für die verschiedenen Modelle des Benchmarks in Abhängigkeit vom Vorhersagehorizont (Abbildung 28) zeigt große Unterschiede zwischen den Modellen der Benchmark Teilnehmer. Die Verfahren der anderen Teil-

nehmer nutzen dabei entweder Messdaten und/oder satellitenbasierte Vorhersagen als Eingangsdaten. Der Analog Ensemble Ansatz des ISE auf Basis der oben beschriebenen Kombinationsprognosen, der auch numerische Wetterprognosen integriert, zeigt für alle Vorhersagehorizonten den niedrigsten MAE und CRPS. Der Unterschied zu den anderen Modellen wird dabei mit zunehmenden Vorhersagehorizont immer größer.

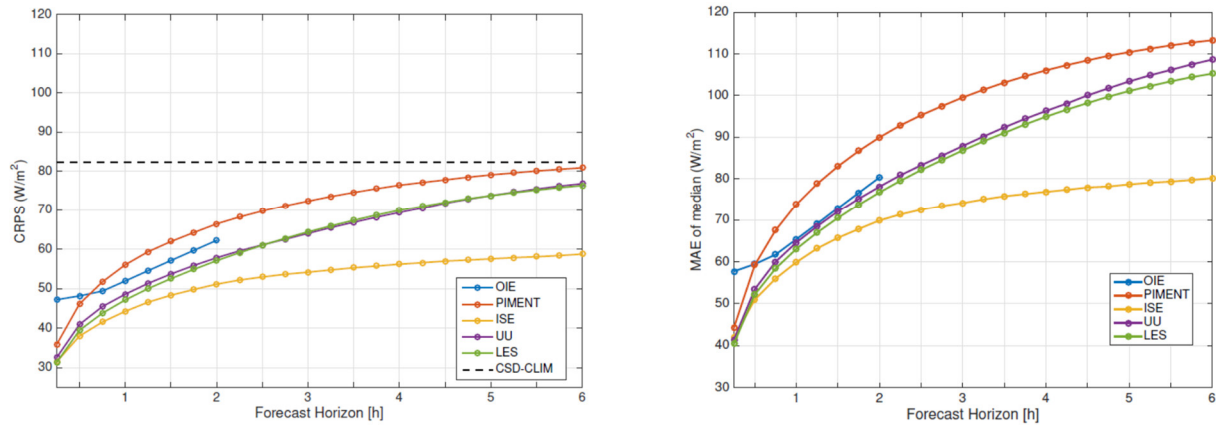


Abbildung 28: CRPS and MAE der Prognosen der verschiedenen Partner des IEA PVPS Task 16 Benchmarks in Abhängigkeit vom Vorhersagehorizont; Datensatz: Acht europäische Standorte, Jahr 2018, Sonnenstand > 10°; [Lauret et al. 2024]

Die Ergebnisse legen die Interpretation nahe, dass die Unterschiede in der Performance der Methoden wesentlich durch die Eingangsdaten bzw. -prognosen bestimmt sind. Um diese Hypothese zu prüfen, wurden in einer Erweiterung des ursprünglichen Benchmarks die Kombinationsprognosen des ISE durch die Universite de La Reunion mit verschiedenen anderen probabilistischen Ansätzen kombiniert. Der direkte Vergleich des CRPS des GARCH Models angewendet einmal auf Messdaten („PIMENT“) und einmal auf die ISE-Kombinationsprognosen („BLEND-GARCH“) zeigt direkt den großen Einfluss der Wahl der Eingangsdaten (Abbildung 29). Dem gegenüber sind die Unterschiede zwischen den verschiedenen probabilistischen Methoden auf Basis der Kombinationsprognosen deutlich kleiner. Der niedrigste CRPS wurde mit dem ISE Analog Ensemble und dem den nichtlinearen Quantile Regression Forest Ansatz (QRF) erreicht (Abbildung 29).

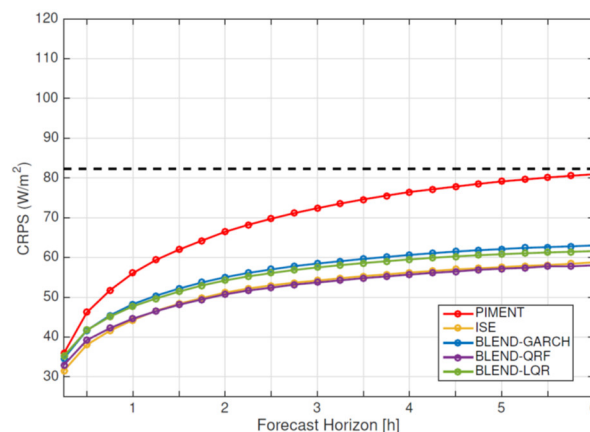


Abbildung 29: CRPS verschiedener probabilistischer Prognose-Methoden auf Basis der ISE-Kombinationsprognosen (ISE, BLEND-GARCH, BLEND-LQR, BLEND-QRF) und einer rein messwertbasierten Prognose im Vergleich (PIMENT) in Abhängigkeit vom Vorhersagehorizont; Datensatz: Acht europäische Standorte, Jahr 2018, Sonnenstand > 10; [Lauret et al. 2024]

Durch die Arbeiten in SOLREV in Kooperation mit den IEA PVPS Task Partnern konnte so gezeigt werden, dass die Nutzung von Kombinationsprognosen auf Basis von Messdaten, Satellitendaten und numerischen Wetterprognosen im Benchmark zu einer wesentlichen Verbesserung der probabilistischen Vorhersagequalität im intra-hour und intra-day Bereich führt. Im Vergleich zu der etablierten Nutzung von Messwerten im Kurzestfristbereich (intra-hour) und von NWP-Vorhersagen vor allem für Prognosehorizonte von mehreren Tagen (days-ahead) für probabilistische Vorhersagen, ist dieser Ansatz neuartig und bietet ein hohes Potential für die weitere Verwertung. Eine Beschreibung des Benchmarks mit weiteren Details zu den verglichenen Methoden und Ergebnissen ist zur Publikation in Renewable Energy eingereicht [Lauret et al. 2024].

Anwendungsspezifische Evaluationskriterien

Zur Definition anwendungsspezifischer Evaluationskriterien für Vorhersagen wurde von DLR-SF und DLR-VE ein Dialog mit einem Direktvermarkter und einem PV-Kraftwerksbetreiber geführt. Die Bedeutung von Rampengenauigkeit und die unterschiedlichen Genauigkeitsanforderungen je nach Anwendung wurden klargestellt. Zur Rampengenauigkeit wurde eine Bewertungsmethode basierend auf Konfusionsmatrizen und den dafür gängigen Parametern wie u.a. Genauigkeit, Fehlalarm und Präzision definiert. Die Methode wurde für eine Zeitschriftenpublikation zur Bewertung von ASI Vorhersagen angewendet [Logothetis et al. 2022]. Aufbauend auf diesen Arbeiten wurde auf der SolarPACES-Konferenz eine nutzerorientiertere Methode zur Festlegung von Schwellenwerten für die Identifizierung kritischer Rampen vorgestellt [Fabel et al. 2023]. Auch für Regelenergiebereitstellung ergeben sich Anwendungsmöglichkeiten, was allerdings nahezu perfekte Vorhersagegenauigkeit erfordert. Dies kann derzeit nur unter bestimmten Bedingungen wie vollständig wolkenlosem Himmel erreicht werden.

Die Evaluation probabilistischer Vorhersagen war ein wesentlicher Bestandteil einer weiteren Zeitschriftenpublikation zu probabilistischen All-Sky-Imager-Vorhersagen [Nouri et al. 2023]. Es wurde ein echtzeitfähiges, nichtparametrisches, probabilistisches Quantil-Nowcasting-Verfahren entwickelt, das auf deterministischen All-Sky-Imager-Vorhersagen basiert. Dabei wird die Einstrahlungsvariabilität als Hauptprädiktor für Nowcast-Unsicherheiten berücksichtigt. Das Verfahren wurde anhand eines umfangreichen Datensatzes und unter Verwendung einer Vielzahl von in der Literatur empfohlenen Metriken gegen drei verschiedene klimatologische Referenzmodelle ("Complete history persistence ensemble (CH-PeEn)", "Clear-Sky dependent climatology (CSD-Clim)" und "Naive climatology (n-Clim)") bewertet. Die Auswahl der zu untersuchenden Referenzmodelle und Fehlermetriken erfolgte unter Federführung des DLR-SF in Zusammenarbeit mit ISE und DLR-VE. Abbildung 30 zeigt den Vergleich der erzielten CRPS zwischen den All-Sky-Imager-Vorhersagen und den klimatologischen Referenzmodellen. Das All-Sky-Imager-System hat einen klaren Vorteil über den gesamten Horizont.

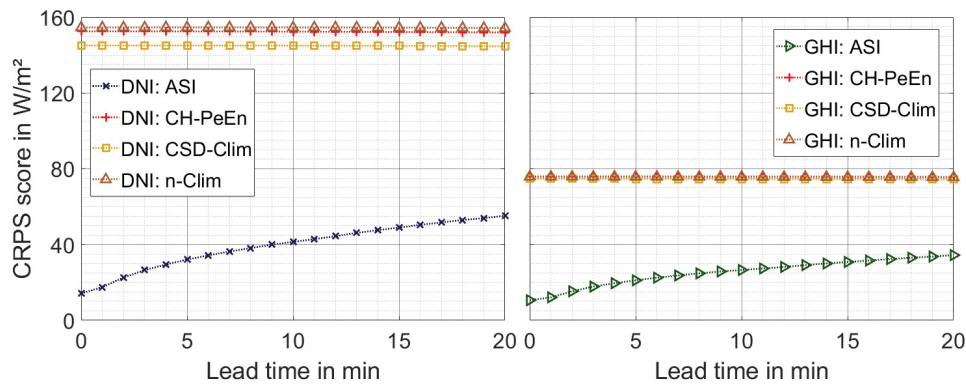


Abbildung 30: CRPS der ASI Vorhersagen und klimatologischen Referenzmodelle für DNI und GHI und Vorlaufzeiten bis zu 20 Minuten

Best Practices Handbook

Bewertung und Vergleich von verschiedenen Ansätzen zur Solarstrahlungsprognosen und Information zu Prognoseunsicherheit spielen eine wichtige Rolle für Nutzer von Prognosen und stellen einen wichtigen Teil des Best Practices Handbooks dar, der von ISE auf Basis der Arbeiten in SOLREV und im IEA PVPS Task 16 bearbeitet wurde. Ein Fokus lag darauf diese Informationen für Anwender von Strahlungsprognosen verständlich aufzubereiten und in Ergänzung zu statistischen Metriken, die Prognosequalität in Abbildungen zu veranschaulichen. Neben den eigentlichen Auswertungen wurden dabei auch Konzepte zur Bewertung von Prognosen vorgestellt und Best Practices empfohlen. Darüber hinaus wurden in Synergie mit AP 2.1, wie dort dargestellt, auch Studien und Metriken zur direkten Beschreibung des ökonomischen Werts von Prognosen für verschiedene Anwendungen in das Handbook aufgenommen

Konkret wurden im Rahmen von AP 2.2 die folgenden Beiträge für das Best Practices Handbook erarbeitet:

- Koordination und Review eines neues Unterkapitels zu probabilistischen Prognosen unter Federführung der Université de La Réunion für die dritte Edition und Überarbeitung für die vierte Edition (ISE)
- Wesentliche Beiträge zu einem neuen gemeinsamen Kapitel zur Unsicherheit von Datensätzen der solaren Einstrahlung (Messdaten, modellierte langjährige Datensätze, Prognosen) für die vierte Edition (ISE, unter Federführung NREL)
 - Gesamtkonzept zur Bewertung der Unsicherheit von meteorologischen Datensätzen, Vereinheitlichung von Definitionen, Gemeinsamkeiten und Abgrenzungen in Auswertungskonzepten der verschiedenen Datensätze (ISE gemeinsam mit DLR-SF und internationalen Partnern)
 - Erstellung der Unterkapitel zu Auswertungen von Prognosen (ISE)
- Ergänzung von Auswertungen verschiedener Vorhersagemodellen als wesentlicher Bestandteil der Methodenkapitel mit der Beschreibung verschiedener Verfahren zur Prognose im Vorhersagekapitel (ISE)
- Aktualisierung des Abschnitts zu ASI basierten Vorhersagen (DLR-SF, ISE)
- Koordination und Review eines Beitrags zur „perfect forecast metric“ der State University of Albany als Metrik zur Quantifizierung des ökonomischen Werts von Prognosen (ISE)

AP 3 Deutsche Beteiligung am IEA PVPS Task 16

Leitung: ISE. Beteiligte Partner: DLR-SF

Ziel war die deutsche Beteiligung am IEA PVPS Task 16. Die Beiträge dieses Projekts für den Task 16 umfassten die Leitung zweier Subtasks und mehrerer Activities.

- Leitung Subtask 1 “Evaluation of current and emerging resource assessment methodologies” Leitung von Activity 1.1 „Ground based methods” (DLR-SF)
- Leitung von Activity 1.4 „Benchmarking framework“ (DLR-SF)
- Leitung von Subtask 3 “Evaluation of current and emerging solar forecasting techniques” (ISE) und einer Activity in diesem Subtask
- Einbringen der in AP 1 und AP 2 erstellten Empfehlungen in das „Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications“ (DLR-SF, ISE)
- Einbringen der Ergebnisse von SOLREV in die halbjährlichen Task 16 status reports (DLR-SF, ISE)
- Einbringen der Ergebnisse von SOLREV in die PVPS annual reports (DLR-SF, ISE)
- Teilnahme an IEA PVPS Task 16 Treffen und Beitrag zu Broschüren, Newslettern und Reporting (DLR-SF, ISE)
- Beitrag zum erfolgreichen Antrag „Verlängerung PVPS Task 16“ für die Jahre 2020 bis 2023 (DLR-SF, ISE)

Durch AP 3 stellten die nationalen Partner sicher, dass im Task 16 auch mit deutschen Produkten gearbeitet wird. Da die deutschen Produkte im Benchmarking positive Ergebnisse erzielten, wurde dadurch deren Verbreitung und Nutzung vorangetrieben. Zudem wurden Verbesserungspotentiale aufgezeigt. Die Partner ISE und DLR-SF brachten die in AP1 und 2 formulierten Empfehlungen in Task-16-Veröffentlichungen ein. Die Möglichkeit, die Task-16-Veröffentlichungen, Leitlinien und Standards direkt mitzugestalten, ist insbesondere für die Industriepartner sehr wichtig. Weiterhin wurde die Chance zur zeitnahen Verwertung von Task-Ergebnissen durch die deutschen Partner aus Industrie und Forschung sichergestellt.

Ein wesentliches Ergebnis waren die Überarbeitungen des Handbuchs für Solar-Ressourcen für die dritte und vierte Edition (Beitrag auch aus AP 1 und AP 2), wie im Einleitungsteil der eingehenden Darstellung des Vorhabens beschrieben.

AP 4 Stakeholder Workshops

Leitung: DLR-SF. Beteiligte Partner: ISE, CSPS

In AP 4 sollte vor allem die Rückmeldung der Anwender eingeholt und ausgewertet werden. Dazu waren vier Workshops zu unterschiedlichen Themen geplant. Aufgrund der Coronakrise wurden die Workshops als Webinare abgehalten. Dies hatte den Vorteil einer breiten und internationalen Zuhörerschaft sowie einer einfachen auch nachträglichen Dissemination der Webinar-Inhalte.

Ein Workshop wurde im Juni 2020 in Zusammenarbeit mit dem IEA PVPS Task 16 durchgeführt zum Thema „Products for the end-users“. CSPS hat die Planung und Durchführung organisiert und das Webinar moderiert. Die Agenda umfasste die Themen „verschiedene Datenquellen“ von Manuel Silva (Universität von Sevilla) und Carlos F. Peruchena (CENER) vorgestellt, „Erstellung von Produkten für die Endnutzer“ von Philippe Blanc (MINES ParisTech) und

„Anwendungen von Solarressourcenprodukten“ von Robert Höller (FH Oberösterreich). In der anschließenden Diskussion wurden verschiedene Fragestellungen weiter erörtert. Insgesamt waren 84 Teilnehmer anwesend.

Der Workshop „Zuverlässige Messung der Solarstrahlung“ wurde im September 2021 als Webinar durchgeführt. Als Vortragende wurden Jan Remund, Operating Agent des IEA PVPS Task 16, zur Einleitung in den IEA Task, Birk Kraas von CSPS zur Einleitung in SOLREV und zum Thema „Measurement best practices“ [Kraas 2021], Stefan Wilbert vom DLR-SF zum Thema „Measurement stations for different solar energy applications“ [Wilbert et al. 2021c] und Oliver Knight von der Weltbank zum Thema „Benefits and lessons from implementation of solar measurement campaigns in developing countries“ eingeladen. Das Webinar mit anschließender Moderation wurde von CSPS geleitet. Insgesamt waren während des Webinars durchschnittlich 66 Teilnehmer anwesend. In der Nachbefragung der Teilnehmer haben 86% angegeben, dass ihnen das Webinar gut oder sehr gut gefallen hat, wobei die Präsentation zu „Measurement best practices“ als am interessantesten bewertet wurde.

Das Webinar zum „Vergleich von Satelliten- und Modell-abgeleiteten Strahlungsdatensätzen, Anwendungsempfehlungen und Praxis-beispiele“ wurde im Juni 2022 von CSPS organisiert. Als Vortragende wurden Jan Remund, Operating Agent des IEA PVPS Task 16, zur Einleitung in den IEA Task, Birk Kraas von CSPS zur Vorstellung von SOLREV und Moderation, Stefan Wilbert vom DLR-SF zum Thema „Data set: Reference and Test data“ [Wilbert et al. 2022], Adam R. Jensen von der DTU zum Thema „Quality control and data preparation“ [Jensen et al. 2022c] und Anne Forstinger von CSPS zum Thema „Validation method and results“ [Forstinger et al. 2022c] eingeladen. Insgesamt waren während des Webinars dauerhaft mehr als 60 Teilnehmer anwesend. In der anschließenden Diskussion wurde auch Feedback bezüglich der für die Nutzer/Empfänger des Benchmarks interessantesten Gruppierung von Benchmark-Ergebnissen für die Wetterstationen eingeholt. Außer Gruppierung nach Kontinenten sind vier Zonen aufgeteilt nach Breitengraden für die Nutzer am interessantesten. Dieses Ergebnis wurde in der weiteren Auswertung des Benchmarks für die Darstellung in den Publikationen berücksichtigt.

Der Workshop zu Themen aus dem Bereich Solarstrahlungs-Vorhersagen wurde in Form von SOLREV Beiträgen auf der Fachtagung Energiemeteorologie im Januar 2024 umgesetzt. Das Publikum der von DLR-VE unter dem Dach der Deutschen Meteorologischen Gesellschaft organisierten Tagung setzte sich aus ca. 85 Teilnehmer*innen aus Industrie und Forschung zusammen. Das Format der Tagung war dabei so gestaltet, dass es viel Raum für den Austausch zwischen Industrie und Wissenschaft als ein wesentliches Element der Tagung gab. Damit war ein idealer Rahmen für die Kommunikation der SOLREV Ergebnisse und ihrer Diskussion mit Anwendern gegeben. Elke Lorenz (ISE) stellte die Arbeiten zur „Probabilistische Kurzfristvorhersage der Globalstrahlung mittels Analog-Ensemble unter Nutzung von satellitenbasierter Einstrahlung“ und den probabilistischen IEA PVPS Task 16 Benchmark vor. Matthias Zech (DLR-VE) präsentierte seine Arbeiten zur „Räumlich-zeitlichen Abhängigkeiten von kurzfristigen Vorhersagefehlern erneuerbarer Energie“; Aus dem IEA PVPS 16 Task präsentierte der Operating Agent Jan Remund, das Konzept „gesicherte Produktion mit Erneuerbaren“.

7 Zahlenmäßiger Nachweis

Der zahlenmäßige Nachweis liegt dem Projektträger als gesondertes Dokument vor.

8 Notwendigkeit und Angemessenheit geleisteter Arbeit

Die Arbeitspakete wurden gemäß Arbeitsprogramm vollständig bearbeitet und die erzielten Ergebnisse entsprechen der Zielstellung des Vorhabens.

9 Nutzung und Verwertbarkeit – Fortschreibung des Verwertungsplanes

Im Rahmen des Projekts konnte die angestrebte Verwertbarkeit der Ergebnisse im Wesentlichen erreicht werden. Detaillierte Angaben zu den Verwertungsplänen der Partner finden sich in den jeweiligen vertraulichen Berichten. Ein zentrales Instrument der Verwertung ist das IEA PVPS 16 Best Practices Handbook, in dem die Projektergebnisse international veröffentlicht werden. Gerade durch das schnelle Wachstum der PV-Industrie und die damit einhergehende Einarbeitung von Personal sind gute Richtlinien und praxisnah vermittelte Grundkenntnisse von hoher Bedeutung. Darüber hinaus sind als Instrumente der Verwertung auch die Publikationen in Zeitschriften, Konferenzen und Stakeholder Workshops zu nennen. An dieser Stelle sind die wesentlichen Verwertungslinien kurz erläutert:

- Anlagenplaner und Entwickler profitieren von den Ergebnissen der Vergleichsstudien und den erarbeiteten Empfehlungen und Standards, die sie bei der Auswahl geeigneter Datensätze und im Umgang mit den Daten unterstützen.
- Anbieter meteorologischer Datensätze und -prognosen und darauf spezialisierte Gutachter können anhand der erarbeiteten Bewertungskriterien, auf Basis von Diskussionen in Workshops und anhand der Dokumentation von Nutzeranforderungen sowie Standards ihre Produkte anwendungsoptimiert weiterentwickeln.
- Investoren und Banken profitieren einerseits von der erwarteten Reduktion der Unsicherheit von langjährigen Strahlungsdatensätzen, andererseits können sie das verbleibende Risiko auf Basis von zuverlässigen Unsicherheitsangaben besser einschätzen.
- Das Best Practices Handbook bietet eine hervorragende Grundlage für Ausbildung und Schulung (national und international) im Bereich Solarenergie, wobei die Kenntnisse zu solaren Ressourcen eine wichtige Rolle spielen.
- Netzbetreiber profitieren von dem Vorhaben insbesondere durch die Analysen und Untersuchungen zur regionalen PV-Hochrechnung und Prognose. Die Erkenntnisse des Projekts tragen dazu bei, die Unsicherheit von PV-Hochrechnungen und Prognosen zu reduzieren, und führen damit zu einer Verringerung der Kosten bei der Netzintegration von PV-Strom.
- Die SOLREV Partner können sich im Gebiet der Energiemeteorologie und Ressourcenanalyse positionieren, von der zukünftige Aufträge und F&E-Projekte zu erwarten sind. Konkret ist an dieser Stelle auch das im April 2024 gestartete Folgeprojekt SOLREV-2 zu nennen, das ebenfalls durch das BMWK gefördert wird.

10 Bekanntgewordener Fortschritt außerhalb des Vorhabens

Im Rahmen des Projektverlaufs wurde international intensiv im Bereich der Energiemeteorologie geforscht. Ein großer Teil dieser Arbeiten wurde über die Zusammenarbeit im IEA PVPS Task 16 mit dem SOLREV Projekt abgestimmt. Die zahlreichen Publikationen und Ergebnisse der Task 16 Partner und anderer Gruppen wurden durch das SOLREV Projekt für die Erstellung des Best Practices Handbooks verwendet. Der Fortschritt außerhalb des Vorhabens war somit für das SOLREV Projekt zuträglich. Anpassungen des Arbeitsplans waren durch diese externen Arbeiten nicht nötig und es entstand auch keine Einschränkung der Innovation oder Verwertbarkeit der SOLREV Ergebnisse.

11 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen

Während der Projektlaufzeit gab es folgende Vorträge und Veröffentlichungen der SOLREV Partner:

Collino, E., Forstinger, A., Wilbert, S., Jensen, A., Kraas, B., Fernandez Peruchena, C., Gueymard, C., Ronzio, D., Yang, D., Polo, J., Ruiz Arias, J., Hanrieder, N., Blanc, P., Saint-Drenan, Y. (2022) Worldwide solar radiation benchmark of modelled surface irradiance. WCPEC/EUP-CSEV. IEA PVPS workshop, Milano.

Driesse, A., Wilbert, S., Forstinger, A. (2021) Uncertainty of Tilted Irradiance Measurements Using Photodiodes and Reference Cells. EUPVSEC (online) 2021. DOI: 10.4229/EUPVSEC20212021-5BO.6.5

Fabel, Y., Schnaus, D., Nouri, B., Wilbert, S., Blum, N., Zarzalejo, L. F., & Pitz-Paal, R. (2023). Nowcasting systems for irradiance ramp event detection. <https://elib.dlr.de/201939/>

Forstinger, A., S. Wilbert, A. Driesse, B. Kraas, (2021a) Uncertainty Calculation Method for Photodiode Pyranometers. Sol. RRL 2021, 2100468. DOI: 10.1002/solr.202100468.

Forstinger, A., S. Wilbert, A. Driesse, B. Kraas, Uncertainty Calculation Method for Photodiode Pyranometers. EUPVSEC (online) 2021b

Forstinger, A., E. Collino, C. Fernández Peruchena, C.A. Gueymard, N. Hanrieder, A.R. Jensen, B. Kraas, J. Polo Martinez, D. Ronzio, J.A. Ruiz-Arias, Y. Saint-Drenan, S. Wilbert, D. Yang, Expert Quality Control of Solar Radiation Ground Data Sets. SWC 2021/ISES Conference Proceedings (2021c), DOI: 10.18086/swc.2021.38.02

Forstinger, A., Y.M. Saint-Drenan, S. Wilbert, A.R. Jensen, B. Kraas, C.F. Peruchena, C. A. Gueymard, D. Ronzio, D. Yang, E. Collino, J.P. Martinez, J. A. Ruiz-Arias, N. Hanrieder, P. Blanc, (2021d) IEA-PVPS Task-16 Reference Solar Measurements data base. DOI: 10.23646/3491b1a6-e32d-4b34-9dbb-ee0affe49e36

Forstinger, A., S. Wilbert, A.R. Jensen, B. Kraas, C.F. Peruchena, C. A. Gueymard, D. Ronzio, D. Yang, E. Collino, J.P. Martinez, J. A. Ruiz-Arias, N. Hanrieder, P. Blanc, Y.M. Saint-Drenan (2022a) Worldwide solar radiation benchmark of modelled surface irradiance. European Meteorological Society (Bonn) 2022

Forstinger, A., S. Wilbert, A.R. Jensen, B. Kraas, C.F. Peruchena, C. A. Gueymard, D. Ronzio, D. Yang, E. Collino, J.P. Martinez, J. A. Ruiz-Arias, N. Hanrieder, P. Blanc, Y.M. Saint-Drenan (2022b) Worldwide solar radiation benchmark of modelled surface irradiance. SolarPACES (Albuquerque) 2022

Forstinger, A., Jensen, A., Wilbert, S., Kraas, B., Saint-Drenan, Y., Fernandez Peruchena, C., Collino, E., Ronzio, D., Polo, J., Ruiz Arias, J., Gueymard, C., Yang, D., Hanrieder, N. (2022c) Radiation Data Benchmark – Validation Method and Results. IEA PVPS T16 / SOLREV webinar, Online.

Forstinger, A., S. Wilbert, A.R. Jensen, B. Kraas, C.F. Peruchena, C. A. Gueymard, D. Ronzio, D. Yang, E. Collino, J.P. Martinez, J. A. Ruiz-Arias, N. Hanrieder, P. Blanc, Y.M. Saint-Drenan, (2023) Worldwide benchmark of modelled solar irradiance data. ISBN 978- 3-907281-44-4, IEA PVPS Task 16, Report IEA-PVPS T16-05

Habte, A., Myers, D., Wilcox, S., Wilbert, S., Gueymard, C., Sengupta, M., Stoffel, T., Vignola, F., Suri, M. (2021) Solar Irradiance Uncertainty and Data Quality Assessment. ISES Webinars: Introducing the IEA PVPS Task 16 Best Practices Handbook for Solar Resource Data, Version 3, 2021-02-18, Online.

Höller, R., Pagh Nielsen, K., Zarzalejo, L., Freeman, J., Gueymard, C., Wilbert, S., Silva, M. Renné, D., Ramírez, L., Spieldenner, D., Fritz, R., Mehos, M., Perez, R., Habte, A. (2021) Applications for Solar Resource Products (Chapter 9). ISES Webinars: Introducing the IEA PVPS Task 16 Best Practices Handbook for Solar Resource Data, Version 3, Online.

Höpken, L., (2023) Reducing the Impact of Irradiance Ramps on PV Power Production – A Techno-Economic Analysis of Nowcasting, Master Thesis, RWTH-Aachen, <https://elib.dlr.de/197700/>

Hoyer-Klick, C., Wilbert, S. (2023) User Extension for the IEC TS 62862-1-3 Meteorological Data Format. Published October 27, 2023, Version 1.0. [\(zenodo.org\)](https://zenodo.org/).

Jensen, A., Forstinger, A., Wilbert, S., Kraas, B., Saint-Drenan, Y., Fernandez Peruchena, C., Collino, E., Ronzio, D., Polo, J., Ruiz Arias, J., Gueymard, C., Yang, D., Hanrieder, N. (2022a) Worldwide benchmark of modeled solar radiation data. BSRN workshop, Ispra. Volltext nicht online.

Jensen, A., Forstinger, A., Wilbert, S., Kraas, B., Saint-Drenan, Y., Fernandez Peruchena, C., Collino, E., Ronzio, D., Polo, J., Ruiz Arias, J., Gueymard, C., Yang, D., Hanrieder, N. (2022b) Worldwide benchmark of modeled solar surface irradiance. PVPMC workshop, Salt Lake City, Utah USA. Volltext nicht online.,

Jensen, A., Forstinger, A., Wilbert, S., Kraas, B., Saint-Drenan, Y., Fernandez Peruchena, C., Collino, E., Ronzio, D., Polo, J., Ruiz Arias, J., Gueymard, C., Yang, D., Hanrieder, N. (2022c) Radiation Data Benchmark - Quality Control and data preparation. IEA PVPS T16 / SOLREV webinar, Online.

Kraas, B. (2021) Measurement best practices. IEA PVPS T16 / SOLREV webinar, Online.

Lauret, P., Alonso-Suárez, R., Amaro e Silva, R., Boland, J., David, M., Herzberg, W., Le Gall La Salle, J., Lorenz, E., Visser, L., van Sark, W., Zech, T. (2024) The added value of combining solar irradiance data and forecasts: a probabilistic benchmarking exercise; Submitted to Renewable Energy.

Logothetis, S., Salamalikis, V., Nouri, B., Remund, J., Zarzalejo, L. F., Xie, Y., Wilbert, S., Ntavelis, E., Nou, J., Hendrikx, N., Visser, L., Sengupta, M., Pó, M., Chauvin, R., Grieu, S., Blum, N., van Sark, W., Kazantzidis, A. (2022) Solar Irradiance Ramp Forecasting Based on All-Sky Imagers. Energies. doi: 10.3390/en15176191. ISSN 1996-1073.

Lorenz, E., Ruiz Arias, J.A., Martin, L., Wilbert, S., Köhler, C., Fritz, R., Betti, A., Lauret, P., David, M., Huang, J, Perez, R., Kazantzidis, A., Wang, P., Saint-Drenan, Y. (2021) Forecasting

Solar Radiation and PV Power. ISES Webinars: Introducing the IEA PVPS Task 16 Best Practices Handbook for Solar Resource Data, Version 3, 2021-02-18, Online.

Nouri, B., Blum, N., Wilbert, S., Zarzalejo, L., (2021). Improved hybrid solar irradiance nowcast: combining all sky imager and persistence based nowcasts. EUPVSEC Conference (oral presentation) (Online)

Nouri, B., S. Wilbert, N. Blum, Y. Fabel, E. Lorenz A. Hammer, T. Schmidt, L. F. Zarzalejo, R. Pitz-Paal, (2023). Probabilistic solar nowcasting based on all-sky imagers. Solar Energy 253 (2023) 285–307, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.01.060>

Remund, J., Habte, A., Sengupta, M., Gueymard, C., Wilbert, S. (2021) Introducing the Third Edition of the Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications. EU PVSEC

Schaible, J., Nouri, B., Höpken, L., Kotzab, T., Loevenich, M., Blum, N., Hammer, A., Stührenberg, J., Jäger, K., Becker, C., Wilbert, S. (2023) Application of nowcasting to reduce the impact of irradiance ramps on PV power plants. EUPVSec 2023, 18.-22. September 2023, Lisabon.

Schaible, J., Nouri, B., Höpken, L., Kotzab, T., Loevenich, M., Blum, N., Hammer, A., Stührenberg, J., Jäger, K., Becker, C., Wilbert, S. (2024) Application of nowcasting to reduce the impact of irradiance ramps on PV power plants. Accepted for publication in EPJ.

Sengupta et al. (2021a) Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Third Edition. ISBN 978-3-907281-19-2

Sengupta, M., Habte, A., Wilbert, S., Gueymard, C., Remund, Jan (2021b) Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Third Edition. In: Tagungsband 36. PV-Symposium / BIPV-Forum. PV Symposium, Online. ISBN in ISBN 978-3-948176-14-3.

Wilbert, S., Jessen, W., Forstinger, A., Driesse, A., Habte, A., Marzo, A., Vignola, F., Zarzalejo, L. (2020) Application of the Clear Sky Spectral Error for Radiometer Classification in ISO 9060. In: Proceedings of the ISES Solar World Congress 2019 and IEA SHC International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 2019, Seiten 2167-2177. Solar World Congress, 4. - 9. October 2019, Santiago de Chile. doi: 10.18086/swc.2019.44.08. ISBN 978-398204081-3.

Wilbert, S., Gueymard, C., Habte, A., Sengupta, M., Xie, Y., Landelius, T., Polo, J., Lara Fanego, V., Vignola, F. (2021a) Further Relevant Meteorological Parameters. ISES Webinars: Introducing the IEA PVPS Task 16 Best Practices Handbook for Solar Resource Data, Version 3, Online.

Wilbert, S. (2021b) Solar Radiation Measurement and Related Standards. Solar World Congress. Forum, Online.

Wilbert, S., Kraas, B., Forstinger, A. (2021c) Measurement stations for different solar energy applications. IEA PVPS T16 / SOLREV webinar, Online.

Wilbert, S., Forstinger, A., Jensen, A., Kraas, B., Saint-Drenan, Y., Fernandez Peruchena, C., Collino, E., Ronzio, D., Polo, J., Ruiz Arias, J., Gueymard, C., Yang, D., Hanrieder, N. (2022) Radiation Data Benchmark – Data set: Reference and Test data. IEA PVPS T16 / SOLREV webinar, Online.

Wilbert, S., Geuder, N., Schwandt, M., Kraas, B., Jessen, W., Meyer, R., Nouri, B., Forstinger, A., Vignola, F. (2023) Best Practices for Solar Irradiance Measurements with Rotating Shadowband Irradiometers. [RSI BestPractices v2.pdf \(dlr.de\)](#)

Winter, K, Zech T, Karalus S, Axel Braun A, Rafael Fritz R, Lorenz E. (2022): A Comparison of Regional PV Power Estimation Methods, 37. PV-Symposium; 21. - 23. Juni 2022 Freiburg

Zech, M. and von Bremen, L. (2022). Interpretation of clearness day-ahead forecast errors using novel cloud classification, DACH2022, Leipzig, Deutschland, 21–25 Mar 2022, DACH2022-286, <https://doi.org/10.5194/dach2022-286>, 2022.

Zech, M. and von Bremen, L., (2024a). End-to-end learning of representative PV capacity factors from aggregated PV feed-ins. Applied Energy Volume 361, 1 May 2024, 122923. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.122923>

Zech, M. and von Bremen, L., (2024b). Improving short-term, near-surface temperature forecasts by integrating weather pattern information into Model Output Statistics. Monthly Weather Review. Under review

Zech, M., M. Schroedter-Homscheidt, L. von Bremen, (2024c). Spatial correlation and aggregation of short-term renewable energy forecast errors. To be submitted.

Zudem gab es zur Veröffentlichung der dritten Edition des Best practices handbooks eine Pressemitteilung und Artikel auf den Homepages der Partner (<https://www.solarserver.de/2021/06/11/handbuch-bewertung-daten-solarstrahlung/>; z.B. https://www.dlr.de/sf/desktopdefault.aspx/tabid-10436/27573_read-73274/).

Zusammenfassung

Im SOLREV Projekt wurde die Bewertung, Untersuchung und Optimierung von Modellen und Datensätzen zur Vorhersage und Charakterisierung der solaren Einstrahlung für verschiedene Anwendungen adressiert. Auf Basis der wissenschaftlichen Analysen wurden Leitlinien und Empfehlungen („Best practices“), sowie Standards erarbeitet.

Durch das SOLREV Projekt wurde die deutsche Teilnahme an dem IEA PVPS Task 16 „Solar resource for high penetration and large scale applications“ mit der Leitung von zwei Subtasks ermöglicht.

Es wurden die folgenden wissenschaftlichen und technischen Aufgaben erfolgreich bearbeitet (Highlights fettgedruckt):

- Bewertung von Methoden zur Bereitstellung von Solarstrahlungsdaten und angemessene **Standardisierung**, inkl.
 - Instrumenten zur bodengestützten Strahlungsmessung sowie Referenzzellen
 - **Benchmark kommerzieller und frei verfügbarer Satelliten- und Wettermodellstrahlungsdaten** unter anwendungsspezifischen Kriterien (Vergleichsstudie mit weltweiten Referenzstationen).
 - Methoden zur Aufbereitung der Strahlungsdaten zum Produkt für die Ertragsanalyse (**Qualitätsprüfungsalgorithmen**, Kombination von Datenquellen zur Erstellung von langjährigen Datensätzen oder TMYs / P10- / P90-Jahre, Datenformate)
- Bewertung und Vergleich von neuen Methoden zur Vorhersage der Solarstrahlungs- und Solarleistungsvorhersage
 - **Analyse des ökonomischen Werts von Prognosen** für verschiedene Anwendungen im Rahmen von Fallstudien
 - Ableiten von Metriken zur direkten Quantifizierung dieses Werts.
 - Herausforderungen bei der Erstellung **regionaler PV-Hochrechnungen** und Prognosen für Übertragungsnetzbetreiber
 - **Vergleich verschiedener Verfahren zur PV-Hochrechnung** gegenüber einem Referenzdatensatz
 - Bestimmung des Einflusses räumlicher Ausgleichseffekte und meteorologischer Faktoren für die Unsicherheit regionaler Vorhersagen
- **Benchmarking Studie probabilistischer Solarstrahlungsprognosen** hinsichtlich der Beschreibung der Vorhersageunsicherheit unter anwendungsnahen Kriterien
- Wesentliche Beiträge zum IEA „**Best Practices Handbook** for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications“ und zu Stakeholder Workshops.

Literaturangaben

Alessandrini, S., Delle Monache, L., Sperati, S., Cervone, G., “An analog ensemble for short-term probabilistic solar power forecast”, *Appl. Energy* 157, 95–110 (2015).

Bents, H. (2023) Integrating Weather Forecast Uncertainty into Power Systems Management using the Probabilistic Power Forecast Evaluation Tool (ProPower). Master Thesis written at DLR, University Oldenburg, <https://elib.dlr.de/200942/>, 2023

Fernandez-Peruchena, C., J. Polo, L. Martin and L. Mazorra. (2020) Site-Adaptation of Modeled Solar Radiation Data: The SiteAdapt Procedure. *Remote Sens.* 2020, 12(13), 2127; <https://doi.org/10.3390/rs12132127>

Hirsch, T., Dersch, J., Fluri, T., Garcia-Barberena, J., Giuliano, S., Hustig-Diethelm, F., et al. (2017). SolarPACES Guideline for Bankable STE Yield Assessment (IEA Technical Report No. Version 2017) (p. 172). Tabernas, Spain: IEA Technology Collaboration Programme on Solar Power and Chemical Energy Systems (SolarPACES). Retrieved from http://solarpaces.org/images/SolarPACES_Guideline_for_Bankable_STE_Yield_Assessment_-_Version_2017.pdf

Kühnert, J., Lorenz, E., Heinemann, D. (2013). “Satellite-Based Irradiance and Power Forecasting for the German Energy Market” in *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, Editor: Jan Kleissl (Elsevier 2013).

Morales, J., M. Zugno, S. Pindea, and P. Pinson (2014) “Electricity market clearing with improved scheduling of stochastic production”, *European Journal of Operational Research*, vol. 235, pp. 765–774, 2014

Schyska, B. (2021) Coaction of Input Parameters and Model Sensitivities in Numerical Power System Modeling. Dissertation, Universität Oldenburg. <http://oops.unioldenburg.de/5318/>

Saint-Drenan, Y.-M., G. Good, M. Braun und T. Freisinger (2016) „Analysis of the uncertainty in the estimates of regional PV power generation evaluated with the upscaling method“ *Solar Energy*, pp. 536-550, 2016.

Schmidt, T., J. Kalisch, E. Lorenz, and D. Heinemann (2016). 'Evaluating the spatio-temporal performance of sky-imager-based solar irradiance analysis and forecasts', *Atmospheric Chemistry and Physics*, 16: 3399-412.

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN geplant	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht	
3. Titel SOLREV - Solare Ressourcen und Vorhersagen für die Netz- und Marktintegration von Solarenergie Schlussbericht		
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Lorenz, Elke (1), Zech, Tobias (1), Blum, Niklas (2), Nouri, Bijan (2), Hanrieder, Natalie (2), Forstinger, Anne (3), Kraas, Birk (3), von Bremen, Lueder (4), Zech, Matthias (4), Hoyer-Klick, Carsten (4), Belkilani, Kaouther (5), Driesse, Anton (6), Good, Garret (7), Wilbert, Stefan (2)	5. Abschlussdatum des Vorhabens 31.10.2023	6. Veröffentlichungsdatum geplant
	7. Form der Publikation Online-Veröffentlichung TIB	
	9. Ber. Nr. Durchführende Institution -	
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) 1 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg 2 DLR-Institut für Solarforschung (DLR-SF), Linder Höhe, 51147 Köln 3 CSP Services GmbH (CSPS), Friedrich-Ebert-Ufer 30, 51143 Köln 4 DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme (DLR-VE), Carl-von-Ossietzky-Straße 15, 26129 Oldenburg 5 Technische Hochschule Ulm (THU), Prittwitzstraße 10, 89075 Ulm 6 PV Performance Labs (PVPL), Emmy-Noether-Str. 2, 79110 Freiburg 7 Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Joseph-Beuys-Straße 8, 34117 Kassel	10. Förderkennzeichen 03EE1010 (A-E)	
	11. Seitenzahl 58	
	13. Literaturangaben 49	
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 11019 Berlin	14. Tabellen 2	
	15. Abbildungen 30	
	16. Zusätzliche Angaben -	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) TIB Hannover, verschickt am 24.4.24		
18. Kurzfassung Im SOLREV Projekt wurde die Bewertung, Untersuchung und Optimierung von Modellen und Datensätzen zur Vorhersage und Charakterisierung der solaren Erzeugung für verschiedene Anwendungen adressiert. Auf Basis der wissenschaftlichen Analysen wurden Leitlinien und Empfehlungen („Best practices“), sowie Standards erarbeitet. Durch das SOLREV Projekt wurde die deutsche Teilnahme an dem IEA PVPS Task 16 „Solar resource for high penetration and large scale applications“ mit der Leitung von zwei Subtasks ermöglicht. Es wurden u.a. die folgenden wissenschaftlichen und technischen Aufgaben erfolgreich bearbeitet: -Bewertung von Methoden zur Bereitstellung von Solarstrahlungsdaten und Standardisierung, inkl. u.a. weltweiter Benchmark kommerzieller und frei verfügbarer Satelliten- und Wettermodellstrahlungsdaten -Bewertung und Vergleich von neuen Methoden zur Vorhersage der Solarstrahlungs- und Solarleistungsvorhersage -Benchmarking Studie probabilistischer Solarstrahlungsprognosen hinsichtlich der Beschreibung der Vorhersageunsicherheit unter anwendungsnahen Kriterien -Wesentliche Beiträge zum IEA „Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications“ und zu Stakeholder Workshops.		
19. Schlagwörter Photovoltaik, PV, Solarstrahlungsvorhersage, Solarstrahlungsmessung, Solarstrahlungsdaten		
20. Verlag Online-Dokument, bei der TIB Hannover abrufbar	21. Preis kostenlos	

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN planned	2. type of document (e.g. report, publication) Final Report
3. title SOLREV - Solar Resources and Forecasts for Grid and Market Integration of Solar Energy Final report	
4. author(s) (family name, first name(s)) Lorenz, Elke (1), Zech, Tobias (1), Blum, Niklas (2), Nouri, Bijan (2), Hanrieder, Natalie (2), Forstinger, Anne (3), Kraas, Birk (3), von Bremen, Lueder (4), Zech, Matthias (4), Hoyer-Klick, Carsten (4), Belkilani, Kaouther (5), Driesse, Anton (6), Good, Garret (7), Wilbert, Stefan (2)	5. end of project 31. Oktober 2023 6. publication date planned 7. form of publication Online at TIB Hannover
8. performing organization(s) (name, address) 1 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg 2 DLR-Institut für Solarforschung (DLR-SF), Linder Höhe, 51147 Köln 3 CSP Services GmbH (CSPS), Friedrich-Ebert-Ufer 30, 51143 Köln 4 DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme (DLR-VE), Carl-von-Ossietzky-Straße 15, 26129 Oldenburg 5 Technische Hochschule Ulm (THU), Prittwitzstraße 10, 89075 Ulm 6 PV Performance Labs (PVPL), Emmy-Noether-Str. 2, 79110 Freiburg 7 Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Joseph-Beuys-Straße 8, 34117 Kassel	9. originator's report no. - 10. reference no. 03EE1010 (A-E) 11. no. of pages 58
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 11019 Berlin	13. no. of references 49 14. no. of tables 2 15. no. of figures 30
16. supplementary notes -	
17. presented at (title, place, date) TIB Hannover, sent on 24.4.2024	
18. abstract The SOLREV project addressed the evaluation, investigation and optimization of models and data sets for the prediction and characterization of solar generation for various applications. Guidelines and recommendations ("best practices") as well as standards were developed on the basis of the scientific analyses. The SOLREV project enabled the German participation in the IEA PVPS Task 16 "Solar resource for high penetration and large scale applications" with the management of two subtasks. The following scientific and technical tasks, among others, were successfully completed: -evaluation of methods for the provision of solar radiation data and standardization, including a worldwide benchmark of commercially and freely available satellite and weather model radiation data -Evaluation and comparison of new methods for predicting solar radiation and solar power forecasts -Benchmarking study of probabilistic solar radiation forecasts with regard to the description of forecast uncertainty under application-oriented criteria -Significant contributions to the IEA " Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications" and to stakeholder workshops.	
19. keywords photovoltaics, PV, Solar ressource forecasting, nowcasting, solar radiation measurement, solar resource data	
20. publisher Online-Dokument, at TIB Hannover	21. price Free of charge