

Solarleistungsvorhersage zur Netzintegration von Solarstrom

Elke Lorenz¹, Johannes Hurka¹, Detlev Heinemann¹,
Hans Georg Beyer², Martin Schneider³

¹Universität Oldenburg, Institut für Physik,
Carl von Ossietzky Strasse 9-11, 26129 Oldenburg
Tel.: 0441 798 3545, Fax: 0441 798 3326

Email: elke.lorenz@uni-oldenburg.de

www.energiemeteorologie.de

²Hochschule Magdeburg-Stendal, Institut für Elektrotechnik, Breitscheidstr. 2, 39114
Magdeburg

³Meteocontrol GmbH, Spicherer Straße 48, 86157 Augsburg

1 Einleitung

Der steigende Anteil von Strom aus Photovoltaikanlagen lässt Solarleistungsvorhersagen für eine wirtschaftlich und technisch effiziente Einbindung der fluktuierenden Einspeisung immer wichtiger werden.

Die Leistungsvorhersage erfolgt mit einem in [1] beschriebenen Verfahren auf Basis von Strahlungsvorhersagen des European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF). Zur Charakterisierung von Anlagenensembles mit unvollständiger Beschreibung der einzelnen PV-Systeme wurde ein erster Ansatz auf Basis eines repräsentativen Anlagenmodells vorgestellt. Dieser Ansatz wird in dem vorliegenden Beitrag weiterentwickelt. Des Weiteren wird die Möglichkeit untersucht die Leistungsvorhersagen durch Anpassung an Messdaten der Leistung zu verbessern. Es werden Vorhersagen der Einspeisung von Einzelanlagen und Verbundleistungsvorhersagen für größere Gebiete ausgewertet.

2 Grundlagen

2.1 Datenbasis zur Auswertung

Für die Untersuchungen standen stundenaufgelöste Messwerte von ca. 500 PV-Systemen mit einer installierten Leistung von insgesamt ca. 28 MW zur Verfügung. Die Auswertung wurde für die Monate April bis Oktober des Jahres 2007 vorgenommen. Zur Analyse des Einflusses der Genauigkeit der zugrundeliegenden Strahlungsvorhersagen wurde außerdem eine entsprechende Auswertung auf Basis von über 200 Messstationen von DWD und Meteomedia GmbH durchgeführt.

2.2 Methode

Der vorgestellte Ansatz zur Solarleistungsvorhersage beruht auf Strahlungs- und Temperaturvorhersagen des Globalmodells des ECMWF, die in einer zeitlichen Auflösung von 3 Stunden und einer räumlichen Auflösung von 25 km x 25 km vorliegen. In einem ersten Schritt werden mit einem in [1] eingeführten „Postprocessing“ Verfahren zunächst standortspezifische, stündlich aufgelöste Vorhersagen der Einstrahlung abgeleitet. In einem zweiten Schritt erfolgt die Umrechnung der Strahlung auf die Modulebene. Mit einem repräsentativen PV-Anlagenmodell werden schließlich die Leistungsvorhersagen auf Basis der Strahlungs- und Temperaturvorhersagen berechnet.

3. Repräsentatives PV-Anlagenmodell

Für die große Anzahl von PV-Anlagen, die zur Einspeisung ins Netz beitragen, stehen Angaben zu Orientierung und Neigung der PV-Systeme, sowie zur Modul- und Invertercharakteristik in der Regel nicht zur Verfügung. Daher wurde zur Charakterisierung der Anlagen ein repräsentatives PV-Modell entwickelt.

Die Berechnung der DC-Leistung erfolgt mit dem 4 Parametermodell von [2], das den Wirkungsgrad im Maximum Power Point als Funktion der Einstrahlung und der Temperatur beschreibt. Zur Umrechnung in die AC-Leistung wird das Invertermodell von [3] verwendet.

Die Parameter des PV-Modells und des Invertermodells werden als Mittelwerte von 200 Systemen aus der Meteocontrol-Datenbasis berechnet, wodurch sich ein repräsentativer Gesamtwirkungsgrad in Abhängigkeit von der Einstrahlung auf die Modulebene und der Umgebungstemperatur ergibt (siehe Abb. 1).

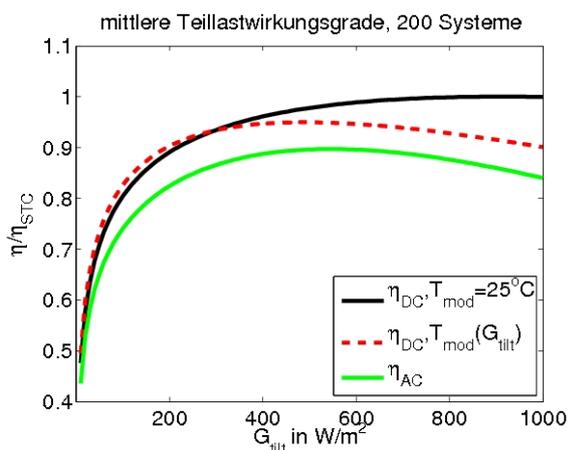


Abb1: Repräsentative DC- und AC-Wirkungsgrade, normiert auf den Wirkungsgrad unter Standardtestbedingungen η_{STC} in Abhängigkeit von der Einstrahlung auf die Modulebene. (η_{DC} bei $T_{\text{Mod}}=25^\circ C$, η_{DC} bei realistischer Modultemperatur in Abhängigkeit von G_{tilt} und kombinierter Modul und Inverterwirkungsgrad η_{AC}).

Die Azimutwinkel werden auf 180° und die Neigungswinkel auf den mittleren Neigungswinkel des Anlagenensembles von 28° festgelegt.

Zur Bewertung der Genauigkeit der Vorhersage wurde der rel. RMSE und der rel. Bias bezogen auf die mittlere Leistung (bzw. Einstrahlung) berechnet. Die Ungenauigkeit der PV-Leistungsvorhersage (rel. RMSE: 41.9%) ist deutlich höher als die Ungenauigkeit der Einstrahlungsvorhersage für die gleiche Region und den gleichen Zeitraum (rel. RMSE: 35.4%). Die Abweichung der repräsentativen Parameter von der tatsächlichen Anlagencharakteristik trägt maßgeblich zu dieser Vergrößerung der Fehler bei. Darüber hinaus wird die Ungenauigkeit der Vorhersage durch die Umrechnung der Strahlung auf die Modulebene erhöht.

4. Anpassung an Messdaten

Im Folgenden soll untersucht werden, inwieweit eine Verbesserung der Leistungsvorhersage durch Anpassung an Leistungsmessungen erreicht werden kann. Für alle Anlagen müssen nach dem EEG künftig Messwerte des Jahresenergieertrags zur Abrechnung der eingespeisten Leistung vorliegen. Für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kW_{peak} werden darüber hinaus stündliche Messwerte aufgezeichnet.

In einem ersten Schritt wird für die einzelnen Anlagen eine Skalierung mit dem Jahresenergieertrag - in dem vorliegenden Fall mit dem Energieertrag der gesamten Auswertungsperiode - vorgenommen. Dadurch wird die Unterschätzung ausgeglichen und eine geringe Verkleinerung des RMSE auf 41.0% erreicht.

In einem zweiten Schritt wird eine Korrektur auf Basis stündlicher Messwerte untersucht. Dazu wird zunächst zur Anpassung der Einstrahlungsabhängigkeit des Wirkungsgrads der Bias der Vorhersage in Abhängigkeit von der Einstrahlung G_{tit} unter Nutzung von Messungen eines Trainingszeitraums von 30 Tagen vor dem Vorhersagetag modelliert und die Vorhersagen werden entsprechend korrigiert. Anschließend wird zur verbesserten Beschreibung der Anlagenausrichtung eine analoge Korrektur in Abhängigkeit von der Tageszeit vorgenommen. Mit diesem Verfahren kann eine deutliche Verbesserung des rel. RMSE auf 37.7% erreicht werden. Neben der Anpassung der Wirkungsgradkurven und der Anlagengeometrie werden durch diesen Ansatz auch wetter- und modellabhängige systematische Abweichungen der Strahlungsvorhersage korrigiert, die für den Monat vor der Vorhersage typisch sind.

5. Auswertung von regionalen Vorhersagen

Neben der Vorhersage für einzelne Standorte ist auch die Vorhersage der gesamten Einspeisung für größere Gebiete von Bedeutung. Im Folgenden werden regionale Vorhersagen sowohl für ein Gebiet, das in etwa der Regelzone von EnBW mit einem hohen Anteil an PV-Anlagen entspricht, als auch für Deutschland ausgewertet.

Zu einer realistischen Berechnung des erwarteten Fehlers einer Verbundleistungsvorhersage für Deutschland werden die installierten Leistungen der Anlagen des Evaluierungsdatensatzes so skaliert, dass der Anteil der installierten Leistung pro Bundesland der installierten Leistung Ende 2006 nach [4] entspricht. Die Bedeutung der räumlichen Verteilung der PV-Anlagen für eine realistische Abschätzung der erwarteten Fehler einer Verbundleistungsvorhersage wurde in [1] aufgezeigt.

Die Genauigkeit der Ensemblevorhersagen wurde für die verschiedenen Ansätze und für die Strahlungsvorhersagen im Vergleich ausgewertet. Der rel. RMSE und der rel. Bias ist für die beiden Ensembles und für Einzelanlagen in Abb. 2 dargestellt. Es wird deutlich, dass auch für Anlagenverbünde eine deutliche Verbesserung durch Anpassung an Messwerte erreicht werden kann.

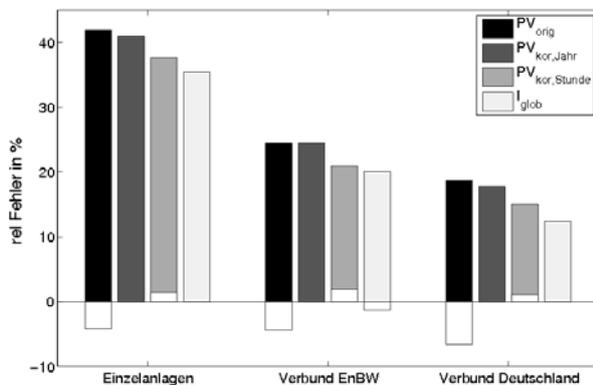


Abb. 2: Rel. RMSE (graue Balken) und rel. Bias (weiße Balken) der PV-Leistungsvorhersage für Einzelanlagen und Anlagenverbünde bezogen auf die mittlere Leistung für unterschiedliche Ansätze im Vergleich zu den entsprechenden Fehlern der Einstrahlungsvorhersage.

Für Einzelanlagen ist der Fehler der PV-Leistungsvorhersage nach Anpassung an Messwerte wesentlich durch die Genauigkeit der Einstrahlungsvorhersage bestimmt. Der Absolutwert des RMSE der Leistungsvorhersage beträgt nach Anpassung an stündliche Messwerte ca. 100 W/kW_{peak} . Für das Ensemble, das die Regelzone von EnBW repräsentiert, sind sowohl die Fehler der Einstrahlungs- als auch der Leistungsvorhersage etwa halb so groß wie für die Einzelstandorte, für die an Stundenwerte angepassten Leistungsvorhersagen ergibt sich ein Absolutwert des RMSE von 52 W/kW_{peak} . Für das Deutschland umfassende Ensemble sind die Fehler der PV-Leistungsvorhersage mit 35 W/kW_{peak} im Vergleich zu Einzelanlagen weniger reduziert als dies bei der Einstrahlungsvorhersage der Fall ist. Dies ist auf die Verteilung der Anlagen des Evaluierungsdatensatzes in Deutschland zurückzuführen. Über 60% der gesamten Leistung waren Ende 2006 in Bayern und Baden-Württemberg installiert. Dadurch kommen räumliche Ausgleichseffekte, die den Fehler der Verbundleistungsvorhersage bestimmen, weniger stark zum Tragen, als dies bei der Berechnung der mittlere Einstrahlung für räumlich gleichmäßig verteilten Standorte der Strahlungsmessungen der Fall ist.

6. Repräsentative Ensembles

In einem letzten Schritt wurde ein „Upscaling“-Verfahren zur Vorhersage der Verbundleistung für eine Region durch repräsentative Ensembles untersucht. Dazu wurde die Vorhersage der auf die installierte Leistung normierten Verbundleistung für ein Teilensemble $P_{\text{pred,Teil}}/P_{\text{nom,Teil}}$ mit der eingespeisten Leistung aus allen Anlagen $P_{\text{pred,Gesamt}}/P_{\text{nom,Gesamt}}$ verglichen. Die Studie wurde auf Basis der an Stundenmesswerte angepassten Vorhersagen durchgeführt.

Zur Bestimmung der nötigen Anzahl von Anlagen, um mit Upscaling eine gute Vorhersage für das gesamte Ensemble zu erzielen, wurden für unterschiedliche Anlagenanzahlen jeweils 20 Ensembles zufällig ausgewählt und die Vorhersagegenauigkeit der Verbundleistungsvorhersage ausgewertet. Im linken Bild von Abb. 3 ist der mittlere Vorhersagefehler mit der entsprechenden Standardabweichung in Abhängigkeit von der Anzahl der Anlagen des Teilensembles dargestellt.

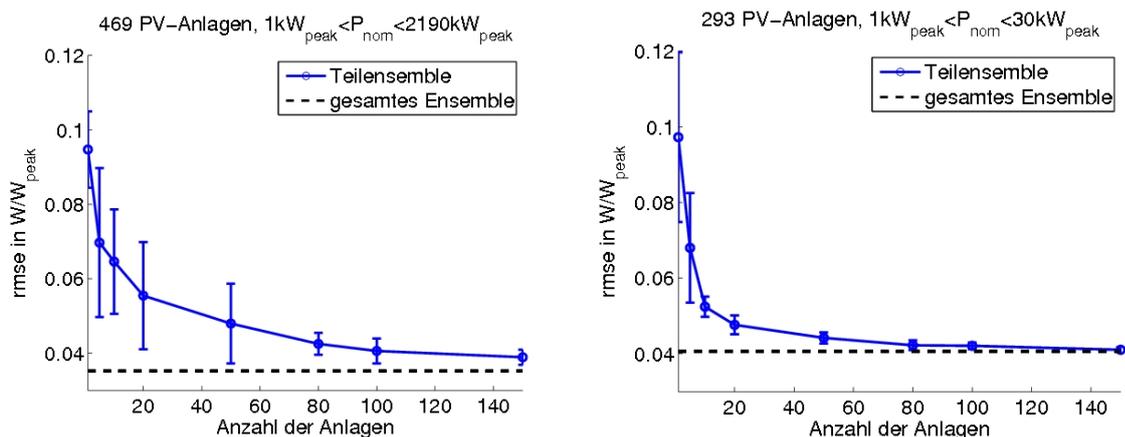


Abb 3: Vorhersagefehler mit upscaling in Abhängigkeit der Anzahl der Anlagen. Mittlere Fehler (Punkte) und Standardabweichung (Balken) von 20 zufällig gewählten Ensembles. Links: Ensemble aller Anlagen des Evaluierungsdatensatzes. Rechts: Ensemble mit Anlagen $P_{\text{nom}} < 30\text{kW}_{\text{peak}}$.

Es wird deutlich, dass mit zunehmender Anlagenzahl der Vorhersagefehler mit Upscaling zunächst sehr schnell abnimmt. Die Genauigkeit der Vorhersage unter Nutzung aller Anlagen wird jedoch bei dem vorliegenden Datensatz nicht erreicht. Ein Grund hierfür sind die großen Unterschiede in der installierten Leistung der Anlagen des Evaluierungsdatensatzes. Über 50% des Energieertrags wird durch 22 große Anlagen ($P_{\text{nom}} > 200\text{kW}_{\text{peak}}$) bereitgestellt. Bei einem Datensatz mit weniger großen Unterschieden der installierten Leistung, im rechten Bild von Abb. 3 realisiert durch die Auswahl aller Anlagen des Evaluierungsdatensatzes mit $P_{\text{nom}} < 30\text{kW}_{\text{peak}}$, nehmen die Vorhersagefehler mit der Anzahl der Anlagen des Teilensembles deutlich

schneller ab. Ca. 100 Anlagen reichen aus um die gleiche Genauigkeit wie bei Nutzung aller Anlagen zu erzielen. Diese Untersuchung zeigt, dass es für Upscaling Verfahren wichtig ist, eine genügende Anzahl an Großanlagen, die wesentlich zur Einspeisung ins Netz beitragen, zu berücksichtigen.

7. Zusammenfassung

In dem vorliegenden Beitrag haben wir einen Ansatz zur PV-Leistungsvorhersage auf Basis von Strahlungsvorhersagen des ECMWF und einem repräsentativen PV-Anlagenmodell vorgestellt. Es wurde unterschiedliche Ansätze zur Optimierung der Vorhersage durch Anpassung an Messwerte der eingespeisten Leistung untersucht. Für Einzelanlagen liegt der RMSE für die verschiedenen Ansätze zwischen $0.10 \text{ W/W}_{\text{peak}}$ und $0.11 \text{ W/W}_{\text{peak}}$, für die Regelzone von EnBW zwischen $0.052 \text{ W/W}_{\text{peak}}$ und $0.059 \text{ W/W}_{\text{peak}}$. Für deutschlandweite Vorhersagen ergibt sich ein RMSE im Bereich von $0.035 \text{ W/W}_{\text{peak}}$ bis $0.044 \text{ W/W}_{\text{peak}}$. Ähnliche Genauigkeiten werden auch bei operationell genutzten Windleistungsvorhersagen erzielt.

Eine notwendige Voraussetzung für die Verbundleistungsvorhersage ist die Kenntnis der gesamten installierten Leistung für eine Region. Es wurde am Beispiel der Anpassung an Leistungsmesswerte gezeigt, dass durch Nutzung darüber hinaus gehender Informationen eine Optimierung der PV Leistungsvorhersage erreicht werden kann. Eine weitere wichtige Zusatzinformation ist auch die regionale Verteilung der PV Systeme.

Literatur

- [1] Lorenz E. et al, 2008: *Qualified Forecast of ensemble power production by spatially dispersed grid-connected PV systems*, 23th European PV Conference, 1.9-4.9 2008, Valencia.
- [2] Beyer H.G. et al, 2004, *Identification of a General Model for the MPP Performance of PV-Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems*. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, France, 07.06.-11.6.2004, pp3073-3076.
- [3] Schmidt, H., Sauer, D.U., 1996. *Wechselrichter-Wirkungsgrade*. *Sonnenenergie* 4, 43-47.
- [4] *Installierte Photovoltaikleistung in Deutschland zu Jahresende 2006*.
http://www.photon.de/photon/photon-aktion_install-leistung.htm.