

Weiterentwicklung von Verfahren zur Solarleistungsvorhersage - Prognose von Verbundleistungen und deren Vertrauensbereiche

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

Die zeitliche und räumliche Variabilität der Einstrahlung und die daraus resultierenden Fluktuationen der nutzbaren Energie stellen für die Einbindung von Solarenergie in das bestehende Energieversorgungsnetz eine besondere Herausforderung dar. Bei steigender PV-Netzdurchdringung ist zu erwarten, dass - analog zur Entwicklung auf dem Gebiet der Windenergieeinspeisung – eine verlässliche Solarleistungsprognose für das Netz- und Erzeugungsmanagement unabdingbar sein wird.

Die Vorhersage der Solarstromeinspeisung ins Netz erfordert Vorhersagen der Globalstrahlung für eine Vielzahl von räumlich verteilten Anlagen für einen Zeithorizont von bis zu zwei Tagen. Das ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts) stellt Globalstrahlungsvorhersagen auf Basis eines Globalmodells bereit. Wir haben verschiedene Ansätze untersucht, um aus diesen räumlich und zeitlich grob aufgelösten Strahlungsvorhersagen standortspezifische, stündlich aufgelöste Vorhersagen abzuleiten und zu optimieren. In dem vorliegenden Beitrag vergleichen wir die verschiedenen Ansätze. Dabei wird insbesondere auf die Genauigkeit von regionalen Mittelwerten eingegangen, die für die Vorhersage der Leistung von Anlagenverbänden relevant sind.

Für die Nutzer von Leistungsvorhersagen ist, neben einer guten Qualität der Vorhersage, die Kenntnis der mit der Vorhersage verbundenen Unsicherheit wichtig.

In diesem Zusammenhang stellen wir ein Verfahren zur Berechnung von Vertrauensintervallen für einzelne Standorte und Anlagenverbünde vor.

Die Vorhersagegenauigkeit von Solarleistungsvorhersagen ist im wesentlichen durch die Genauigkeit der zugrundeliegenden Einstrahlungsvorhersage bestimmt (siehe z.B. [1]). Die hier gezeigten Auswertungen wurden für Strahlungsvorhersagen durchgeführt.

2 Strahlungsvorhersage

2.1 Datenbasis

Für die Untersuchungen stand eine Datenbasis von Strahlungsmessungen von über 200 Stationen von DWD und Meteomedia GmbH in Deutschland zur Verfügung. Die Auswertung wurde für die Monate Januar bis Oktober des Jahres 2007 vorgenommen.

Zur unabhängigen Überprüfung von Anpassungen an Bodenmessungen wurden die Daten in eine Trainings- und eine Testmenge unterteilt. Als Trainingsmenge wurden die ersten 15 Tage jedes Monats gewählt, die verbleibende Werte bilden die Testmenge.

Es wurden Vorhersagen mit einem Vorhersagehorizont von bis zu 24 Stunden ausgewertet.

2.2 Verfahren

Der vorgestellte Ansatz zur Solarleistungsvorhersage beruht auf Strahlungs- und Wolkenvorhersagen des ECMWF, die in einer zeitlichen Auflösung von 3 Stunden und einer räumlichen Auflösung von 25km x 25 km bereitgestellt werden. Zur PV Leistungsvorhersage werden zunächst standortspezifische, stündlich aufgelöste Vorhersagen abgeleitet. Es wurden drei verschiedenen Ansätze untersucht, aus den vorhergesagten dreistündlichen Mittelwerten eine optimierte stundenaufgelöste Vorhersage der Globalstrahlung zu bestimmen:

- 1) Lineare zeitliche Interpolation der vorhergesagten Einstrahlung (Version V1).
- 2) Kombination mit einem Modell der Einstrahlung bei klarem Himmel zur besseren Berücksichtigung des Tagesgangs der Einstrahlung (Version V2).
- 3) Korrektur systematischer Abweichungen der Einstrahlungsvorhersage mit Version V2 durch eine Biaskorrektur in Abhängigkeit von der vorhergesagten Bewölkungssituation und dem Sonnenstand (Version V3).

2.3 Ergebnisse

Zur Bewertung der Genauigkeit der verschiedenen Ansätze werden der mittlere quadratische Fehler $RMSE$ und der $BIAS$ (Mittelwert des Fehlers) angegeben. Zur Berechnung dieser Größen wurden jeweils nur Tageswerte (Sonnenstand $>0^\circ$) berücksichtigt. Bei der Angabe von relativen Fehlern ist auf die mittlere Einstrahlung der Bodenmeßwerte normiert.

In Abbildung 1 sind der $rRMSE$ und der $rBIAS$ über dem clear sky index kt^* , einem Maß für den Bewölkungsgrad, dargestellt.

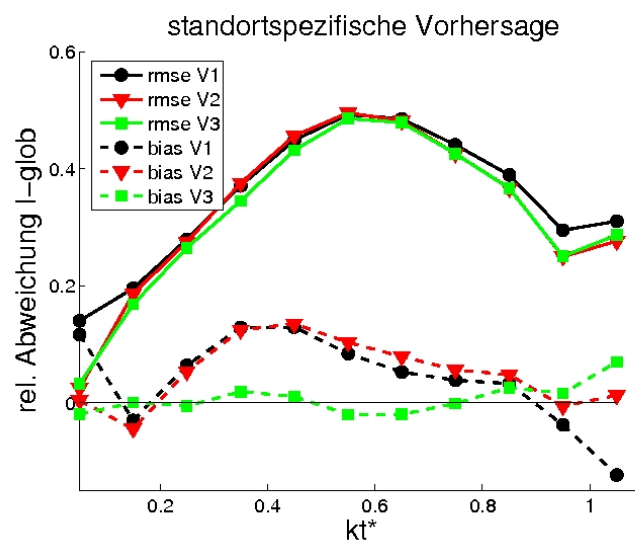


Abbildung 1:

Relative Vorhersagefehler der Globalstrahlung I_{glob} (normiert auf die mittlere Einstrahlung für alle Situationen) über kt^* für die Vorhersageansätze im Vergleich.

Für Situationen mit weitgehend klarem Himmel ($kt^*=1$) führt die Kombination mit dem clear sky Modell (Version V2) zu einer deutlichen Verbesserung gegenüber der einfachen linearen Interpolation (Version V1). In bewölkten Situationen ($kt^*<0.8$) wird die Einstrahlung durch die Vorhersage deutlich überschätzt, dies kann mit der situationsspezifischen Biaskorrektur (Version V3) ausgeglichen werden.

Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse der Auswertung für Einzelstandorte und für den Mittelwert der Einstrahlung für alle betrachteten Standorte in Deutschland, jeweils nach Test- und Trainingsmenge getrennt. Mit Verfahren V3 werden, auch auf der Testmenge, die besten Ergebnisse erzielt. Insbesondere für regionale Vorhersagen führt die Korrektur von systematischen Abweichungen zu einer deutlichen Verbesserung. Die folgenden Auswertungen sind mit Ansatz V3 auf der Testmenge durchgeführt.

	Einzelne Station				Mittelwert für alle Stationen in Deutschland			
	Trainingsmenge		Testmenge		Trainingsmenge		Testmenge	
	<i>rBIAS</i>	<i>rRMSE</i>	<i>rBIAS</i>	<i>rRMSE</i>	<i>rBIAS</i>	<i>rRMSE</i>	<i>rBIAS</i>	<i>rRMSE</i>
V1	3.9%	39.0%	4.0%	38.8 %	4.9%	18.3%	4.8%	18.0%
V2	5.3%	37.8 %	5.3 %	37.6%	5.3%	15.2%	5.3%	15.0%
V3	-0.2%	36.5.%	0.4 %	36.9%	-0.3%	12.2%	0.4%	13.4%

Tabelle 1: *rRMSE* und *rBIAS* für die verschiedenen Ansätze zur Einstrahlungsvorhersage.

Die Reduktion der Vorhersagefehler bei Betrachtung der mittleren Einstrahlung für ein Ensemble von Stationen ist durch die Korrelation der Vorhersagefehler zwischen den einzelnen Standorten bestimmt. Das linke Bild in Abbildung 2 zeigt den Kreuzkorrelationskoeffizienten über dem Abstand zwischen den Stationen und ein in [2] eingeführtes Modell zur Beschreibung dieses Zusammenhangs.

Mit Hilfe dieses Modells und einem statistischen Ansatz zur Berechnung der Fehler von Mittelwerten lässt sich der Vorhersagefehler der mittleren Einstrahlung $RMSE_{mean}$ eines beliebigen Ensembles von Stationen berechnen (siehe [3]).

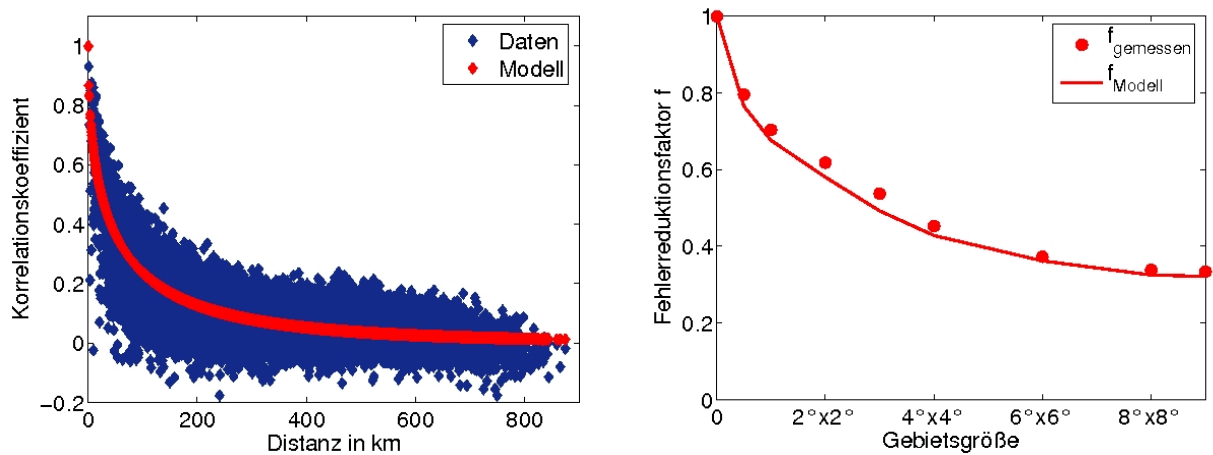


Abbildung 2:

Linkes Bild: Korrelationskoeffizient der Vorhersagefehler an zwei Standorten als Funktion des Stationsabstands. Rechtes Bild: Fehlerreduktionsfaktor über der Gebietsgröße.

Das rechte Bild in Abbildung 2 zeigt auf diese Weise berechnete Fehlerreduktionsfaktoren $f = RMSE_{mean} / RMSE_{single}$ für verschiedene Ensembles von Stationen über der Gebietsgröße, in der die Stationen verteilt sind. Es wird eine gute Übereinstimmung mit direkt aus den Daten ermittelten Fehlerreduktionsfaktoren erzielt, die zum Vergleich gegeben sind.

Für Gebiete einer Ausdehnung von etwa 300km x 300km ergibt sich eine Reduktion der Vorhersagefehler auf die Hälfte. Für ein Gebiet von der Größe Deutschlands verringern sich die Vorhersagefehler auf etwa ein Drittel.

3 Vertrauensintervalle

Neben einer guten Qualität der Vorhersage ist es für die Anwendung wichtig, die mit der Vorhersage verbundene Unsicherheit möglichst genau zu kennen. In Abhängigkeit von der Wetterlage können Situationen unterschiedlicher Vorhersagequalität unterschieden werden. Erste Ansätze zur Berechnung situationsspezifischer Vertrauensbereiche für die Leistungsvorhersage für Einzelanlagen wurden in [1] und [2] vorgestellt. In dem vorliegenden Beitrag wird dieser Ansatz weiterentwickelt und auf die Angabe von Konfidenzintervallen für die Prognose der betrachteten Verbundleistung erweitert.

3.1 Methode

Als Grundlage zur Berechnung von Vertrauensbereichen wird zunächst die Standardabweichung der Vorhersagefehler $STDERR$ berechnet. Zur Beschreibung der Vorhersagegenauigkeit in Abhängigkeit von der Bewölkungssituation und dem Sonnenstand wurde der $STDERR$ in Abhängigkeit von kt^* und dem Kosinus des Sonnenzenitwinkels $\cos(\Theta_{zenit})$ bestimmt (siehe Abbildung 3). Die Abhängigkeit des $STDERR$ von den beiden Parametern lässt sich durch ein Polynom 4ten Grades $stderr(\cos(\Theta_{zenit}), kt^*)$ modellieren. Die Bestimmung dieser Fitfunktion wurde auf der Trainingsmenge durchgeführt. Mit diesem Modell lässt sich die erwartete Standardabweichung des Fehlers für beliebige Situationen abschätzen.

Für Ensembles von Stationen wird die erwartete Standardabweichung der Vorhersagefehler als Produkt des Mittelwerts der modellierten Standardabweichungen $stderr$ für die Einzelstandorte und dem Fehlerreduktionsfaktor f berechnet. Der Fehlerreduktionsfaktor f wird dabei mit dem im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Modell bestimmt.

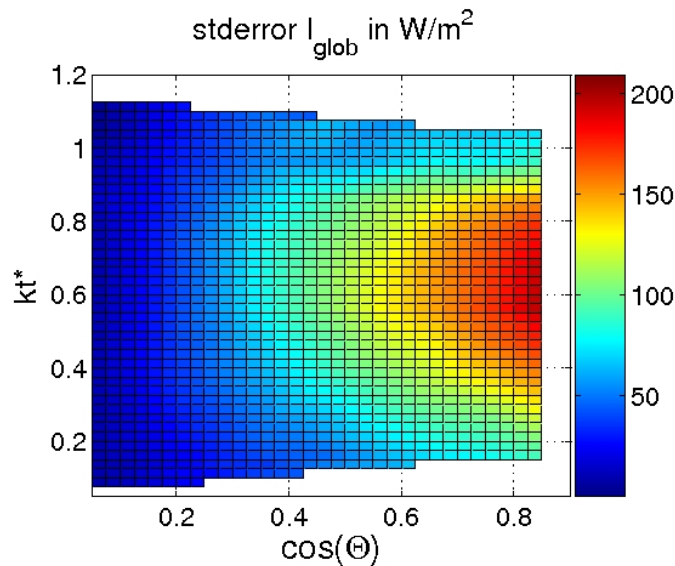


Abbildung 3: *STDERR* der Vorhersage der Globalstrahlung I_{glob} in Abhängigkeit vom Kosinus des Sonnenzenitwinkels $\cos(\Theta_{\text{zenit}})$ und vom clear sky index kt^* .

Zur Bestimmung von Konfidenzintervallen auf Basis der berechneten Standardabweichungen der Fehler muß zunächst eine Annahme über die Verteilung der Vorhersagefehler getroffen werden. Wir gehen hier von einer Normalverteilung der Vorhersagefehler für die verschiedenen Sonnenstands- und Bewölkungssituationen aus. Weiterhin ist festzulegen, mit welcher Zuverlässigkeit Messwerte innerhalb des angegebenen Vertrauensbereichs liegen sollen.

Bei einer angestrebten Zuverlässigkeit von 95% und der Annahme einer Normalverteilung ergibt sich die obere Grenze des Vertrauensbereichs zu:

$$I_{\text{Obergrenze}} = I_{\text{Vorhersage}} + 2 * \text{stderr}(\cos(\Theta_{\text{zenit}}), kt^*)$$

und die untere Grenze zu:

$$I_{\text{Untergrenze}} = I_{\text{Vorhersage}} - 2 * \text{stderr}(\cos(\Theta_{\text{zenit}}), kt^*)$$

Zusätzlich wurden diese Werte auf den physikalisch sinnvollen Bereich zwischen Null und maximal möglicher Einstrahlung beschränkt.

Abbildung 4 zeigt beispielhaft für 6 Tage im Mai die Vorhersagen mit Vertrauensintervallen im Vergleich zu gemessenen Werten für eine einzelne Station und für den Mittelwert für alle betrachteten Standorte in Deutschland.

3.2 Auswertung

Zur Bewertung der Qualität der Vertrauensintervalle wird überprüft, ob die angestrebte Zuverlässigkeit erreicht wird. Dazu wird der Prozentsatz von Werten bestimmt, für die sich der Messwert innerhalb der angegebenen Grenzen befindet.

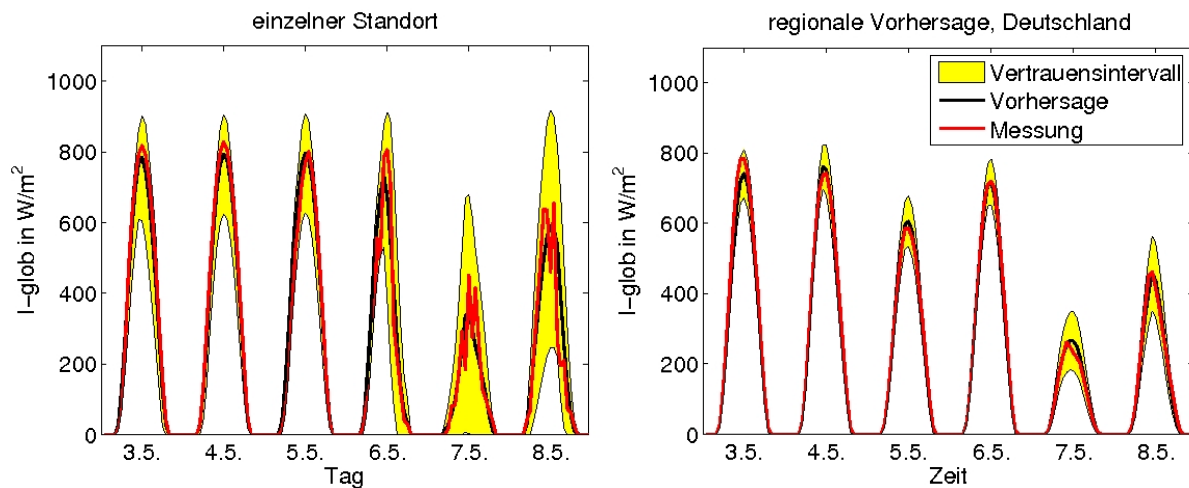


Abbildung 4: Globalstrahlungsvorhersage mit Vertrauensbereich im Vergleich zu Meßwerten für 6 Tage im Mai für einen Einzelstandort (links) und den Mittelwert für alle betrachteten Standorte in Deutschland (rechts).

Als Maß für die mittlere Breite des angenommenen Unsicherheitsbereichs wird

$$\Delta I = \text{mean} (I_{\text{Obergrenze}} - I_{\text{Untergrenze}}) / 4$$

definiert. Für eine einfache Normalverteilung ergibt sich $\Delta I = \text{STDERR}$.

Die Ergebnisse der Auswertung sind in Tabelle 2 zusammengefaßt. Für Einzelstandorte wird die angestrebte Zuverlässigkeit für die angenommenen Vertrauensbereiche sowohl auf der Trainingsmenge, als auch auf der Testmenge erreicht. Durch die Anpassung der Vertrauensintervalle an unterschiedliche Situationen ist der Vertrauensbereich im Mittel deutlich schmäler als für die Annahme konstanter Fehler bei Normalverteilung. Für Ensembles sind die berechneten Vertrauensintervalle etwas zu schmal, die angestrebte Zuverlässigkeit wird nicht ganz erreicht, liegt aber über 90%.

	Einzelne Station		Mittelwert für alle Stationen in Deutschland	
	ΔI_{rel}	Zuverlässigkeit	ΔI_{rel}	Zuverlässigkeit
Trainingsmenge	28.4%	95.7%	9.2%	91.5%
Testmenge	28.0%	95.2%	10.0 %	90.9%

Tabelle 2: ΔI_{rel} (normiert auf die mittlere Einstrahlung der Bodenmeßwerte) und Zuverlässigkeit der angegebenen Vertrauensbereiche für einzelne Stationen und ein Ensemble der Größe Deutschlands.

4 Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wurden verschiedene Ansätze zur Bestimmung einer optimierten stündlich aufgelösten Vorhersage auf Basis von ECMWF-Vorhersagen vorgestellt und verglichen. Die Verbesserungen mit einem Ansatz, der eine Korrektur systematischer Fehler für unterschiedliche Bewölkungssituationen berücksichtigt, sind insbesondere für regionale Vorhersagen deutlich. Der relative Vorhersagefehler für die mittlere Einstrahlung aller untersuchten Stationen in Deutschland ist gegenüber dem relativen Fehler für Einzelstationen auf 1/3 reduziert. Bereits für eine Fläche von $3^\circ \times 3^\circ$ verringern sich die Vorhersagefehler um die Hälfte.

Weiterhin wurde ein Verfahren zur Bestimmung von situationsspezifischen Vertrauensbereichen für Einzel- und Ensembleprognosen vorgestellt und validiert.

In weiteren Arbeiten sollen die vorgestellten Ansätze auf die PV-Leistungsvorhersage übertragen werden. Dabei stellt sich für den konkreten Einsatz die bisher offene Frage der Berechnung der Verbundleistungsvorhersagen für das tatsächlich gegebene Anlagenensemble einer Regelzone des Netzes. Zu diesen Zweck wird derzeit ein Verfahren zur Charakterisierung der Verbundleistung auf der Basis eines Ersatzensembles entwickelt, das die gegebenen Anlagen bezüglich der räumlichen Verteilung, Ausrichtung und Anlagenleistung hinreichend beschreibt.

Literatur

- [1] Lorenz E., Hurka J., Heinemann D. (2007): *Solarleistungsvorhersage für die Netzintegration von verteilten Photovoltaikanlagen*, DACH 2007, Hamburg, 10.9.-14.9. 2007.
- [2] Bofinger S., Beyer H.G., Lorenz E., Wikramaratne H. (2007): *Validierung und Optimierung eines Solarstromprognosesystems unter Berücksichtigung von Ensemble-Effekten*, 22. Symposium Photovoltaische Solarenergie Bad Staffelstein, 6.3.-9.3. 2007.
- [3] Beyer, H.G. (1994): *Space and time statistics of wind and solar radiation fields and its application to renewable energy system analyses*, Habilitationsschrift, Universität Oldenburg.