

Solarleistungsvorhersage für die Netzintegration von verteilten Photovoltaikanlagen

E. Lorenz^{a*}, J. Hurka^a, D. Heinemann^a, H. G. Beyer^b

^a Universität Oldenburg, Fakultät V, Arbeitsgruppe Energie- und Halbleiterforschung

Carl von Ossietzky Strasse 9-11, 26129 Oldenburg

* email: elke.lorenz@uni-oldenburg.de, Tel: 0049 441 7983545, Fax: 0049 441 7983326

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

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. Eine Vorhersage der erwarteten Leistung ermöglicht eine an die schwankende Energieproduktion angepasste Steuerung von Systemen mit einem hohen Anteil an Solarenergie und kann so zu einer effizienten und wirtschaftlichen Nutzung von Solarenergie beitragen.

Mit zunehmendem Anteil von Solarstrom werden entsprechende Vorhersageinformationen immer wichtiger. In Deutschland liefert Photovoltaik bei einer installierten Leistung von mehr als 2 GWp im Sommer bereits merkliche Beiträge zur Stromversorgung - mit stark steigender Tendenz. In Bayern beträgt der Anteil in Sommermonaten bereits mehr als 2 %. Insbesondere an strahlungsreichen Tagen trägt Solarstrom überdies erheblich zur Reduktion von Lastspitzen bei.

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 in einer räumlichen Auflösung von mittlerweile ca. 25km x 25km und einer zeitlichen Auflösung von drei Stunden bereit. Eine Genauigkeitsanalyse dieser Strahlungsvorhersagen in Bezug auf solarenergetische Anwendungen haben wir in [Girodo, 2006] durchgeführt. Es wurden verschiedene Ansätze untersucht, um aus den räumlich und zeitlich grob aufgelösten Strahlungsvorhersagen des ECWMF standortspezifische, stündlich aufgelöste Vorhersagen abzuleiten.

Auf Basis der Globalstrahlungsvorhersagen kann der erwartete Ertrag von Photovoltaikanlagen bestimmt werden. Für diese Leistungsvorhersage wird die Einstrahlung auf die Modulebene umgerechnet und anschließend mit einem Simulationsmodell der erwartete Anlagenenertrag ermittelt. In einer Studie zur Evaluierung von Leistungsvorhersagen haben wir für elf Photovoltaikanlagen in Süddeutschland den vorhergesagten Anlagenenertrag mit der gemessenen Anlagenleistung für zwei Beispielmonate mit unterschiedlichen meteorologischen Bedingungen verglichen (siehe [Wickramarathne, 2007]).

Eine effiziente Netzintegration von Solarstrom erfordert die Vorhersage der Verbundleistung von verteilten Photovoltaikanlagen. Die Qualität der Leistungsvorhersage für Anlagenverbände ist aufgrund von räumlichen Ausgleichseffekten deutlich höher als für Einzelanlagen. In [Wickramarathne, 2007] haben wir die Genauigkeit von Leistungsprognosen für Anlagenverbände unterschiedli-

cher Ausdehnung untersucht.

Für die Nutzer von Leistungsvorhersagen ist, neben einer guten Qualität der Vorhersage, die Kenntnis der mit der Vorhersage verbundenen Unsicherheit wichtig. In diesem Zusammenhang haben wir ein Verfahren zur Berechnung von Vertrauensintervallen entwickelt, das unterschiedliche Vorhersagegenauigkeiten für unterschiedliche Wettersituationen modelliert.

In dem vorliegenden Beitrag wird zunächst auf die Genauigkeit von ECMWF-basierten Strahlungsvorhersagen nach [Girodo, 2006] eingegangen. Es folgen Auswertungen zur Vorhersage der Leistung von Photovoltaikanlagen. Dabei wird insbesondere auf die Berechnung von Konfidenzintervallen für die Leistungsvorhersage und auf räumliche Ausgleichseffekte bei der Vorhersage der Leistung von Anlagenverbänden eingegangen.

Vorhersage der Globalstrahlung auf Basis von ECMWF-Vorhersagen

Das atmosphärische Vorhersagemodell des ECMWF enthält eine Vorhersage der Globalstrahlung am Boden (Parameter *ssrd*). Eine Leistungsvorhersage für einzelne Solaranlagen erfordert jedoch wegen der hohen räumlichen und zeitlichen Variabilität der Bewölkung eine höhere als die verfügbare Auflösung, die gegenwärtig drei Stunden und ca. 25km x 25km beträgt. Die hier vorgestellten Untersuchungen aus [Girodo, 2006] beziehen sich noch auf ein Gitter von $0.5^\circ \times 0.5^\circ$ (entsprechend ca. 50km x 50km). Von der verfügbaren zehntägigen Vorhersage wurden nur die ersten 72 Stunden verwendet.

Im direkten Vergleich mit Messwerten von 18 Bodenstationen von DWD und Meteomedia im östlichen Deutschland für die Jahre 2003 und 2004 (Abb. 1) wird deutlich, dass die Abweichungen nicht eindeutig mit der Entfernung zwischen dem Gitterpunkt der Vorhersage und der Messstation korreliert sind. Der Unterschied im mittleren relativen RMSE zwischen 2003 (34.8%) und 2004 (42.1%) beruht zu einem großen Teil auf der unterschiedlichen Anzahl wolkenfreier Tage im jeweiligen Jahr. Unter Verwendung eines Clearsky-Index k^* und der Variabilität der Bewölkung wurden die Situationen mit klarem Himmel anhand von Satellitenbildern identifiziert.¹ Der Anteil wolkenfreier Tage im Jahr 2003 betrug nach dieser Definition 22.4%, im Jahr 2004 nur 11.4%. Da in wolkenfreien Situationen der rRMSE stark reduziert ist (15.2% in 2003, 13.8% in 2004), wirkt sich der Unterschied in der Anzahl der klaren Tage erheblich auf den Gesamt-rRMSE aus.

Um eine ausreichend genaue Strahlungsvorhersage für Einzelstandorte aus den ECMWF-Vorhersagen ableiten zu können, muss die räumliche und zeitliche Auflösung der Vorhersage erhöht werden. Für die räumliche Interpolation wurde ein einfaches arithmetisches Mittel der vier nächstgelegenen Gitterpunkte verwendet. Abstandsgewichtete Mittelungen haben keine Verbesserungen gegenüber den Bodenmessungen ergeben und wurden daher nicht weiter berücksichtigt. Die Verbesserung der Genauigkeit im Vergleich zur Verwendung nur eines Gitterpunktes ist mit einer Abnahme des mittleren rRMSE um 0.75% klein.

Bei der zeitlichen Interpolation wurden verschiedene Ansätze untersucht. Ein nahe liegender Schritt ist die stückweise lineare Interpolation der Globalstrahlungswerte. Dabei wird aber der typische Tagesgang der Strahlung nicht berücksichtigt. Daher wurde ein weiteres Interpolationsverfahren

¹Der Clearsky-Index k^* ist als das Verhältnis der Globalstrahlung G zur Einstrahlung bei klarem Himmel G_{clear} definiert: $k^* = G/G_{clear}$. Für die Bestimmung von G_{clear} ist ein entsprechendes Modell heran zu ziehen.

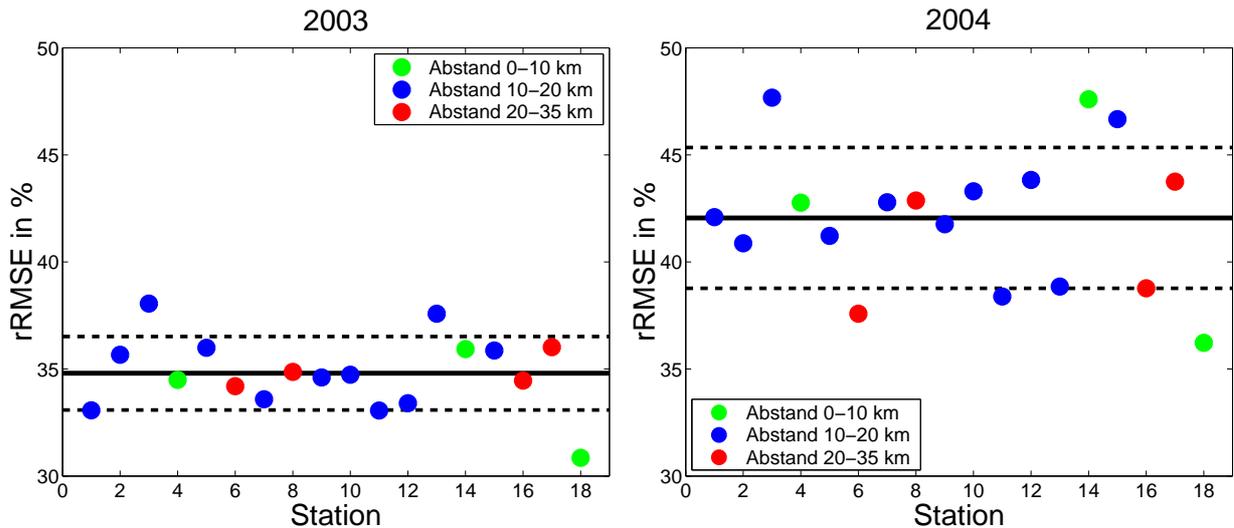


Abbildung 1: Relativer RMSE für den Vergleich der ECMWF-Solarstrahlungsvorhersagen mit 18 Bodenmeßstationen in Deutschland. Analysiert werden die dreistündig aufgelösten Vorhersagen für den Vorhersagehorizont von bis zu 72 Stunden. Für jede Bodenstation wurde der nächstgelegene Gitterpunkt verwendet. Die durchgezogene Linie gibt den mittleren rRMSE für alle Stationen an, die gestrichelte Linie die zugehörige Standardabweichung. Links die Ergebnisse für 2003, rechts für 2004.

eingeführt, das die mit einem Clearsky-Modell mögliche Berechnung der Einstrahlung bei wolkenlosem Himmel ausnutzt. Zu diesem Zweck wird jeder gegebene Wert der Globalstrahlung G zunächst gemäß $k^* = G/G_{clear}$ in den entsprechenden Wert des Clearsky-Index k^* umgerechnet. Die k^* -Werte werden linear interpoliert und der resultierende k^* -Verlauf wird mit dem Tagesgang von G_{clear} multipliziert.

In Abb. 2 sind die relativen RMSE der Interpolationsverfahren für 2003 in Abhängigkeit vom Vorhersagezeitraum dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die Interpolation der Globalstrahlung G etwas besser ist als die Interpolation von k^* . Bei ausschließlich wolkenlosen Tagen zeigt das k^* -Verfahren eine deutliche Abnahme des rRMSE um mehrere Prozent. Daher wurde ein weiteres Verfahren untersucht, das beide Interpolationsarten in Abhängigkeit von der Bewölkungssituation kombiniert. Es zeigt sich, dass die Qualität des Kombinationsverfahrens zwar insgesamt etwas geringer, in wolkenfreien Situationen jedoch deutlich höher als die lineare G -Interpolation ist. Die Qualität der Interpolationsmethoden ist in Abb. 3 zu erkennen. Für die DWD-Station Chemnitz wurden hier die Zeitreihen der Globalstrahlung für drei aufeinanderfolgende Tage im April 2005 aufgetragen. Im wolkenfreien Fall (Tag 1) ist die k^* -Interpolation wegen der besseren Beschreibung des Tagesgangs der Einstrahlung der G -Interpolation überlegen. Allerdings unterschätzen beide Verfahren die Einstrahlung besonders in den Mittagsstunden. Das kombinierte Verfahren hat sich an diesem Tag aufgrund der hohen k^* -Werte für die k^* -Interpolation entschieden, daher ist die grüne Kurve überdeckt.

Der zweite Tag ist vormittags bewölkt mit klarem Himmel am Nachmittag. Beide Verfahren glätten den deutlichen Bruch vollständig. Es ist davon auszugehen, dass dies eher eine Folge der räumli-

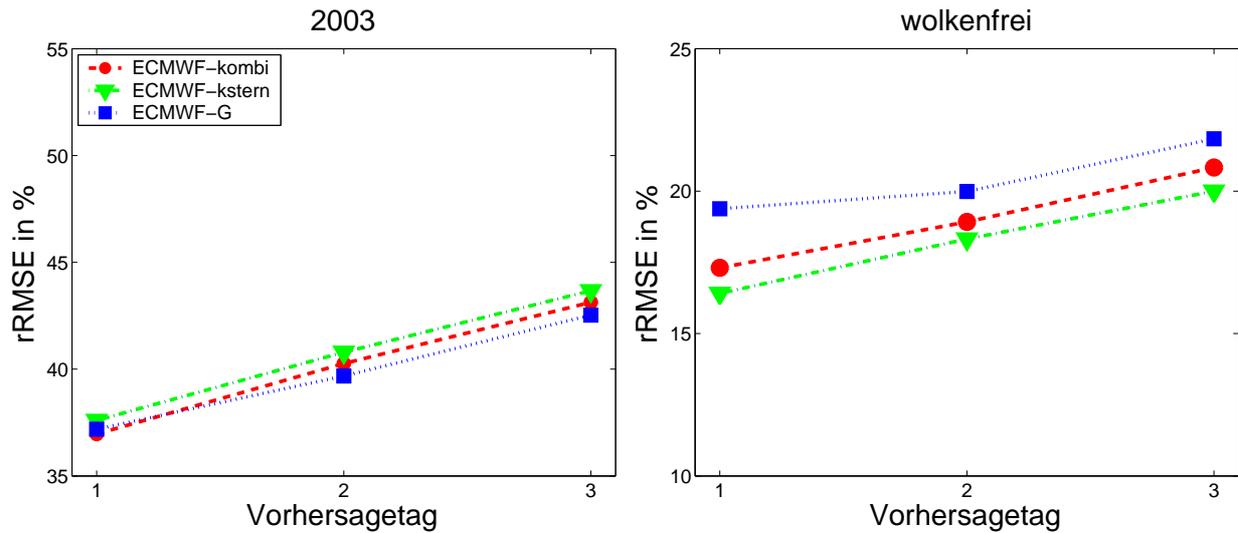


Abbildung 2: Mittlerer relativer RMSE der ECMWF-Vorhersage bei Verwendung unterschiedlicher zeitlicher Interpolationsverfahren für das Jahr 2003. Blau: Stückweise lineare Interpolation der Strahlungswerte. Grün: Rückrechnung des linear interpolierten Clearsky-Index. Rot: Kombination beider Verfahren. Im rechten Bild sind nur die wolkenfreien Tage berücksichtigt.

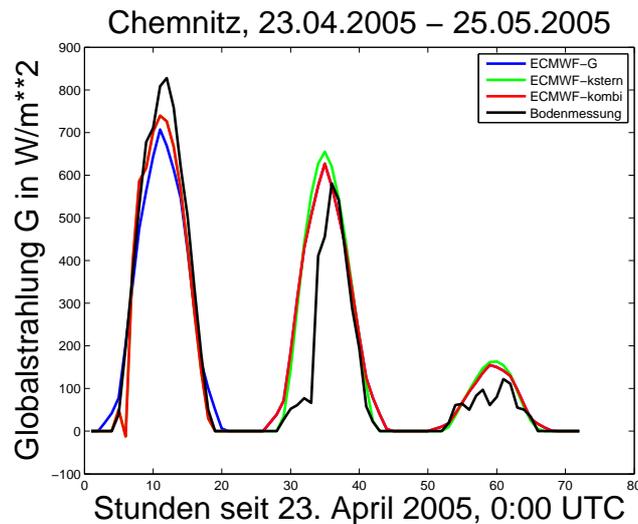


Abbildung 3: Zeitreihen der drei Interpolationsmethoden im Vergleich mit der DWD-Station Chemnitz für drei aufeinanderfolgende Tage im April 2005. Der erste Tag ist wolkenfrei, der zweite Tag ist zunächst bewölkt und ab Mittag wolkenfrei, der dritte Tag ist vollständig bedeckt. Schwarz: Bodenmesswerte, blau: lineare G -Interpolation, grün: k^* -Interpolation, rot: kombiniertes Verfahren.

chen als der zeitlichen Mittelung ist. Das kombinierte Verfahren folgt diesmal der G -Interpolation und ist damit tagsüber geringfügig besser als die k^* -Interpolation. In den Morgen- und Abendstunden wird die Einstrahlung jedoch deutlich überschätzt. Der Grund dafür ist die extreme Nichtlinearität der Einstrahlung bei Sonnenauf- und -untergang, die mit einer linearen Interpolation unverträglich ist.

Für den dritten Tag - vollständig bewölkt mit geringen Fluktuationen - liegen die Interpolationsverfahren nahezu gleichauf, erwartungsgemäß kann keines die Schwankungen nachvollziehen, da deren Frequenz unterhalb der 3-Stunden-Auflösung der ECMWF-Vorhersage liegt. Auch hier wird die G -Interpolation für das kombinierte Verfahren eingesetzt und liefert wiederum geringfügig bessere Ergebnisse als die k^* -Interpolation.

Die bisherigen Ergebnisse konnten die Vorteile der Verwendung des Tagesgang unabhängigen Clearsky-Index k^* zeigen. Dieser Wert wird bislang aus dem Verhältnis der vorhergesagten Werte von Globalstrahlung und Clearsky-Einstrahlung berechnet. Ein weiterer möglicher Ansatz ist, den Clearsky-Index aus den Wolkeninformationen abzuleiten, die von der ECMWF-Vorhersage bereit gestellt werden. Dazu muss die Beziehung zwischen dem Clearsky-Index und dem in der Vorhersage verwendeten Bedeckungsgrad (cloud cover) genau untersucht werden, um die Funktion $k^* = f(\text{cloudcover})$ zu bestimmen.

Neben den cloud cover Parametern (cc), die in 91 Modellhöhen vorliegen, gibt es die Parameter total cloud cover (tcc), low cloud cover (lcc), medium cloud cover (mcc) und high cloud cover (hcc). Der Vergleich zwischen Satellitenbild und einer Vorhersage des tcc -Feldes in Abb. 4 zeigt qualitativ die Möglichkeiten - aber auch die Einschränkungen - in der Verwendung der Wolkenvorhersage. Während in der unteren Situation (dritter Tag in Abb. 3) eine großflächige Wolkendecke über der untersuchten Region auf beiden Bildern eindeutig erkennbar ist, unterscheiden sich Vorhersage und Satellitenbild in der oberen Reihe (erster Tag aus Abb. 3) deutlich. Insbesondere in der rechten Hälfte des Ausschnitts, in der auch die untersuchte Station Chemnitz liegt, wird eine signifikant höhere Bewölkung vorhergesagt als auf dem Satellitenbild zu sehen ist.

Es wird also auch bei einem Verfahren, das Wolkeninformationen zur Strahlungsvorhersage nutzt, notwendig sein, dieses mit anderen Verfahren zu kombinieren und Kriterien zu definieren, die die Entscheidung über das einer Situation angemessene Verfahren ermöglichen.

Leistungsvorhersage für Photovoltaikanlagen

Die aus ECMWF Vorhersagen abgeleiteten stündlich aufgelösten und standortspezifischen Vorhersagen der Einstrahlung bilden die Basis zur Bestimmung des erwarteten Ertrags von Photovoltaikanlagen. Für diese Leistungsvorhersage wird die Einstrahlung zunächst auf die Modulebene umgerechnet und anschließend mit einem Simulationsmodell (siehe [Drews et al, 2007]) die Anlagenleistung P_{ac} ermittelt.

In einer Studie zur Evaluierung von Leistungsvorhersagen [Wickramaratne, 2007] wurde für elf Photovoltaik-Anlagen in Süddeutschland der vorhergesagte Anlagenenertrag mit der gemessenen Anlagenleistung verglichen. Für diese Auswertung wurde zunächst eine Normierung auf die Nennleistung der jeweiligen Anlagen vorgenommen, um eine bessere Vergleichbarkeit der unterschiedlichen PV- Systeme mit unterschiedlichen Nennleistungen zu erreichen. Die Untersuchungen wurden für die Monate April und Juli 2006 durchgeführt, um die Qualität der Vorhersage für

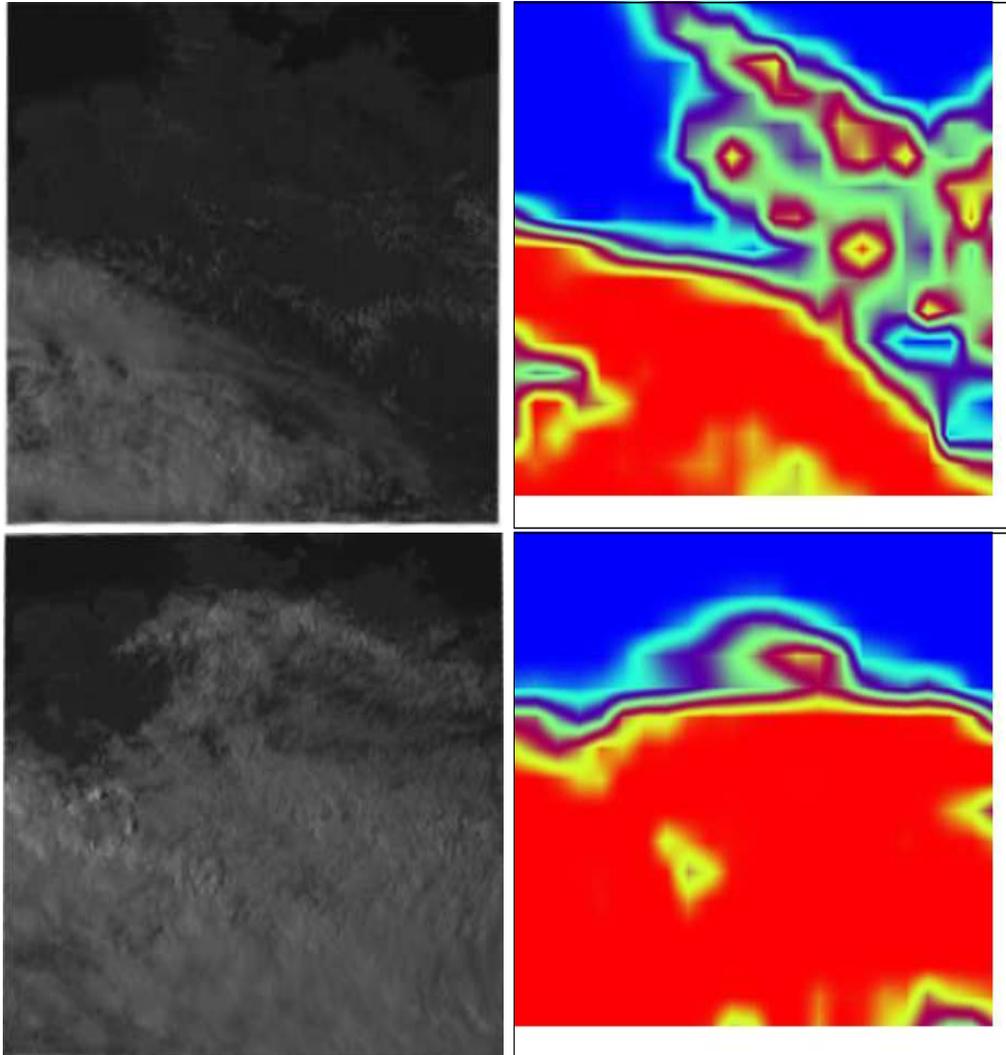


Abbildung 4: Wolkenbilder vom 23.04.2005, 15:00 UTC (oben) und vom 25.04.2005, 15:00 UTC (unten). Links: Meteosat 8 (High resolution visible channel), rechts: Darstellung des ECMWF-Parameters *tcc* für die entsprechende Region. Die Werte sind farbcodiert von 0 (blau) bis 1 (rot). Das Gebiet der *tcc*-Vorhersage ist 47° - 55° N, 5° - 16° E, der Meteosat-Ausschnitt entspricht dem weitgehend.

Monate mit deutlich verschiedenen meteorologischen Bedingungen zu untersuchen. Während im April die Bewölkungssituation von Tag zu Tag gewechselt hat, herrschte im Juni weitestgehend sonniges Wetter vor. Zum Vergleich wurde die Qualität von Globalstrahlungsvorhersagen für die gleichen Zeiträume anhand von Messwerten der Globalstrahlung an 30 meteorologischen Stationen in der gleichen Region ausgewertet.

	April	Juli
$rRMSE(G)$	44%	28%
$rRMSE(P_{AC})$	49%	30%
$RMSE(P_{AC})$ in kWh/kWp	0.12	0.10

Tabelle 1: Absoluter und relativer RMSE von PV-Leistungsvorhersagen für die Monate April und Juli 2006 (Datenbasis: 11 PV-Anlagen in Süddeutschland), im Vergleich dazu: relativer RMSE von Globalstrahlungsvorhersagen (Datenbasis: 30 meteorologische Stationen der gleichen Region).

Tabelle 1 zeigt relative und absolute Fehler der Leistungsvorhersage für die beiden betrachteten Monate im Vergleich zu den Fehlern der Globalstrahlungsvorhersage. Die mittleren Vorhersagefehler im Juli 2006 mit besonders guten Einstrahlungsbedingungen sind kleiner als im April, sowohl in Bezug auf absolute als auch auf relative Fehler. Der hohe relative Vorhersagefehler im April ist durch die Normierung auf eine vergleichsweise niedrige mittlere Einstrahlung/PV-Leistung mitbedingt. Darüber hinaus sind Unterschiede in der Vorhersagequalität darauf zurückzuführen, dass an sonnigen Tagen die Vorhersage die tatsächliche PV-Leistung gut wiedergibt, während an bewölkten Tagen erhebliche Abweichungen zwischen Vorhersage und Messung auftreten können (siehe auch Abb. 2 und Abb. 3).

Die relativen Fehler der Leistungsvorhersagen liegen ca. 5% höher als die entsprechenden Fehler der Globalstrahlungsvorhersage. Diese Erhöhung des Vorhersagefehlers ist im Wesentlichen auf die Umrechnung der Strahlung auf die geneigte Fläche zurückzuführen, wodurch die Unterschiede zwischen bewölkten und unbewölkten Zuständen und somit auch die Vorhersagefehler verstärkt werden.

Konfidenzintervalle

Neben einer guten Qualität der Vorhersage ist es für die Anwendung auch wichtig, die mit der Vorhersage verbundene Unsicherheit möglichst genau zu kennen. Für Solarstrahlungsvorhersagen können, wie bereits dargestellt wurde, in Abhängigkeit vom Wetter Situationen unterschiedlicher Vorhersagequalität unterschieden werden. Die Angabe von situationsspezifischen Toleranzbereichen ist im linken Bild von Abb. 5 illustriert.

Ein erster Ansatz zur Berechnung von Konfidenzintervallen wurde in [Lorenz 2007] vorgestellt, der im Folgenden kurz erläutert wird. Zur Berechnung von Konfidenzintervallen ist zunächst ein Modell zur Beschreibung der Verteilung der Vorhersagefehler nötig. Die maximal mögliche Abweichung zwischen Vorhersage und Messwert ist durch den Bereich möglicher Werte der PV-Leistung zwischen Null und maximaler Leistung bei klarem Himmel begrenzt. Als Verteilungsfunktion zur Beschreibung der Verteilung der Vorhersagefehler wurde deshalb die Beta-Funktion gewählt.

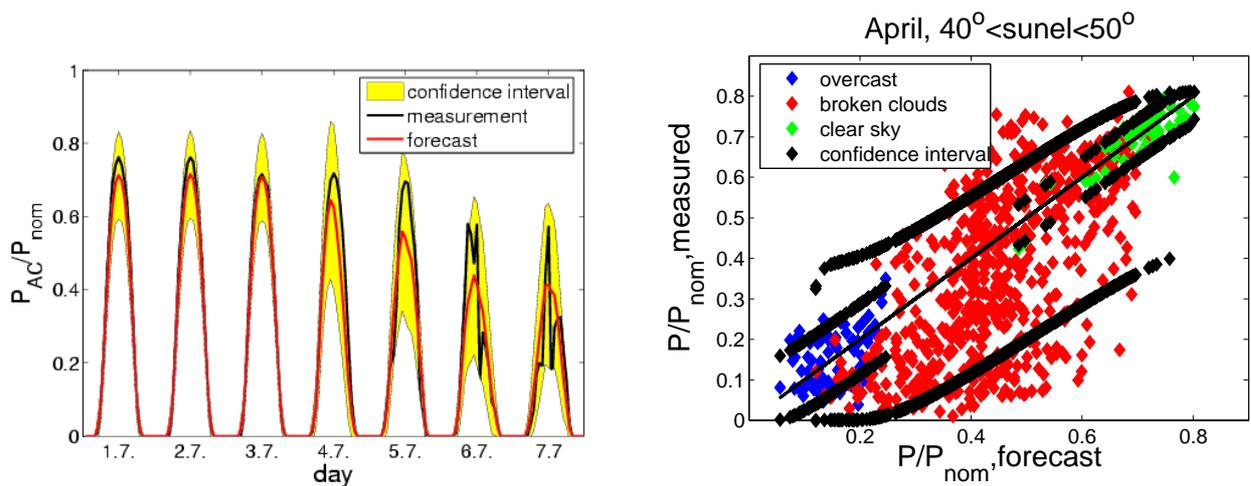


Abbildung 5: Linkes Bild: Vorhergesagte PV-Leistung mit Vertrauensintervallen im Vergleich zu gemessener Leistung für sieben Tage im Juli 2006 für eine PV-Anlage in Süddeutschland. Rechtes Bild: gemessener Anlagenenertrag über vorhergesagtem Anlagenenertrag mit Konfidenzintervallen für verschiedene Bewölkungsklassen (Datenbasis: Elf PV-Anlagen in Süddeutschland).

Grundlage zur Festlegung der Beta-Verteilung und damit auch zur Bestimmung der Vertrauensintervalle ist die Kenntnis der Streuung der Vorhersagefehler (STDERR). Der STDERR wird in Abhängigkeit vom Sonnenstand und von der Bewölkungssituation bestimmt, um die unterschiedliche Vorhersagequalität für verschiedene Situationen zu modellieren.

Für eine Beispielauswertung anhand des beschriebenen Ensembles von elf PV-Anlagen, wurden drei verschiedene Bewölkungssituationen unterschieden, die durch den mittleren clear sky index k_{mean}^* und die Standardabweichung des clear sky index k_{stdev}^* des Vorhersagefelds charakterisiert wurden: vollständig bedeckter Himmel ($k_{mean}^* \leq 0.4$), durchbrochene Bewölkung ($k_{mean}^* > 0.4$ und $k_{stdev}^* > 0.01$) und klarer Himmel ($k_{mean}^* > 0.4$ und $k_{stdev}^* \leq 0.01$). In Bezug auf den Sonnenstand wurde eine Klassifizierung in 10° -Schritten vorgenommen. Die vorhergesagten Werte wurden für jede Klasse separat BIAS-korrigiert. Es wurde ein Vertrauensbereich von 90 % gewählt.

Abb. 5 zeigt im rechten Bild den gemessenen über dem vorhergesagten Anlagenenertrag mit den bestimmten Konfidenzintervallen für die verschiedenen Bewölkungssituationen. Die Abbildung verdeutlicht, dass durch den beschriebenen Ansatz die erwarteten maximalen Vorhersagefehler für die unterschiedlichen Bewölkungssituationen insgesamt gut abgeschätzt werden. Trotzdem liegt auch eine nicht unerhebliche Anzahl von Werten außerhalb der Konfidenzintervalle. Eine quantitative Auswertung hat ergeben, dass nur 80% bis 85% der gemessenen Werte innerhalb der Grenzen der Vertrauensbereiche liegen, anstelle der erwarteten 90%. Eine Weiterentwicklung des vorgeschlagenen Ansatzes wird neben einer detaillierteren Einteilung nach Sonnenstand und Bewölkungssituation, auch zusätzliche Informationen über die PV-Anlagen einbeziehen.

Vorhersage der Leistung von Anlagenverbänden

Eine effiziente Netzintegration von Solarstrom erfordert die Vorhersage der Verbundleistung von verteilten Photovoltaikanlagen. Eine detaillierte Analyse der Genauigkeit von Leistungsprognosen für Anlagenverbände wurde von [Wickramaratne, 2007] durchgeführt. Dazu wurde unter anderem die Abhängigkeit der Vorhersagegenauigkeit für die mittlere Einstrahlung von Ensembles von Messstationen in Abhängigkeit von der Gebietsgröße, über die die Messstationen verteilt waren, untersucht. Da die Genauigkeit von PV-Leistungsvorhersagen wesentlich durch die Genauigkeit der Einstrahlungsvorhersagen bestimmt ist, lassen sich aufgrund dieser Ergebnisse auch Rückschlüsse auf die Vorhersagequalität für Anlagenverbände ziehen.

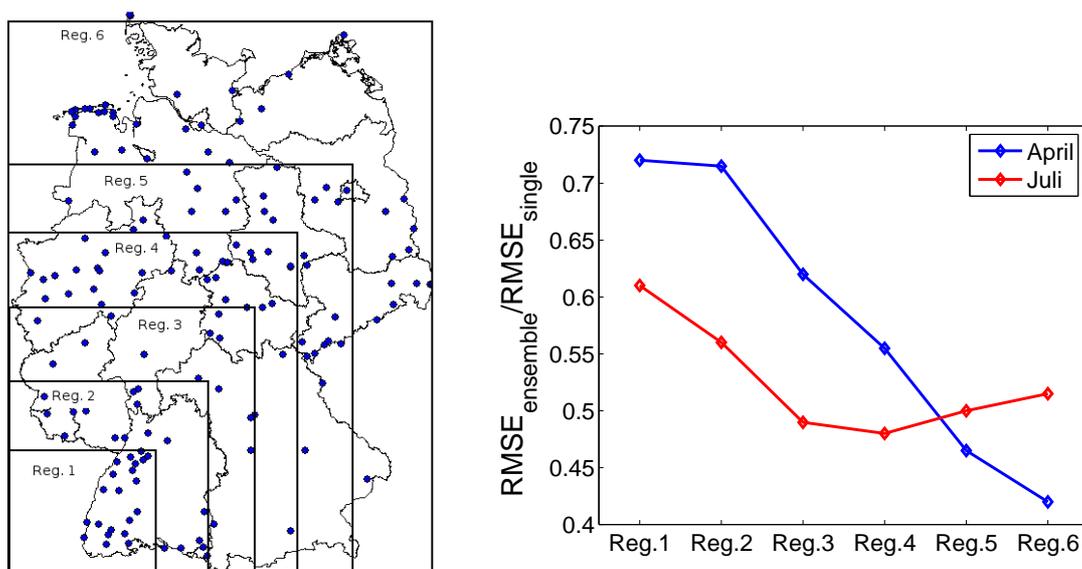


Abbildung 6: Linkes Bild: Verteilung der Messstationen und Lage und Größe der betrachteten Gebiete. Rechtes Bild: Fehlerreduktionsfaktor in Abhängigkeit von der Gebietsgröße.

Für die Untersuchungen stand eine Datenbasis von Strahlungsmessungen von über 100 Stationen von DWD und Meteomedia in Deutschland zur Verfügung. Wie bei der Untersuchung der Leistungsvorhersage für PV-Anlagen wurden die Monate April und Juli 2006 betrachtet. Es wurden sechs Regionen unterschiedlicher Größe ausgewählt, für die jeweils die mittlere Einstrahlung von 20 gleichmäßig über die Region verteilten Messstationen berechnet wurde. Die Verteilung der Stationen und die Lage und Größe der betrachteten Gebiete ist im linken Bild von Abb. 6 dargestellt. Das rechte Bild in Abb. 6 zeigt den Fehlerreduktionsfaktor $RMSE_{ensemble} / RMSE_{single}$ in Abhängigkeit vom betrachteten Gebiet. Für kleinere Gebiete einer Ausdehnung von etwa 200km x 200km ergibt sich eine Reduktion der Vorhersagefehler um ca. 30 %. Für ein Gebiet von der Größe Deutschlands verringern sich die Vorhersagefehler auf etwa die Hälfte.

Setzt man diese Ergebnisse zu den absoluten Fehlern der PV-Leistungsvorhersage für einzelne Stationen aus Tabelle 1 in Beziehung, lässt sich der Vorhersagefehler für ein über Deutschland verteiltes Ensemble abschätzen. Mit einem RMSE von 0,05 kWh/kWp bzw. 5% der Anlagennennleistung

liegt die Genauigkeit der Solarleistungsprognose dabei in ähnlichen Bereich wie die Genauigkeit von operationellen Windleistungsprognosen.

Zusammenfassung

Es wurde ein Verfahren zur Leistungsvorhersage für Photovoltaikanlagen auf Basis von ECMWF Strahlungsvorhersagen vorgestellt.

In [Girodo, 2006] haben wir verschiedene Ansätze untersucht, standortspezifische, stündlich aufgelöste Vorhersagen aus den räumlich und zeitlich gröber aufgelösten ECMWF Vorhersagen abzuleiten. Mit einem Interpolationsverfahren, das durch Kombination mit einem Strahlungsmodell für unbewölkten Himmel den sonnenstandsabhängigen Tagesgang der Einstrahlung berücksichtigt, wurden die besten Ergebnisse erzielt. Die Vorhersagegenauigkeit wurde durch Vergleich mit Messdaten der Globalstrahlung von 18 deutschen Wetterstationen für die Jahre 2003 und 2004 ermittelt. Der relative RMSE für stündlich aufgelöste Vorhersagen liegt im Bereich von 35% bis 40%. Für Situationen mit klarem Himmel ist die Vorhersagegenauigkeit mit einem relativen RMSE von ca. 15% für den ersten Vorhersagetag deutlich höher. Ein Verfahren zur Strahlungsvorhersage auf Basis von ECMWF-Wolkenvorhersagen ist zur Zeit in Entwicklung.

Auf Basis des beschriebenen Ansatzes zur Strahlungsvorhersage wurden PV-Leistungsvorhersagen berechnet. Die Auswertungen zur Qualität von Leistungsvorhersagen haben ergeben, dass die relativen Fehler der Leistungsvorhersagen um ca. 5% höher liegen als die entsprechenden Fehler der Globalstrahlungsvorhersage.

Eine erster Ansatz zur Berechnung von situationsspezifischen Konfidenzintervallen wurde vorgestellt und ausgewertet. Die berechneten Vertrauensbereiche geben insgesamt eine gute Abschätzung der Vorhersagegenauigkeit für unterschiedliche meteorologische Situationen.

Die Genauigkeit der Leistungsvorhersage für Anlagenverbände ist aufgrund des räumlichen Ausgleichs lokaler Vorhersagefehler deutlich höher als für Einzelanlagen. Die Reduktion der Vorhersagefehler hängt dabei wesentlich von der Größe des Gebiets ab, über das die Anlagen verteilt sind. Für ein Gebiet von der Größe Deutschlands verringern sich die Vorhersagefehler auf etwa die Hälfte.

Literatur

[Drews et al, 2007] Drews A., H.G. Beyer, U. Rindelhardt (2007): *Quality of performance assessment of PV plants based on irradiance maps*, submitted to Solar Energy, 4.2007.

[Girodo, 2006] Girodo M. (2006): *Solarstrahlungsvorhersage auf der Basis numerischer Wettermodelle*, Dissertation, Universität Oldenburg.

[Lorenz et al, 2007] Lorenz E., Heinemann D., Wickramarathne H., Beyer H.G., Bofinger S. (2007): *Forecast of ensemble power production by grid-connected PV systems*, 20th European PV Conference, 3.9-7.9 2007, Mailand.

[Wickramarathne, 2007] Wickramarathne H. (2007): *Evaluation of Forecast of Power Production with Distributed PV-Systems*, Master Thesis, Postgraduate Programme Renewable Energy, Universität Oldenburg.