

Validierung und Optimierung eines Solarstromprognosesystems unter Berücksichtigung von Ensemble-Effekten

Stefan Bofinger¹, Hans Georg Beyer², Elke Lorenz³, Hashini Wikramaratne³

¹meteocontrol GmbH

Spicherer Straße 48, 86157 Augsburg

Tel.: +49-(0)-821-34666-35, Fax: : +49-(0)-821-34666-11

E-Mail: s.bofinger@meteocontrol.de

Internet: www.meteocontrol.de

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

³Arbeitsgruppe Energie und Halbleiterforschung, Fakultät V, Universität Oldenburg,
26129 Oldenburg

Einleitung

Photovoltaik liefert im Sommer schon einen nennenswerten, und beständig wachsenden Beitrag zur Stromversorgung. Um diese Einspeisung möglichst effizient zur Netzregelung einsetzen zu können, ist ein Solarstromprognosesystem in Entwicklung [1].

Das Prognosesystem nach [1] wird in diesem Beitrag kurz vorgestellt und hinsichtlich seiner Genauigkeit analysiert. Dazu kann auf eine umfassende Basis von PV-Systembetriebsdaten in Deutschland zurückgegriffen werden. Anhand dieser Datenbasis kann insbesondere auf die Unterschiede in der Genauigkeit der Vorhersage der Leistungsabgabe von Einzelanlagen und von Anlagenverbänden eingegangen werden.

Die Fallstudie am Ende dieser Veröffentlichung wurde auf Basis der Werte eines anderen Prognosesystems nach [4] durchgeführt. Ein Vergleich der beiden Ansätze zur Strahlungsvorhersage in [4], zeigt, dass die Qualität der beiden Vorhersageverfahren ähnlich ist.

Beschreibung des Prognosesystems

Das Prognosesystem beruht auf den Mittelfristvorhersagen diverser Parameter wie der Einstrahlung und der Temperatur, die das ECMWF (European Center for Mid-range Forecasts) bereitstellt. Diese Gitterpunktvorhersagen (Gittergröße: ca. 60km x 60km) werden mittels einer MOS (Model Output Statistics) lokal verfeinert. Diese lokalen Vorhersagen der Globalstrahlung und der Lufttemperatur wurden für die Orte von 850 Wetterstationen für 0 bis 120h erstellt, wobei für das Training des MOS satellitenbasierte Einstrahlungsdaten verwendet werden. Mit Hilfe einer Inverse-Distance-Interpolation wurden daraus Vorhersagen der Einstrahlungssummen pro Stunde für Standorte von PV-Anlagen erstellt. Anschließend wurden die mittlere Leistungen pro Stunde dieser Anlagen simuliert. Diese Energieertragsprognose wird für alle Anlagen des Überwachungssystems safer'Sun, z.Zt. ca. 4500 Solarstromanlagen, durchgeführt. Eine schematische Darstellung ist in Abbildung 1 gegeben. Details des Prognoseverfahrens können [1] entnommen werden.

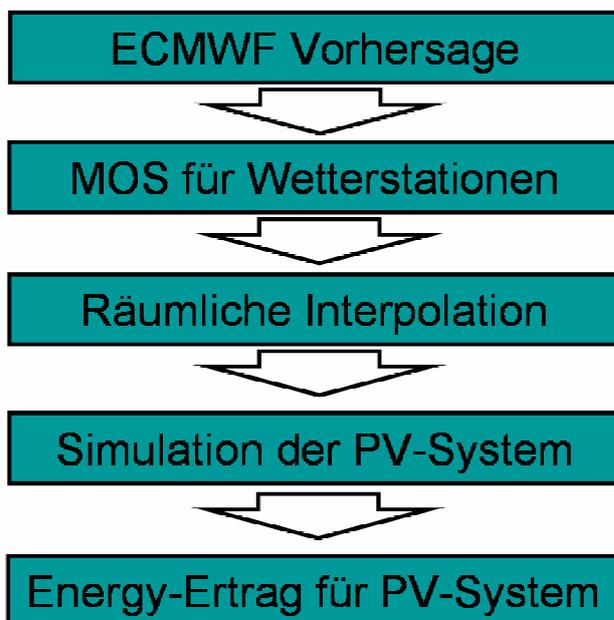


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Prognosesystems

Bei den im Weiteren verwendeten Prognosen handelt es sich um die Vorhersagen bis zu 24 Stunden

Validierung

Die Validierung wurde für das Jahr 2005 vorgenommen. Alle verfügbaren Anlagendaten wurden zunächst auf Plausibilität geprüft und entsprechend gefiltert.

Die Analysen wurden auf Basis von stündlichen Energiesummen durchgeführt, wobei zunächst eine Normierung auf die Nennleistung der jeweiligen Anlagen vorgenommen wurde. Diese Normierung auf die Anlagennennleistung wurde auch für alle weiteren Untersuchungen dieser Arbeit vorgenommen.

Für die Bewertung der Güte der Prognose wurden zwei Kennwerte berechnet, der mittlere Fehler gegeben als:

$$\bar{x} = \sum_{i=1}^N E_{\text{Prognose},i} - E_{\text{Messung},i}$$

und die Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers RMSE:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (E_{\text{Prognose},i} - E_{\text{Messung},i})^2}$$

Diese beiden Fehlermaße wurden auf Basis von stündlichen normierten Energiesummen berechnet. Bei Mittlung über alle Anlagen, ergeben sich für das Jahr 2005 hierfür ein mittlerer Fehler von -0,006 Wh/Wp und ein RMSE von 0,13 Wh/Wp.

Diese Werte wurden mit den entsprechenden Werten einer Persistenzvorhersage (also der Annahme, dass sich das Wetter des vorangegangenen Zeitschritts wiederholt) verglichen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 2 zu sehen. Hierbei wurde der RMSE auf Basis von Stundenwerten für jede Anlage und jeden Monat getrennt ermittelt und in das Diagramm als Punkte eingetragen. Die durchgezogenen Linien stellen die Mittelwerte über alle Anlagen dar.

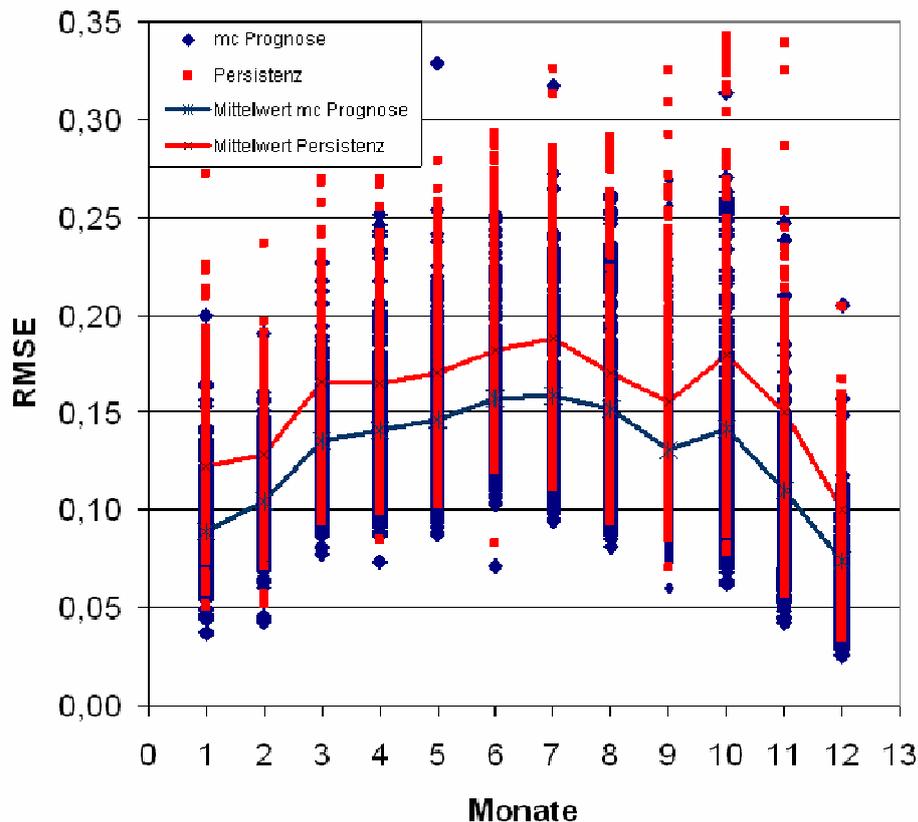


Abbildung 2: RMSE der stündlichen Einzel-Prognose aller Anlagen (rote Punkte) in Wh/Wp im Vergleich zu einer Persistenz-Annahme (blaue Punkte). Der Mittelwert des RMSE aller Anlagen ist als Linie dargestellt.

Konfidenzintervalle für Einzelanlagen

Für die weitere Verwertung der Vorhersagedaten ist eine Information über deren Unsicherheit z.B. charakterisiert über deren Konfidenzintervalle wesentlich. Die Konfidenzintervalle lassen sich auf einfache Weise aus der Standardabweichung der Vorhersagefehler ermitteln, wenn die Fehler eine Normalverteilung zeigen. Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Grundannahme von normalverteilten Fehlerwerten überprüft. Hierzu wurde zunächst die Abhängigkeit der Standardabweichung σ der stündlichen Prognosefehler der Einzelvorhersage vom Prognosewert untersucht (ein vergleichbares Vorgehen wurde bereits für Windleistungsprognosen in [3] angewendet). Abbildung 3 zeigt, dass sich ein annähernd linearer Zusammenhang von Prognosewert und Standardabweichung annehmen lässt. Berechnet man den RMSE von den dargestellten Punkten zum linearen Modell ergibt sich ein Wert von 0,063.

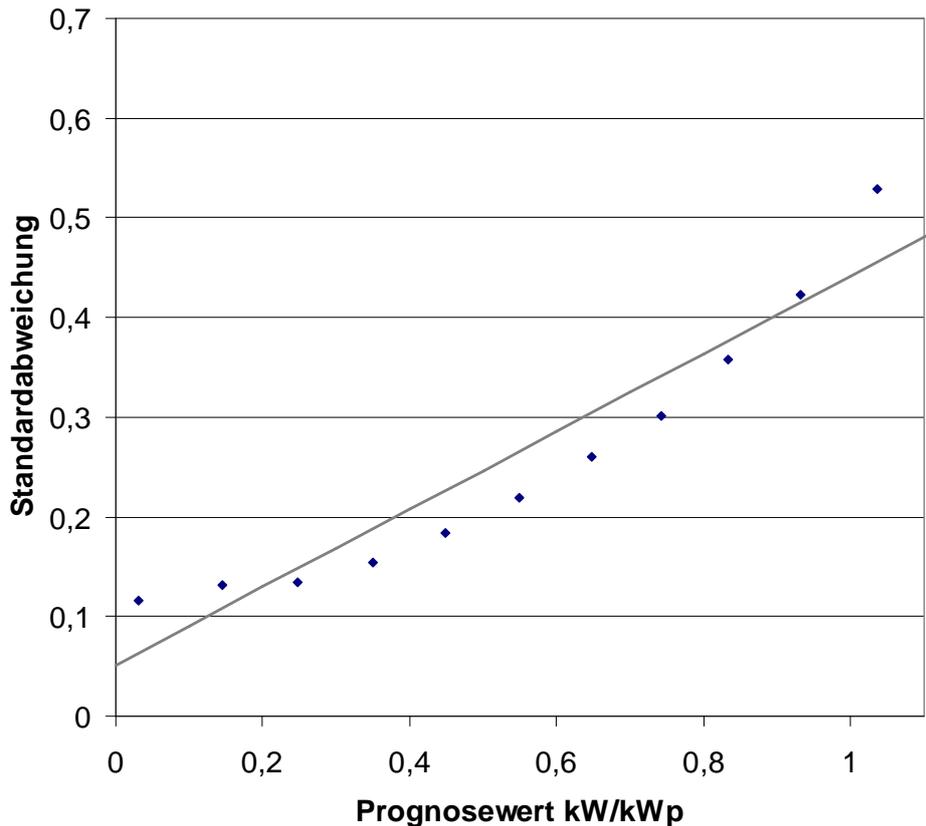


Abbildung 3: Standardabweichung σ für die verschiedenen Klassen der Prognosewerte aller Einzelvorhersagen. Mithilfe der linearen Näherung für die Standardabweichung und des Prognosemittelwerts kann nun für jeden Prognosewert eine Schwankungsbreite angegeben werden.

Die Anwendbarkeit der Normalverteilung wurde anschließend für Konfidenzintervalle von 1σ , 2σ und 3σ mittels Auszählen überprüft. Die Ergebnisse sind in Tabelle 1 dargestellt. Für die Bestimmung der Geradengleichung für die Standardabweichung wurden aus allen Werten verschiedene Trainingssets ausgewählt. Die Überprüfung der Annahme wurde dann anhand der verbliebenen Werte als Testset vorgenommen.

	1σ	2σ	2σ
Theoretisch	68,3%	95,4%	99,7%
Training: Ungerade Monate 2005, Test: Gerade Monate 2005	65,1%	83,3%	91,7%
Training: Gerade Monate 2005, Test: Ungerade Monate 2005	63,5%	81,7%	89,8%

Tabelle 1: Ergebnisse der Anwendung einer Normalverteilung auf Einzelprognosen

Die Ergebnisse machen deutlich, dass die Annahme einer Normalverteilung auf die Prognosefehler für Einzelanlagen in erster Näherung bestätigt wird. Besonders im

Bereich von einer Standardabweichung ist die Übereinstimmung gut. Die Differenz im Bereich mehrerer Standardabweichungen deutet auf mehr „Ausreißer“ hin.

Konfidenzintervalle für Anlagenverbände

Die Annahme der Normalverteilung wurde im Weiteren auch für Anlagenensembles untersucht. Hierfür wurde für jede Stunde die auf die Nennleistung normierten gemessenen und vorhergesagten Stundenenergiesummen aller Anlagen addiert. Die daraus resultierende Geradengleichung hat eine Steigung von 0,126 und einen Achsenabschnitt von nur 0,0687 bei einem RMSE zwischen Modell und Messwerten von 0,052. Bezogen auf die geringeren Standardabweichungen des Ensembles ist trifft das lineare Modell besser für Einzelprognosen zu.

Wie oben für die Einzelanlagen, wurde auch hier die Annahme der Normalverteilung überprüft.

	1σ	2σ	3σ
Theoretisch	68,3%	95,4%	99,7%
Training: Ungerade Monate 2005, Test: Gerade Monate 2005	58,7%	86,8%	96,6%
Training: Gerade Monate 2005, Test: Ungerade Monate 2005	68,2%	94,3%	99,3%

Tabelle 2: Ergebnisse der Anwendung einer Normalverteilung auf die Ensembleprognosen

Je nach Test-/Trainingsetkombination liegen die Werte nahe bei den theoretischen. Um die Anwendbarkeit der Normalverteilung zu bestätigen, sind weitere Tests notwendig.

Ensembleeffekte bei realer Prognose

Zunächst wurde die Kreuzkorrelation $r_{i,j}$ der Fehler der Leitungsvorhersage für alle Anlagenpaare i,j berechnet. Die Kreuzkorrelation ist definiert als:

$$r_{i,j}(t) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N x_i(t_n) \cdot x_j(t_n)$$

wobei die $x_{i,j}$ die über den mittleren Vorhersagefehler normierten Fehler angeben. Es ist hier angenommen, dass der Bias der Vorhersagen vernachlässigt werden kann. Die Ergebnisse sind über dem Abstand der Anlagenpaare in nachfolgendem Diagramm dargestellt.

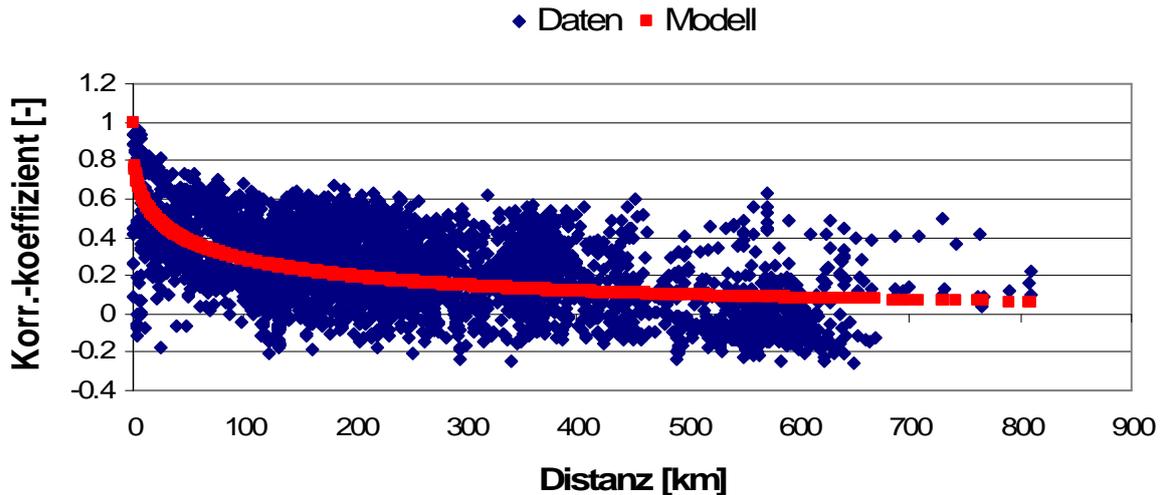


Abbildung 4: Korrelationskoeffizient der Vorhersagefehler an 2 Anlagen als Funktion des Stationsabstands für den Monat Juli. Die blauen Punkte geben die empirischen Werte, die roten einen Modellverlauf.

Für die Korrelationskoeffizienten r_{ij} der Vorhersagefehler als Funktion des Anlagenabstands d_{ij} kann ein Modell der Form

$$r_{i,j}(d_{i,j}) = e^{(a_1 d_{i,j})^{a_2}}$$

a_1, a_2 : Parameter; $d_{i,j}$: Anlagenabstand

angepasst werden.

Mit Hilfe dieses Modells und einem statistischen Ansatz zur Berechnung der Fehler von Mittelwerten lässt sich der Vorhersagefehler für die Summenleistung eines beliebigen Ensembles abschätzen. Im Folgenden sind dafür 2 Beispiele gegeben. Hier wurde angenommen, dass an allen Standorten identische Anlagen verwendet werden.

Das hier angewandte Modell ist für genauere Untersuchungen noch zu verbessern. Dabei muss insbesondere die Anlagenausrichtung als Parameter in der Korrelationsanalyse zu berücksichtigen werden.

Das erste Beispielensemble wurde zufallsbasiert aus allen Anlagen extrahiert und umfasst 96 Anlagen:

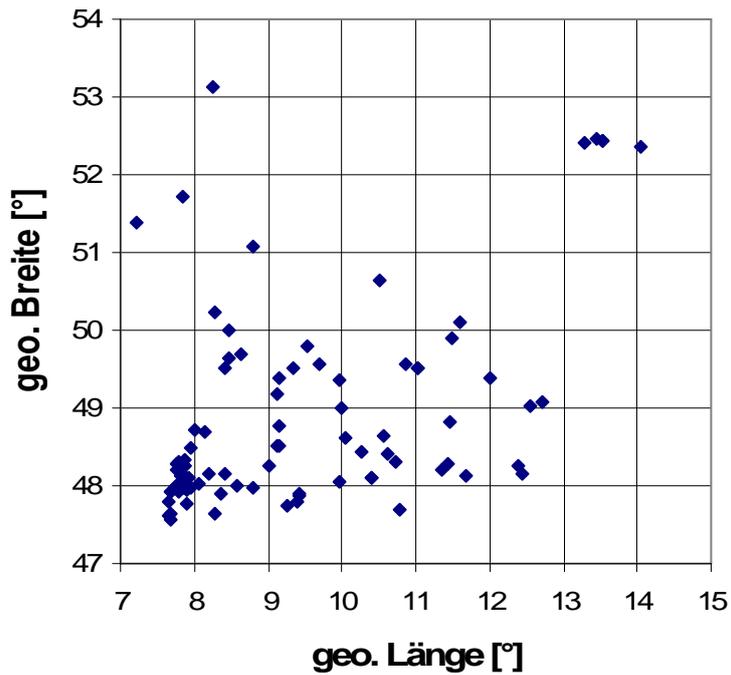


Abbildung 5: Untersuchtes Teilensemble A (96 Anlagen).

Für dieses Teilensemble ergibt sich für den Monat Juli ein Vorhersagefehler der ~50% des Vorhersagefehlers für eine Einzelanlage entspricht

Das zweite Beispielensemble stellt eine Teilmenge des ersten dar. Es umfasst nur bayrische Standorte. Insgesamt sind 21 Anlagen enthalten.

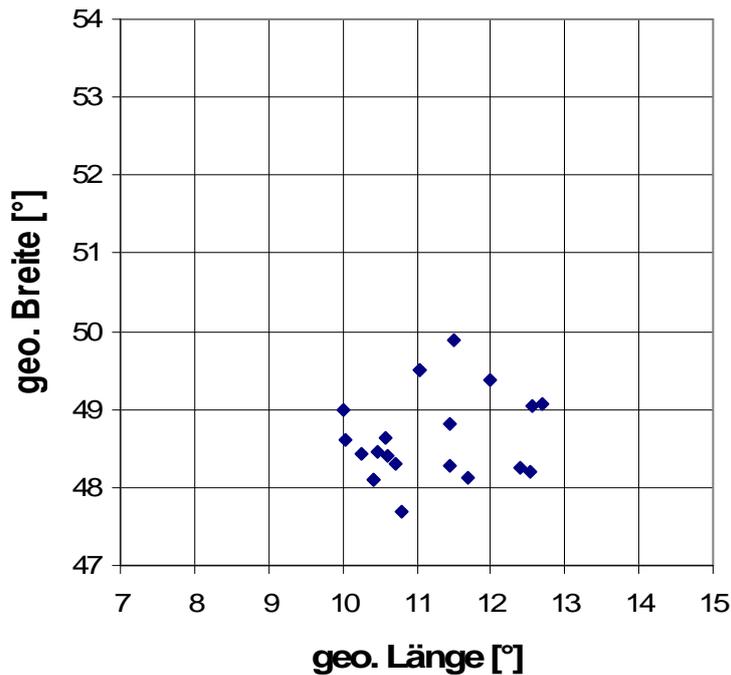


Abbildung 6: Untersuchtes Teilensemble B (21 Anlagen).

Für dieses Teilensemble ergibt sich für den Monat August ein Vorhersagefehler der ~67% des Vorhersagefehlers für eine Einzelanlage entspricht.

Detaillierte Analyse: Räumliche Ausgleichseffekte bei PV-Leistungsvorhersagen

Für ein ca. 200km x 120km umfassendes Gebiet in Süddeutschland wurde eine detailliertere Analyse der Genauigkeit der PV-Leistungsvorhersagen durchgeführt. Für diese Fallstudie wurde ein anderes Verfahren zur Einstrahlungsvorhersage verwendet als in den vorangegangenen Abschnitten, das jedoch ebenso auf ECMWF Vorhersagen beruht. Die Strahlungsvorhersagen des ECMWF (räumliche Auflösung: 60km X 60km, zeitliche Auflösung: 3h) wurden hier mit einem in [4] entwickelten Interpolationsverfahren unter Berücksichtigung des Tagesgangs der Einstrahlung zu standortaufgelösten einstündigen Vorhersagen umgerechnet. Ein Vergleich der beiden Ansätze zur Strahlungsvorhersage in [4], zeigte, dass die Qualität der beiden Vorhersageverfahren ähnlich ist.

Die Genauigkeit der PV-Leistungsvorhersage wurde für 11 PV-Anlagen ausgewertet, deren Verteilung in dem betrachteten Gebiet in Abbildung 7 gegeben ist. Die Untersuchungen wurden für die Monate April und Juli 2006 durchgeführt, um die Qualität der Vorhersage für 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.

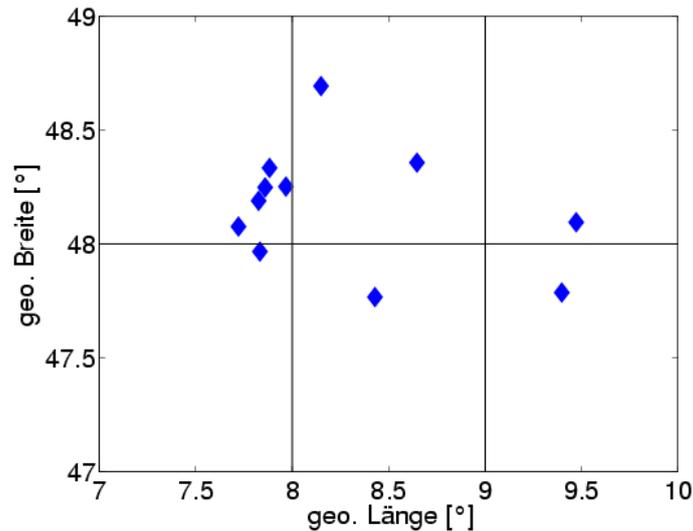


Abbildung 7: Räumliche Verteilung der in der Detailanalyse untersuchten Anlagen.

Abbildung 8 zeigt die vorhergesagte Leistung im Vergleich zur gemessenen Leistung beispielhaft für ein System für jeweils 7 Tage im April und im Juli. Die Abbildung macht deutlich, dass für sonnige Tage die Vorhersage die tatsächliche PV-Produktion gut wiedergibt, während an bewölkten Tagen teilweise erhebliche Abweichungen zwischen Vorhersage und PV-Messung auftreten. Ein Verfahren zur Anpassung der Konfidenzintervalle an unterschiedliche Genauigkeiten für unterschiedliche Bewölkungssituationen ist in Entwicklung.

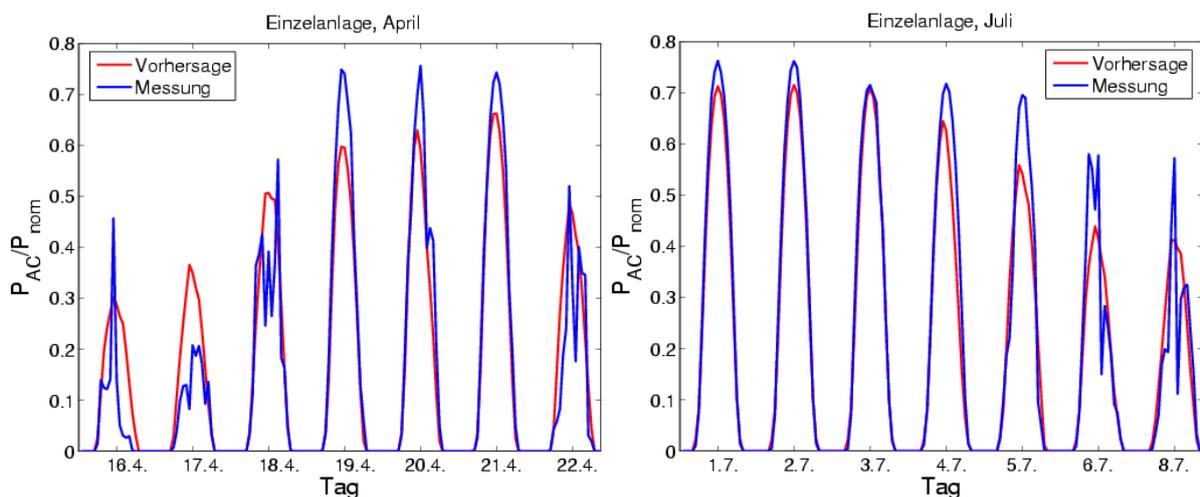


Abbildung 8: Vorhersage im Vergleich zu gemessener Leistung für ein Einzelsystem für jeweils 7 Tage im April und im Juli.

Die Leistungsproduktion des gesamten Ensembles von 11 Anlagen im Vergleich zu den entsprechenden Vorhersagen ist in Abbildung 9 dargestellt. Räumliche Ausgleichseffekte führen zu einem geglätteten Verlauf der Kurven und die

Abweichungen zwischen Vorhersage und Messungen sind kleiner als bei Einzelanlagen.

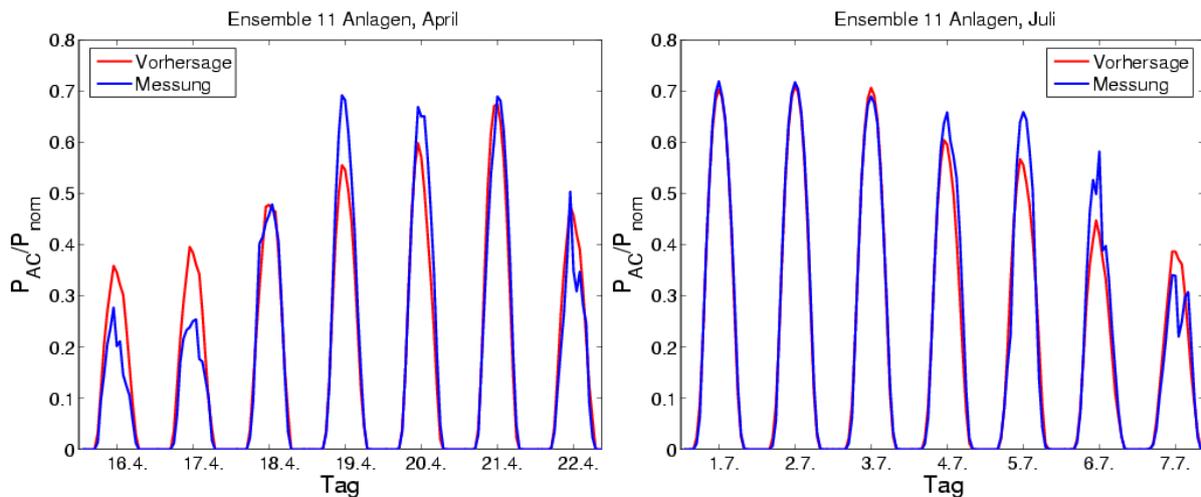


Abbildung 9: Vorhersage im Vergleich zu gemessener Leistung für ein Ensemble von 11 Systemen für jeweils 7 Tage im April und im Juli.

Eine quantitative Auswertung für Vorhersagefehler in Abhängigkeit von der Anzahl der Stationen, die zur PV-Produktion für das betrachtete Gebiet beitragen, ist in Abbildung 10 gegeben.

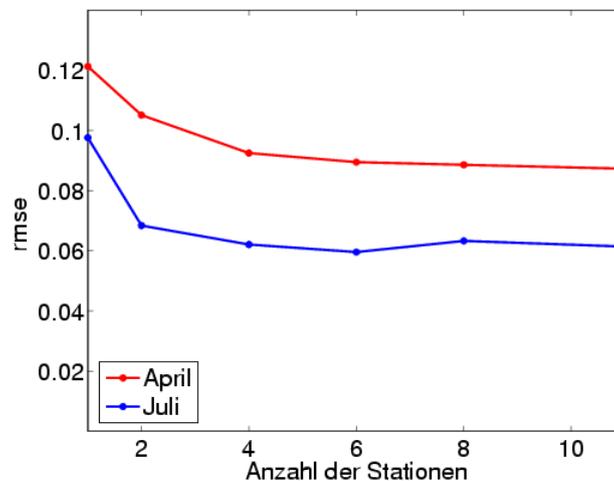


Abbildung 10: RMSE der Leistungsvorhersage in Wh/Wp in Abhängigkeit von der Anzahl der Anlagen, die zu dem Ensemble beitragen.

Der mittlere Vorhersagefehler im Juli 2006 ist wegen der besonders guten Einstrahlungsbedingungen in diesem Monat und für dieses Gebiet kleiner als im April. Bereits bei sehr wenigen Stationen, die zu einem Ensemble beitragen, wird eine deutliche Reduktion der Vorhersagefehler im Vergleich zu Einzelanlagen erreicht, wobei die Ensembles so ausgewählt sind, dass sie jeweils möglichst mit gleichem Abstand voneinander die gesamte Fläche abdecken. Mit zunehmender

Anzahl der Anlagen wird aufgrund des geringeren Anlagenabstands die Korrelation der Vorhersagefehler der Einzelanlagen, die zu dem Ensemble beitragen, immer höher (siehe Abbildung 4). Entsprechend verringern sich die Vorhersagefehler bei weiterer Vergrößerung des Ensembles dann mit zunehmender Anlagenanzahl immer weniger. Bei dem vorliegenden Beispiel eines Gebiets einer Größe von etwa 120km x 200km, ergibt sich bei Betrachtung des gesamten Ensembles eine Verringerung der Vorhersagefehler um den Faktor von 0.6 für Juli und für 0.7 für April. Für Ensembles, die über größere Gebiete verteilt sind, ist eine weitere Reduktion der Fehler zu erwarten.

Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit werden die Ergebnisse der Solarstromprognose für einzelne Anlagen und Anlagenverbände dargestellt. Durch räumliche Ausgleichseffekte sind die Vorhersagefehler für Anlagenensembles um bis zur Hälfte kleiner als für Einzelanlagen. Die Reduktion der Vorhersagefehler hängt dabei wesentlich von der Größe des Gebiets ab, über das die Anlagen verteilt sind. Es wurde ein erster Ansatz zur Berechnung von Konfidenzintervallen für Einzel- und auch Ensembleprognosen vorgestellt.

Literatur

- [1] Bofinger, S; Heilscher, G.: Solar Electricity forecast – approach and first results, 20th European PV Conference, 4-8. September 2006, Dresden
- [2] Beyer, H.G.: Space and time statistics of wind and solar radiation fields and its application to renewable energy system analyses, Habilitationsschrift, Universität Oldenburg (1994)
- [3] S. Bofinger, A.Luig, H.G.Beyer, Qualification of wind power forecasts, 2002 Global Windpower Conference, Paris 2.-5. April (2002)
- [4] Girodo M.: Solarstrahlungsvorhersage auf der Basis numerischer Wettermodelle Dissertation, Universität Oldenburg, 2006