

Netzintegration von Solar- und Windstrom (N)

N1

Herausforderungen bei der Integration erneuerbarer Energien aus Sicht der Netzführung

Dominique Ernst, TenneT TSO GmbH

Im Zusammenhang mit dem stetig voranschreitenden und auch politisch geforderten und geförderten Ausbau regenerativer Energieerzeugungsanlagen ist TenneT kontinuierlich mit neuen Herausforderungen konfrontiert und beteiligt sich aktiv an der Mitgestaltung der zukünftigen elektrischen Energielandschaft. Die Einflüsse auf das bestehende Stromnetz sind dabei vielfältig. Saisonales, regionales und wetterabhängiges Einspeise- und Lastverhalten führen zu teilweise enormen Belastungen mit resultierenden Engpässen im Netz, welche durch geeignete Maßnahmen behoben werden müssen. Durch die durch das EEG gesteuerte vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energieträger und deren Vermarktung an der Strombörse EPEX in Leipzig, werden fortlaufend neue Konzepte für ein sicheres und stabiles Netz benötigt. Hierbei ist ein wichtiger Punkt die Erstellung von Prognosen regenerativer Erzeuger. Im Rahmen dieses Vortrags wird auf die Herausforderungen eines Übertragungsnetzbetreibers eingegangen. Schwerpunkt hierbei stellen der Umgang mit dem bereits hohen Anteil an installierter Leistung erneuerbarer Energien und die wetterbedingte Volatilität der ins Netz eingespeisten Energie dar. Es wird kurz auf Extremsituationen, wie die Sonnenfinsternis, Saharastaub oder der Umgang mit Offshore-Wind-Energie eingegangen, sowie ein Ausblick über geplante und nötige Weiterentwicklungen gegeben.

N2

Referenz-Zeitreihen von Wind- und PV-Stromeinspeisung im Jahr 2050 für die Verwendung in deutschen Stromsystem-Modellen

*Jens Tambke, Lueder von Bremen, Hauke Wurps, Kabitri Nag, Elke Lorenz, Annette Hammer
ForWind und AG Energiemeteorologie, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, 26111 Oldenburg;
jens.tambke@forwind.de*

Bisher werden in deutschen Strommarkt- und Stromsystemmodellen für Szenariostudien mit Horizonten von 2020 bis 2050 sehr unterschiedliche Einspeisezeitreihen für Wind- und PV-Strom verwendet. Diese sind hinsichtlich Qualität der Wetterdaten, grundlegenden Annahmen und Methodik der Erstellung oft nur wenig vergleichbar. Häufig bleibt unklar, ob stark differierende Studienergebnisse auf die unterschiedlichen Zeitreihen der erneuerbaren Stromerzeugung oder auf die sonstige Modellierung des Stromsystems zurückzuführen sind.

Deshalb wird in einem neuen Projekt des BMWi ein einheitlicher Standard-Datensatz modelliert, um die Ergebnisse der unterschiedlichen Stromsystem-Modelle vergleichbarer zu machen bzw. um Unterschiede bei den Inputdaten relativ zu diesem Standard-Datensatz quantitativ dokumentieren zu können. Es handelt sich hier um das BMWi-Projekt „Einbindung des Wärme- und Kältesektors in das Strommarktmodell Power-Flex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutzziele und EE-Integration“ (FKZ: 0325708), das vom Öko-Institut e.V. in Freiburg koordiniert wird.

In diesem Projekt wird durch ForWind und die Universität Oldenburg eine konsistente Modellierung von EE-Zeitreihen für die Horizonte 2020, 2030, 2040 und 2050 durchgeführt. Diese Daten sollen in Zukunft auch anderen Modellierungsprojekten und Studien, die von Bundesministerien beauftragt

werden, als Standard-Datensatz zur Verfügung stehen.

Die verwendete Methodik ist einerseits in der Lage, heutige empirische Zeitreihen korrekt zu reproduzieren, und andererseits die zukünftigen technischen Veränderungen so abzubilden, dass die statistischen Eigenschaften der modellierten Zeitreihen möglichst realistisch sind.

Für das vorliegende Projekt kommen eigene Wettersimulationen mit dem meso-skaligen WRF-Modell zum Einsatz, angetrieben mit globalen Reanalyse-Daten des ECMWF. Anhand von typischen Leistungskurven und regionalen Anlagenverteilungen werden regionale, stündliche Stromeinspeisewerte berechnet (jeweils für Windstrom und Photovoltaik).

Der Vortrag zeigt die getroffenen Annahmen, auch hinsichtlich der EE-Ausbaukorridore, und stellt erste Analysen der berechneten Zeitreihen vor.

N3

Methoden zur Nutzung meteorologischer Vorhersageunsicherheiten für die Betriebsoptimierung eines solarthermischen Kraftwerks

Konstantin Bubolz (DLR-SF), Marion Schroedter-Homscheidt (DLR-DFD), Tobias Hirsch (DLR-SF)

In solarthermischen Kraftwerken wird Direktnormalstrahlung (DNI) durch Spiegel im Solarfeld konzentriert, um aus der entstehenden thermischen Energie im Kraftwerksblock Elektrizität zu erzeugen. Neben der DNI beeinflussen auch Temperatur bzw. Wind als meteorologische Größen den Kraftwerksbetrieb, einerseits bei der Kühlung und damit im Wirkungsgrad, und andererseits bei Wärmeverlusten oder generellen Randbedingungen des Solarfeldbetriebs. Im Projekt "Predictable and Flexible Molten Salts Solar Power Plant" (PreFlexMS) werden seit Juni 2015 meteorologische Mess- und Vorhersageverfahren entwickelt und im Zusammenspiel mit der Optimierung des Kraftwerksbetriebs analysiert. Unter Berücksichtigung von kompetitiveren Marktszenarien für innovative Solarturmkraftwerke werden Vorhersagbarkeit und Flexibilität des erzeugten Stroms relevant. Beide hängen von der Qualität meteorologischer Vorhersagen ab. Wesentliches Ziel des Projekts PreFlexMS ist die Bereitstellung standortspezifischer deterministischer Eintrahlungsvorhersagen im Zeitfenster bis 48 Stunden und gleichzeitig der qualitativen Charakterisierung der zugehörigen Vorhersageunsicherheiten. Auf Anlagenseite wird untersucht, wie die Vorhersagegenauigkeit explizit für die Optimierung des Anlagenbetriebs genutzt werden kann.

Im Rahmen des Beitrags werden erste Untersuchungen zur Auswirkung von Vorhersage-Unsicherheiten auf den Kraftwerksbetrieb vorgestellt. Diese betreffen z.B. 0-1-Schaltentscheidungen abhängig von DNI und Wind, eine generelle Fortpflanzung von Unsicherheiten von der DNI als Haupteingangsgröße über die Wärmeleistung bis hin zur elektrischen Leistung. Die Verwendung mehrerer mit Unsicherheiten behafteter Größen im Kraftwerksmodell wirft die Problematik auf, wie die Unsicherheitsinformationen in geeigneter Weise übertragen werden können. Eine konventionelle Vorgehensweise ist, jede meteorologische Größe mit einem individuellen Unsicherheitsmaß zu versehen und diese in die Kraftwerksberechnung einzuspeisen. Der Kraftwerksoptimierer erzeugt aus diesen Informationen eine Vielzahl von Ensembles, die für die Vorhersage des Kraftwerksbetriebs genutzt werden. Es soll in diesem Beitrag diskutiert werden, ob auf diesem Weg der Kondensation und Ensemblegenerierung wichtige Informationen bzgl. der Korrelationen einzelner Größen verloren gehen. Als alternative Vorgehensweise soll die direkte Übertragung der in der Meteorologie berechneten Ensembles an den Kraftwerksoptimierer betrachtet werden.

N4

Vergleich von Satelliten-Einstrahlungsdaten für das Lastfluss-Monitoring an Ortsnetzstationen in Niederspannungsnetzen mit hohen PV-Anteilen

Holger Ruf^{1,4}, Marion Schroedter-Homscheidt³, Florian Meier², Gerd Heilscher¹, Hans Georg Beyer⁴

¹*Hochschule Ulm, Eberhard Finckh-Str. 11, 89075 Ulm, ruf@hs-ulm.de, heilscher@hs-ulm.de*

²*Stadtwerke Ulm/ Neu-Ulm Netze GmbH, Karlstr. 1-3, 89073 Ulm, florian.meier@ulm-netze.de*

³*Zentrum Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Oberpfaffenhofen, 82234 Wessling, marion.schroedter-homscheidt@dlr.de*

⁴*Universitetet I Agder, Jon Lilletuns Vei 9, NO-4876 Grimstad, hans-georg.beyer@uia.no*

In dieser Arbeit wird ein Verfahren vorgestellt und validiert, in dem der Lastfluss einer Ortsnetzstation in einem Gebiet mit hoher PV-Durchdringung in hoher zeitlicher Auflösung bestimmt wird. Dies geschieht mit Hilfe von satellitengestützter Einstrahlungsdaten. Die Simulationsergebnisse werden mit Messdaten über ein Jahr validiert. Es liegen Einstrahlungsinformationen von SOLEMI, HelioClim3 (HC3v4) und dem MACC-RAD Service vor. Alle basieren auf den Satellitenbildern von Meteosat Second Generation (MSG). SOLEMI und HC3v4 arbeiten beide mit der Heliosat-2 Methode während MACC-RAD die neue Heliosat-4 Methode nutzt. Die Verbraucherseite wird mittels verschiedener Lastprofilen abgebildet, die auf den Jahresverbrauch der versorgten Verbraucher skaliert sind. Hierzu werden Daten eines Testgebietes der Stadtwerke Ulm/ Neu-Ulm Netze GmbH verwendet.

Die Validierung der satellitenbasierten Einstrahlung zeigt keine lokalen Besonderheiten. Es zeigt sich eine Überschätzung, die jedoch unabhängig von der Anlagengröße der PV-Anlagen ist. Die angenommenen Lastprofile besitzen einen großen Einfluss auf die Ergebnisse. Insbesondere in den Morgen und Abendstunden haben die Fehlermaße hohe Werte obwohl hier der Einfluss der PV-Einspeisung gering ist. Es zeigt sich jedoch auch, dass das Verfahren nutzbare Ergebnisse zu Zeiten liefert, in denen es notwendig ist, die PV-Einspeisung zu berücksichtigen.

N5

Erstellung innovativer Wetter- und Leistungsprognosemodelle für die Netzintegration wetterabhängiger Energieträger

*Malte Siefert (malte.siefert@iwes.fraunhofer.de), Jan Dobschinski
Fraunhofer IWES, Kassel*

Der absolute Fehler von Wind- und Solarleistungsvorhersagen für Gesamtdeutschland steigt kontinuierlich durch den Ausbau der Photovoltaik und der Windenergie. Schon jetzt können Prognosefehler für den folgenden Tag die Größe der vorgehaltenen Regelleistung erreichen. Für eine zuverlässige Energieversorgung im Hinblick auf steigende Installationszahlen ist eine deutliche Verbesserung der Leistungsprognosen zwingend erforderlich. Im BMWi-Projekt EWeLiNE arbeiten das Fraunhofer IWES, der Deutsche Wetterdienst und die drei Übertragungsnetzbetreiber Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und 50 Hertz Transmission GmbH zusammen, um Prognosen entlang der gesamten Prozesskette von der Wettermodellerstellung bis zur Anwendung in der Leitwarte zu verbessern. Damit folgt das Projekt dem Leitgedanken, Optimierungspotentiale durch die Zusammenführung von Meteorologie, Leistungsprognosen und den Anforderungen der Energiewirtschaft zu erschließen. Insbesondere werden immer wieder extreme Prognosefehler beobachtet, welche die Netzsicherheit gefährden. Die Identifikation der zugrunde liegenden Ursachen und die gezielte Verbesserung der Prognosen für diese extremen Fehler ist ein zentrales Ziel. Darüber hinaus ist es nicht nur für Netzbetreiber sondern für alle Anwender von hohem Interesse, zusätzliche

verwertbare Informationen über die zugrundeliegende Wettersituation und die daraus resultierenden Prognoseunsicherheiten zu erhalten, um die Prognosen besser einschätzen zu können. Im Projekt EWeLiNE stellt das Fraunhofer IWES und der Deutschen Wetterdienst verbesserte Leistungsprognosen mit maßgeschneiderten Wetterinformationen mit einem Live-Demonstrator den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung, welche den Mehrwert dieser Werkzeuge für Entscheidungsprozesse bewerten. Das Vorhaben läuft von Ende 2012 bis Ende 2016 und beschäftigt etwa 20 Wissenschaftler.

In dem Vortrag wird der bisherige Fortschritt des Vorhabens EWeLiNE zusammengefasst. Am Anfang des Vorhabens wurden systematisch Prognosefehler und die Anforderungen der Anwender analysiert. Das Ergebnis ist eine Übersicht über die verwendeten Prognosen und spezifische Schwächen der bisherigen Prognosen. Verbesserungspotentiale entlang der gesamten Prognosekette von der Datenassimilation bis hin zur Anwendung der Leistungsprognosen sind identifiziert und in dem Projekt untersucht worden. Das Fraunhofer IWES hat Windleistungs- und PV-Prognosen für verschiedene Regionen und Netzknoten, für Innertags und Folgetags-Prognosehorizonte entwickelt und optimiert. Neben der Darstellung der erarbeiteten Methodiken zur Verbesserung der Prognosen ist ein weiterer Schwerpunkt des Vortrags die Erstellung von probabilistischen Prognosen und insbesondere deren Überführung auf konkrete Anwendungsgebiete wie die Vermarktung von EE-Strom und die Lastflussberechnung der Netzbetreiber. Der Vortrag schließt ab mit einem Ausblick auf die Evaluation der Projektergebnisse in Form von Experimenten im letzten Projektjahr und die Demonstration der Prognosen im live-Betrieb.

N5

Erstellung innovativer Wetter- und Leistungsprognosemodelle für die Netzintegration wetterabhängiger Energieträger – Part II

*Andreas Röpnack (andreas.roepnack@dwd.de), Renate Hagedorn
Deutscher Wetterdienst, Offenbach am Main*

Mit dem steigenden Anteil von Wind- und Solarenergie an der Stromerzeugung befindet sich das deutsche Stromversorgungssystem in einem grundlegenden Wandel. Um ein Stromversorgungssystem mit sehr großen Anteilen wetterabhängiger Erzeuger sicher betreiben zu können, muss man den primären Antrieb - das Wetter - nicht nur global sondern auch regional sehr detailliert kennen und vorhersagen können. Dabei besteht eines der größten Optimierungspotentiale in der Verzahnung zwischen Meteorologie und Energiewirtschaft. Im BMWi-Projekt EWeLiNE arbeiten der Deutsche Wetterdienst (DWD), das Fraunhofer IWES, und die drei Übertragungsnetzbetreibern Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und 50 Hertz Transmission GmbH zusammen, um Prognosen entlang der gesamten Prozesskette von der Wettermodellerstellung bis zur Anwendung in der Leitwarte zu verbessern. Damit folgt das Projekt dem Leitgedanken, Optimierungspotentiale durch die Zusammenführung von Meteorologie, Leistungsprognosen und den Anforderungen der Energiewirtschaft zu erschließen.

In diesem Vortrag wird ergänzend zum Fraunhofer IWES Vortrag (Part I) der aktuelle Stand der Optimierungen des DWD bezüglich der Wettervorhersagen im Bereich Datenassimilation, Modellphysik und Modellunsicherheit präsentiert. Detaillierter gehört hierzu die Integration neuartiger Beobachtungsdaten zur besseren Beschreibung des Anfangszustands des COSMO-DE Modells und die Optimierung der COSMO-DE Prognosen durch Verbesserungen der Modellphysik, als auch Verbesserungen im Bereich der Repräsentation der Prognoseunsicherheiten unter anderem durch

Verwendung stochastischer Modellphysik und verbesserten Anfangsstörungen. Die Prognoseunsicherheit bezieht sich dabei auf das Ensemble Vorhersagesystem COSMO-DE-EPS des DWD, welches zusätzliche quantitative Informationen über die zugrundeliegende Wettersituation zur Verfügung stellt, um die Prognosen besser einschätzen zu können. Abschließend gehören noch statische Verfahren wie Model Output Statistics (MOS) des DWD dazu, welche um die Energievariablen erweitert wurden.

Im weiteren stellt das Fraunhofer IWES und der Deutsche Wetterdienst im Projekt EWeLiNE die verbesserten Leistungsprognosen mit maßgeschneiderten Wetterinformationen mittels eines Live-Demonstrators den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung, welche den Mehrwert dieses Werkzeuges für Entscheidungsprozesse bewerten sollen. Hier werden auch anwenderorientierte, probabilistische Produkte in die Entscheidungsmechanismen der Übertragungsnetzbetreiber integriert.

Postersession Netzintegration

(Mi. 20. April, 12:30 – 13:00)

N1 (P)

Projektion der PV-Leistung zwischen Anlagen unterschiedlicher Modulausrichtung

*Sven Killinger^{*1}, Felix Braam^{*1}, Björn Müller^{*1}, Bernhard Wille-Hausmann^{*1}, Russell McKenna^{*2}*

*^{*1} Abteilung Intelligente Energiesysteme, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 79110 Freiburg, Tel.: 0761-45885523, Fax: 0761-45889217, sven.killinger@ise.fraunhofer.de*

*^{*2} Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)*

Durch den Zubau an dezentralen Erzeugungs- und Speichersystemen werden für die Netzbetreiber präzise und orts aufgelöste Leistungsprognosen immer wichtiger. Gegenüber bereits eingesetzten Verfahren werden in diesem Beitrag Referenzanlagen nicht einfach mit Hilfe der installierten Anlagenleistung skaliert, sondern durch Einbezug von Ausrichtung und Neigung ein anlagenscharfes GIS-referenziertes Abbild erzeugt.

Hierfür wird ein Verfahren entwickelt, bei dem die gemessene Leistung einer PV-Referenzanlage genutzt wird, um unter Berücksichtigung der jeweiligen Modulorientierung die Leistung anderer PV-Anlagen zu simulieren. Etablierte Dekompositions- und Transpositions-Modelle zur Berechnung der PV-Leistung aus Strahlungsdaten werden dabei invertiert, um aus der gemessenen PV-Leistung der Referenzanlage zunächst die Globalstrahlung auf der Erdoberfläche zu bestimmen. Im folgenden Schritt wird diese genutzt, um in umgekehrter (regulärer) Simulationsrichtung die PV-Leistung der Zielanlagen unter Berücksichtigung ihrer Modulausrichtungen zu simulieren. Die Globalstrahlung in der Horizontalen kann perspektivisch unter Einbezug von Wetterstationsdaten und satellitenbasierten Strahlungskarten lokal korrigiert werden.

Auf Grundlage von 45 PV-Anlagen in der Region Freiburg mit 5-minütigen Leistungszeitreihen von 2010 bis 2014 wird das Verfahren im Rahmen einer Kreuzvalidierung evaluiert. Hierbei zeigen sich signifikante Verbesserungen gegenüber bisherigen Ansätzen.

Durch Einbezug etablierter Fehlermaße wie RMSE und Korrelation wird darüber hinaus analysiert, welche PV-Anlagen(-kombination) den übrigen Anlagenpark am besten repräsentieren kann und welche Ursachen sich hierfür benennen lassen. Daraus lassen sich Anforderungen an Referenzanlagen ableiten und quantifizieren.

N2 (P)

Kurzfrist-Netzknotenprognosen für die Windenergie-Einspeisung mithilfe numerischer Wetterprognosen und einzelner Leistungsmessungen

*Stephan Vogt, Axel Braun, Scott Otterson, Jan Dobschinski, Malte Siefert
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES,
Königstor 59, 34119 Kassel, stephan.vogt@iwes.fraunhofer.de*

Das deutsche Stromversorgungssystem befindet sich in einem grundlegenden Wandel, in welchem die Anforderungen an die Netzsicherheit richtungweisende Randbedingungen darstellen. Bereits heute hat die großräumige Netzintegration von wetterabhängig fluktuierenden Energieträgern, welche zeitweise über 50% der gesamtdeutschen Stromnachfrage deckt, einen enormen Einfluss auf die Lastflüsse im Netz. Netzbetreiber müssen wesentlich häufiger als bisher Redispatch- oder Netzsicherheitsmaßnahmen vornehmen, um das Netz vor Überlastung zu schützen. Seit 2010 ist beispielsweise die Gesamtdauer von Redispatch-Maßnahmen um das Fünffache angestiegen und beträgt derzeit etwa 8000 Stunden pro Jahr.

Vorrausschauende Lastflussberechnungen der Netzbetreiber aller Spannungsebenen und darauf basierende präventive Maßnahmen sind essentiell für einen sicheren Netzbetrieb. Um solche Berechnungen mit ausreichender Genauigkeit durchführen zu können, werden möglichst exakte Informationen über die aktuelle und zukünftig zu erwartende Wind- und PV-Stromeinspeisung für jeden Netzknoten und jede Spannungsebene benötigt. Mit der Schätzung der zukünftig zu erwartenden lokalen Netzeinspeisung kann vorab die Belastung der Netzbetriebsmittel besser kalkuliert und der Kraftwerkseinsatz abgestimmt werden. Teure Maßnahmen zur Engpassvermeidung, wie das kurzfristige Ab- und Anschalten von Kraftwerken, können damit häufiger vermieden werden. Kurzfristprognosen mit Vorhersagehorizonten von wenigen Stunden kommt dabei eine besondere Bedeutung zu. Diese weisen eine geringere Unsicherheit als Folgetagsprognosen auf, da sie neben aktuellen Wetterprognosedaten zusätzliche Echtzeit-Leistungsmessungen in die Prognosemodelle integrieren.

Die Kurzfristprognose der Einspeisung in einen einzelnen Netzknoten kann durch die Summe aller Einzelkurzfristprognosen der diesem Netzknoten zugeordneten Erzeugungsanlagen ermittelt werden. Für die Prognose einzelner Photovoltaik- oder Windkraftanlagen eignen sich je nach Verfügbarkeit von Stammdaten und historischen Messungen beliebig komplizierte statistische oder physikalische Modelle. Für viele Anlagen im Gebiet einer Regelzone sind meist nur wenige Informationen, die sich für eine exakte physikalische Modellierung eignen, zugänglich. Falls Leistungsmessungen zur Verfügung stehen, können diese verwendet werden, um mit historischen Wetterprognosen statistische Modelle zu trainieren oder physikalische Modelle über geeignete Parameter zu optimieren. Außerdem können Echtzeit-Leistungsmessungen beispielsweise über autoregressive Verfahren zur Verbesserung der Kurzfristprognose verwendet werden. Anlagen, für die es keine Leistungsdaten gibt, können u.a. prognostiziert werden, indem die Leistungen benachbarter Anlagen räumlich interpoliert werden oder indem ein vereinfachtes generalisiertes Modell verwendet wird, welches das wetterabhängige Verhalten einer möglichst durchschnittlichen Anlage repräsentiert.

In der Präsentation stellen wir den Nutzen von lokalen Echtzeit-Leistungsmessungen und numerischen Wettervorhersagen für Kurzfrist-Netzknottenprognosen am Beispiel der Windenergie vor. Basierend auf historischen Daten erfolgt ein Vergleich zwischen drei verschiedenen Verfahrensansätzen. Die erste grundlegende Variante interpoliert normierte Kurzfristprognose einzelner Referenzparks an den Ort der ungemessenen Anlagen, welche in einen Netzknotten einspeisen. Die verwendeten Kurzfristprognosen basieren sowohl auf den Wetterprognosen am Ort der Referenzparks als auch auf Echtzeit-Leistungsmessungen. Bei größeren Abständen zwischen Parks kann einer Leistungsinterpolation jedoch nicht ohne weiteres vertraut werden. Aus diesem Grund untersuchen wir in der zweiten Variante ein Verfahren, welches allein auf Windgeschwindigkeitsprognosen und einer allgemeinen Leistungskennlinie einer durchschnittlichen Anlage basiert. Das dritte Verfahren kombiniert die Vorteile der beiden vorausgegangenen Varianten. Abstandsabhängig werden sowohl die benachbarten Referenz-Kurzfristprognosen, inklusive Leistungsmessungen, als auch die flächendeckend verfügbaren lokalen Kurzfristprognose mit einer allgemeinen Leistungskennlinie berücksichtigt. Untersucht wird dies mit Hilfe der Leave-One-Out Validierung wobei sukzessive die Leistungsmessungen eines Windparks aus der Menge der Modelleingangsparameter entnommen, Einzelpark-Vorhersagen mit den verschiedenen Verfahren für genau diese Anlage angefertigt und anschließend diese Vorhersagen mit den entnommenen Leistungsdaten verglichen werden. Für die Untersuchung standen historische numerische Wetterprognosen sowie Leistungsmessungen von über 80 Anlagen im Gebiet der Bundesrepublik für die Jahre 2014 und 2015 zur Verfügung. Als wesentliches Ergebnis zeigt es sich, dass die Einbeziehung flächendeckender Wetterinformationen und echtzeitgemessener Leistungsdaten einen Vorteil hinsichtlich der Prognosequalität einzelner Anlagen und in Folge dessen auch für die Prognose der Netzknotteneinspeisung darstellen.

N3 (P)

Optimierung des COSMO-DE-EPS für die Nutzung bei der Netzbetriebsführung und Netzsicherheitsrechnung

J. v. Schumann, R. Kohlhepp, B. Ritter, M. Buchhold

Deutscher Wetterdienst, Frankfurter Straße 135, D-63067 Offenbach (jonas.schumann@dwd.de)

Der Anteil erneuerbarer Energie im Deutschen Strommix hat eine Größe erreicht, dass bei günstigen Wetterbedingungen der Stromverbrauch deutschlandweit zu mehr als 75% durch regenerative Energie gedeckt werden kann. Dies erfordert für eine sichere und effiziente Netzbetriebsführung zuverlässige und genaue Wettervorhersagen.

Das konvektionsauflösende Ensemblevorhersagesystem des Deutschen Wetterdienstes, COSMO-DE-EPS, bietet mit seiner hohen räumlichen Auflösung präzise Vorhersagen zusammen mit einer Abschätzung der dazugehörigen Unsicherheit. Aktuelle Entwicklungen dieses Modells konzentrieren sich auf die bessere Vorhersage der Variablen, die für die erneuerbaren Energien relevant sind. Diese Arbeiten werden im Rahmen zweier Projekte durchgeführt, EWeLiNE und ORKA2, welche vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert werden.

Das ORKA2-Projekt hat die Aufgabe, aufbauend auf den Ergebnissen von ORKA mit Ensemblevorhersagen die Netzbetriebsführung und Netzsicherheitsrechnung zu verbessern. Erweitert wurde der Aufgabenbereich um die Vorhersagen der Strombelastbarkeit von Freileitungen.

Vorgestellt werden die Weiterentwicklung des COSMO-DE-EPS mit zusätzlichen physikalischen Störungsparametern und optimierter Modellphysik.

N4 (P)

Berücksichtigung von regionalisierten meteorologischen Informationen für die Prognose von Windenergie- und Solarenergieertrag

Raabe Armin¹, Zimmer Janek²

1) LIM, Institut für Meteorologie Universität Leipzig, Stephanstr. 3, 04103 Leipzig (raabe@uni-leipzig.de)

2) LEM-Software Ingenieurbüro Last- und Energiemanagement, Nordplatz 6, 04105 Leipzig

Die durch Windenergieanlagen bzw. Solaranlagen bereitgestellte elektrische Energie unterliegt einer starken zeitlichen Veränderung, die auf die veränderlichen Wetterbedingungen (Wind- und Globalstrahlungsangebot) zurückzuführen sind. Die Prognose des aus Windparks bzw. Solarparks resultierenden Energieangebots verbindet die auf deren Ort bezogene Wetterprognose mit den technischen Eigenschaften der dort installierten Energieanlagen (Windpark, PV-park).

Am Beispiel von Windparks wird hier gezeigt, dass es für eine Prognose günstig ist, die Leistungskennlinie ganzer Windparks zu erfassen, bestimmten Regionen zuzuordnen und in Abhängigkeit von der Windrichtung in die Prognose einzubeziehen.

Für die Prognose des Energieertrages von PV-Anlagen ist es vorteilhaft eine Aussage zur wechselnde Bewölkung aus der Globalstrahlungsvorhersage zu generieren.

Beide Einflüsse sind systematischer Natur und deren Kenntnis sollte zu einer Verbesserung der Prognoseergebnisse beitragen. In hier vorgestellten Beispiel wird ein neuronales Netz für die Energieertragsprognose verwendet. Es wird gezeigt, auf welche Weise beide Einflüsse (regionalisierte Leistungskurven individueller Windparks und der Effekt wechselnder Bewölkung auf Solaranlagen) in die Energieertragsprognose mit einbezogen werden können.

Windenergie: Vorhersagen und Ressourcenmodellierung I (Wind I)

WI 1

Windfeldsimulationen für Marktwertanalysen von Windstrom

H.-T. Mengelkamp, J. Bethke

anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH, Reppenstedt, Deutschland

Nach einer langen Phase einer fixen Einspeisevergütung für Windstrom wird mit der nun verpflichtenden Direktvermarktung erstmals für einen Teil des erzeugten Stroms dessen Wert an der Börse relevant. Die zeitliche Korrelation zwischen Börsenpreis und Stromerzeugung wird zunehmend den Wert von Windprojekten bestimmen. Da der Börsenpreis eine deutliche zeitliche Volatilität aufweist vom Tagesgang bis zum Jahresgang und stündlich gehandelt wird, wird die Analyse der stündlichen Stromproduktion relevant. Dies führt in einem ersten Schritt zu der Frage, wie gut der Tagesgang der Windgeschwindigkeit und damit der Stromproduktion simuliert werden kann.

In einem folgenden Schritt werden die Zeitreihen der Windgeschwindigkeit durch Kombination mit Leistungskennlinien von Windenergieanlagen in Zeitreihen der Stromproduktion umgerechnet und ergeben mit den zeitgleichen Strompreisen den monetären Erlös des erzeugten Windstroms in Abhängigkeit der technischen Eigenschaften der Windenergieanlage und des Standortes.

Windfeldsimulationen mit dem atmosphärischen Mesoskala Modell WRF werden mit realen Messungen verglichen. Insbesondere wird der Tagesgang der Windgeschwindigkeit an verschiedenen Standorten in unterschiedlichen Höhen verglichen. Basierend auf diesem Windatlas wird ein Marktwertatlas diskutiert.

WI 2

Vorstellung eines neuen modellspezifischen Fehlermaßes zur Bewertung von Windleistungsprognosemodellen

Jan Dobschinski, Malte Siefert, Yves-Marie Saint-Drenan

Fraunhofer IWES, Kassel

Die Entwicklung eines Windleistungsprognosemodells ist in erster Linie durch die zugrundeliegende Anwendung bestimmt. Aufgrund der Vielzahl von Anwendungsgebieten im Netzbetrieb und in der Vermarktung existiert aktuell eine Vielzahl verschiedener Typen von Windleistungsprognosemodellen, welche sich grundlegend in ihrem räumlichen und zeitlichen Bezug unterscheiden. Der Großteil der Modelle wird durch kommerzielle Anbieter entwickelt und betrieben. Informationen über die eingesetzten Prognoseverfahren, die integrierten Daten und die resultierende Prognosegüte sind daher meist nur in reduziertem Umfang verfügbar und lassen sich schwer interpretieren. Auf der anderen Seite gibt es diverse wissenschaftliche Veröffentlichungen, welche detaillierte Informationen über neuartige Prognoseansätze und die resultierenden Prognosefehler bereitstellen. Diese adressieren jedoch meist einzelne Fallbeispiele auf Basis weniger Windparks bzw. Windparkportfolios, unterschiedlicher Vorhersagehorizonte und unterschiedlicher Wetterprognosen. Da die Güte einer Windleistungsprognose jedoch durch verschiedenste externe Einflussfaktoren und nicht allein durch das angewandte Modell bedingt ist, können neue Ansätze auf Basis verschiedener Daten aktuell nur unzureichend bewertet und verglichen werden.

Pauschale Aussagen über die Qualität von Windleistungsprognosesystemen anhand gewohnter Fehlermaße wie RMSE oder MAE sind hier bedeutungslos, wenn man nicht parallel die Eigenschaften der zu prognostizierenden Windparks und Portfolios wie räumliche Ausdehnung, Orographie, Windaufkommen, u.a. betrachtet. Derzeit wird die Güte von Windleistungsprognosemodellen meist in Prozent der installierten Nennleistung oder der produzierten Leistung angegeben. Aber einen fairen Vergleich verschiedener Windleistungsprognosen erlaubt diese Art der Standardisierung noch keineswegs. Einspeiseprognosen verschiedener Windparks, Portfolios oder Regionen, welche mit exakt dem gleichen Wetter- und Leistungsprognosemodell erstellt wurden, weisen noch lange nicht die gleiche Fehlercharakteristik und mittleren Fehlermaße auf. Aufgrund von räumlichen Ausgleichseffekten ist es beispielsweise auch nicht möglich, die Qualität eines Regionenprognosemodells mit der Qualität eines Windparkprognosemodells direkt vergleichen zu können. Die vorliegende Studie präsentiert einen Lösungsvorschlag, welcher eine bessere Vergleichbarkeit verschiedener Windleistungsprognosen ermöglicht.

Im ersten Teil dieser Studie wird gezeigt, dass die Höhe des mittleren Prognosefehlers eines Windparks, Portfolios oder einer Region in Form des RMSE zu großen Teilen durch die zeitliche Variabilität V der Einspeisung im Auswertzeitraum bedingt ist (siehe Abbildung 1). Der Determinationskoeffizient beträgt hier etwa $R^2 = 0.9$. Die nahezu lineare Abhängigkeit zwischen Vorhersagbarkeit (hier: RMSE) und Variabilität der Zielgröße wird im Folgenden genutzt, um einen funktionalen Zusammenhang zwischen Prognosegüte, Variabilität der Einspeisung und (Wetter-) Modellgüte aufzustellen. Die resultierende lineare Funktion $RMSE = m \cdot V + b$ lässt sich aufteilen in zwei Anteile, wobei der erste ($m \cdot V$) durch die Variabilität der zu prognostizierenden Größe und der zweite (Interzept b) in erster Linie durch die verwendeten Wetter- und Leistungsprognosemodelle bedingt ist, was anhand von etwa 15 verschiedenen Wettermodellen gezeigt werden konnte. Durch eine zusätzliche Anpassung der linearen Funktion ergibt sich aus dem Interzept b das hier neu eingeführte Fehlermaß β_{RMSE} , welches den letztgenannten modellspezifischen Anteil des RMSE bemisst und Großteils unabhängig von den individuellen Eigenschaften der betrachteten Windparks, Portfolios und Regionen (z.B. räumliche Ausgleichseffekte, Parklayout, Orographie, zugrundliegenden Windstatistik im Auswertzeitraum, etc.) ist. In einem anschließenden Stichproben-basierten Experiment wird gezeigt, dass sich der β_{RMSE} - Score wesentlich besser eignet, um die Qualität eines Prognosemodells anzugeben als der bisher häufig eingesetzte RMSE. Eine großräumige Etablierung des β_{RMSE} - Scores würde es allen Entwicklern von Windleistungsprognosen erlauben, sich stets an etablierten Prognosesystemen unabhängig von den zur Verfügung stehenden Daten messen zu können.

Im Ausblick sollen neben weiteren Anwendungsmöglichkeiten der gewonnenen Erkenntnisse erste Erfahrungen hinsichtlich der Verwendbarkeit in der Solarstromvorhersage diskutiert werden.

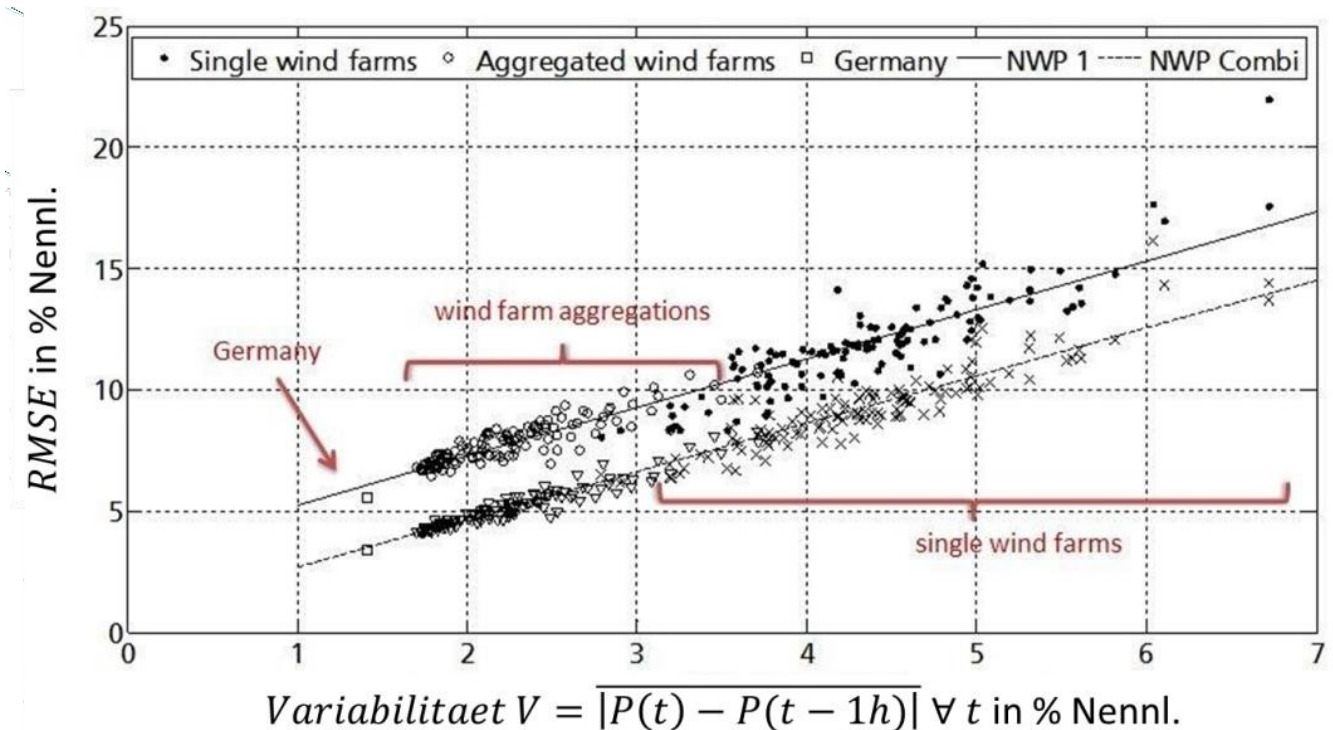


Abbildung 1: Zusammenhang zwischen den beobachteten RMSE-Werten der Windleistungsprognosen und der Variabilität der jeweiligen gemessenen Einspeisezeitreihen im Auswertzeitraum für verschiedene Windparks, Windparkportfolios und für Deutschland. Die obere Linie zeigt die Resultate auf Basis einer Wetterprognose und Vorhersagehorizonten von 6 bis 30 Stunden. Die untere Linie zeigt vergleichbare Windleistungsprognosen, welche durch die Kombination verschiedener Wetterprognosen eine gesteigerte Qualität aufweisen.

WI 3

Der zugrunde liegende Windenergie-Produktions-Index des NAREX WIDE – NASDAQ REnewable IndeX Wind Germany (DE)

Hagen Asseng, MeteoGroup

Mit dem NAREX WIDE hat die NASDAQ ein Börsenprodukt entwickelt, das auf einem Index für die Produktion erneuerbarer Energie basiert. Dieses Future Produkt ist besonders für Händler im Wetter- und Energiebereich geeignet und kann die fehlende Verbindung zwischen konventioneller und erneuerbarer Energieproduktion herstellen.

Der finale Settlement Preis des NAREX wird durch eine synthetisch berechnete realisierte Windenergieproduktion bestimmt - den Windenergie-Produktions-Index. Die Modellierung der realisierten Windenergieproduktion erfolgt auf der Basis der Analyse und Intraday-Prognose des HRES ECMWF. Die NASDAQ hat sich für diesen synthetischen Index entschieden, da alle Parameter und Schritte der Modellierung transparent gemacht werden können.

Der Windenergie-Produktions-Index wird durch die stündliche prozentuale Auslastung der installierten Windleistung in Deutschland bestimmt und ist damit von der Verteilung der Windenergieanlagen und der Windgeschwindigkeit abhängig. Die kontinuierliche Entwicklung der installierten Leistung einer

Region wird durch ein halbjährliches Update berücksichtigt, dessen Aktivierung allen Marktteilnehmern vorab bekannt gegeben wird, wodurch die notwendige Transparenz gewährleistet bleibt.

Da der Windenergie-Produktions-Index modellbasiert ist, lassen sich für den NAREX sehr gut Vorhersagen und langjährige Rückrechnungen bereitstellen. Ein besonderer Vorteil bei den berechneten historischen Zeitreihen liegt darin, dass sie auf den momentanen Produktionsbedingungen basieren und somit hervorragende Analysemöglichkeiten für den aktuellen NAREX darstellen und sogar klimatologisch relevante Zeiträume mit abdecken in denen noch gar keine Windenergie eingespeist wurde.

WI 4

Das ERA-NET+-Projekt NEWA – The New European Wind Atlas

J. Gottschall, B. Lange et al. – Fraunhofer IWES

D. Heinemann et al. – ForWind / Universität Oldenburg

In diesem Beitrag soll das Projekt „NEWA“ vorgestellt werden, das zum 01.03.2015 im Rahmen des ERA-NET+-Programms bewilligt wurde. Ziel des Projekts ist es, die Datengrundlage für die Standortbewertung im Bereich der Windenergie in Europa ganz wesentlich zu verbessern und die dazugehörigen Unsicherheiten signifikant zu reduzieren. Gefördert wird das Projekt von neun nationalen Fördermittelgebern und mit Unterstützung der Europäischen Kommission im 7. Rahmenprogramm, die Laufzeit des Gesamtvorhabens sind fünf Jahre.

Das Projektvorhaben gliedert sich in drei technische Arbeitspakete und den dazugehörigen Aufgaben und Zielen:

- In drei großen gemeinsamen Messkampagnen und zusätzlichen kleineren Experimenten soll eine einmalige Basis an Messdaten gewonnen werden. Einzigartig werden dabei nicht nur die verschiedenen Geländeklassen sein, sondern auch die abgedeckten Messhöhen sowie der intensive Einsatz innovativer Messtechnologien.
- Grundlage für die Daten des späteren Windatlas ist die entwickelte Modellkette, die auf eine Vielzahl von Modellen aufbaut, welche die einzelnen Partner einbringen, und in mehreren gezielten Studien validiert werden soll.
- Die finale „NEWA database“ ist als open-source-Datenbank konzipiert und soll auch mit den bereits vorhandenen Windatlanten verknüpft sein. Durch ein spezielles Interface soll die Nutzerfreundlichkeit sichergestellt werden.

Im Beitrag soll neben der Vorstellung des Projekts auch explizit auf die geplanten bzw. möglichen Ausgabegrößen des Windatlas eingegangen werden.

Postersession Wind I

(Mi. 20. April, 15:20 – 16:00)

WI 1 (P)

Projekt WindSage

Jérémy Sack¹, Frank Sehnke², Martin Felder², Kay Ohnmeiß, Leon Schröder², Anton Kaifel², Achim Strunk¹

¹EWC Weather Consult GmbH, Karlsruhe, Germany

²Zentrum für Sonnenergie- und Wasserstoffforschung BW, Stuttgart, Germany

Correspondence to: EWC Weather Consult GmbH, Jérémy Sack, Schönfeldstraße 8, 76131 Karlsruhe, Germany; Tel.: +49-721/66323-0, E-Mail: jeremy.sack@weather-consult.com

In view of the growing fraction of wind power in Germany and other countries, accurate wind power prediction is becoming more and more important. The project WindSage, funded in the framework of the 6th Energy Research Programme by the German Federal Ministry of Economic Affairs and Energy, aims at improving wind power predictions from park- to TSO level.

It is a well-known fact that a combination of many different NWP models tends to improve wind power forecasts, yet how to optimally combine these models is up for debate. In WindSage, we will extend our current model by combining up to eight deterministic NWP models and two ensemble NWP models using DNNs aiming at an increase in both the deterministic as well as the probabilistic forecast quality. To this end, the set of NWP models will cover a cascade of global to meso-scale models offering a wide range of different spatial/temporal resolutions, assimilation techniques, model physics and parameterizations in order to ensure the addition of independent information. This requires a stringent data reduction for the neural networks' input vector, which we aim to achieve not only by standard techniques like PCA, but also by means of state-of-the-art machine learning techniques like Parameter-exploring policy gradients (PGPE), that are already part of our comprehensive Learn-O-Matic toolbox. The massive computing power needed for this endeavour is provided by Graphics Processing Units (GPU) that speed up training and meta-parameter optimization by up to two orders of magnitude.

In addition, the horizontal resolution of WindSage will be enhanced compared to the old model, making it possible to predict single grid nodes in addition to control zones or entire countries.

We will describe the methods used in more detail, show preliminary results of our NWP model combination experiments, and discuss how WindSage and related data driven methods benefit from improved measurements and NWP models.

WI 2 (P)

Untersuchung der Güte synthetischer hochzeitaufgelöster Windfelder durch auf der Basis der Spektren, der Statistik der Inkremente und einer Rainflow Analyse

Hans Georg Beyer, Abhijit Cougule, Universitetet i Agder, Grimstad, Norwegen

Für die Analyse des dynamischen Betriebs von Windturbinen insbesondere in Hinblick auf die Ermüdungslasten kommen Verfahren zur Synthese der erforderlichen Eingangsdaten zum Einsatz (z.B. Turbsim (NREL USA)).

In diesem Beitrag soll die Äquivalenz dieser Reihen zu Messdatensätzen hinsichtlich verschiedener

statistischer Eigenschaften betrachtet werden. Dabei werden sowohl die klassischen Spektralcharakteristiken als auch die Statistik der Inkremente und, in direktem Bezug zur Lastanalyse, die Ergebnisse einer Rainflow Statistik untersucht.

WI 3 (P)

Sensitivität analytischer Wake Modelle für verschiedene Eingabeparameter

Carolin Schmitt (1), Catherine Meissner (2), Jan Borràs Morales (2)

(1) Juwi, Woerrstadt, Germany (2) WindSim AS, Tønsberg, Norway

Zum erfolgreichen Site Assessment gehört neben der genauen Bestimmung der Windverteilungen innerhalb eines Parks auch die nachfolgende Ertragsoptimierung durch ein angepasstes Turbinenlayout. Hierbei ergeben sich für aktuelle Planungen auch immer neue Herausforderungen durch die Kombination von hohen Nabhöhen, großen Rotordurchmessern und eingeschränkten Planungsflächen, die eine detaillierte Kenntnis der Wake Effekte für ein optimales Layout unabdingbar machen. Während die eigentliche Windberechnung bereits in vielen kommerziellen Site Assessment Tools sehr gut implementiert ist, ist die korrekte Einschätzung der Wake Effekte immer noch mit großen Unsicherheiten behaftet. Diese ergeben sich zum Teil bereits aus der Wahl der optimalen Einstellungsparameter für verschiedene Modelle.

Für die normale Energieberechnung stehen normalerweise mehrere analytische Wake Modelle zur Auswahl, wobei jedes Modell diverse Einstellungsparameter hat, die entweder als empfohlene Standardwerte oder abhängig von den Umgebungsbedingungen gewählt, die Parkergebnisse für gleiche Windverhältnisse deutlich beeinflussen können.

Daher wurden innerhalb dieser Studie die bekanntesten Wake Modelle in Bezug auf ihre Sensitivität auf bestimmte Einstellungsparameter getestet und die Ergebnisse mit hochaufgelösten Produktionsdaten von verschiedenen Windparks evaluiert. Die für die Wake Modelle relevanten Eingangsparameter wie z.B. die wake decay Konstante oder die Rauigkeitslänge werden dabei wahlweise aus theoretisch empfohlenen Standardbedingungen oder auch aus aktuellen Messdaten gewonnen werden. Weiterhin können modellspezifische Berechnungseinstellungen wie die wake subcycles, die Turbulenzparametrisierung oder auch diverse Modellkonstanten gesetzt werden. Für die vorliegende Studie werden das CFD Tool WindSim sowie die Software WAsP für die gleichen Park- und Eingangsdaten verwendet um die Sensitivität der darin verwendeten Wake Modelle auf die obengenannten Parameter zu untersuchen. Der berechnete Energieertrag für die einzelnen Turbinen wird dabei mit den Realerträgen verglichen um die Einstellungen zu finden, die hierbei für die gleichen Wake Modelle in beiden Tools am geeignetsten sind.

Die Sensitivitätsstudie zeigt, dass selbst innerhalb eines einzelnen Wake Modells die Wahl der Parameter deutlichen Einfluss auf den ermittelten Energieertrag hat und die Vergleiche mit den Parkdaten helfen den Einfluss der einzelnen Größen besser zu verstehen und anzuwenden.

Literatur

[1] Larsen, C. G.: A Simple Wake Calculation Procedure. Risø-M-2760, 1988.

[2] Katic, I., Højstrup, J., Jensen, N.O.: A Simple Model for Cluster Efficiency." EWEC Proceedings, 7- 9 October 1986, Rome, Italy.

[3] Ishihara, T., Yamaguchi, A., Fujino, Y.: Development of a New Wake Model Based on a Wind Tunnel Experiment. Global Wind Power 2004.

Solarenergie: Vorhersagen und Ressourcenmodellierung I (Solar I)

SI 1

Vorhersage der Circumsolarstrahlung

Luca Bugliaro, DLR

Der Brennstoff von konzentrierenden Solarkraftwerken ist die Direktnormalstrahlung (DNI). Wegen der starken Vorwärtsstreuung von Solarstrahlung an Eiskristallen und Aerosolteilchen enthalten Messungen der DNI (Direktnormalstrahlung) von Pyrheliometern, die typischerweise einen Öffnungswinkel (half opening angle) von 2.5° besitzen, nicht nur die direkte Sonnenstrahlung, also die Strahlung, die nicht mit der Atmosphäre in Wechselwirkung gekommen ist, sondern auch einen Teil von vorwärts gestreutem Licht. Dieser Beitrag kann unter bestimmten Bedingungen von Bedeutung sein, er wird aber nur teilweise, je nach Bauweise und -typ, von konzentrierenden Solarsystemen genutzt. Information über die tatsächlich nutzbare DNI ist also wichtig für die Planung von neuen konzentrierenden Solarkraftwerken und die Vorhersage der Circumsolarstrahlung ist zudem wichtig für den Betrieb von bestehenden sowie für die Abschätzungen deren Erträge.

Die Bestimmung und vor allem die Vorhersage der Circumsolarstrahlung stellt eine Herausforderung dar. In diesem Vortrag wenden wir eine auf 3D-Strahlungstransportmessungen basierende Parametrisierung der Circumsolarstrahlung auf unterschiedliche Datenquellen zur Beschreibung und Vorhersage von Aerosol- und Wolkeneigenschaften an. Diese umfassen sowohl bodengebundene Wolkencameras wie auch Satellitendaten und Wettermodelle. Damit kann nicht nur DNI sondern auch Circumsolarstrahlung vorhergesagt werden. Eine Validierung mithilfe von bodengebundenen Messungen der Circumsolarstrahlung an der Plataforma Solar de Almeria wird gezeigt. Der Schwerpunkt liegt dabei auf Kurzfristvorhersagen.

SI 2

Kurzzeitvorhersage der Solarstrahlung mittels RADNOWCAST

Richard Müller, Katja Hungershöfer, Thomas Leppelt & Jörg Asmsus, DWD

Die Kurzzeitvorhersage von Solarstrahlung ist enorm wichtig für die effiziente Nutzung von Solarenergie. Beim DWD wird zur Kurzzeitvorhersage der solaren Einstrahlung RADNOWCAST pre-operationell angewandt. Bei RADNOWCAST wird die effektive Wolkenalbedo aus Satelliten-Daten berechnet und mittels cinesat Bewegungsvektoren in die Zukunft verlagert. Aus der effektiven Wolkenalbedo wird mittels SPECMAGIC (MAGIC) die solare Einstrahlung (Globalstrahlung und Direktstrahlung) bestimmt. SPECMAGIC ermöglicht darüber hinaus die Kurzzeitvorhersage der spektral aufgelösten solaren Einstrahlung, was ein Alleinstellungsmerkmal der Methode darstellt. Im Rahmen des Beitrages wird die RADNOWCAST Methode vorgestellt und diskutiert. Dabei wird auch auf die Vorteile der spektralen Information eingegangen.

SI 3

Probabilistische Solarstrahlungsprognosen mit Analog Ensembles auf Basis von numerischen Wetterprognosen und Satellitendaten

Elke Lorenz¹, Jan Kühnert², Annette Hammer², Björn Wolff², Ontje Luensdorf², Detlev Heinemann²

¹*Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg*

²*Universität Oldenburg, Institut für Physik, Carl von Ossietzky Straße 9-11, 26129 Oldenburg*

Mit dem stetig steigenden Anteil von Solarenergie an der Energiebereitstellung wachsen die Anforderungen an Solarprognosen. Diese dienen als Grundlage für den Handel mit Solarstrom und den kostenoptimierten Einsatz verschiedener Energiemanagementoptionen wie Speicher, Regelenergie und steuerbare Lasten. Trotz der kontinuierlichen Weiterentwicklung von Prognosemodellen und zunehmender Genauigkeit von Solarprognosen, werden diese stets mit einer Restunsicherheit behaftet sein. Die Beschreibung dieser Unsicherheit (probabilistische Prognose) stellt eine wichtige Zusatzinformation für die Anwendung und Risikobewertung dar. Durch die Nutzung probabilistischer Prognosen für Entscheidungsprozesse und Optimierungsstrategien können letztlich die mit Prognoseunsicherheiten verbundenen zusätzlichen Kosten für Solarstrom reduziert werden.

In dem vorliegenden Beitrag stellen wir einen Ansatz zur probabilistischen Solarstrahlungsprognose für bis zu zwei Tagen im Voraus mit der Analog Ensemble Methode vor. Die Prognoseunsicherheit wird dabei auf Basis von historischen Vorhersagen und Messwerten bestimmt. Der hier zur Verfügung stehende Datensatz umfasst stündliche Strahlungsmesswerte und – prognosen für über 250 Stationen in Deutschland. Die Prognosen basieren auf einer Kombination von deterministischen Strahlungsvorhersagen von zwei Wetterdiensten, des European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) und des Deutschen Wetterdienst (DWD). Für Vorhersagehorizonte bis zu einigen Stunden im Voraus werden zusätzlich satelliten-basierte Vorhersagen einbezogen.

Zur Beschreibung der Unsicherheit in Abhängigkeit von der vorhergesagten Einstrahlungssituation werden zunächst die Situationen in der Vergangenheit bestimmt, an denen die Vorhersagen der aktuellen Vorhersage möglichst ähnlich sind („Analog“). Das Analog Ensemble wird dann aus den zugehörigen Strahlungsmesswerten zusammengesetzt. In einem ersten Ansatz werden als einfaches Muster zur Identifikation ähnlicher Situationen Werte des „clear sky index“, der die Wolkenstrahlungstransmissivität beschreibt, in einem Intervall um den Vorhersagewert genutzt. Die Suche nach ähnlichen Mustern wird auf einer täglich aktualisierten „Trainingsmenge“ durchgeführt, die ein Zeitfenster vor dem aktuellen Tag sowie Stationen in der Region umfasst. Zur Bestimmung der Trainingsmenge und der Ensemblegröße wird die Prognosequalität, bewertet mit dem probabilistischen Maß „continuous ranked probability score“ (CRPS), in Abhängigkeit von der Anzahl der Stationen und Tage sowie der Anzahl der Ensemble Mitglieder analysiert

Die probabilistischen Prognosen werden auf einem Datensatz von einem Jahr ausgewertet. Insbesondere zeigen wir, dass mit dem vorgestellten Ansatz die Vorhersageunsicherheit in Abhängigkeit von den Einstrahlungsbedingungen und dem Vorhersagehorizont zuverlässig abgebildet wird.

SI 4

Potential of a low stratus risk product for the mitigation of irradiation and PV power production forecast error

Y.M. Saint-Drenan, C. Köhler, A. Steiner, B. Ritter

With an installed photovoltaic capacity of almost 40 GW_p at the beginning of 2016, PV energy represents an important component of the German energy mix. Forecasting the fluctuating solar power generation constitutes a critical step for securely integrating this energy source in the electricity supply system. A post ex analysis of the forecast errors provided by the German TSOs revealed that day-ahead forecast errors can reach up to 9 GW. An Evaluation of the largest PV power errors for 2013 and 2014 in Germany showed that 31% of the most critical events occurred in situations marked by the presence of low stratus.

The difficulty of correctly modelling low stratus is well known in the numerical weather prediction community. A correct forecast of low stratus involves an accurate prediction of the temperature inversion and humidity profile. Furthermore, the triggering and dissipation of low stratus clouds necessitate a precise forecast of small scale, turbulent vertical diffusion processes. Up to now, the parameterization of such subgrid-scale turbulent processes particularly challenges NWP-models. In low stratus situations, a small error in temperature or humidity can propagate to a large error in the cloud cover prediction and thus in irradiation. Finally, the main issue related to low stratus is that these are often large scale phenomena. Thus, forecast errors occur in a large region and subsequently cause a large deviation between the actual PV power production and the PV prediction of the German TSOs.

The improvement of irradiation forecast during situations with low stratus implies dealing with complex physical processes. Current research is conducted to enhance low stratus forecast. Meanwhile, as an independent remedy, a low stratus risk product has been developed by the German weather service (DWD). This product is based on the inversion strength and saturation deficit as modelled by the underlying numerical weather prediction model. The results have been compared to the irradiation forecast errors in case studies, which show very encouraging results.

Herein, the algorithm for the estimation of the low stratus risk is presented. The low stratus risk is then qualitatively compared to the irradiation forecast error of several weather models using satellite data as reference value. Finally, the potential of this new product for mitigating the PV forecast error in critical situation is analysed.

SI 5

Weltweite Variabilität der Einstrahlung und Konsequenzen für die Solarenergieerzeugung

Michael Bühner⁽¹⁾, Karl G. Gutbrod⁽¹⁾, Pascal Lütolf⁽²⁾, Mathias D. Müller⁽¹⁾

⁽¹⁾meteoblue AG - Clarastr.2 - CH-4058 Basel - www.meteoblue.com

Michael.Buehrer@meteoblue.com - +41 61 535 3301

⁽²⁾Universität Basel – Institut für Meteorologie, Klimatologie & Fernerkundung – www.mcr.unibas.ch

Zusammenfassung

Tägliche Einstrahlungssummen variieren deutlich von Tag zu Tag in Abhängigkeit von geographischer Breite und Klima. Mit zunehmender Variabilität werden für die Energieerzeugung und Gebäudesteuerung zunehmend kurzfristige Einstrahlungsvorhersagen erforderlich. Diese Untersuchung berechnet die Unterschiede der Tagessummen an Folgetagen (Variabilität) auf der Basis von Simulationsdaten der letzten 5 Jahre weltweit. Damit entsteht eine konsistente, vorgängig an 94 Messstationen validierte Datengrundlage für alle Klimazonen. Ziel ist es, verschiedene Variabilitäts-Zonen klassifizieren zu können, um Aussagen über die tages- und jahreszeitliche Variabilität der Einstrahlung und die Wirtschaftlichkeit von Prognosen zu machen.

1 Einleitung

Die zeitliche Variabilität der Einstrahlungsintensität ist eine wichtige Grundlage für die Planung und den Betrieb der solaren Energieerzeugung. Das einzige weltweit flächendeckende Instrument zur Bestimmung dieser Variabilität sind Simulationsdaten aus Wettermodellen, da Messstationen nur sehr vereinzelt und Satellitendaten nicht flächendeckend und nicht aus einer einzigen konsistenten Quelle

zur Verfügung stehen.

Diese Untersuchung zeigt, wie stündlich aufgelöste Strahlungs-Simulationen der letzten 5 Jahre eine Klassifikation von Standorten bzgl. der Variabilität ermöglichen. Damit lassen sich u.a. die Häufigkeit und jahreszeitliche Verteilung von Schwankungen und darauf aufbauend, Standorteignung, Produktions- und Speicherstrategien für PV-Strom und Gebäude entwickeln.

2 Methodik

Die Daten wurden mit NEMS (NOAA Environmental Modelling System) für die Jahre 2010-2014 berechnet. Diese werden zuerst validiert anhand präziser Strahlungsmessdaten von 94 weltweit verteilten Standorten, um die weltweite Konsistenz zu sichern. Die üblichen Fehlergrößen wurden berechnet [siehe 1], sowie die Variabilität von Simulation mit Messungen verglichen.

Aus den stündlichen Modelldaten wurden Strahlungssummen pro Tag, sowie die Anzahl Tage pro Jahr mit signifikanten Änderungen ($>1000 \text{ Wh/m}^2$ pro Tag) berechnet und mit Messungen verglichen. Anschließend wurden die simulierten Strahlungswechsel weltweit kartiert, um Unterschiede aufzuzeigen und die Plausibilität der Ergebnisse zu überprüfen.

3 Ergebnisse

Mit Simulationen der Einstrahlung kann in über 90% der Fälle die Häufigkeit von täglichen Änderungen der Einstrahlung mit $\pm 20\%$ Genauigkeit reproduziert werden (Abbildung 1). Diese Abweichung liegt im Bereich, der Unterschiede die bei lokalen Messungen mit 10-30 km Distanz auch beobachtet werden können. Somit lassen sich Simulationen an den meisten Orten zur Ermittlung lokalspezifischer täglicher Änderungen und somit für die Klassifizierung in Variabilitätszonen zur Ausarbeitung von Empfehlungen für Standorteignung, Produktions- und Speicherstrategien verwenden. Die Häufigkeit simulierter Strahlungswechsel bewegt sich zwischen $<10\%$ (<37 Tage/Jahr) in Wüstenregionen und $> 60\%$ ($>219 \text{ T/J}$) an Küstenstandorten im ostchinesischen Meer. Neben ariden Gebieten gibt es auch gemäßigte Standorte mit geringer Variabilität. So zeigt Toravere in Estland weniger als 100 Strahlungswechsel pro Jahr. Tendenziell erhöht sich die Variabilität des Wetters in Staulagen von Küsten und Gebirgen (vgl. Abbildung 2). Innertropische Standorte schwanken stark zwischen ca. 25% (Brasilien, Nordaustralien) und $>45\%$ (Papua Neuguinea, Indonesien, u.a.). Küstenregionen gemäßiger Breiten weisen eine hohe Anzahl an Strahlungswechseln an Land auf. Die Häufigkeit größerer Änderungen ($> 2000 \text{ Wh/m}^2$) von Tag zu Tag ist deutlich geringer.

4 Schlussfolgerungen

Die Variabilität der täglichen Einstrahlung schwankt stark. Einige Gebiete weisen Änderungen von über 1000 Wh/m^2 an mehr als 60% der Tage auf. Die Gebiete mit Änderungen über 50% liegen meist auf dem Meer und in Gebirgen. Gebietsweise überschneiden sie sich jedoch mit Gebieten mittlerer bis hoher Jahreseinstrahlung (z.B. Südfrankreich, Apennin). Auf kontinentalen Landflächen gemäßiger Breiten und in Gebirgen liegt die Häufigkeit meist über 25%, und in strahlungsreichen Gebieten unter 15%. Lokale Unterschiede von über 20% aufgrund von Gebirgen, Küstenregionen u.a. anderen Faktoren sind möglich.

Eine Kartierung der Strahlungswechsel ermöglicht eine kleinräumige Unterscheidung und trägt somit dazu bei die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Prognosen, Planungs- und Speichermaßnahmen

zu verbessern.

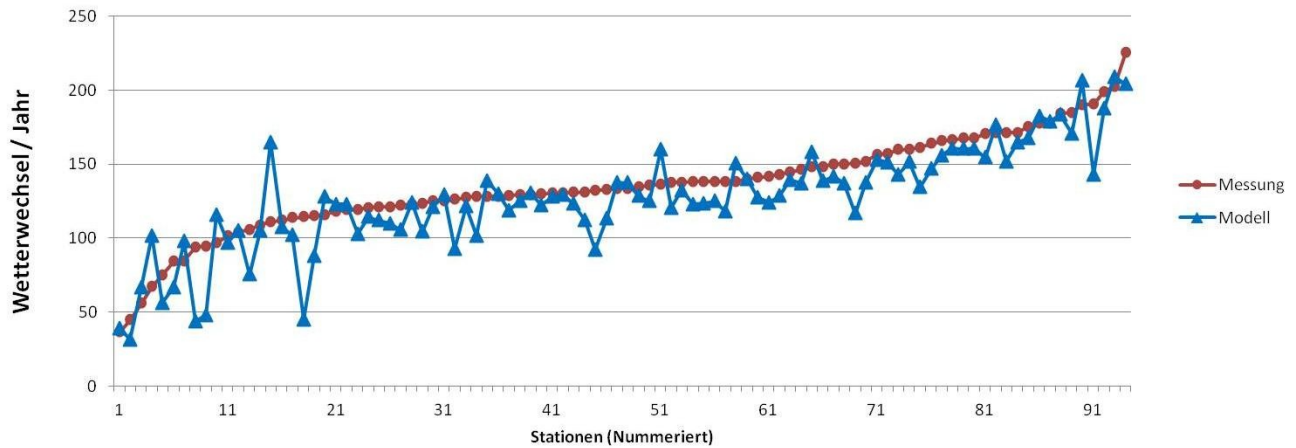


Abbildung 1: Anzahl Tage/Jahr mit gemessenen und simulierten Strahlungswechseln ($>1000 \text{ Wh/m}^2$ pro Tag) an 94 Messstationen weltweit (von 82°N bis -70°S), sortiert nach Variabilität.

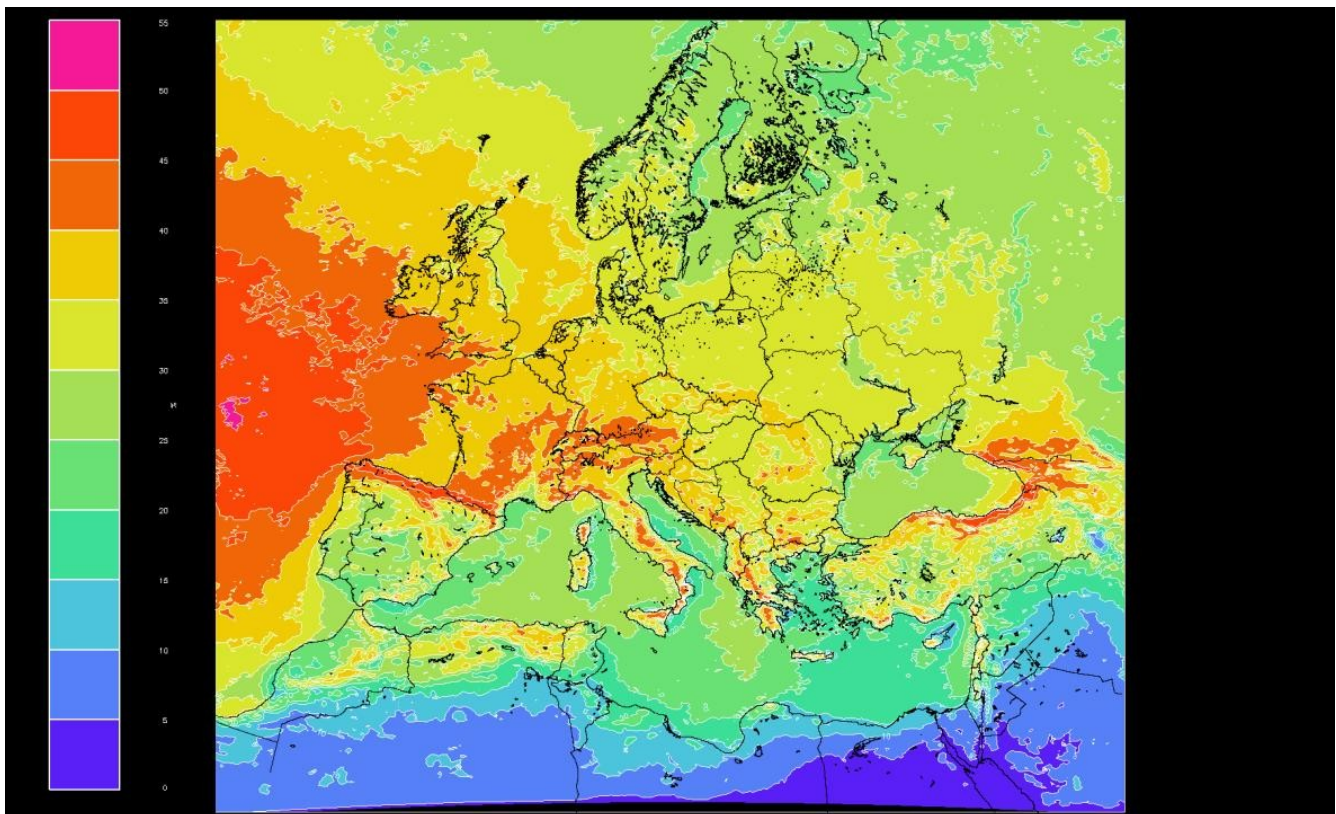


Abbildung 2. Anteil Tage pro Jahr (in %) mit Änderungen der täglichen Einstrahlungssumme von über 1000 Wh/m^2 zum Vortag. Europa, 5-Jahres-Durchschnitt, räumliche Auflösung 12 km.

5 Literatur:

[1] Bühner et al. (2012) Zuverlässigkeit von Archivdaten aus Wettermodellen als Grundlage für Ertragsprognosen. Posterbeitrag 28. Symposium Bad Staffelstein.

Postersessions Solar I

(Mi. 20. April, 17:40 – 18:00)

SI 1 (P)

Eignung von NWP-Ensembles als Warnsysteme für regionale Photovoltaik-Einspeiseprognosen

*Rafael Fritz, Yves-Marie Saint-Drenan, Malte Siefert
Fraunhofer IWES, Kassel*

Bei zunehmenden Anteilen von Photovoltaik-Anlagen an der Stromproduktion steigen insbesondere die Anforderungen an verbesserte Prognosen der regionalen Einspeisung. Das bedeutet nicht nur geringere durchschnittliche Fehler (wie RMSE), sondern speziell auch Zusatzinformation zur Vorhersagbarkeit und Prognose-Unsicherheit, sowie die zuverlässige Vorhersage von „Extremfehlern“.

Für solche verbesserten Folgetags-Prognosen regionaler PV-Einspeisung für Deutschland und seine Regelzonen benutzen wir Wettervorhersagen aus Ensemble-Systemen, wie dem COSMO-DE-EPS, um gleichzeitig die erwartete Produktion und zugehörige Informationen basierend auf räumlichen und zeitlichen Unsicherheiten zu betrachten.

Basierend auf einem aktuellen historischen Jahr und passenden Regressionsmethoden zur Kalibrierung zeigen wir Entwicklungsschritte eines Warnsystems für Übertragungsnetzbetreiber, welches operationell die Zeiträume höherer Unsicherheiten markiert. Damit wird ermöglicht rechtzeitig auf potentiell unvorhergesehene und daher kritische Wettersituationen zu reagieren.

SI 2 (P)

Optimierung der Modellphysik des NWV-Modells COSMO im Rahmen von EWeLiNE

Andrea Steiner (andrea.steiner@dwd.de), Carmen Köhler, Bodo Ritter
Deutscher Wetterdienst, Offenbach am Main

Der stetige Zubau von wetterabhängigen erneuerbaren Energieproduzenten im deutschen Stromversorgungssystem erhöht die qualitativen Anforderungen an Leistungsvorhersagen sowie an die zugrunde liegenden Wettervorhersagen. Der Deutsche Wetterdienst (DWD) hat sich im Rahmen des Projektes EWeLiNE*) zum Ziel gesetzt, Wetterprognosen für die sichere und wirtschaftliche Netzintegration von Windkraft und Solarenergie zu verbessern. Ein Arbeitsschwerpunkt fällt hierbei auf die Optimierung der Modellphysik, womit sich auch der vorliegende Beitrag beschäftigt.

Numerische Wettervorhersage (NWV) Modelle nutzen diskrete Gitter in Raum und Zeit. Physikalische Prozesse, die durch das vorhandene Gitter nicht explizit aufgelöst werden können müssen parametrisiert, d.h. mit bekannten Größen an den Gitterpunkten beschrieben werden. Turbulente Durchmischungsvorgänge sowie der Strahlungstransfer in der Atmosphäre stellen Prozesse dar, welche eine Parametrisierung verlangen und eine große Bedeutung hinsichtlich Wind- und

Strahlungsvorhersagen besitzen.

Betrachtet man Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe, stellt der oftmals stark ausgeprägte Tagesgang eine große Herausforderung an globale sowie auch an lokale NWV-Modelle dar. Dies wird anhand von Auswertungen der NWV-Modelle ICON, IFS und COSMO sowie auf Windleistungsseite demonstriert. Vor allem während stabiler Nächte können sich Low Level Jets (LLJs) ausbilden, welche in den Morgenstunden von einem raschen Abfall der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe abgelöst werden. Basierend auf dem NWV-Modell COSMO werden Sensitivitätsstudien zu aktuellen Arbeiten an der Turbulenz-Parametrisierung vorgestellt, welche eine verbesserte Wiedergabe von nächtlichen stabilen Verhältnissen und von der morgendlichen Durchmischung zum Ziel haben.

Bezüglich der Strahlungsvorhersagen konnte festgestellt werden, dass die optische Dicke der Aerosole im COSMO-Modell zu hoch ist und somit an Strahlungstagen zu wenig Sonnenenergie bis zum Erdboden transportiert wird. Es wird gezeigt, welche Verbesserungen durch die Verwendung einer akkurateren Aerosol-Klimatologie erreicht werden. Zusätzlich werden Ergebnisse zu der Überarbeitung der optischen Eigenschaften der Hydrometeore im Strahlungsschema vorgestellt.

*) siehe Vorträge „Erstellung innovativer Wetter- und Leistungsprognosemodelle für die Netzintegration wetterabhängiger Energieträger – Part I und II“

SI 3 (P)

Kurzzeitvorhersage der Globalstrahlung für die Morgenstunden mit einem Nacht-Cloudindex

Annette Hammer, AG Energiemeteorologie, Universität Oldenburg

The cloud index is a key parameter of the Heliosat method. This method is widely used to calculate solar irradiance on the Earth's surface from Meteosat visible channel images. Moreover, cloud index images are the basis of short-term forecasting of solar irradiance and photovoltaic power production. For this purpose, cloud motion vectors are derived from consecutive images, and the motion of clouds is extrapolated to obtain forecasted cloud index images. The cloud index calculation is restricted to the daylight hours, as long as SEVIRI HR-VIS images are used. Hence, this forecast method cannot be used before sunrise.

In this paper, a method is introduced that can be utilized a few hours before sunrise. The cloud information is gained from the brightness temperature difference (BTD) of the 10.8 μm and 3.9 μm SEVIRI infrared channels. A statistical relation is developed to assign a cloud index value to either the BTD or the brightness temperature T10.8, depending on the cloud class to which the pixel belongs (fog and low stratus, clouds with temperatures less than 232 K, other clouds). Images are composed of regular HR-VIS cloud index values that are used to the east of the terminator and of nighttime BTD-derived cloud index values used to the west of the terminator, where the Sun has not yet risen. The motion vector algorithm is applied to the images and delivers a forecast of irradiance at sunrise and in the morning.

The forecasted irradiance is validated with ground measurements of global horizontal irradiance, and the advantage of the new approach is shown. The RMSE of forecasted irradiance based on the presented nighttime cloud index for the morning hours is between 3 and 70 W/m², depending on the time of day. This is an improvement against the previous precision range of the forecast based on the daytime cloud index between 70 and 85 W/m².

SI 4 (P)

Direct normal irradiance forecasting at dust sites based on aerosol data assimilation

Charlotte Hoppe (1,2), Elmar Friese (2), Hendrik Elbern (1,2)

(1) Forschungszentrum Juelich GmbH, Institute for Energy and Climate Research (IEK-8), Juelich, Germany

(c.hoppe@fz-juelich.de), (2) Rhenish Institute for Environmental Research at the University of Cologne (RIU), Cologne, Germany

The optimal operation of concentrating solar thermal power plants (CSP) or concentrating photovoltaic plants (CPV) requires precise forecasts of direct normal irradiance (DNI). Aerosols have a strong impact on DNI. High aerosol loads may cause a reduction of DNI of up to 20-30% under clear-sky conditions. Thus, an accurate representation of the aerosol optical depth (AOD) is crucial for reliable DNI forecasts. Concentrating solar power plants are often located in desert/arid regions where dust events are likely to occur. For those locations with strong aerosol or especially dust sources in the vicinity, using only large scale, low resolution aerosol information from satellites might not be sufficient. Ground-based measurements of particulate matter (PM₁₀ and PM_{2.5}) provide additional, more precise, local information. On the other hand, sparsely populated desert areas are only poorly equipped with in-situ measurement devices. Thus, data assimilation seeks to make optimal use of all available observations.

Within the EU FP7 project DNICast, assimilation based simulations are performed using the EUROpean pollution Dispersion-Inverse Model (EURAD-IM) including a 3D/4D-Var data assimilation scheme and sophisticated aerosol dynamics and aerosol chemistry schemes. The setup includes all aerosol related observation streams along with routine data assimilation plus available on-site data and will provide assimilation based short term forecasts of AOD at selected test sites. The system is embedded in the European Earth observation system MACC (now: CAMS) and benefits from near-real time in situ and space borne measurements. The system is coupled to the WRF model to provide radiation forecasts based on aerosol information from the EURAD-IM data assimilation scheme.

We will present simulation results for CSP sites on the Iberian Peninsula evaluating the gain of information obtained by data assimilation to capture small-scale dust events and large scale Saharan dust events, which both cause sharp decreases in CSP power production. The simulation results are validated using ground-based AOD measurement data from the AERONET measurement network, as well as radiation observations.

Solarenergie: Vorhersagen und Ressourcenmodellierung II (Solar II)

SII 1

APOLLO_NG: Verbesserte Wolkeneigenschaften für den Solarstrahlungsdienst im Copernicus Atmospheric Monitoring Service (CAMS)

Niels Killius¹, Lars Klüser¹, Marion Schroedter-Homscheidt¹, Philippe Blanc²

¹Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Oberpfaffenhofen, Deutschland

²MINES Paristech, Sophia-Antipolis, Frankreich

Im Rahmen des Copernicus Atmospheric Service (CAMS) stellen DLR und MINES-Paristech räumlich und zeitlich hoch aufgelöste Strahlungszeitreihen kostenlos zum Download bereit. Dabei werden Direkt- und Globalstrahlung mit der Heliosat-4 Methode unter Berücksichtigung der wichtigsten atmosphärischen Einflussfaktoren berechnet. Bisher wurden die dazu nötigen Wolkenmasken und Wolkeneigenschaften mit dem Retrieval APOLLO (AVHRR Avhrr Processing scheme Over cLOUDs, Land and Ocean, Saunders & Kriebel, 1988) gewonnen. Das Retrieval kombiniert die spektrale Information aus fünf Kanälen mittels binärer Schwellwertverfahren. Die Anpassung dieser Schwellwerte an Sensoren wie SEVIRI hat zur Entstehung zahlreicher unterschiedlicher Versionen von APOLLO geführt. Mit APOLLO Next Generation (APOLLO_NG, Klüser, Killius & Gesell, 2015) haben wir diese Versionen nun in einem sehr flexibel einsetzbaren Werkzeug zusammengeführt. Der probabilistische Ansatz von APOLLO_NG erlaubt es, die Sensitivität je nach Bedürfnissen der Benutzer anzupassen. Außerdem werden nun zusätzliche Parameter wie Effektivradius und Wolkenphase geliefert. APOLLO_NG ist bereits mit unterschiedlichen Sensoren (AVHRR, SEVIRI, VIIRS) sowie unterschiedlichen Betriebssystemen (Linux, Solaris, Windows) getestet worden. Es ist geplant, APOLLO im operationellen CAMS Solarstrahlungsdienst durch APOLLO_NG zu ersetzen.

In diesem Beitrag möchten wir das Programm und seine Funktionalitäten vorstellen, die neuesten Validierungsergebnisse zeigen sowie die sich ergebenden Möglichkeiten bei der Vorhersage von Solarstrahlung diskutieren.

SII 2

Was taugen Re-Analyse-Daten in Kombination mit Bodendaten für die Abschätzung der langjährigen Mittelwerte der Globalstrahlung

Jan Remund, Meteotest

In diesem Vortrag werden Re-Analyse-Daten in Kombination mit Bodendaten verwendet, um langjährige Mittelwerte der Globalstrahlung zu erhalten. Diese werden verglichen mit der Kombination von Satellitendaten. Die Re-Analyse und Satellitendaten werden mit einer einfachen "measure correlate predict" Methode an die Bodenmessungen angepasst.

Es zeigt sich, dass die Verwendung von Re-Analysedaten in Kombination mit Bodendaten sinnvoll ist. Bodendaten können die Unsicherheit um 60% verringern. Ohne Anpassung weisen Re-Analysedaten allerdings sehr hohe Unsicherheiten auf und sollten nicht für die Abschätzung von solaren Ressourcen verwendet werden. Die Kombination von Satelliten- und Bodendaten ergibt noch etwas tiefere Unsicherheitswerte und sollte deshalb wenn möglich verwendet werden.

SII 3

Satelliten-basierte Daten der solaren Einstrahlung – Klimatologische Daten des CM SAF und ihre Anwendung im Bereich der Solarenergie

Jörg Trentmann, Richard Müller, Uwe Pfeifroth, Steffen Kothe

Deutscher Wetterdienst (DWD), Offenbach

Satelliten-basierte Informationen über die bodennahe solare Strahlung wird seit vielen Jahren routinemäßig erfolgreich im Bereich der Solarenergie genutzt, z.B. zur Bestimmung des Ertragspotentials. Die Satellite Application Facility on Climate Monitoring (CM SAF, www.cmsaf.eu) bietet im Rahmen des SARA Datensatzes konsistente, räumlich (0.05 Grad) und zeitlich (bis zu einer Stunde) hochaufgelöste Daten der Global- und der Direktstrahlung durchgehend von 1983 bis 2014 an (Müller *et al.*, 2015). Insbesondere durch die Verfügbarkeit der Direktstrahlung erhöht sich die Genauigkeit der Berechnung des PV Potentials auf Basis dieser Daten. Der ebenfalls verfügbare CLARA Datensatz bietet globale Informationen über die Globalstrahlung in täglichen Auflösung an (Karlsson *et al.*, 2013). Alle Datensätze des CM SAF werden über das CM SAF Web User Interface (www.cmsaf.eu/wui) kostenlos zur Verfügung gestellt.

Die lange und homogene Zeitreihe des CM SAF SARA Datensatzes erlaubt neben der Bestimmung des PV Ertragspotentials auch die Berechnung anderer relevanter Größen, z.B. des Trends der Global- und Direktstrahlung sowie deren Variabilität auf unterschiedlichen zeitlichen und räumlichen Skalen.

In diesem Beitrag wird der CM SAF SARA Datensatz hinsichtlich seiner Qualität zur Erfassung der Global- und Direktstrahlung vorgestellt. Basierend auf der hohen Datenqualität werden weitere Untersuchungen und Anwendungen vorgestellt.

Referenzen

Karlsson, K. G., et al. (2013), CLARA-A1: a cloud, albedo, and radiation dataset from 28 yr of global AVHRR data, *Atmospheric Chemistry and Physics*, 13(10), 5351-5367, doi:10.5194/acp-13-5351-2013.
Müller, R., U. Pfeifroth, C. Träger-Chatterjee, J. Trentmann, and R. Cremer (2015), Digging the METEOSAT Treasure—3 Decades of Solar Surface Radiation, *Remote Sensing*, 7(6), 8067-8101, doi:10.3390/rs70608067.

SII 4

Berücksichtigung kleinskaliger/kurzzeitiger Strukturen des Einstrahlungsfeldes bei der Modellierung von Solarenergiesystemen – eine Übersicht

Hans Georg Beyer, *Universitetet i Agder*

Grimstad, *Norwegen*

Aus Satellitendaten gewonnene Einstrahlungsdaten sind heute eine weitgenutzte Grundlage bei Planung und Betrieb von PV und CSP Systemen. Aufgrund der spezifischen Einschränkungen dieser Daten hinsichtlich ihrer räumlichen und zeitlichen Auflösung können nicht alle Anforderungen von Seiten der beabsichtigten Abbildungsgüte der Systemmodellierung von diesem Datensatz erfüllt

werden. Es sind hier Informationen mit erhöhter Auflösung in Zeit und Raum erforderlich.

Zur Behandlung dieses Problems wurden über die Jahre verschiedene Ansätze verfolgt die zumeist auf der Einbettung synthetisierter hochaufgelöster Datensätze in vorliegenden niedrigaufgelösten Sätze beruhen. In diesem Beitrag sollen diese Ansätze zur Datenverfeinerung vorgestellt und hinsichtlich ihrer aktuellen Anwendbarkeit und ihres weiteren Potentials diskutiert werden.

SII 5

1-Minuten-Variabilität der Strahlung innerhalb einer Stunde – aus Bodendaten und Satellitenmessungen

*M. Schroedter-Homscheidt, M.; Jung, S.; Kosmale, M.
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
Oberpfaffenhofen, D- 82234 Wessling*

Zusammenfassung

Basierend auf Arbeiten der Photovoltaik-Community gibt es eine Reihe von Indizes, die die Variabilität innerhalb eines Zeitraums beschreiben. Teilweise beschreiben sie Rampen im Sekundentakt innerhalb einer Minute oder aber auch die Variabilität innerhalb einer Stunde oder eines Tages. Ein Review der Indizes wurde durchgeführt.

Alle wurden einheitlich auf minutenweise aufgelöste Strahlungsmessungen einer BSRN-Station eines Jahres angewandt und verglichen. Zusätzliche Indizes wurden entwickelt, um weitere Eigenschaften der Strahlungszeitreihe wie z. B. die Frequenz der Schwankung oder deren Höhe zu beschreiben.

Basierend auf einer visuellen Definition von stündlichen Variabilitätsklassen wurde eine automatische Klassifizierung von Bodenmessungen durchgeführt. Diese Variabilitätsklassen können ebenfalls aus räumlichen Wolkenstrukturen abgeleitet werden, wie sie in Satellitenbildern beobachtet werden.

Postersession Solar II und Wind II

(Do. 21. April, 10:40 – 11:10)

SII 1 (P)

Towards an energy-based parameter for photovoltaic classification

Stefan Winter, PTB, Germany, as coordinator of the EMRP project with INTA (Spain), JRC ESTI (Europe), LNE (France), MIKES (Finland), NPL(UK), VSL(Netherlands), SUPSI(Switzerland), TÜV Rheinland (Germany), FhG ISE (Germany), Loughborough Univ. (UK), ISFH (Germany)

The current efficiency and peak power characterisation under STC does not allow for differentiation according to the most relevant parameter in the marketplace which is energy production under specific climatic conditions. This is particularly relevant for non-desert regions where PV systems of different technologies are operated in a wide range of climatic conditions. Towards an energy rating standard, taking this issues into account, an energy-based parameter for photovoltaic classification is developed. For this purpose a metric (energy based) for PV efficiency is in development and its uncertainty budget will be assessed. Standardized environmental data-sets will be defined for Europe and beyond. This model needs as input parameters the description of the climatic environment conditions, based on

satellite and ground measurements (sky scanning) as well as the properties of the solar devices. The most recent progress of the modelling and of the measurements are presented.

SII 2 (P)

Einfluss variable Bewölkung auf den Ertrag von Photovoltaikmodulen

Stefanie K. Meilinger, Ina Neher, Evandro Dresch, Bernd Evers-Dietze, Khurshid Hasan und Dieter Franke

In der vorliegenden Arbeit präsentieren wir ein neu entwickeltes spectral aufgelöstes Strahlungs-PV-Ertragsmodell. Hierzu wurde das atmosphärische Strahlungstransfermodell LIBRADTRAN¹, das den Einfluss von Aerosolen und Wolken auf die Strahlungskomponenten in einer spektralen Auflösung von 1nm simuliert, an ein spektral aufgelöstes Zwei-Dioden Modell zur Berechnung von PV-Erträgen (WoYSi – Worldwide Yield Simulation Model) gekoppelt. Annahmen zur lokalen Bewölkung basieren auf einer APOLLO Wolkenstatistik². Die mit dem atmosphärischen Strahlungsmodell berechneten spektral aufgelösten Strahlungskomponenten (Diffuse-, Direktnormal- und Globalstrahlung) dienen als Input für ein spektrales PV-Ertragsmodell. Der Kurzschlussstroms des PV-Panels wird dabei direkt aus der Quanteneffizienz der Zelle abgeleitet³ und an ein Zwei-Dioden-Modell zur Berechnung der PV-Erträge^{4,5} angekoppelt, um den spectral aufgelösten PV-Ertrag zu bestimmen.

Die vorliegende Arbeit analysiert anhand von Fallbeispielen den Einfluss der vorhandenen Wolkeninformation und auf den prognostizierten PV-Ertrag. Um das entwickelte Modell mit Messungen der solaren Strahlung, der Bewölkung und der PV-Energieerträge zu vergleichen, wurden Messdaten der lokalen Messtation der Hochschule Bonn-Rhein-Sieg (50°46'47"N, 7°10'58"E) zur Validierung herangezogen.

References:

1. Mayer, B. & Kylling, A. Technical note: The libRadtran software package for radiative transfer calculations - description and examples of use. *Atmos. Chem. Phys. Discuss.* **5**, 1319–1381 (2005).
2. Saunders, R. W. & Kriebel, K. T. An improved method for detecting clear sky and cloudy radiances from AVHRR data. *Int. J. Remote Sens.* **9**, 123–150 (1988).
3. Zinßer, B., Schubert, M. B. & Werner, J. H. Spectral Dependent Annual Yield of Different Photovoltaic Technologies. *Proc. 26th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib.* 3615–3618 (2011).
4. Sah, C.-T. S. C.-T., Noyce, R. N. & Shockley, W. Carrier Generation and Recombination in P-N Junctions and P-N Junction Characteristics. *Proc. IRE* **45**, (1957).
5. Ishaque, K., Salam, Z. & Taheri, H. Accurate MATLAB Simulink PV System Simulator Based on a Two-Diode Model. *J. Power Electron.* **11**, 179–187 (2011).

SII 3 (P)

Rotating Shadowband Irradiometer (RSI): Accurate Measurements of Direct Normal, Global and Diffuse Irradiation with a Single Device

Thomas Schmidt, CSP Services GmbH

RSI ist das erste Rotating Shadowband Irradiometer das mit jedem marktüblichen Datenlogger kompatibel sein wird und damit an bestehenden Wetterstationen leicht nachgerüstet werden kann. Mit dem Gerät kann ohne Nachführmechanismus und mit einem einzigen Gerät kostengünstig und präzise die Global-, Direkt- und Diffusstrahlung gemessen werden.

WII 1 (P)

Standardisierung meteorologischer Daten der FINO-Plattformen

Tina Leiding¹, Birger Tinz^{1*}, Lydia Gates¹, Rainer Sedlatschek¹, Kai Herklotz², Christian Senet², Thomas Neumann³, Richard Frühmann³, Friedrich Wilts³, Patrick Schwenk⁴, Ilona Bastigkeit⁵, Stefan Müller⁶

- 1) Deutscher Wetterdienst, Maritime Klimaüberwachung, Bernhard-Nocht-Str. 76, 20359 Hamburg
- 2) Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
- 3) DEWI - UL International GmbH
- 4) DNV GL
- 5) Fraunhofer IWES
- 6) WIND-consult GmbH

*Kontakt: Birger.Tinz@dwd.de

Um die Kenntnisse der Windverhältnisse auf See zu verbessern und Bedingungen für Offshore-Windenergievorhaben zu untersuchen, wurden drei Forschungsplattformen in der Nord- (FINO1 und 3) und Ostsee (FINO2) errichtet. An ihren Messmasten werden in verschiedenen Höhen die wichtigsten meteorologischen Parameter - insbesondere Windgeschwindigkeit und Windrichtung - erfasst.

Im Projekt FINO-Wind werden Methoden zur Mastkorrektur untersucht und eine umfassende automatisierte Prüfroutine entwickelt, um den Nutzern eine standardisierte und einheitliche Auswertung der Messdaten, auch unter Berücksichtigung von Masteffekten, in einer Datenbank zur Verfügung zu stellen. Außerdem sollen Veränderungen des Windfelds durch den Bau naher Windparks berücksichtigt werden. Ziel ist es, die Vergleichbarkeit der Daten der drei Standorte und eine konsistente Archivierung zu ermöglichen.

Das Forschungsvorhaben wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert und hat eine Laufzeit von über drei Jahren. Es wird vom Deutschen Wetterdienst geleitet und erfolgt in enger Zusammenarbeit mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, der DEWI - UL International GmbH, des Fraunhofer IWES, dem DNV GL und der Wind-consult GmbH.

WII 2 (P)

Statistical analysis of wind energy output in Europe by using reanalysis data

Philipp Henckes, Universität Köln

Renewable energies are getting more important for the energy mix in Europe. Since current market-oriented energy models do not focus on weather simulations and meteorological input in the first place,

an improvement of these models and their meteorological input is necessary. We develop a flexible wind energy output tool to yield highly realistic wind energy production datasets for Europe. For this purpose we are using the reanalysis datasets from ERA Interim and COSMO. In combination with actual individual turbine and wind park capacities, characteristics and locations in Europe we are able to generate realistic spatial and temporal high resolved wind energy output timeseries for different time periods. This is used to analyse wind power generation statistics for Europe for recent years.

WII 3 (P)

Wettermast Hamburg versus ICON-LES – Urbane Grenzschichtmessungen bis 280 m

Akio Hansen, Heike Konow, Ingo Lange, Felix Ament

Universität Hamburg

Das Meteorologische Institut der Universität Hamburg betreibt seit 1995 eine kontinuierliche und hochaufgelöste wissenschaftliche Messstation am 300 m hohen Sendemast des NDRs im östlichen Teil von Hamburg (<http://wettermast-hamburg.zmaw.de>). Die Ultraschallwindmessgeräte sowie andere meteorologische Messungen werden in Höhen von 50 bis 280 m durchgeführt und digital erfasst. Weiterhin gibt es zahlreiche Messungen an einem 10-Meter-Mast auf der benachbarten Wiese. Im Rahmen des HD(CP)² Forschungsprojektes werden mit Hilfe des Next-Generation ICON LES Modells in Zusammenarbeit mit dem Max-Planck Institut für Meteorologie und dem DWD, deutschlandweite Simulationen mit einer noch nicht dagewesenen räumlichen Auflösung von knapp 100 Metern durchgeführt. Diese hochaufgelösten Simulationen werden mit den Messungen am Wettermast Hamburg verglichen und dabei das Modell evaluiert. Zusätzlich wird die Messanlage zusammen mit den verfügbaren Daten vorgestellt. Darüber hinaus wird eine Häufigkeitsverteilung der Windrichtung/-geschwindigkeit auf Basis der langjährigen Messreihe für die unterschiedlichen Höhenstufen im urbanen Umfeld gezeigt, welches insbesondere für die immer wichtiger werdende Planung von Windkraftanlagen im urbanen Umfeld von hohem Nutzen ist.

Windenergie: Vorhersagen und Ressourcenmodellierung II (Wind II)

WII 1

Untersuchungen zu dem Fernfeld von Nachläufen der großen Offshore-Windparks in der Nordsee

Stefan Emeis, Tom Neumann, Astrid Lampert, Johannes Schulz-Stellenfleth, Jens Bange

stefan.emeis@kit.edu

Über See ist die Turbulenzintensität wegen der glatten Meeresoberfläche gering und daher muss damit gerechnet werden, dass die Nachläufe hinter den großen dort bereits errichteten und weiterhin geplanten Windparks recht große Längen von einigen zehn bis hin zu hundert Kilometern aufweisen werden. Damit werden sich die dort befindlichen Parks bei bestimmten Wetterlagen gegenseitig beeinflussen und es steht zu erwarten, dass die Gesamtkonfiguration der Offshore-Parks auch eine Auswirkung auf das regionale Klima hat.

Zu dieser Fragestellung hat im Winter 2015/16 der aus fünf Partnern bestehende Forschungsverbund „WIPAFF (WIndPark-FernFelder)“ seine Arbeit aufgenommen. Vorgesehen sind numerische

Modellierungen mit mesoskaligen Windfeldmodellen, die Auswertung von SAR-Satellitenbildern und in situ-Messungen in den Nachläufen 10 bis 100 km hinter den Windparks mit einem Forschungsflugzeug.

Der Beitrag wird den gegenwärtigen Wissensstand zu den Nachläufen großer Offshore-Windparks zusammenfassen und die in dem Forschungsverbund „WIPAFF“ geplanten Arbeiten vorstellen. WIPAFF wird gefördert vom BMWi aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags unter dem Förderkennzeichen 0325783 A-E.

WII 2

WASA – Wind- und Stabilitätsatlas für die südliche Nordsee

Gerald Steinfeld¹, Michael Schmidt¹ und Detlev Heinemann¹

¹ForWind – Zentrum für Windenergieforschung, Arbeitsgruppe Energiemeteorologie, Institut für Physik, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Oldenburg, Deutschland

Hintergrund:

Die European Wind Energy Association (EWEA) erwartet bis zum Jahr 2030 einen Ausbau der Offshore-Windenergienutzung auf eine installierte Kapazität von 150 GW. Ein Großteil davon wird in der Nordsee installiert werden. Allerdings ist die Kenntnis über die atmosphärischen Bedingungen über der Nordsee noch stark eingeschränkt. Systematische Beobachtungen der atmosphärischen Umgebungsbedingungen in für Windenergieanlagen bedeutenden Höhen werden erst seit relativ kurzer Zeit und nur an wenigen Messmasten in der Nordsee durchgeführt. Präzise Kenntnisse über die atmosphärischen Bedingungen über der Nordsee werden aber für eine Abschätzung der für neue Windparks zu erwartenden Energieerträge und auf die Windenergieanlagen offshore zu erwartenden Lasten benötigt.

Ziele:

Eines der Ziele des EU-Projekts ClusterDesign ist die Bereitstellung von Langzeitinformationen über die atmosphärischen Bedingungen über der südlichen Nordsee. Die Informationen über die atmosphärischen Bedingungen sollen dann als Eingabeparameter für die Optimierung des Designs von Offshore-Windparkclustern, für das im Projekt eine Toolbox entwickelt wird, verwendet werden. Dazu sollen Informationen über alle für Energieertrags- und Lastberechnungen benötigten Parameter, wie z.B. Luftdichte, Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Scherung, Turbulenzintensität und atmosphärische Stabilität bereitgestellt werden.

Methoden:

Das mesoskalige Modell WRF (Weather Research and Forecasting) wurde verwendet, um über die Methode des „Dynamical Downscaling“ aus CFSR-Reanalyseedaten die Wetterbedingungen in der südlichen Nordsee über einen Zeitraum von 1993-2012 mit einer räumlichen Auflösung von 2 km zu erhalten. Das optimale Setup der WRF-Läufe wurde vorab in einer Sensitivitätsstudie auf der Basis einer Datenreihe von einem kompletten Jahr durch Vergleiche mit Messungen bestimmt.

Ergebnisse:

Die Verwendung des MYNN-Schemas führte zu der besten Übereinstimmung zwischen den WRF-

Ergebnissen und den Messungen an FINO1. Während die Luftdichte besonders gut vom Modell reproduziert werden konnte, zeigte sich eine Bestimmung der Turbulenzintensität aus WRF-Daten als schwierig. In dem Windgeschwindigkeitsbereich, der typisch für den Teillastbereich von Windenergieanlagen ist, konnten die aus den WRF-Daten berechneten Turbulenzintensitäten die in Analysen von Messungen beobachtete Abhängigkeit der Turbulenzintensität von der Windgeschwindigkeit jedoch reproduzieren. Die Daten des WASA zeigen bezüglich der Häufigkeiten des Auftretens von Situationen mit labiler, neutraler und stabiler Schichtung Unterschiede zwischen dem Gebiet der südlichen Nordsee und dem Gebiet der angrenzenden Landflächen an. Stark stabile Schichtungen treten über dem Land beispielsweise deutlich häufiger auf als über dem Meer. Die Ergebnisse der Untersuchungen zur Häufigkeit von Low-Level-Jet-Ereignissen zeigen denn auch, dass über der norddeutschen Tiefebene in den simulierten Zeitreihen etwa doppelt so häufig Low-Level-Jet-Ereignisse detektiert werden können wie über der südlichen Nordsee. Allerdings werden in den Zeitreihen für Gitterpunkte über der südlichen Nordsee häufiger Low-Level-Jets in Höhen, in denen Windenergieanlagen operieren, detektiert als über dem Land. Ferner deuten die Modellergebnisse einen Zusammenhang zwischen der Höhenlage von Low-Level-Jets und der Stärke der atmosphärischen Stabilität an. Onshore muss eine stärker stabile Schichtung vorliegen, um einen Low-Level-Jet in derselben Höhe zu generieren wie offshore. Die Ergebnisse deuten an, dass die Berücksichtigung von Low-Level-Jet-Ereignissen bei der Auslegung von Offshore-Windenergieanlagen von größerer Bedeutung als bei der Auslegung von Onshore-Windenergieanlage sein könnte.

WII 3

Veränderungen von Windfeldparametern zwischen unterer und oberer Blattspitze in komplexem Gelände

Josef Guttenberger, RSC GmbH Windmessungen mit SODAR und LIDAR, Energieertragsberechnungen

Da die Rotordurchmesser immer größer werden gibt es wegen der Gradienten meteorologischer Größen immer größere Gegensätze zwischen unterer und oberer Blattspitze, die den Anlagen speziellen Belastungen aussetzt, von denen fraglich ist, ob diese in den Standardleistungskurven berücksichtigt sind. Das hat natürlich auch Auswirkungen auf den tatsächlichen Ertrag. Es werden Messungen ausgewertet, die in komplexem Gelände ausgeführt wurden.

WII 4

Korrelation der Windgeschwindigkeit über der Nord- und Ostsee

Anna Rieke Mehrens, ForWind/Universität Oldenburg

Viele Offshore-Windparks werden mit geringen räumlichen Abstand in Nord- und Ostsee gebaut, oder sind bereits ans Übertragungsnetz angeschlossen. Die Abstände sind so gering, dass mehrere Windparks zeitgleich von mesoskaligen Windsystemen betroffen sind. Die aggregierte Energie dieser Windparks ist stärker fluktuierend als von Windparks mit größeren räumlichen Abständen. Somit stellt sich die Frage, bis zu welchen Abständen Windgeschwindigkeiten über Wasser korreliert sind.

Um die Korrelation und Kohärenz der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von der Distanz zu untersuchen, werden Messungen an 12 Stationen in der Nord- und Ostsee verwendet. Die Messorte haben einen Abstand zwischen 4 und 848 km. Die zeitliche Auflösung beträgt 10 min und alle Zeitserien sind mindestens ein Jahr lang. Für die Auswertung wurden sowohl Messungen von Anemometern auf Messmasten als auch Lidarmessungen verwendet.

Die Ergebnisse der Korrelation und Kohärenz aus den Messungen werden außer dem mit den Ergebnissen aus dem Weather Research and Forecasting (WRF) Modell und früheren Veröffentlichungen mit geringeren Abständen zwischen den Messorten verglichen.

Es kann gezeigt werden, dass die Kohärenz eine Funktion der Frequenz, der mittleren Windgeschwindigkeit und des Abstandes ist. Die Kohärenz, basierend auf den Messungen und der WRF Simulation zeigen eine gute Übereinstimmung. Der Korrelationskoeffizient ist abhängig vom Abstand der Messorte. Die Korrelation des WRF Modells ist deutlich höher als in den Messungen.

Der Datensatz wurde zusätzlich genutzt, um die mittleren Windgeschwindigkeiten, Hauptwindrichtungen, spektrale Energiedichte und die Verteilung der Windgeschwindigkeitsänderung der verschiedenen Standorte zu vergleichen.

Postersession Site Assessment

(Do. 21. April, 12:30 – 13:00)

SA 1 (P)

Adapting wind resource estimation for airborne wind energy converters

David Brandt*, Martin Busch*, Alexander Bormann+ and Max Ranneberg+

*EWC Weather Consult, Karlsruhe, Germany

Correspondence to: EWC Weather Consult, David Brandt, Schönfeldstraße 8, 76131 Karlsruhe, Germany; Tel.: +49-721/66323-1718, E-Mail: david.brandt@weather-consult.com

+EnerKite GmbH, Fichtenhof 5, 14532 Kleinmachnow.

Wind resource estimation refers to any technique that assesses the wind potential in order to evaluate whether wind energy is economically viable at the investigated location. Thereby usually the annual energy production (AEP) is calculated based on the wind speed frequency distribution and the power curve. Interruption of operation, as necessary for maintenance and repairs, is usually considered as a capacity factor, e.g. 0.98. Regarding airborne wind energy converters (AWEC) however, one may need to consider additional influences towards the capacity factor, as AWEC may need to land in order to, for example allow de-icing or to avoid aircraft collision at low visibility.

A modern resource assessment method, designed to fit the demands of AWEC systems, will be presented which covers variable operational height as well as take-off requirements and downtime due to icing and low visibility. Based on DWD's COSMO-DE model data of 2012 and 2013 an AEP calculation has been carried out for an EnerKite AWEC covering Germany and parts of the surrounding countries. The simulation results appear to be promising over the full model domain compared to standard WECs. However, the theoretical energy production as well as reductions of the capacity factor by low visibility, icing and take-off conditions span a wide range of values and show significant spatial patterns over the investigated area, which will be shown and discussed in detail.

Solarertragsprognose für mobile PV-Anwendungen

Meike Kühnel, Benedikt Hanke, Karsten von Maydell, Carsten Agert
NEXT ENERGY - EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie e.V.
Carl-von-Ossietzky-Straße 15, 26129 Oldenburg
meike.kuehnel@next-energy.de

Das „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit Deutschlands sieht eine CO₂-Reduktion um 40 % bis 2020 für Deutschland vor (Vergleichsjahr 1990). Ein Anstieg der CO₂-Emissionen um 13 % der Straßenlogistik in den Jahren 1995 bis 2013 steht dem erklärtem Ziel einer 60 % Reduktion der CO₂ bis 2050 im Verkehr gegenüber [1, 2]. Zur Verringerung von CO₂-Emissionen werden verschiedenste Strategien eingesetzt um die politisch gesetzten Ziele zu erreichen. Fahrzeugintegrierte Photovoltaik (*engl. Vehicle-integrated Photovoltaic, ViPV*) auf PKWs, aber auch im Bereich der kommerziellen Straßenlogistik rücken wieder vermehrt in das öffentliche Bewusstsein.

In der Entscheidung für oder gegen Photovoltaik-Anlagen ist eine solide Ertragsprognose essentiell. Für stationäre Anlagen wie PV-Parks oder Gebäudeintegrierte Photovoltaik (*engl. Building-integrated Photovoltaic, BiPV*) ist eine Vielzahl an kommerzieller Softwarelösungen auf dem Markt, insbesondere überregional arbeitende Logistik-Unternehmen benötigen jedoch eine Ertragsprognose entlang ihrer typischen Transportrouten. Eine weitere Besonderheit der Solarertragsprognose für eine mobile PV-Anlage liegt in der Fahrgeschwindigkeit. Der zur Kühlung der Solarzellen zur Verfügung stehende Luftstrom, die Kombination aus natürlichem Wind und Fahrtwind ist hierbei deutlich höher als die durchschnittliche natürliche Windgeschwindigkeit, die stationären Anlagen zur Verfügung steht.

Innerhalb des *GreenLS* [3, 4] Konzept von NEXT ENERGY wurde ein Algorithmus für die solare Ertragsprognose entlang einer beliebig gewählten Strecke entwickelt. Das zugrunde liegende meteorologische Datengrid basiert auf klimatologischen Daten von Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung basierend auf Daten aus der *meteonorm* 7.0 Datenbank¹ mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute und einer räumlichen Datendichte von 5 km x 5 km. Die jährlichen Ertragsprognosen wurden Beispielhaft für vier Kühltransporter von Uhlhorn GmbH & Co. KG² erstellt. Für die geographische Zuordnung und die Berechnung des Gegenwindes wurden Positionsdaten der zum Kühlkettennachweis vorhandenen Telemetrie verwendet.

Eine numerische Analyse der erstellten meteorologischen Profile legt die Notwendigkeit einer hohen zeitlichen sowie räumlichen Auflösung nahe, da Mittelungsverfahren zu einer stochastischen Verschiebung der jährlichen Strahlungsverteilung führen. Der positive Effekt des hohen Luftzugs über dem Solar-Modul wurde anhand einer empirischen Formel entwickelt von Sandia National Laboratories [5] auf ca. 1 % jährliche Ertragssteigerung für eine kommerzielle Dünnschicht-Solarzelle und 1,5 % für eine mono-kristalline Solarzelle errechnet. Abhängig von der verwendeten Technologie wurden jährliche elektrische Erträge von ca. 3-7 MWh pro LKW für Fahrprofile innerhalb Deutschlands ermittelt.

¹www.meteonorm.com/de/

²www.uhlhorn.de/

Literatur

- [1] BMUB. The german governments climate action program 2020. <http://www.bmub.bund.de/en/topics/climate-energy/climate/national-climate-policy/climate-action-programme/>.
- [2] Referat KI 1 BMUB, editor. *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) Referat Öffentlichkeitsarbeit - 11055 Berlin, Dezember 2014. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB).
- [3] www.next-energy.de. Nutzung von Solarenergie bei Lkw-Kühltransporten überzeugt Jury. [next-energy.de](http://www.next-energy.de), Juni 2015.
- [4] Guido Bröer. Solar-Kühltransporter entwickelt. www.solarthemen.de/index.php/2015/06/18/solar-kuehltransporter-entwickelt, June 2015.
- [5] Jay A. Kratochvill David L. King, William E. Boyson. Photovoltaic array performance model. Sandia report, Sandia National Laboratories, Sandia National Laboratories Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550, 2004.

SA 3 (P)

Solarstrahlungs-Daten für PV-GIS: Status und Pläne

*Richard Müller, Uwe Pfeifroth, Jörg Trentmann DWD
Thomas Huld, JRC*

Das Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS; <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>) ist ein der meist genutzten Tools zur Abschätzung des langjährigen Energieertrages von PV-Anlagen. Im Rahmen der Kooperation vom EC Joint Research Center in ISPRA und dem CM-SAF (Climate Monitoring Satellite Application Facility on Climate Monitoring) wurde die Strahlungs-Datenbasis von PVGIS erneuert und auf den asiatischen Raum erweitert. Im Rahmen des Betrages wird der "status quo" von PVGIS dargestellt und die weiteren Pläne werden vorgestellt. Dazu gehören unter anderem die Verwendung des neuen japanischen meteorologischen Satelliten Himawari, als auch Schritte zur Implementierung der Kurzzeitvorhersage von PV-Erträgen.

SA 4 (P)

Schneekartierung

Richard Müller, Katja Hungershofer, Thomas Leppelt & Jörg Asmsus, DWD

Für die Abschätzung des Ertrages von PV-Anlagen ist im Winter die Kenntnis der Schneebedeckung von Bedeutung, da diese zu PV-Verlusten führt. Sowohl das Land SAF als auch U.S National Ice Center liefern tägliche Daten der Schneebedeckung. Diese werden mittels der NWC-SAF Wolken & Schneerkennung alle 6 h aktualisiert. Das resultierende Produkt stellt eine solide Basis für die Modellierung der Schneebedeckung von PV-Anlagen und des resultierenden Verlustes der PV-Erträge dar. Im Rahmen des Beitrages wird das Schneeprodukt beschrieben und seine Anwendung für die Simulation von PV-Verlusten durch Schneebedeckung diskutiert.

Site Assessment: Solar und Wind (SA)

SA 1

WoYSi (Worldwide Yield Simulation) Model – ein Modell zur Vorhersage von PV-Erträgen unter Berücksichtigung atmosphärischer Randbedingungen und spektral abhängiger Photoströme

Stefanie K. Meilinger, E. Dresch, B. Evers-Dietze, I. Neher, D. Franke
Hochschule Bonn-Rhein-Sieg

Regionale und lokale Unterschiede in der Atmosphärenzusammensetzung wirken sich auf den Ertrag von PV Anlagen aus¹. Gas-, Aerosol- und Wolkenpartikel reduzieren die (direkte) Strahlung durch Streuung und Absorption und verändern die spektrale Zusammensetzung². Um eine Verbesserung der Ertragsprognosen zu erhalten, ist es wichtig, diese physikalischen Zusammenhänge in globalen PV-Ertragsmodellen zu berücksichtigen. Wobei die Relevanz dieser Effekte je nach zeitlicher Auflösung und Material variiert³⁻⁵. Aktuelle Studien zur spektralen Abhängigkeit der Photovoltaik beschäftigen sich im Wesentlichen mit experimentellen Ansätzen zur Bestimmung empirischer Faktoren⁵⁻⁶ für den spektralen Effekt und weniger mit der Modellentwicklung.

Hier präsentieren wir das spektrale WoYSi-Modell („Worldwide Yield Simulation Model“) für c-Si PV-Module. Der spektrale Kopplungsansatz von WoYSi basiert auf der Tatsache, dass der vom PV-Modul erzeugte Photostrom eine spektral abhängige physikalische Größe ist, die explizit in der Gleichung des Zwei-Dioden-Modells berücksichtigt wird⁸. Das Ertragsmodell berücksichtigt Zelltemperatur, Standort, Sonnenstand und Modulausrichtung und resultierende Reflexionsverluste. Meteorologische Parameter wie optische Dicke, Aerosoltypen, Wolkenbedeckungsgrad, und das Vertikalprofil der Atmosphäre werden berücksichtigt, um hieraus Strahlungskomponenten und Spektren abzuleiten.

Die vorgestellten Ertragssimulationen basieren auf frei verfügbare globale NASA Satellitendaten für die Solarstrahlung und Temperatur als Input. Hierbei handelt es sich um Monatsmittelwerte. Basierend auf dem atmosphärischen Strahlungscode SMARTS⁸ werden typische spektrale Verteilungen ermittelt. Dabei kann je nach Standort zwischen vier verschiedenen vorherrschenden Aerosoltypen (ländlich, städtisch, maritim, Wüste) und sechs vertikalen Profilen (US Standard Atmosphäre, tropisch, arktischer Sommer und Winter und Sommer und Winter für mittlere Breiten) unterschieden werden. Der Tagesgang der Strahlung wird berücksichtigt. Die optische Dicke der Atmosphäre wird aus den Satellitendaten abgeleitet. Temperaturtagesgänge werden nach Reikosky et. al. (1989)⁹ approximiert. Die so ermittelten spektral aufgelösten monatlichen Strahlungsnormtage dienen als Input für die Ertragsmodellierung. Wir präsentieren erste Modellergebnisse und Vergleiche mit konventionellen PV-Ertragsprognosen, die bei der Anlagenplanung zum Einsatz kommen.

References:

- (1) Ishaque, K. et al., Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 95, 586–594 (2011).
- (2) Inman, R.H. et al. Hugo “Solar Forecasting Methods for Renewable Energy Integration.” *Progress in Energy and Combustion Science* 39(6):535–76. Retrieved (<http://dx.doi.org/10.1016/j.pecs.2013.06.002>) (2013).
- (3) Alonso-Abella M. et al., Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: The case of four specific sites, *Energy*, vol. 67, pp. 435–443 (2014).
- (4) Huld, Th. et al., A Simple Model for Estimation the Influence of Spectrum Variations on PV Performance. (September):21–25 (2009).
- (5) Dimberger, D. et al., On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV technologies. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 132, 431–442 (2015).
- (6) Ishii, T. et al. A simplified methodology for estimating solar spectral influence on photovoltaic energy yield using average photon energy. *Energy Sci. Eng.* 1, 18–26 (2013).

(7) Wagner, A. Photovoltaik Engineering. 450 (2010). doi:10.1007/3-540-30733-8

(8) Gueymard, C.A., SMARTS, A Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine: Algorithms and Performance Assessment. Technical Report No. FSEC-PF-270-95. Cocoa, FL: Florida Solar Energy Center (1995).

(9) Reicosky, D.C. et al., "Accuracy of hourly air temperatures calculated from daily minima and maxima, Agricultural and Forest Meteorology, 46 193-209 (1989).

SA 2

Langzeitindex und Operational Assessment für Regenerative Energien

Julia Schmoeckel, EWC Weather Consult GmbH (wird von Jeremy Sack, EWC Weather Consult GmbH gehalten)

Der EWC Langzeitindex für Erneuerbare Energien ermöglicht eine Einordnung und Bewertung aktueller Energieproduktionen bezüglich der historischen Langzeitreferenz (seit 1979) für die Wind- und Solarenergieproduktion. Zugrunde liegen Berechnungen von individuellen Zeitreihen mit stündlicher Auflösung für alle Solar- und Windanlagen aus meteorologischen Parametern der MERRA Reanalysedaten von 1979-2015.

Bisher ist eine objektive Bewertung in der Vergangenheit produzierter Energien nicht möglich, da die historischen Produktionswerte mit heterogenen Zusammensetzungen von Wind- und Solarenergieanlagen erzeugt wurden. Mit Hilfe dieses neuen, kalibrierten und konsistenten Datensatzes lässt sich die historische Referenz für z. Bsp. alle Ende 2015 aktiven Erzeugungsanlagen herstellen. Dies ist möglich für unterschiedliche Zeiträume (z. Bsp. monatsweise), Regionen, Turbinentypen und Nabenhöhen. Somit kann auch für jedes individuelle Erzeugungsportfolio eine konsistente Langzeithistorie hergestellt werden.

Aufgrund der Detailliertheit (erzeugungsanlagenscharf, 35 Jahre in stündlicher Auflösung) liefert dieser Datensatz unter anderem die bestmögliche Grundlage für Netzstudien (Szenarien, Ausbaukorridore, Risikofaktoren, Engpässe, etc.).

Über eine Kopplung mit z. Bsp. parkscharfen Einspeisehistorien und einer hochwertigen MCP-Methode lassen sich ebenso hochwertige, virtuelle Messhistorien der letzten 35 Jahre erzeugen, anhand derer Einspeiseverluste durch z. Bsp. Managementmaßnahmen, Vereisung oder altersbedingte Performance-Einbußen gefunden und quantifiziert werden können.

SA 3

Titel: Nutzung regionaler Reanalysen im Anwendungsbereich regenerative Energie

Authors: Christopher Frank, Susanne Crewell, Jan Keller, Christian Ohlwein

Bereits in den letzten Jahren ist der Anteil an regenerativer Energiequellen am Energiemix gestiegen und es ist damit zu rechnen, dass dieser auch in Zukunft weiter wächst. Allerdings steigt mit der Zunahme regenerativer Energiequellen ebenfalls die Wetterabhängigkeit des Strommarktes. Dies bedeutet für den Energiemarkt als auch für das zugehörige Netz eine völlig neue Herausforderung, nämlich die Einspeisung und Verteilung wetterabhängiger (raumzeitlich variabler) und dezentraler (nicht lokal konzentriert) Energie. Um dieser Herausforderung gerecht zu werden, ist das Wissen um die raumzeitliche Variabilität der regenerativen Energien elementar.

Um die raumzeitliche Verfügbarkeit und Variabilität regenerativer Energien zu analysieren, werden in dieser Arbeit die hoch auflösenden Reanalysen COSMO-REA6 und COSMO-REA2 genutzt, die auf dem operationellen Wettervorhersagemodell COSMO des Deutschen Wetterdienstes basieren. Hierbei deckt die COSMO-REA6 das CORDEX EUR-11 Gebiet mit einer Gitterauflösung von 6 km ab, wobei sich in der Vertikalen ca. 6 Modellschichten des Modells zwischen 0 und 200 m über Grund befinden. COSMO-REA6 umfasst eine Zeitspanne von 20 Jahren, von 1995 bis 2014. Die höher auflösende Reanalyse COSMO-REA2 löst zentral Europa mit einer Maschenweite von 2 km auf und ist von 2007 bis 2014 verfügbar. Das Lokalmittel COSMO-REA6 wird von der globalen Reanalyse ERA-INTERIM an den Rändern angetrieben. COSMO-REA6 treibt wiederum COSMO-REA2 an. Als Datenassimilationsschema wird die Nudging Methode verwendet. Beide Reanalysen liefern die für regenerative Energien relevanten Größen in einer zeitlichen Auflösung von 15 bzw. 60 Minuten. Da Reanalysen stets die beste Schätzung des atmosphärischen Zustandes auf einem räumlich konstanten Gitter darstellen, bieten sie eine optimale Grundlage, um die Verfügbarkeit und Variabilität regenerativer Energieträger und damit Energien räumlich zu analysieren.

Die für regenerative Energien relevanten Größen, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung, sind stark durch kleinskalige Prozesse beeinflusst, so dass zuerst die Güte dieser Parameter und deren Repräsentativität im Fokus steht. Hierbei wird unter Anderem untersucht, ab welcher raumzeitlichen Skala Wind und Strahlung zuverlässig simuliert werden. Insbesondere ist hier der Vergleich mit ERA-INTERIM und somit die Frage nach dem Gewinn durch die hohe Auflösung relevant. Die Schwächen und Stärken der simulierten Globalstrahlung werden im Vergleich zu Messungen der Globalstrahlung herausgestellt. Darüber hinaus werden Konzepte und Ideen zur Erstellung eines komprimierten Datensatzes, der die Energieproduktion relevanten Größen der Reanalysen umfasst, dargestellt. Dieser Datensatz kann dann in der Zukunft der Untersuchung der wetterbezogenen Risiken für regenerative Energien (Nebelbildung, Schneefall, Nebel, Extremwinde) dienen. Insbesondere das Auftreten von Wettersituationen mit gleichzeitig auftretender Reduktion von Solar-, Wind- und Wasserenergieproduktion, sogenannte „compound events“ sind von Interesse, da diese besonderes schwerwiegende Auswirkungen auf den Energiemarkt haben.

SA 4

Die Kombination zweier Reanalysen als Grundlage des Site Assessment

Achim Strunk, David Brandt

EWC Weather Consult GmbH, Karlsruhe, Germany

Correspondence to: EWC Weather Consult GmbH, Achim Strunk, Schönfeldstraße 8, 76131 Karlsruhe, Germany; Tel.: +49-721/66323-0, E-Mail: achim.strunk@weather-consult.com

Für eine robuste Ertragsschätzung eines Windparkprojekts müssen die Windverhältnisse vor Ort über einen klimatologisch relevanten Zeitraum bekannt sein. Um dies zu erreichen werden in der Regel lokale Messungen (Messmast, Lidar, etc.) mittels eines geeigneten Langzeitdatensatzes objektiviert. Häufig werden dafür meteorologische Reanalysen eingesetzt, da diese gegenüber anderen Langzeitdaten essentielle Vorteile bieten: Sie weisen eine hohe zeitliche Auflösung auf, sind oftmals für mehrere Dekaden frei verfügbar und basieren auf einer konsistenten historischen Erzeugung.

Die verschiedenen Reanalysen unterscheiden sich dabei durch die verwendeten Wettermodelle, die Datenassimilationsmethoden, die Auswahl von assimilierten Messdaten und mögliches post-processing einschließlich der verfügbaren Ausgabegrößen, wodurch sich signifikante Unterschiede in den Realisationen der einzelnen Parameter zueinander ergeben.

Wir werden zwei Reanalysen, MERRA der NASA/GMAO und ERA-Interim vom ECMWF, unter dem Gesichtspunkt einer Verwendung für die Ertragsschätzung von Windkraftprojekten vorstellen. Dabei werden wir nachweisen, dass es in beiden Reanalysen scheinbar unplausible Langzeitentwicklungen gibt. Durch die Analyse der individuellen Stärken und Schwächen der beiden Datensätze wird gezeigt, dass eine Kombination der beiden Datensätze zu erheblichen Vorteilen für die Schätzung von Windpotentialen führt.

Die verbesserte Güte der Kombination wird anhand von repräsentativen Einspeisedaten aus Deutschland nachgewiesen. Eine Erweiterung des Formalismus mit weiteren Reanalysen zur Bildung eines Ensembles ist in Vorbereitung.

SA 5

World Radiation Monitoring Center

Gert König-Langlo, Alfred Wegener Institute for Polar and Marine Research, Bremerhaven

World Radiation Monitoring Center (WRMC), the central archive of the Baseline Surface Radiation Network (BSRN). All radiation measurements are stored together with collocated surface and upper-air meteorological observations and station metadata in an integrated database. These pages offer both: Information for all scientists who will use BSRN-data as well as information to any station scientist who delivers data.

BSRN is a project of the Data Assimilation Panel from the Global Energy and Water Cycle Experiment (GEWEX) under the umbrella of the World Climate Research Programme (WCRP) and as such is aimed at detecting important changes in the Earth's radiation field at the Earth's surface which may be related to climate changes.

The data are of primary importance in supporting the validation and confirmation of satellite and computer model estimates of these quantities. At a small number of stations (currently 58) in contrasting climatic zones, covering a latitude range from 80°N to 90°S (see station maps), solar and atmospheric radiation is measured with instruments of the highest available accuracy and with high time resolution (1 to 3 minutes).

In 2004 the BSRN was designated as the global baseline network for surface radiation for the Global Climate Observing System (GCOS). The BSRN stations also contribute to the Global Atmospheric Watch (GAW). Since 2011 the BSRN and the Network for the Detection of Atmospheric Composition Change (NDACC) have reached a formal agreement to become cooperative networks.

<http://bsrn.awi.de/>

Anwendung von Wolkenkameras in der Solarenergie (WK)

WK 1

Bewertung von Wolkenkamerabasiertem Nowcasting der Solarstrahlung

P. Kuhn¹, S. Wilbert¹, C. Prah¹, D. Schüler¹, T. Haase¹, N. Kozonek¹, N. Killius², N. Hanrieder¹

¹ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Solarforschung, Plataforma Solar de Almería (PSA), Ctra. de Senés s/n km 4, Apartado 39, 04200 Tabernas, Spanien

² Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum, Oberpfaffenhofen, 82234 Weßling

Vorhersagen der solaren Direktstrahlung (DNI) und Globalstrahlung (GHI) in den nächsten ca. 15 Minuten eröffnen sowohl für CSP- als auch für PV-Kraftwerke vielfältige Möglichkeiten zur Optimierung des Kraftwerks- und Netzbetriebs. Diese Art der Vorhersage (Nowcasting) kann mit Hilfe von Wolkenkameras erstellt werden. Wolkenkameras (engl. whole sky imager, WSI) erlauben Vorhersagen der DNI in einer hohen örtlichen und zeitlichen Auflösung. Dies birgt Optimierungspotential für die Regelung von CSP Kraftwerken bei Teilabschattung des Kollektorfeldes sowie in Bezug auf bedarfsgerechte Regelung großer PV Anlagen. Die situationsabhängige Bewertung dieser Vorhersagen ist für ihre Anwendbarkeit in Kraftwerken essentiell, da fehlerhafte Vorhersagen auch zu Ertragseinbußen führen können.

Auf der Plataforma Solar de Almería werden vier WSIs und ein Validierungssystem betrieben. Die Kombination der vier synchronisierten Aufnahmen des Himmels liefert nach Wolkensegmentierung mittels „Voxel-Carving“ 3D Modelle der Wolkenstruktur. Daraus können Karten der DNI und GHI in Echtzeit und deren Vorhersage abgeleitet werden. Zum einen werden mit Hilfe von Strahlungssensoren und sogenannten Schattenkameras unabhängig von den WSIs Referenzstrahlungskarten erstellt. Die Schattenkameras sind auf dem Solarturm CESA-1 montiert und liefern Fotos einer ca. 2 mal 2 km großen Fläche, die zur Interpolation der über 25 Strahlungsmessungen in dieser Fläche verwendet werden.

Neben dem Vergleich von modellierten und gemessenen DNI und GHI-Karten wird auch die Wolkenhöhe mittels eines Ceilometers (Jenoptik CHM15k) geprüft. Auch für die Wolkensegmentierung ist eine Validierung implementiert. Dazu werden automatisch segmentierte Fotos mit zahlreichen manuell bestimmten Segmentierungen verglichen.

Die Validierung und Bewertung der WSI basierten Strahlungskarten und der dazu nötigen Zwischenergebnisse wird in diesem Beitrag detailliert beschrieben.

WK 2

Vergleich von Vorhersagemethoden der solaren Einstrahlung mit Wolkenkamera

Anton Kaifel, Frank Sehnke, Kay Ohnmeiß, Leon Schröder

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW),
Stuttgart, Germany, +49-711-7870-238, anton.kaifel@zsw-bw.de;

Im Rahmen des vom BMWi geförderten Forschungsvorhabens VORKAST ("Optimierung der Auslegung und Betriebsführung von Kombikraftwerken und Speichertechnologien mittels Kurzfristvorhersagen der Wind- und PV-Leistung") ist die Kurzfristvorhersage der solaren Einstrahlung mit Wolkenkameras eine wesentliche Komponente für die Optimierung der Regelung und Steuerung von Kombikraftwerken.

Nach einer kurzen Vorstellung des Projekts VORKAST werden wir näher auf die Möglichkeiten der Strahlungsvorhersage mit Wolkenkameras eingehen. Wir werden verschiedenen Methoden wie adaptive Filter und maschinelle Lernmethoden für die Strahlungsvorhersage gegenüberstellen und anhand von ersten Ergebnissen bewerten.

WK 3

Wolkenhöhenbestimmung durch Kombination von Wolkenzugvektoren aus Wolkenkamera und Strahlungsmessungen

Raúl Granados, Thomas Schmidt

Universität Oldenburg, Institut für Physik, Carl-von-Ossietzky Straße 9-11, 26129 Oldenburg
Email(s): rglg.hn@hotmail.com | t.schmidt@uni-oldenburg.de

Die Wolkenhöhe (engl. *cloud base height*, *CBH*) ist ein wichtiger Parameter für die Analyse und Prognose von Solarstrahlung auf Basis von hemisphärischen Wolkenkamerabildern. Die Position eines Wolken schattens am Boden hängt zum einen vom Sonnenstand als auch von der Wolkenhöhe ab. Während der Sonnenstand mit geringem Fehler berechnet werden kann, hat ein Fehler in der Wolkenhöhe insbesondere für geringe Sonnenhöhen – üblich in mittleren Breiten – großen Einfluss auf die Positionsbestimmung. Leider existieren noch keine günstigen Instrumente zur präzisen Bestimmung der Wolkenhöhe.

Wolkenzugvektoren (engl. *cloud motion vector*, *CMV*) können jedoch aus Wolkenkamerabildern [ACP15] als auch aus den zeitversetzten Signalen von mehreren Pyranometern beim Überstreichen eines Wolken schattens abgeleitet werden [BoL13a]; diese Ergebnisse können unter der Annahme, dass beide *CMV* zur gleichen Wolke gehören, zur Bestimmung der *CBH* kombiniert werden. Die Informationen über die Wolkengeschwindigkeit, -richtung und -höhe werden dann z.B. in die kurzfristige Strahlungsvorhersage auf Basis der Wolkenanalyse aus den Kamerabildern einfließen können.

An der Universität Oldenburg wurden für diese Studie 3 Pyranometer in kurzer Distanz und in einem rechten Winkel zueinander installiert. Aus den mit 10Hz aufgezeichneten Strahlungssignalen wurden anschließend *CMV* ermittelt. Dafür werden zunächst Wolkenereignisse ("Rampen") detektiert und dann aus der zeitlichen Verschiebung der Strahlungssignale beim ersten und zweiten Überstreichen des Schattenrands der Wolke die Bewegung errechnet [BoL13b]. Kamerabilder werden parallel dazu alle 10s aufgezeichnet und die *CMV* mit Optical Flow ermittelt [ACP15]. Beide *CMV* werden anschließend in einem für diese Studie entwickelten Algorithmus zur Berechnung der *CBH* genutzt.

In dem Beitrag wird eine ausführliche Analyse der *CBH* Bestimmung für mehrere Tage im Frühling

und Sommer 2015 gezeigt. Die Resultate werden mit Wolkenhöhen aus anderen Quellen – numerischen Wettermodellen und Satellitenbildern (Höhe der Wolkenobergrenze) - verglichen. Messungen der nahen DWD-Station (Friesoythe) werden zur Validierung genutzt.

Reference:

- [BoL13a] Bosch, J. L., & Kleissl, J. (2013). Cloud motion vectors from a network of ground sensors in a solar power plant. *Solar Energy*, 95, 13-20.
- [BoL13b] Bosch, L., Zheng, Y., & Kleissl, J. (2013). Deriving cloud velocity from an array of solar radiation measurements. *Solar Energy*, 87, 196-203.
- [ACP15] Schmidt, T., Kalisch, J., Lorenz, E., & Heinemann, D. (2015, October 7). *Evaluating the spatio-temporal performance of sky imager based solar irradiance analysis and forecasts*. Retrieved from Atmospheric Chemistry and Physics Discussions: <http://www.atmos-chem-phys-discuss.net/15/26997/2015/acpd-15-26997-2015.pdf>

WK 4

Kombination von Satelliten und Wolkenkameras für das Nowcasting von Direktnormalstrahlung

Tobias Sirch

Für einen effizienten Betrieb konzentrierender solarthermischer Kraftwerke ist eine Vorhersage der Direktnormalstrahlung unerlässlich. Abhängig von der räumlichen und zeitlichen Auflösung sowie der benötigten Vorhersagezeit, werden verschiedene Methoden für diese Vorhersagen angewandt. Für ein Nowcasting eignen sich satellitengestützte und bodengestützte (Wolkenkameras) Methoden, während für größere Vorhersagezeiträume numerische Modelle eingesetzt werden. Um eine optimale und über alle räumlichen und zeitlichen Skalen fortlaufende Vorhersage der Direktnormalstrahlung zu ermöglichen, müssen diese Methoden kombiniert werden.

Wir haben einen Algorithmus entwickelt, welcher die Direktnormalstrahlung aus Satellitendaten für die folgenden Stunden prognostiziert. Mit einer maximalen räumlichen Auflösung von 1km und einer Wiederholungsrate von 5 Minuten im Rapid-scan-Modus eignet sich der Imager SEVIRI an Bord des geostationären Satelliten Meteosat Second Generation sehr gut für diese Aufgabe. Zuerst werden die optischen Eigenschaften (optische Dicke usw.) der Eis- und Wasserwolken mithilfe der Detektionsalgorithmen COCS ("The Cirrus Optical properties derived from CALIOP and SEVIRI during day and night", Kox et al., 2014) und APICS ("Algorithm for the Physical Investigation of Clouds with SEVIRI", Bugliaro et al., 2011) bestimmt. Anschließend erfolgt die Vorhersage der optischen Dicke durch eine Optical-Flow Methode (Zinner et al., 2008). Die Direktnormalstrahlung wird in Abhängigkeit von Sonnenzenitwinkel und optischer Dicke der Atmosphäre (Beiträge von Wolken, Spurengasen usw.) aus der einfallenden extraterrestrischen Strahlung berechnet.

Um diese Vorhersage auf kleinere zeitliche und räumliche Skalen zu erweitern, verwenden wir bodengebundene Instrumente (all sky imagers). Die Bewegung der detektierten Wolken wird mithilfe der Optical-Flow Methode vorhergesagt.

Für die nahe Zukunft streben wir eine Kombination dieser beiden Methoden an um eine lückenlose Vorhersage der Direktnormalstrahlung für die nächsten Stunden zu erhalten.