

# Prognosen der zeitlich-räumlichen Variabilität von Erneuerbaren

## Einleitung

Den höchsten Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland sollen in Zukunft Windenergie und Photovoltaik erbringen. Beides sind wetterabhängige Erzeuger, deren Produktion nicht dem Verbrauch folgt, sondern durch das Wetter vorgegeben ist. Da trotzdem Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein müssen, muss die Anpassungsleistung von anderen Kraftwerken und von Speichern erbracht werden. Dazu muss die Variabilität der erzeugten Wind- und PV-Leistung in Zeit und Raum so genau wie möglich prognostiziert werden.

Außerdem werden in Zukunft auch die erneuerbaren, wetterabhängigen Erzeuger Systemdienstleistungen, wie z. B. Regenergie bereitstellen und Betriebsführung des Stromnetzes übernehmen müssen, für die ebenfalls Prognosen benötigt werden.

In diesem Beitrag wird zunächst der aktuelle Stand der operationellen Wind- und PV-Leistungsprognose mit der heute erreichten Prognosegüte dargestellt. Aus der Transformation des Energiesystems ergeben sich aber neue Anforderungen für die die Prognosen weiterentwickeln werden müssen.

## Wind-Leistungsprognose

Die Übertragungsnetzbetreiber benötigen für einen stabilen Netzbetrieb Aussagen über die aus Windenergie erzeugte Leistung. Dies beinhaltet sowohl die aktuelle Einspeisung, als auch Vorhersagen für die nächsten Stunden bzw. Tage.

Dabei wird von den einzelnen Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bzw. Gesamtdeutschland ausgegangen um die benötigte Regenergie zu bestimmen. Die Windleistungs-

prognosen werden daher für die einzelnen Regelzonen der ÜNB beziehungsweise Gesamtdeutschland erstellt.

Bei der Windleistungsvorhersage wird die Einspeisung von elektrischer Energie durch Windenergieanlagen in das elektrische Netz prognostiziert. Diese Prognose wird auf der Grundlage von Wettervorhersagen erstellt und hat einen Prognosehorizont von wenigen Stunden (Kurzfristprognose) bis zu mehreren Tagen (Folgetagsprognose).

Die Folgetagsprognose hat einen Prognosehorizont von bis zu 96 Stunden. Als Grundlage werden ein oder mehrere Wettermodelle genutzt, deren Prognosen von Windgeschwindigkeit und anderen meteorologischen Parametern verwendet werden. Aus diesen werden für den Standort eines Windparks mit Hilfe des Windleistungsprognosemodells Leistungswerte berechnet. Da die Windleistungsprognose direkt an das Wettermodell gekoppelt ist, hängt der Prognosehorizont und die Häufigkeit der Aktualisierung der Prognose vom Wettermodell ab.

Eine Vorhersage für eine größere Region bzw. Gesamtdeutschland wird mit Hilfe von Windleistungsprognosen mehrerer, über die Region verteilter, Windparks realisiert. Basierend auf einem Hochrechnungsalgorithmus, der die Verteilung der installierten Leistung aller Windparks in Deutschland kennt, kann aus den Leistungsvorhersagen der einzelnen Windparks eine Gesamtleistungsvorhersage für eine Region oder für Gesamtdeutschland berechnet werden.

Durch den zunehmenden täglichen Stromhandel gewinnen die Prognosen für kürzere Prognosehorizonte im Bereich von Stunden an Bedeutung. Hierzu werden sogenannte Kurzfristprognosemodelle verwendet (*Abbildung 1*).



**Fraunhofer IWES**

**Bernhard Lange**

bernhard.lange@iwes.fraunhofer.de

**Kurt Rohrig**

kurt.rohrig@iwes.fraunhofer.de

**Jan Dobschinski**

jan.dobschinski@iwes.fraunhofer.de

**Arne Wessel**

arne.wessel@iwes.fraunhofer.de

**Yves-Marie Saint-Drenan**

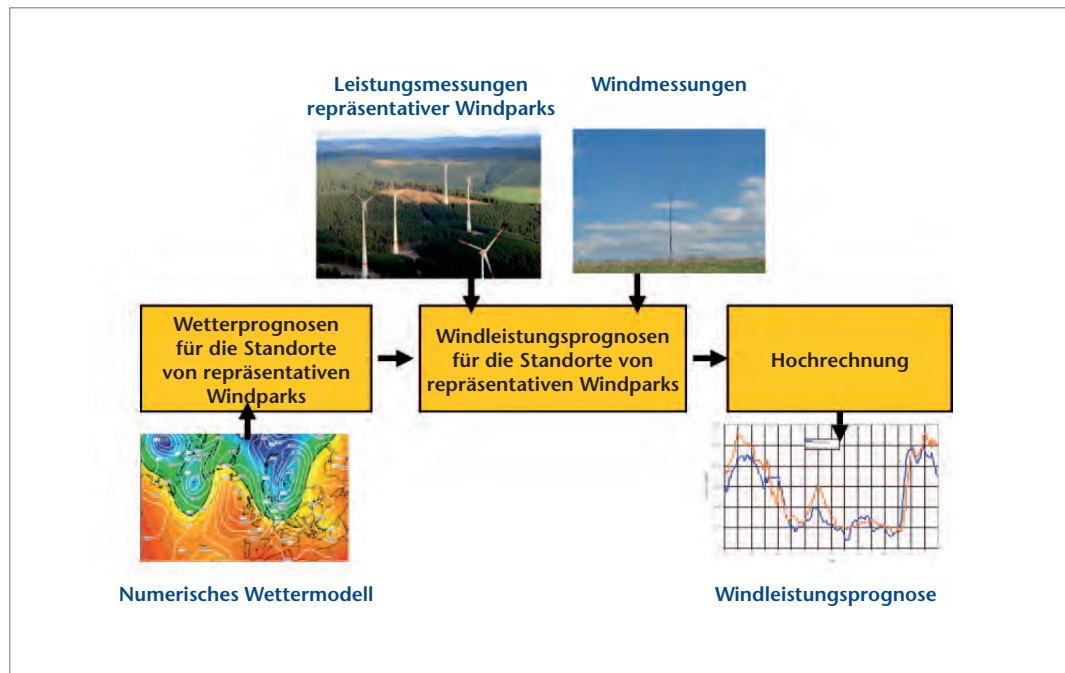
yves-marie.saint-drenan@iwes.fraunhofer.de

**ZSW**

**Martin Felder**

martin.felder@zsw-bw.de

Abbildung 1  
Schematische Darstellung der Modellkette der Windleistungsprognose für die Kurzfristprognose



Gegenüber der Folgetagsprognose nutzen diese Modelle zusätzlich zum Wettermodell auch aktuell gemessene Leistungswerte der Windparks und aktuell gemessene Winddaten, was den Vorteil hat, dass sie häufiger aktualisiert werden können (z. B. viertelstündlich), als die Folgetagsprognosen, deren Aktualisierung an das Wettermodell gekoppelt ist.

Eine weitere Qualitätssteigerung der Prognose kann durch ein für die Kurzzeitprognose entwickeltes Wettermodell wie das COSMO-DE des Deutschen Wetterdienstes (DWD) erzielt werden, welches alle drei Stunden aktualisiert wird, dafür aber nur einen Prognosehorizont von achtzehn Stunden hat.

## PV-Leistungsprognose

Mit der Zunahme der installierten PV-Kapazität in den letzten Jahren ist die Bedeutung der PV-Stromeinspeisung für den Netzbetrieb und den Energiehandel enorm gewachsen. Sowohl die Bestimmung der aktuellen Einspeisung, als auch Vorhersagen für die nächsten Stunden und Tage, sind unverzichtbare Bestandteile der täglichen Betriebsführung und des Energiehandels.

Aktuelle und vorhergesagte Einspeisungen werden für jede Viertelstunde bestimmt. Für den Bilanzausgleich und die EEG-Vermarktung wird die Prognose derzeit für ganz Deutschland und für die vier Regelzonen erstellt.

Da die PV-Einspeisung zum größten Teil in der Niederspannung stattfindet (97% der Anlagen Ende 2010), sind auch alle 850 Verteilnetzbetreiber (VNB) von der PV-Einspeisung betroffen. Daher ist es wichtig, dass das Verfahren zur Bestimmung der aktuellen bzw. zu erwartenden PV-Einspeisung auch für feine räumliche Auflösung eine gute Genauigkeit zeigt. Eine Nachrechnung der 15-minütigen PV-Einspeisung wird am Ende jedes Monats für alle VNB erstellt. Allerdings sind immer mehr Energieversorgungsunternehmen an der Bestimmung des Online-Ist-Wertes und an der PV-Prognose interessiert, um ihre Energieportfolio zu optimieren.

Die PV-Prognose wird auf der Grundlage von Wettervorhersagen erstellt und hat einen Prognosehorizont von einer Stunde bis zu mehreren Tagen. Als Grundlage werden ein oder mehrere Wettermodelle genutzt, deren Prognosen der direkten und diffusen horizontalen Einstrahlung, der Bodenalbbedo (Reflexion des Untergrunds), sowie der 2-Meter-Temperatur und anderen meteorologischen Parametern verwendet werden.

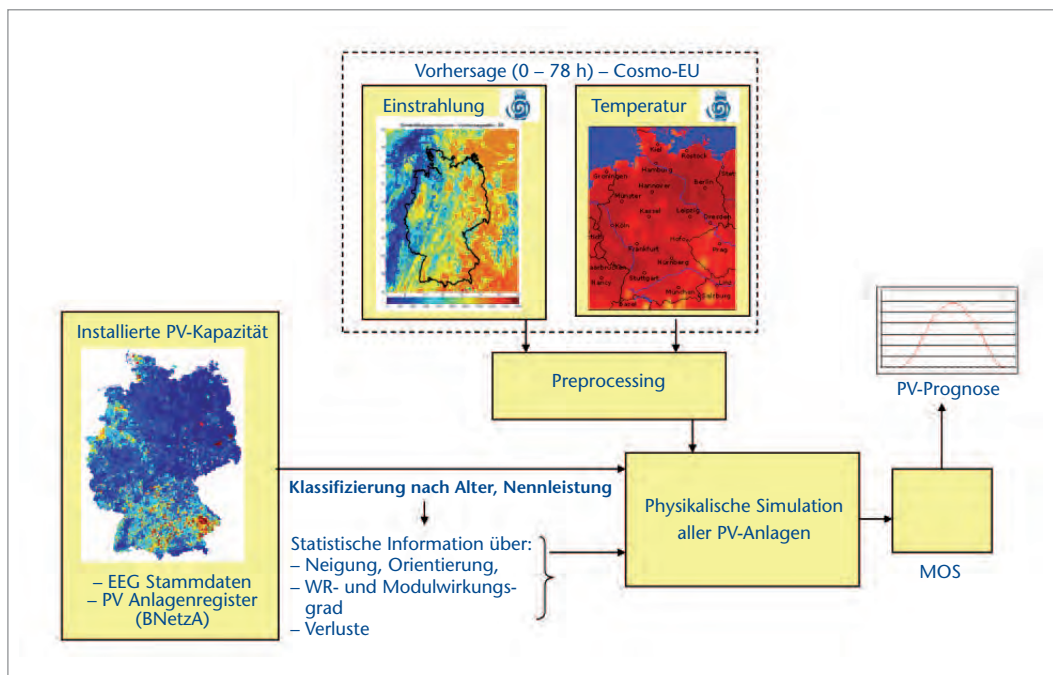


Abbildung 2  
Schematische Darstellung der Modellkette der PV-Prognose

Aufgrund der Anforderung, aktuelle Ist-Werte und Prognosen der PV-Einspeisung auch für kleine Gebiete zu erstellen, wo häufig nur wenig Daten vorhanden sind, wird ein anderer Algorithmus verwendet als für die Windleistungsprognose (siehe [Abbildung 2](#)). Dafür wird das Gebiet von Deutschland in ein feines Raster aufgeteilt (beliebige Auflösung bis zu wenigen Kilometern). Für jede Zelle dieses Rasters werden Einstrahlung, Temperatur und andere meteorologische Parameter bestimmt. Parallel dazu sind die installierte Kapazität sowie die Anlageneigenschaften (Modulausrichtung, Art der Montage, Kennlinie ...) auf Basis der Stammdaten und einer statistischen Auswertung bekannt. Damit ist eine physikalische Simulation der PV-Einspeisung möglich.

## Prognosegüte

Das Wetter, und damit auch die wetterabhängige Einspeisung aus Wind und PV, lässt sich nicht berechnen, sondern nur mit einer gewissen Unsicherheit prognostizieren. Diese Unsicherheit nimmt mit dem Prognosehorizont zu, d. h., Prognosen für wenige Stunden im Voraus sind genauer als für mehrere Tage.

Ein weiterer wesentlicher Einflussfaktor bei der Güte der Leistungsprognose ist die Größe der

vorhergesagten Gebietes und die Anzahl und Größe der in der Vorhersage zusammengefassten Windparks oder PV-Anlagen. Je größer ein Gebiet ist und je mehr Anlagen zusammengefasst werden, desto stärker gleichen sich die räumlich und zeitlich variablen Prognosefehler aus und desto kleiner wird entsprechend der Gesamtfehler.

Als Fehlermaß hat sich für die Leistungsprognosen der mittlere quadratische Fehler (engl. Root Mean Squared Error = RMSE) durchgesetzt, der üblicherweise in Prozent der installierten Leistung angegeben wird.

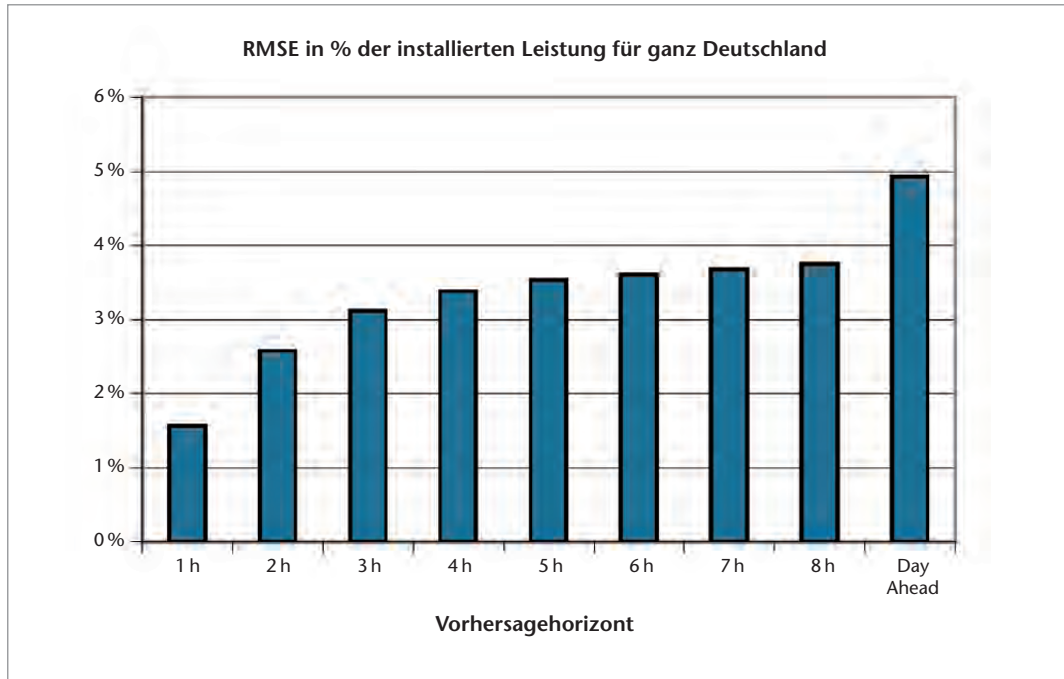
Aus den beschriebenen Abhängigkeiten folgt, dass die Güte eines Prognosesystems immer nur quantifiziert werden kann

- für einen bestimmten Prognosehorizont,
- für ein bestimmtes Gebiet mit der darin installierten Leistung und
- in Bezug auf einem bestimmten Zeitraum.

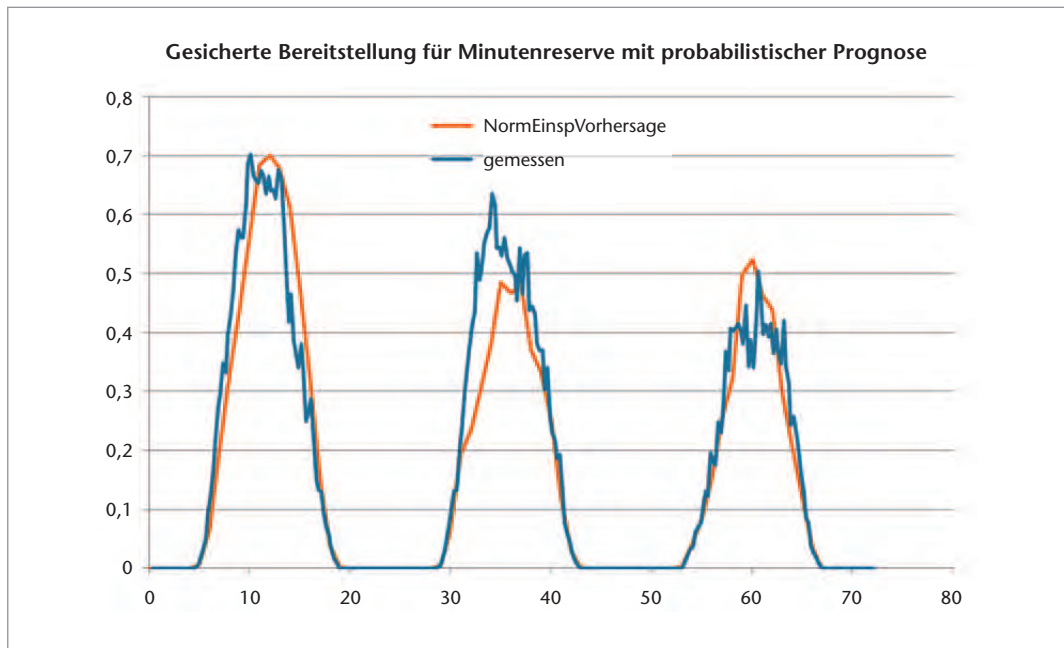
Dies muss insbesondere bei Vergleichen von Systemen berücksichtigt werden. Für die Windleistungsprognose zeigt [Abbildung 3](#) typische Prognosefehler für die in Deutschland eingespeiste Leistung.

Für eine Kurzfristprognose mit einem Vorhersagehorizont von 1 bis 8 Stunden liegt der RMSE bei ca. 1,5 bis 3,5 % der installierten Leistung. Für die

**Abbildung 3**  
Prognosefehler (RMSE) der in Deutschland eingespeisten Windleistung in Prozent der installierten Leistung in Abhängigkeit vom Vorhersagehorizont



**Abbildung 4**  
Normierte Ist-Wert und Prognose der PV-Einspeisung Deutschlands für drei exemplarische Tage



sogenannte Folgetagsprognose, die morgens um ca. 8 Uhr für den gesamten folgenden Tag erstellt wird, liegt der RMSE bei ca. 5 % der installierten Leistung. Da die mittlere eingespeiste Leistung bei der Windenergie in Deutschland nur ca. 20 % der installierten Leistung beträgt, liegt der RMSE bezogen auf die mittlere eingespeiste Leistung daher bei der Folgetagsprognose bei ca. 25%. Außerdem muss beachtet werden, dass die Häufigkeitsverteilung von Prognosefehlern nicht

normalverteilt ist, sondern große Prognosefehler erheblich häufiger vorkommen [4]. Für die Folgetagsprognose der PV-Einspeisung Deutschlands liegt der RMSE bei ca. 6–7 % der installierten Leistung. Dabei werden nur Tageswerte betrachtet, da die Einspeisung in der Nacht gleich null ist und somit ist der Prognosefehler ebenso null. *Abbildung 4* zeigt für drei exemplarische Tage die Ist-Einspeisung und die Prognose der PV-Einspeisung Deutschlands.

Für die PV-Einspeisung ist die Prognose der Einstrahlung von höchster Bedeutung. Die auf dem Boden einfallende Solareinstrahlung ist aber aus mehreren Gründen schwer vorherzusagen. Die räumliche und zeitliche Variabilität ist sehr hoch: von einem 15-Minuten-Zeitschritt zum nächsten oder von einem Standort zum nächsten variiert die PV-Leistung häufig um 90 % ihres Nennwertes. Die Betrachtung größerer Gebiete reduziert diese Variabilität aufgrund des Ausgleicheffekts nicht korrelierter Fluktuationen. Die meteorologischen Prozesse der Entstehung und Auflösung von Wolken sind schwer modellierbar. Die vertikalen Bewegungen der Luft sind ebenso wichtig für die Wolkenvorhersage und schwer vorherzusagen, insbesondere die Konvektion (Kumulus/ Quellwolken).

## Anforderungen an Prognosen für die Transformation

Die Energieversorgung wird in Zukunft wesentlich größere Anteile wetterabhängiger Energiequellen beinhalten. Allein die dadurch absolut ansteigende Leistung wird die Anforderungen an die Genauigkeit der Prognosen erhöhen. Ein höherer Anteil wetterabhängiger Erzeugung bedeutet gleichzeitig, dass im Gegenzug der Anteil steuerbarer Erzeugung, der Prognosefehler einfach ausgleichen kann, sinkt. Dies wird die Anforderungen an die Prognosegenauigkeit weiter erhöhen. Teilweise wird der Ausgleich durch Speicher erfolgen, für deren Einsatzplanung ebenfalls Prognosen benötigt werden.

Schon bei einem relativ geringen Anteil wetterabhängiger Erzeugung an der durchschnittlichen Stromproduktion wird es Zeiten geben, in denen die wetterabhängige Erzeugung den Verbrauch komplett decken kann. Dabei müssen auch die Systemdienstleistungen durch wetterabhängige Erzeugung geleistet werden. Zu den Prognosen der erzeugten Leistung werden dann Prognosen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen benötigt.

Auch für die Betriebsführung des Stromnetzes werden in Zukunft Prognosen der wetterabhängigen Erzeugung unabdingbar sein. Wenn ein Großteil oder sogar die gesamte Produktion aus

wetterabhängigen Quellen kommt, müssen diese – zusammen mit ihren Unsicherheiten – in die Netzbetriebsführung eingehen, z. B. für Verbrauchsberechnungen.

Diese unterschiedlichen Anwendungen von Prognosen bringen unterschiedliche Anforderungen mit sich. Für die Marktintegration bzw. die Kraftwerkseinsatzplanung der steuerbaren Kraftwerke und Speicher ist vor allem eine hohe Genauigkeit der Prognosen ausschlaggebend. Dabei liegt ein besonderes Augenmerk auf der Reduzierung der extremen Fehler, da diese die für Prognosefehler vorzuhaltende Reserveleistung bestimmen. Für die Integration in den Strommarkt und die Einsatzplanung der unterschiedlich schnell steuerbaren konventionellen Kraftwerke werden sowohl eine Folgetagsprognose als auch eine Kurzfristprognose verwendet, wobei der Prognosefehler der Kurzfristprognose für die Reservebereitstellung entscheidend ist. Für die Planung von Energiespeichern werden darüber hinaus mittel- und langfristige Energieprognosen (Tage – Monate) benötigt.

Für die Bestimmung von Regelenergiebedarf und Regelenergiebereitstellung werden Prognosen benötigt, die nicht nur eine Prognose der wahrscheinlichsten Stromproduktion beinhalten, sondern zusätzlich die Wahrscheinlichkeit von Abweichungen quantifiziert. Insbesondere wenn die Reserveleistung und Regelenergie von wetterabhängigen Erzeugern bereitgestellt wird, sind solche Prognosen unabdingbar. Solche probabilistischen Prognosen (Wahrscheinlichkeitsvorhersagen) sind aus Gründen der Netzsicherheit auch für Fragestellungen der Netzbetriebsführung erforderlich, weil das Stromnetz nicht nur im wahrscheinlichsten Fall, sondern auch in sehr unwahrscheinlichen Fällen der wetterabhängigen Produktion stabil bleiben soll. Beim Stromnetz kommt es dabei nicht nur auf den zeitlichen Verlauf der Produktion an, sondern auch auf die räumliche Verteilung, d. h., nicht nur wann, sondern auch wo ins Netz eingespeist wird. Dazu werden Prognosen gebraucht, die für jeden Knoten des betrachteten Stromnetzes die eingespeiste Leistung vorhersagen.

Das Wetter, auf dem die Stromerzeugung der Zukunft zu einem großen Teil beruhen wird, ist ein chaotisches System, bei dem extreme Zustände

vorkommen können. Für solche extremen Wetterereignisse wird ein Warnsystem nötig sein, um rechtzeitig Maßnahmen zur Sicherheit der Stromversorgung treffen zu können.

Als ein Beispiel für die Forschung und Entwicklung von Prognosesystemen für die zukünftigen Anforderungen wird im Folgenden näher auf die probabilistische Prognose eingegangen.

## Probabilistische Prognosen

Im Hinblick auf die Direktvermarktung von EE-Strom und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Wind und PV einerseits, aber auch hinsichtlich neuer Warnsysteme für eine sichere Netzintegration bei wachsenden Anteilen wetterabhängiger Erzeuger, weisen die derzeit verfügbaren (deterministischen) Leistungsprognosen deutliche Informationsdefizite auf.

Aber mit Hilfe probabilistischer Leistungsvorhersagen kann man Informationen über die Eintrittswahrscheinlichkeit von relevanten Ereignissen für die Netzintegration und Netzsicherheit bereitstellen. Die Vorhersage von Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen ermöglicht erstmals professionelle Anwendungen von Entscheidungsfindungsprozessen wie beispielsweise Risikomanagement für Handelsaktivitäten an den Strombörsen oder optimierte Angebotsstrategien für die Bereitstellung

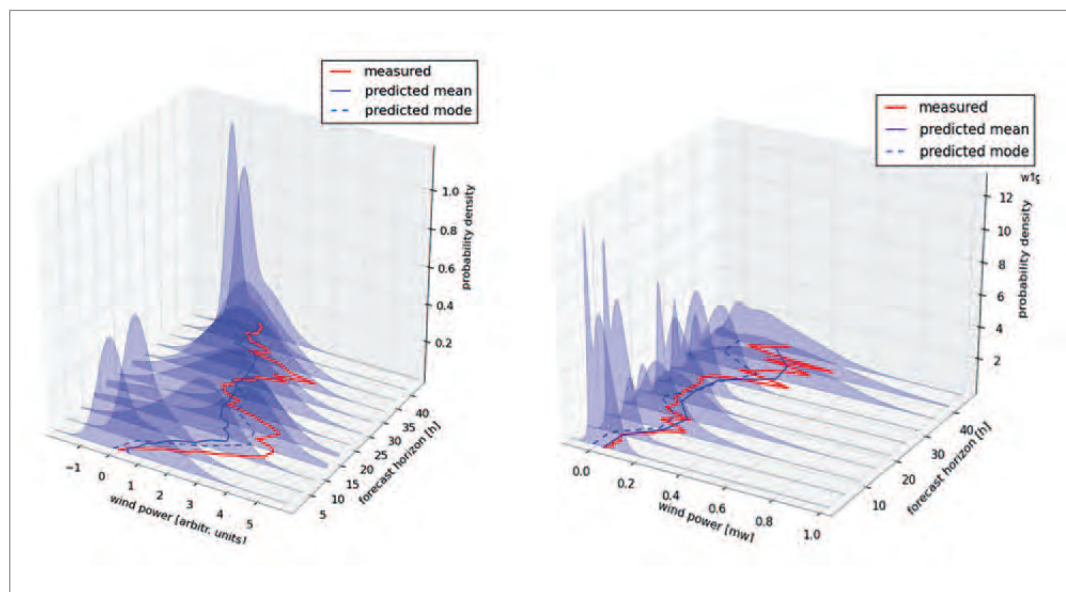
von Reserveleistung im Rahmen der Systemdienstleistungen.

Im Folgenden werden zwei Ansätze zur Erstellung von probabilistischen Prognosen vorgestellt, welche prinzipiell durch die zugrunde liegenden Wetterprognosesysteme bedingt sind. Desweiteren werden Ergebnisse bezüglich der Bereitstellung von Regelleistung als Anwendungsbeispiel gezeigt.

## Anwendung von Data-Mining Methoden auf die Prognosen eines einzelnen Wettermodells

Wenn nur ein Wettermodell zur Verfügung steht, können die Unsicherheiten einer Prognose anhand historischer Daten erlernt werden. Hierzu erhält ein statistisches Prognoseverfahren wie z. B. ein neuronales Netz als Trainings-Zielwert nicht wie üblich die tatsächlich gemessene Leistung. Es sagt stattdessen eine Kombination mehrerer parametrisierter Wahrscheinlichkeitsverteilungen vorher, deren Mischungsverhältnis und Parameter mittels einschlägiger Algorithmen erlernt werden. Diese sogenannten Mischdichtemodelle eröffnen die Möglichkeit, multimodale Wahrscheinlichkeiten zu beschreiben [2], wie sie insbesondere bei speziellen Wetterlagen oder niedrigen Windgeschwindigkeiten auftreten. In *Abbildung 5* sind zwei entsprechende Vorhersageläufe dargestellt. Man erkennt deutlich, wie die Wahrscheinlichkeitsdichte bei sehr niedrigen Werten ein ausgeprägtes, spitzes Maximum bei Null bildet. Das

**Abbildung 5**  
Vorhersageläufe einzelner WEAs mit modellierter Wahrscheinlichkeitsdichte (Z-Achse), hier bestehend aus der Mischung zweier Normalverteilungen. In diesem Zusammenhang ist „mean“ der Erwartungswert der Verteilung, während „mode“ den wahrscheinlichsten Wert (Modalwert) bezeichnet.



neuronale Netz ist sich hier somit nicht sicher, ob die bei allen Anlagen gegebene Anlauf-Windgeschwindigkeit überhaupt erreicht wird. Wenn sie erreicht wird, ergibt sich eine Wahrscheinlichkeitsverteilung gemäß der breiteren Glockenkurve. Interessant ist auch, dass in diesen wie auch in anderen Beispielen der Modalwert häufig näher an dem tatsächlich gemessenen Wert liegt als der Mittelwert. Dies deutet darauf hin, dass die häufig vorgestellte Annahme eines normalverteilten Fehlers für die Vorhersage in vielen Fällen nicht zutrifft, was mit der Begrenzung des Wertebereichs der Einspeisung auf das Intervall von Null bis zur Nennleistung zusammenhängt.

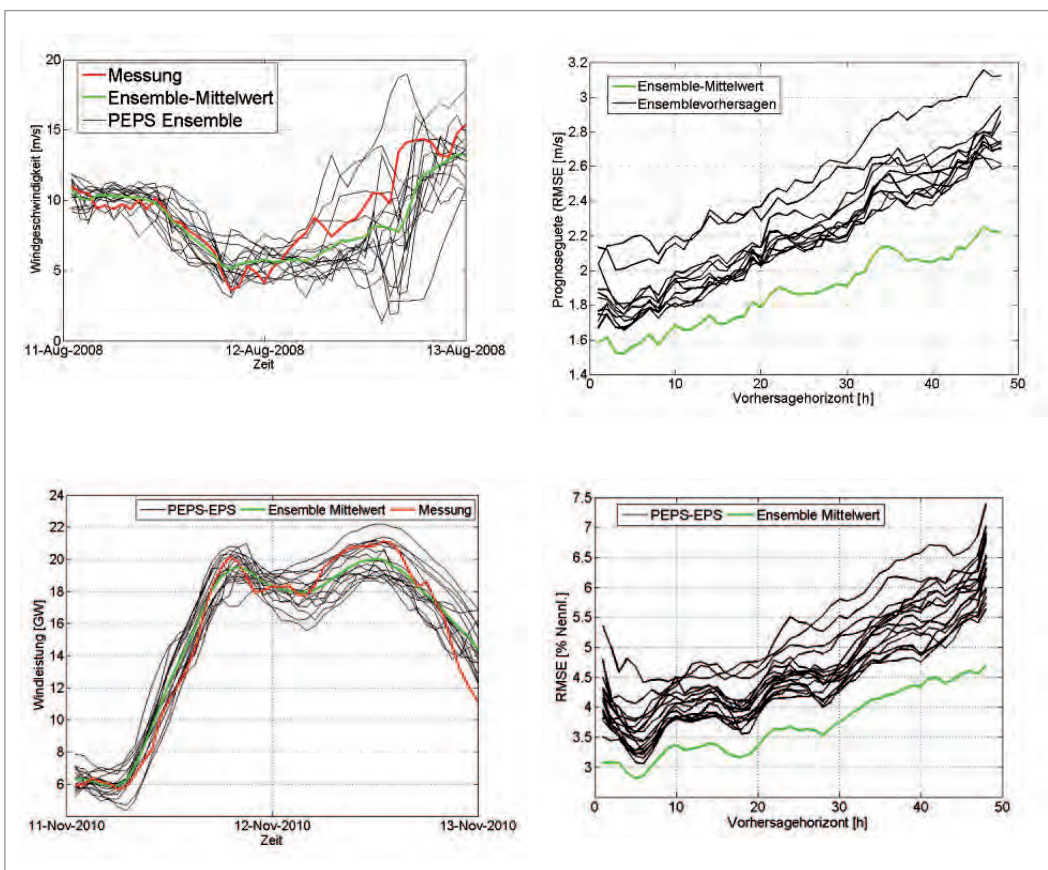
### Anwendung von Ensembleprognosesystemen

Bei Ensembleprognosesystemen (EPS) handelt es sich um ein System aus verschiedenen teilweise nicht unterscheidbaren Wetterprognosen, welches für den betrachteten Zeithorizont mehrere Prognosewerte und somit eine stichprobenhafte Schätzung der Vorhersagestatistik liefert (vgl. *Abbildung 6*, links). EPS basieren einerseits auf meh-

renen Läufen des gleichen Wettermodells, dessen Rand- und Anfangsbedingungen gezielt variiert bzw. gestört werden oder dessen physikalische Beschreibung der atmosphärischen Prozesse modifiziert wird. Andererseits gibt es „Multi-Model-EPS“, die – wie der Name bereits andeutet – aus „Numerischen Wettervorhersagen“ (NWV) mehrerer unterschiedlicher Wettermodelle und Wetterprognoseanbieter bestehen.

Frühere Studien haben bereits gezeigt, dass einfache Kombinationen mehrerer Wetterprognosen, wie beispielsweise der EPS-Mittelwert, zu einer enormen Qualitätssteigerung der Windgeschwindigkeits- und letztendlich auch der Windleistungsprognose führen kann (siehe *Abbildung 6*) [1].

Weiterhin gibt die Streuung von EPS-Prognosen an einem Vorhersagezeitpunkt zusätzlich Auskunft über die Unsicherheit der Prognose bzw. über die Prognostizierbarkeit der vorliegenden Wettersituation, welche erfolgreich zur Erstellung probabilistischer Produkte genutzt werden kann. Wichtig



**Abbildung 6**

Links: Windgeschwindigkeits- und Leistungsprognosen des Multi-Model-EPS PEPS [3] und die resultierende Ensemble-Mittelwert-Vorhersage der Offshore Forschungsplattform FINO 1 (oben) und der gesamtdeutschen Windenergieeinspeisung (unten).

Rechts: RMSE der PEPS-Windgeschwindigkeitsprognosen im Zeitraum 2007 bis 2009 [1] (oben) und der PEPS-basierten Prognosen der gesamtdeutschen Windenergieeinspeisung in 2010 (unten).

ist, die so gewonnenen probabilistischen Prognosen hinsichtlich ihrer Vertraulichkeit bzw. Zuverlässigkeit zu untersuchen. Das heißt, wenn ein Ereignis mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % vorhergesagt wird, dann sollte dieses Ereignis auch im Mittel in neun von zehn Fällen eintreten. Falls dies nicht gewährleistet ist, dann muss eine zusätzliche Kalibrierung der probabilistischen Prognose durchgeführt werden [1].

### Regelleistungsbereitstellung als Anwendungsbeispiel probabilistischer Prognosen

In Deutschland wird derzeit das Regelleistungserzeugnis der Minutenreserve arbeitstäglich für den Folgetag bzw. das ganze Wochenende oder über die Feiertage ausgeschrieben. Dies erlaubt prinzipiell auch eine Bereitstellung durch Windenergie, was jedoch bisher operationell nicht umgesetzt wird. Im Hinblick auf den kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien und den dadurch wachsenden Anteilen von EE-Erzeugern am deutschen Strommix, müssen die EE-Erzeuger und besonders die Windenergie jedoch zukünftig zwangsläufig zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen beitragen. Um mit Windenergie Regelleistung bereitstellen zu können, müssen nicht

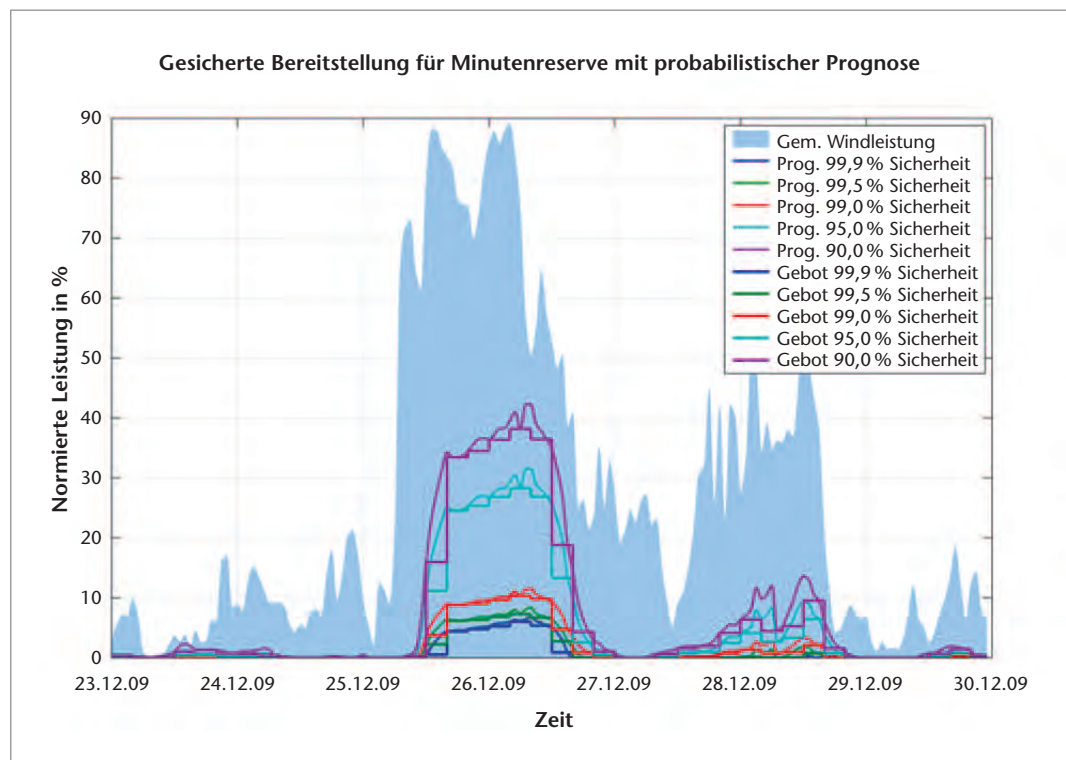
nur zuverlässige Prognosen der zu erwarteten Einspeisung vorliegen, sondern auch Strategien entwickelt werden, welche eine wirtschaftliche Optimierung der Angebotsabgabe ermöglichen.

Um diese Herausforderungen bewältigen zu können, sind probabilistische Prognosen unabdingbar. Wie in *Abbildung 7* gezeigt, erlauben zuverlässige probabilistische Prognosen eine Angebotsabgabe von Reserveleistung, welche zum Abrufzeitpunkt mit einer vorher definierten Sicherheit vorhanden sein wird. Es ist jedoch offensichtlich, dass mit steigender Sicherheit das Angebotsvolumen und folglich die Einnahmen sinken, was somit ein adäquates Risikomanagement voraussetzt.

## Zukünftige Herausforderungen

Bei der Forschung und Entwicklung von Prognosen wetterabhängiger Erzeugung werden sehr große Anstrengungen nötig sein, um die oben beschriebenen Anforderungen erfüllen zu können. Übergreifendes Thema ist die generelle Verbesserung der Prognosegüte von Wind- und PV-Prognosen. Ein wichtiger Ansatzpunkt hierzu ist die

**Abbildung 7**  
Beispiel einer potenziellen Angebotsabgabe für die Bereitstellung von Minutenreserve durch Windenergie basierend auf probabilistischen Prognosen und der Angabe von Sicherheitsniveaus. Das Angebot für das anzubietende 4h-Zeitfenster basiert auf dem Minimalwert der probabilistischen Prognose bei gewünschtem Sicherheitsniveau.





Integration von Wetterprognosen, Leistungsprognosen und Online-Messdaten in einem System, das gemeinsam optimiert werden kann. Momentan erfolgen diese Schritte noch nacheinander und werden jeweils einzeln optimiert.

Prognosen wetterabhängiger Stromerzeugung werden immer mit einer Unsicherheit behaftet sein. Diese Tatsache sollte in Zukunft akzeptiert und in allen Aspekten des Energieversorgungssystems berücksichtigt werden. Probabilistische Prognosen bieten die Möglichkeit, die Unsicherheiten zu quantifizieren und damit in Planung und Betrieb handhabbar zu machen.

Besondere Berücksichtigung sollte extremen Wetterereignissen zuteilwerden, da sie bei einer Stromproduktion, die überwiegend oder nur durch wetterabhängige Erzeuger gedeckt wird, die Versorgungssicherheit gefährden können. Dafür müssen entsprechende Warnsysteme entwickelt werden.

## Zusammenfassung

Der wirtschaftliche und sichere Betrieb eines zukünftigen nachhaltigen Energieversorgungssystems stellt neue Anforderungen an die Prognosen des wetterabhängig eingespeisten Stroms aus Wind und Photovoltaik (PV) im Bereich der jeweils nächsten Stunden und Tage. Wind- und PV-Leistungsprognosen sind bereits heute unverzichtbarer Bestandteil der Integration Erneuerbarer in das Energieversorgungssystem.

In Zukunft wird der wachsende Anteil wetterabhängiger Erzeugung die Bedeutung der Prognosen weiter erhöhen. Gleichzeitig werden zu Zeiten mit hoher Wind- und PV-Leistung weniger steuerbare Kraftwerke am Netz sein, was den Einsatz von Prognosen in allen wichtigen Bereichen der Marktintegration und der Netzbetriebsführung erfordert. Dabei werden Prognosen für verschiedene Aufgaben benötigt, die mit unterschiedlichen Anforderungen einhergehen. Eine der Herausforderungen für die Forschung ist, mit einer deutlichen Leistungssteigerung der Prognose-systeme sicher zu stellen, dass die benötigte Reserveleistung nicht weiter ansteigt.

Neben einer umfassenden Verringerung der Prognoseunsicherheiten müssen weitere Anforderungen, z. B. nach hoher räumlicher Auflösung und der Reduzierung von Maximalfehlern angemeldet werden.

## Literatur

- [1] Dobschinski et al.: "Visualizing and optimizing the reliability of ensemble prediction systems", Proceedings of the European Wind Energy Conference, Brussels, 2011
- [2] Felder, Martin, Anton Kaifel, und Alex Graves. 2010. Wind Power Prediction using Mixture Density Recurrent Neural Networks. Poster Presentation gehalten auf der European Wind Energy Conference 2010 (EWEC 2010), Warsaw, Poland.
- [3] Heizenreder et al.: „SRNWP-PEPS A regional multi-model ensemble in Europe“, The European Forecaster, No.11, p. 29-36, 2006
- [4] Lange, B., Ü. Cali, R. Jursa, R. Mackensen, K. Rohrig, F. Schlögl: Strategies for Balancing Wind Power in Germany. DEWEK 2006, Bremen, November 2006