

REGELENERGIE DURCH WINDKRAFTANLAGEN

Malte JANSEN*, Dominik SCHNEIDER*, Malte SIEFERT, Martin WIDDEL

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik,
Königstor 59 D-34119 Kassel, Tel: +49 561 7294-465, malte.jansen@iwes.fraunhofer.de,
www.iwes.fraunhofer.de

Kurzfassung: Aufgrund der Charakteristik der Windenergie wurde in Deutschland bisher keine Regelleistung durch Windkraftanlagen erbracht. Aus diesem Grund führte das Fraunhofer IWES das Projekt „Regelleistung durch Windkraftanlagen“ zusammen mit Enercon, Energiequelle, Amprion und TenneT durch, in dem eine mögliche Teilnahme von Windkraftanlagen am Regelleistungsmarkt untersucht wurde. Die Ziele des Projektes waren, ein Angebots- und ein Nachweisverfahren für die Regelleistungsbereitstellung durch Windkraftanlagen zu definieren sowie die dazugehörigen IKT-Lösungen zu entwickeln.

Die Leistung, welche mit einer gewissen Sicherheit als Regelleistung angeboten werden kann, könnte mit Hilfe probabilistischer Prognosen für die Windeinspeisung erstellt werden. Dabei haben verschiedene Angebotsstrategien eine Auswirkung auf die dazugehörigen Potentiale. Zudem wurde das im Projekt entwickelte Nachweisverfahren „mögliche Einspeisung“, bei welchem die Erbringung von Regelleistung relativ zur möglichen Einspeisung geschieht, mit dem derzeit für konventionelle Kraftwerke verwendeten Nachweisverfahren „Fahrplan“ verglichen. In einem Feldtest wurde abschließend erstmals das Verfahren „mögliche Einspeisung“ demonstriert.

Keywords: Regelleistung, Windparks, probabilistische Wingleistungsvorhersage, Systemdienstleistungen, mögliche Einspeisung

1 Einleitung

Im Zuge der Energiewende wird in Deutschland inzwischen mehr als 25% der verbrauchten Elektrizität aus Erneuerbaren Energie bereitgestellt. Diese Energie speist sich zu einem großen Teil aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Aus diesem Grund wird es zunehmend notwendig, dass sich auch Erneuerbare Energien an der Bereitstellung von Systemdienstleistung beteiligen. Die Reform des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes (EEG) bietet Erneuerbaren Energien seit Anfang 2012 die Möglichkeit am Markt teilzunehmen. Dies beinhaltet explizit auch die Teilnahme an den Märkten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen. In diesem Kontext wird Regelleistung bereits von Biogasanlagen erfolgreich bereitgestellt. Windkraftanlagen haben bisher allerdings keine Regelleistung bereitgestellt. Dies liegt hauptsächlich daran, dass die Regularien für den Regelleistungsmarkt eine Teilnahme nicht ermöglichen.

Um dies zu ändern, führte das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) dazu das Projekt „Regelleistung durch Windkraftanlagen“, zusammen mit dem Windkraftanlagenhersteller Enercon, dem Windparkbetreiber Energiequelle sowie den Übertragungsnetzbetreibern Amprion und TenneT, durch. In diesem Projekt wurde ein Verfahren entwickelt, mit denen Windkraftanlagen Regelleistung bereitstellen und somit auch

am Regelleistungsmarkt teilnehmen können. Zentral dabei sind die Angebotserstellung sowie eine Methode zum Nachweis der Regelleistungserbringung. Die technische Umsetzbarkeit des neuentwickelten Nachweisverfahrens wurde abschließend in einem Feldtest gezeigt.

2 Angebotserstellung

Die Teilnahme von Windenergie am Regelleistungsmarkt erfordert, dass Windkraftanlagen mit derselben Zuverlässigkeit Regelleistung anbieten wie vorhandene Anbieter. Von Teilnehmern am Regelleistungsmarkt wird in Deutschland eine Zuverlässigkeit von 100% gefordert. Diese Forderung kann allerdings von keinem technischen System erfüllt werden. Deshalb wurde aufbauend auf Erfahrungswerten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) eine Zuverlässigkeit der Erbringung von Regelleistung von 99,994% für das Projekt festgelegt.

2.1 Probabilistische Prognose

Die Berechnung einer Zuverlässigkeit hat zum Ziel, dass die Unsicherheit des Angebots quantifiziert werden kann und somit garantiert wird, dass die tatsächlich vorgehaltene Regelleistung nur in 0,006% der Fälle unterhalb der angebotenen Menge liegt. Probabilistische Prognosen sind ein mögliches Werkzeug, um die Zuverlässigkeit des Angebots von Windparks und auch von steuerbaren Anlagen zu ermitteln. Probabilistische Prognosen verknüpfen die Leistung mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit, wodurch ermittelt werden kann, wie wahrscheinlich das Unter- bzw. Überschreiten dieser Leistung ist. Diese Prognosen liefern die Leistung eines Windparks oder eines Windparkpools, die mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit erreicht oder übertroffen wird. Eine Zuverlässigkeit von 99,994% bedeutet, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 99,994% dieser Leistungswert erreicht oder übertroffen wird. In 0,006% der Fälle würde er demnach unterschritten. Im Projekt werden drei Methoden zur Berechnung von probabilistischen Prognosen für Windparks und eine Methode zur Berechnung der probabilistischen Prognose von steuerbaren Anlagen genutzt. Im Folgenden werden drei Möglichkeiten zur Erstellung probabilistischer Windleistungsprognosen dargestellt.

2.1.1 Kerndichteschätzung

Mit Hilfe der Kerndichteschätzung kann die Wahrscheinlichkeitsverteilung einer Zufallsvariable geschätzt werden. Im Gegensatz zu einem Histogramm liefert die Kerndichteschätzung eine stetige Wahrscheinlichkeitsverteilung. Wichtigstes Element der Kerndichteschätzung ist der Kern, der verschiedene Wahrscheinlichkeitsfunktionen, wie z.B. eine Gaußfunktion, annehmen kann. Jeder Stichprobenwert wird durch einen Kern ersetzt. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung ist das Ergebnis der Summierung aller Kerne. Durch eine Skalierung der Kerne und einen Vorfaktor ist garantiert, dass das Ergebnis der Summierung die Dichte eines Wahrscheinlichkeitsmaßes ergibt.

Bei der auf der Kerndichteschätzung aufbauenden probabilistischen Prognose wird im Fall der Vortagsprognose eine 2-dimensionale Wahrscheinlichkeitsverteilung gebildet. Eine Dimension ist die Vortagsprognose, die andere Dimension ist die Einspeisung. Die Idee ist, dass, aufbauend auf dem Wert der Vortagsprognose, die probabilistische Prognose aus der Kerndichteschätzung entnommen werden kann.

Die Erstellung der Kerndichteschätzung ist der erste Schritt. Der zweite Schritt besteht daraus, dass aufbauend auf dem Vortagsprognosewert der Stunde, für die die probabilistische Prognose erstellt werden soll, die Verteilung aus der Kerndichteschätzung ausgeschnitten wird. Da diese in Summe nicht eins ergibt, werden alle Werte so skaliert, dass die Summe eins ergibt. Daraus ergibt sich die probabilistische Prognose für die jeweilige Stunde.

2.1.2 Quantile Regression

Für die Erstellung des Regelleistungsangebots von Windkraftanlagen kann ebenso das Verfahren der Quantilen Regression verwendet werden. Das Ergebnis der verwendeten Verfahren sind Leistungswerte, beziehungsweise mathematisch beschriebene Quantile, die mit einer zuvor festgelegten Wahrscheinlichkeit überschritten werden. Dadurch ist auch das Risiko bekannt, dass diese Schwellen unterschritten werden und beispielsweise die angebotene Regelleistung nicht geliefert werden kann. Der Wert der Quantile hängt im Allgemeinen von anderen unabhängigen Variablen ab, wie z.B. bei der Windleistungsprognose von der vorhergesagten Windgeschwindigkeit und der Windrichtung. Mathematisch ist dieses Problem eine Quantile Regression, welche den unabhängigen Variablen ein Quantil zuordnet. Da der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung für Windkraftanlagen nicht linear ist, muss eine nichtlineare Quantile Regression verwendet werden. Für die Quantile Regression werden in diesem Projekt Künstliche Neuronale Netze genutzt, welche multivariate Eingangsgrößen in einem sehr allgemeinen nichtlinearen Zusammenhang den Quantilen zuordnet.

Das Vorgehen einer probabilistischen Prognose ist wie folgt: Zunächst wird basierend auf historischen Zeitreihen ein neuronales Netz für die Quantile trainiert. Dann kann dieses Netz mit neuen Daten Quantile berechnen, die in diesem Fall für die Angebotserstellung verwendet werden. Die Eingangsgrößen für das Netz sind die prognostizierte Windgeschwindigkeit eines numerischen Wettermodells, die prognostizierte Windrichtung und die aktuelle gemessene Leistung. Für die Folgetagprognose spielt die aktuell gemessene Leistung keine Rolle und kann auch weggelassen werden.

2.1.3 Physikalisch-Probabilistisches Modell

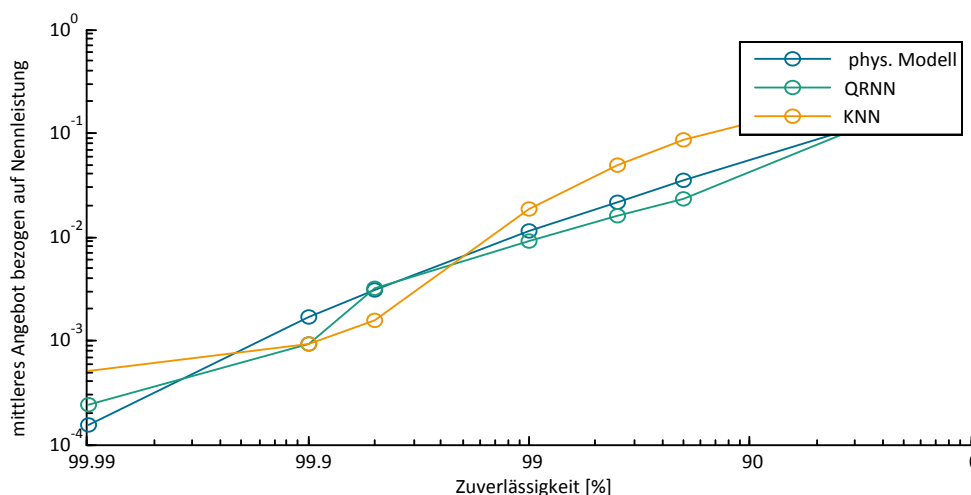
Die vorangegangenen Methoden waren statistische Modelle (sogenannte Black-Box Modelle). Ein weiterer Ansatz zur Erstellung von probabilistischen Prognosen ist die Verwendung von physikalischen Modellen, die bereits auf vorher bekannten physikalischen Betrachtungen basieren. Hier werden Leistungskurven, Modelle für die Abschattungen der Turbinen untereinander sowie die Beschreibung der Landschaft wie Bewuchs, Orographie und ähnliches verwendet. Für physikalische Modelle sind sehr viele Informationen notwendig, die in der Praxis schwer zu beschaffen sind oder unbekannte Parameter enthalten. Oft werden physikalische und statistische Verfahren kombiniert, um die Vorteile beider zu nutzen. Einerseits lassen sich so bereits vorhandene Informationen verwenden, andererseits lassen sich auch unbekannte Informationen mit statistischen Verfahren integrieren, sodass die Prognosegüte verbessert werden kann. Für deterministische Windleistungsprognosen, d.h. für die Prognosen von Erwartungswerten, werden diese Verfahren erfolgreich eingesetzt.

Im Folgenden wird ein Verfahren für die Erstellung von probabilistischen Prognosen vorgestellt, welche statistische und physikalische Verfahren kombinieren und diese

erweitern, um auch probabilistische Prognosen erstellen zu können. Dieses Verfahren kombiniert die mathematische Beschreibung der Windgeschwindigkeit, dessen Prognosefehler und die Beschreibung des Windparks. Damit lassen sich die verschiedenen Einflüsse getrennt analysieren. Es basiert auf der Annahme, dass die Unsicherheit der Prognose hauptsächlich von der Prognoseunsicherheit der Windgeschwindigkeit herrührt und dieser Fehler leichter zu beschreiben ist, wenn dieser noch nicht durch den Windpark in Leistung transformiert worden ist. Der Fehler lässt sich in einen systematischen Fehler und in einen zufälligen Fehler unterteilen. Der systematische Fehler entsteht beispielsweise aus der groben Auflösung der Landschaft oder aus einer nicht ganz exakten Parametrisierung des Wettermodells. Die systematischen Abweichungen werden identifiziert und ausgeglichen. Es bleiben somit noch zufällige Abhängigkeiten übrig, die aus den Fehlern der Wetterprognose herrühren. Diese lassen sich für die hier untersuchten Windparks am besten mit einer logistischen Verteilung für die Fehlerverteilung der Windgeschwindigkeit beschreiben. Es ist sinnvoll, die Fehlerverteilung auf die Windgeschwindigkeit anzuwenden, da die Konversion von Windgeschwindigkeit in einen Leistungswert nicht linear ist und somit zusätzliche Fehler erzeugt. Die Windgeschwindigkeit ist einfacher mit Fehlerverteilungen zu beschreiben als die Leistung. Die Umrechnung in einen Leistungswert erfolgt als letzter Schritt. Bei den vorliegenden Windparks können die gemessenen Geschwindigkeiten der Gondel-Anemometer mit der prognostizierten Windgeschwindigkeit verglichen werden.

2.1.4 Vergleich der probabilistischen Windleistungsprognosen für einen Windpark

Anhand eine Windparks mit einer Nennleistung von 40 MW werden in diesem Abschnitt die oben erläuterten verschiedenen probabilistischen Methoden verglichen. Als Zuverlässigkeiten werden 50%, 95%, 97.5%, 99%, 99.8%, 99.9% und 99.99% gewählt. Die beiden höchsten Niveaus 99.994% und 99.999%, welche im Projekt erörtert werden, bleiben unberücksichtigt, da die Datenverfügbarkeit von etwa einem Jahr keine verlässliche Aussage über die Angebote für sehr hohe Zuverlässigkeiten zulässt. Nachfolgende Abbildung zeigt das mittlere Angebot, welches mit den verschiedenen Verfahren berechnet wurde. Alle drei Methoden führen zu ähnlichen Resultaten, die bei verschiedenen Zuverlässigkeiten die Realität marginal anders abbilden. Die KDE erlaubt ein höheres Angebotspotential bei niedrigeren Sicherheitsniveaus als die anderen beiden Verfahren und hat ein kleineres Angebotspotential bei hohen Sicherheitsniveaus.



2.2 Angebotsstrategien

Die Prognoseunsicherheit der Windenergie kann bei der Angebotserstellung also mit einbezogen werden. Um die erforderliche Zuverlässigkeit zu garantieren können verschiedene Strategien gewählt werden. Der Windpark könnte komplett durch steuerbare Anlagen besichert werden, nur zum Teil oder gar nicht.

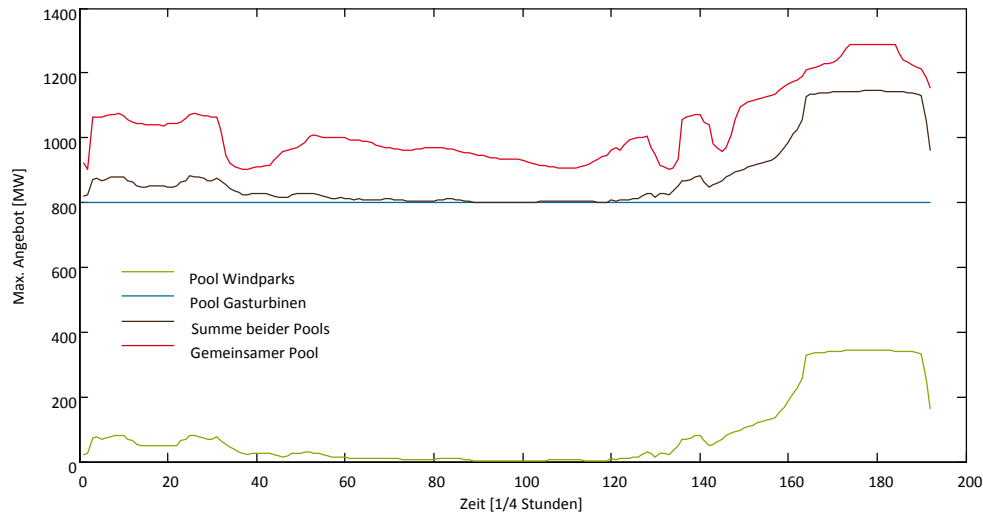
2.2.1 Vollbesicherung

Die Strategie Vollbesicherung stellt eine Faustregel für Anbieter dar, damit dieser Vorteile des Poolings von Windparks und steuerbaren Anlagen nutzen kann, ohne probabilistische Prognosen für letztere berechnen zu müssen. Sie besagt, dass, wenn der Windparkpool Teil eines Pools mit steuerbaren Anlagen ist, die vom Windparkpool mit einer Zuverlässigkeit von 99,8% angebotene Leistung mit $n-1$ oder aber mindestens 20% der Angebotsleistung des Pools besichert werden muss, um eine Zuverlässigkeit des Poolangebots von 99,994% zu erreichen. Ein Beispiel für die Strategie Vollbesicherung ist ein Pool bestehend aus einem Windparkpool und fünf Gaskraftwerken, die jeweils die gleiche Menge an Regelleistung mit einer Zuverlässigkeit von 99,8 % anbieten könnten und ein Kraftwerk zur Besicherung dient.

2.2.2 Teilbesicherung

Die Vollbesicherung mit $n-1$ hat den Nachteil, dass die gesamte angebotene Regelleistung eines Windparkpools durch steuerbare Anlagen besichert werden muss. Abhilfe könnte da eine Teilbesicherung des Angebots des Windparkpools sein. Bei dieser werden die probabilistischen Prognosen der steuerbaren Anlagen und des Windparkpools zu einer probabilistischen Prognose verknüpft. Das Angebot entspricht der Leistung bei einer Zuverlässigkeit von 99,994%.

Die verschiedenen Charakteristiken der probabilistischen Prognosen haben einen Poolingeffekte zur Folge, so dass ein gemeinsam anbietender Pool ein höheres Angebotspotential hat, als wenn beide Pools getrennt anbieten würden. Das liegt daran, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit der Gaskraftwerke diskrete Wahrscheinlichkeitswerte für die verschiedenen Betriebszustände (normaler Betrieb, Teilausfall, Totalausfall) hat, während der Prognosefehler der Windkraftanlagen eine stetige Wahrscheinlichkeitsverteilung hat. Das Angebot des Pools wird berechnet, indem die probabilistische Prognose für den Windparkpool wie oben beschrieben für die Zuverlässigkeit von 99,994% mit der Wahrscheinlichkeit der Gasturbinen kombiniert wird.



Vorangegangene Abbildung zeigt das Ergebnis der Kombination eines Windparkpools mit einer Nennleistung von 1000 MW und einem Pool aus 5 Gaskraftwerken, die jeweils 200 MW Regelleistung bereitstellen können, aufbauend auf der Day-Ahead-Prognose im Vergleich. Gezeigt wird der Verlauf des Angebots des Gaskraftwerkpools einzeln (blaue Linie), des Windparkpools einzeln (grüne Linie), die Summe beider Angebote (braune Linie) und das Angebot des gemeinsamen des Pools aus Windparks und Gaskraftwerken (rote Linie) über zwei Tage. Hier ist zu erkennen, dass durch die oben beschriebenen Effekte selbst in Zeiten, in denen der Windparkpool alleine keine oder kaum Regelleistung hätte anbieten können, das Angebot der Gasturbinen durch die Kombination deutlich gesteigert werden kann. Wird hingegen eine Untertagsprognose des Windparks mit den Gasturbinen kombiniert, so ist der Effekt weniger stark ausgeprägt, da die Fehlerverteilung bei der Intraday-Prognose wesentlich schmäler ist.

2.2.3 Keine Besicherung

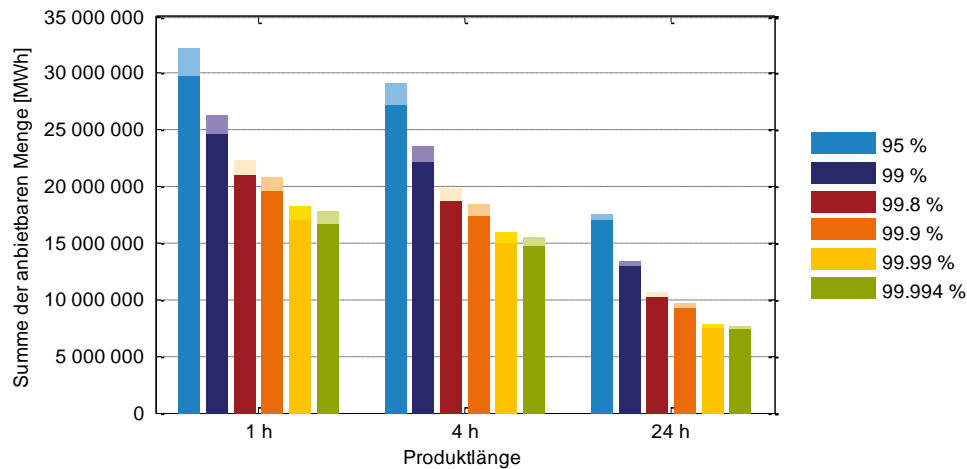
Auch die Teilbesicherung erfordert die Teilnahme steuerbarer Anlagen im Pool. Daher wird bei der Strategie keine Besicherung kein Pooling mit steuerbaren Anlagen durchgeführt. Das Angebot entspricht der Leistung des Windparkpools bei einer Zuverlässigkeit von 99,994%, die mit Hilfe der probabilistischen Prognose des Pools ermittelt werden kann.

2.3 Potentiale

2.3.1 Angebotspotentiale für einen 30 GW Windparkpool für das Jahr 2012

In nachfolgender Abbildung werden die Angebotspotentiale für den gesamten deutschen Windparkpool dargestellt bei verschiedenen Zuverlässigkeiten dargestellt. Diese Angebote wurden mit einer Kerndichteschätzung, wie oben beschrieben, erstellt. Die Datengrundgesamtheit erstreckt sich über mehrere Jahre und kann somit auch Werte für die Zuverlässigkeit von 99,994% angeben. Die Nennleistung des Windparkpools beträgt 30 GW, was grob dem Ausbauzustand Ende 2012 entspricht. Die Angebotspotentiale werden als Energie in MWh angegeben, welche mit verschiedenen Zuverlässigkeiten und Angebotslängen, hätten angeboten werden können. Der helle Balken markiert dabei das theoretische

Potenzial, der dunkle Balken bezieht mit ein, dass es nur eine begrenzte Nachfrage nach Regelleistung von in Summe von circa 10 GW (regelleistung.net 2012) gibt.

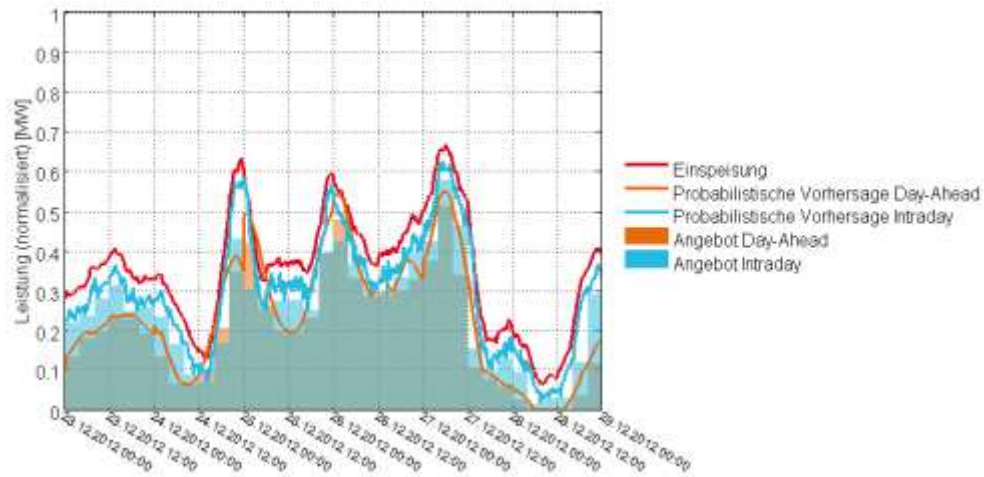


Das Angebotspotenzial nimmt mit zunehmender Zuverlässigkeit des Angebots und zunehmender Produktlänge ab. So beträgt das Angebotspotenzial für den 30 GW Windparkpool im Jahr 2012 bei einer Produktlänge von 1 h und einer Zuverlässigkeit von 95% 29,8 TWh. Bei einer Produktlänge von 1 h und einer Zuverlässigkeit von 99,994% beträgt das Angebotspotenzial hingegen 16,7 TWh. Gemittelt übers Jahr entspräche dies einer Leistung von 1,9 GW (6,3% der installierten Nennleistung). Wird die Produktlänge bei einer Zuverlässigkeit von 99,994% verlängert, so beträgt das Potenzial 14,7 TWh (Produktlänge 4 h) und 7,3 TWh (Produktlänge 24 h).

Die ÜNB schreiben zum Zeitpunkt der Berichtserstellung einen Bedarf an negativer Minutenreserve von ca. 2.500 MW aus. Durch die genannten Potentiale könnte dieser Bedarf bei einer Zuverlässigkeit von 99,994% in ca. 1.500 Stunden durch den 30-GW-Windpool gedeckt werden. In insgesamt 3.500 Stunden könnte ein Beitrag von mindestens 100 MW angeboten werden. In ca. 5.000 Stunden eines Jahres kann der 30-GW-Windpool keinen Beitrag zur Regelleistungsbereitstellung liefern.

2.3.2 Überprüfung der Zuverlässigkeit des Angebots mit einer Kurzfristprognose

Die Zuverlässigkeit kann gesteigert werden, wenn mit Hilfe von Kurzfristprognosen, wie z.B. der 1 h-Prognose, das Angebot überprüft wird. Dies ist in nachfolgender Abbildung zu sehen, welche den einzigen Zeitpunkt darstellt, bei dem das Angebot, aufbauend auf einer probabilistischen Vortagsprognose mit einer Zuverlässigkeit von 99,994%, nicht hätte eingehalten werden können. In der Zeit vom 25.12.2012 00:00 Uhr bis 25.12.2012 04:00 Uhr liegt die orangene Fläche knapp über der roten Linie. In der Zeit hätte das Gebot beim Abruf nicht erfüllt werden können. Diese Verletzung findet nur partiell innerhalb der 4 Stunden statt und der Fehlbetrag ist im Vergleich zum Angebot sehr gering. Der Fall der Nichterfüllung des Angebots hätte mit Hilfe der probabilistischen 1 h-Prognose für die gleiche Zuverlässigkeit erkannt und korrigiert werden können. Daraus wird ersichtlich, dass die Nutzung von probabilistischen Kurzfristprognosen ein gutes Mittel ist, um die Zuverlässigkeit des Angebots zu steigern.

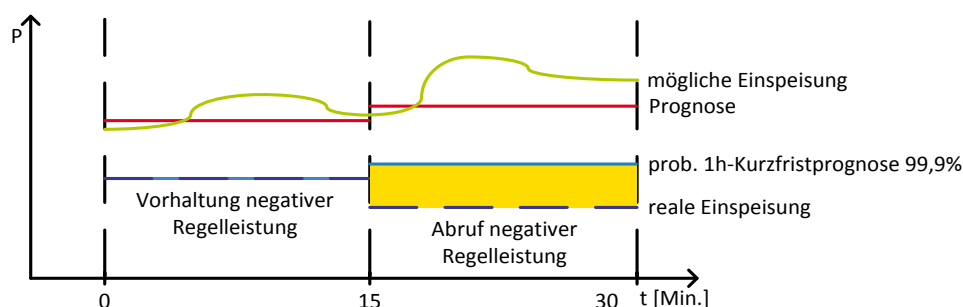


3 Nachweismethode

Im Projekt wurden zwei verschiedene Nachweismethoden für die Erbringung von Regelleistung betrachtet. Die erste Methode wird Verfahren „Fahrplan“ genannt, die zweite Methode „Verfahren möglich Einspeisung“. Die erste Möglichkeit ist der Nachweis über einen Fahrplan. Hierbei erfolgt der Nachweis relativ zu einem vorab an den Übertragungsnetzbetreiber verschickten Fahrplan. Dies ist identisch mit der Nachweisführung jetziger Anbieter. Die zweite Möglichkeit ist der Nachweis über die mögliche Einspeisung. Diese entspricht der Leistung des Windparks, wenn der Windpark nicht abgeregelt worden wäre. Letztere wurde innerhalb des Projekts entwickelt.

3.1 Nachweis über das Verfahren „Fahrplan“

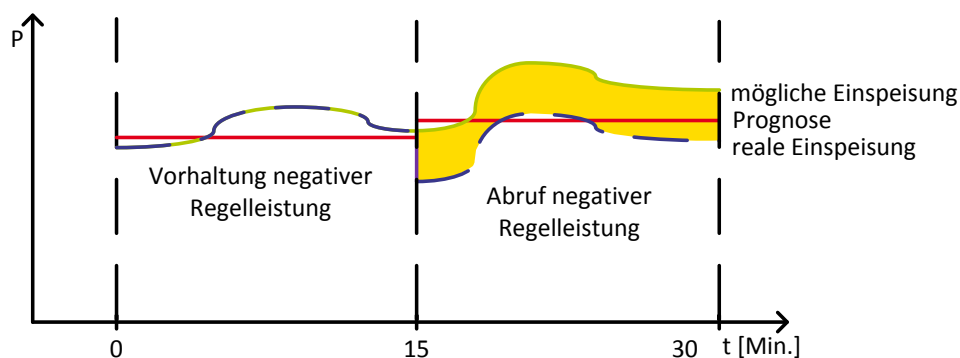
Beim Verfahren „Fahrplan“ wird entsprechend den derzeit geltenden Regularien der Fahrplanwert der Windkraftanlagen als Referenzwert angenommen, d.h., dass die Vorhaltung bzw. der Abruf der Regelleistung stets relativ zu diesem Wert erfolgt. Folglich wird eine Fahrplanabweichung um den Wert der abgerufenen Regelleistung als korrekte Lieferung angesehen. Dieses Verfahren ist gut für konventionelle Kraftwerke geeignet, da diese ihren Fahrplanwert mit großer Wahrscheinlichkeit einhalten können. Für Windkraftanlagen mit ihrem volatilen Einspeiseverhalten würde die Anwendung dieses Verfahrens bedeuten, dass sie ständig gedrosselt laufen müssten, um ihren auf probabilistischen Prognosen aufbauenden Fahrplan einzuhalten. Dies würde zu großen Energieverlusten führen und bringt sowohl ökologische als auch ökonomische Nachteile mit sich.



Obige Darstellung zeigt die Bereitstellung negativer Regelleistung durch einen Windpark entsprechend dem Nachweisverfahren „Fahrplan“. Das Verfahren lässt sich jedoch auch auf positive Regelleistungsbereitstellung übertragen. In der ersten Viertelstunde hat der Windpark Regelleistung angeboten, es wurde jedoch keine Regelleistung abgerufen. Der Windpark wird auf den Wert seines Fahrplans (blaue Linie) abgeregelt und verliert somit die Energie der Fläche zwischen der blauen Linie und der grünen Linie. Ohne Abregelung hätte der Windpark die rote Linie als Fahrplan angegeben und Abweichungen mit dem Ausgleichsenergiepreis bezahlt. In der zweiten Viertelstunde wird Regelleistung im Windpark abgerufen. Dabei dient der Fahrplan als Referenz um die Windanlage zusätzlich um den abgerufenen Wert abzuregeln.

3.2 Nachweis über das Verfahren „mögliche Einspeisung“

Beim Verfahren „mögliche Einspeisung“ wird als Referenz für die Vorhaltung und den Abruf von Regelleistung der Wert der möglichen Einspeisung genutzt. Die mögliche Einspeisung ist die Leistung, welche die Windkraftanlage produziert hätte, wenn sie nicht abgeregelt worden wäre. Während der Vorhaltung von negativer Regelleistung würde die Anlage ungedrosselt gefahren. Beim Abruf der negativen Regelleistung werden die Anlagen dann relativ zur möglichen Einspeisung um die abgerufene Leistung abgeregelt. Somit treten keine Energieverluste für die Einhaltung eines Fahrplans auf. So ermöglicht das Verfahren „mögliche Einspeisung“ die Minimierung der Energieverluste.



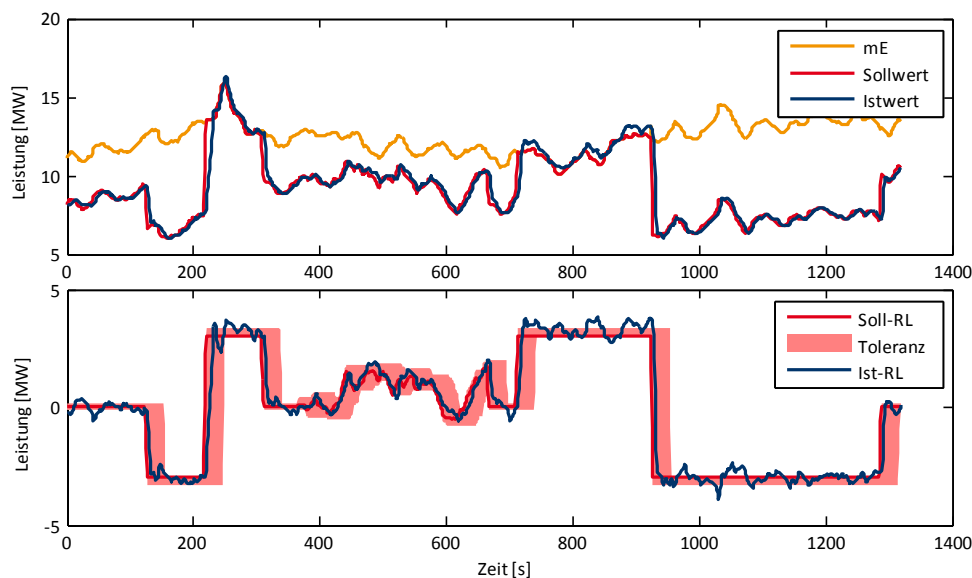
Obiger Darstellung zeigt die Regelleistungsvorhaltung und den Regelleistungsbabruf mit dem Verfahren „möglich Einspeisung“. In der ersten Viertelstunde erfolgt die Vorhaltung der negativen Regelleistung. Hier werden die Windparks nicht abgeregelt und produzieren entsprechend der möglichen Einspeisung. In der zweiten Viertelstunde erfolgt ein Abruf negativer Regelleistung, weshalb der Windpark relativ zur möglichen Einspeisung heruntergefahren wird.

4 Feldtest

Der Feldtest wurde anhand von zwei Windparks der Projektpartner Energiequelle und Enercon mit jeweils knapp 40 MW Nennleistung durchgeführt, welche an das Virtuelle Kraftwerk des Fraunhofer IWES angeschlossen waren. Ziel war es dabei, erstmals die technische Umsetzbarkeit des Verfahrens „mögliche Einspeisung“ zu zeigen.

Der Feldtest bestand aus drei Phasen. In der ersten Phase hält der Windpark zunächst ein Regelleistungsband von ± 3 MW vor, d. h., er wird um 3 MW gegenüber seiner möglichen Einspeisung abgeregelt. Anschließend erfolgt der Abruf der gesamten vorgehaltenen negativen Regelleistung gefolgt von einem Abruf der gesamten vorgehaltenen positiven Regelleistung. In der zweiten Phase folgen die Windparks dem realen Netzfrequenzsignal und erbringen somit Primärregelleistung. Dabei wird die Statik jedoch so verstellt, dass bereits bei einer Frequenzabweichung von ± 50 mHz die Primärregelleistung vollständig aktiviert wird. In der dritten Phase erfolgt zunächst ein vollständiger Abruf positiver Regelleistung. Anschließend erfolgt ein vollständiger Abruf negativer Regelleistung und abschließend wird Regelleistung vorgehalten. Die Phasen zwei und drei lehnen sich dabei an die Musterprotokolle für die Präqualifizierung von Anlagen für die Regelleistungserbringung in Deutschland an.

Die nachfolgende Darstellung zeigt die Feldtestergebnisse für einen der beiden Windparks. Im oberen Teil der Abbildung ist der Verlauf der möglichen Einspeisung (mE), des Sollwertes (P-Soll) und der tatsächlichen Leistung des Windparks (P) dargestellt. Der Sollwert ergibt sich dabei aus der möglichen Einspeisung abzüglich der vorgehaltenen positiven Regelleistung zuzüglich des Soll-Regelleistungs-Signals (Soll-RL), welches im unteren Teil der Abbildung finden ist. Der ebenfalls dort eingezeichnete Toleranzbereich (Toleranz) ergibt sich aus den Vorgaben für die Erbringung von Primärregelleistung in Deutschland. Zusätzlich wird die tatsächlich erbrachte Regelleistung (Ist-RL) dargestellt.



Es fällt zunächst auf, dass die Leistung teilweise oberhalb der möglichen Einspeisung liegt. Dies ist darauf zurück zu führen, dass bei diesem Feldtest die berechnete mögliche Einspeisung um einen Sicherheitsfaktor reduziert wurde. Dadurch konnte ausgeschlossen werden, dass die mögliche Einspeisung überschätzt wird und dadurch die positive Regelleistung nicht mehr vollständig aktiviert werden kann.

Weiterhin ist zu erkennen, dass der Windpark sehr schnell auf geforderte Leistungssprünge reagiert und keine Probleme hat, die Aktivierungszeit von 30 Sekunden, die bei der Erbringung von Primärregelleistung gefordert wird, einzuhalten. Allerdings fällt auf, dass der Windpark dem Sollwert mit einer gewissen Verzögerung folgt. Dies führt insbesondere bei

starken Änderungen der möglichen Einspeisung zu Abweichungen der tatsächlich erbrachten von der geforderten Regelleistung, die außerhalb des Toleranzbereiches liegen können. Somit ist die technische Umsetzbarkeit auf Windparkebene nicht gegeben. Durch das Pooling von mehreren Windparks ergeben sich jedoch Ausgleichseffekte, die die Abweichungen deutlich reduzieren.

Interessant ist auch die Betrachtung von Minutenwerten, so wie für die Minutenreserve erforderlich. Hierbei zeigt sich, dass sich die Abweichungen innerhalb einer Minute größtenteils ausgleichen, sodass im Fall von Minutenwerten die Leistung fast ausschließlich im Toleranzbereich liegt. Daraus kann geschlossen werden, dass die technische Umsetzbarkeit auf Windparkebene im Fall von Minutenwerten gegeben ist, im Gegensatz zu 3-Sekundenwerten, wie für die Sekundär- und Primärregelleistung erforderlich. Es bleibt zu erwähnen, dass die Bestimmung der möglichen Einspeisung bis jetzt noch nicht genau genug möglich ist. Hier existiert noch Forschungsbedarf.

5 Fazit

Im Projekt „Regelenergie durch Windkraftanlagen“ wurde ein Konzept vorgestellt, mit dem Windkraftanlagen Regelleistung bereitstellen können. Dabei wurde gezeigt, wie Windkraftanlagen Regelleistung mit der gleichen Zuverlässigkeit wie derzeitige Anbieter anbieten können. Anschließend wurden die Potentiale aufgezeigt. Gerade bei hoher Windeinspeisung, können Windkraftanlagen einen großen Teil der benötigten Regelleistung decken. Darüber hinaus wurde ein neues Nachweisverfahren für die Bereitstellung von Regelenergie durch Windkraftanlagen entwickelt, das die Verluste der Primärenergie Wind minimiert. Dieses Verfahren wurde erstmals in einem Feldtest demonstriert.

6 Quellen

regelleistung.net (2012): Ausschreibungsübersicht. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>, zuletzt geprüft am 04.12.2012.