

Windpotenzial im räumlichen Vergleich

Eine Untersuchung der
100 prozent erneuerbar stiftung

René Mono und Peter Glasstetter, November 2012

ZUSAMMENFASSUNG / ABSTRACT

In der gegenwärtigen Debatte zum Ausbau der Windenergie wird gerne behauptet, der Windenergieausbau sei vornehmlich im Meer vor Deutschlands Küsten oder in küstennahen Regionen aufgrund des höheren Dargebots sinnvoll. Wie weht der Wind aber tatsächlich über Deutschland, und welche raumzeitlichen Muster herrschen dabei vor? Die Beantwortung dieser Fragen ist für die Nutzung der Windenergie von entscheidender Bedeutung, geht es darum, regionale und zeitlich auftretende Unterschiede im Winddargebot zu erschließen und die Windeinspeisung insgesamt zu verstetigen. Hierzu wurden stündlich aufgelöste Reanalysedaten der gemittelten Windgeschwindigkeit im Zeitraum von 2005 bis 2009 an 37 fiktiven Standorten statistisch ausgewertet und einer Clusteranalyse unterzogen. Anschließend werden in acht verschiedenen Szenarien die Erzeugungsleistung bei hoher räumlicher Konzentration und bei breiter räumlicher Verteilung simuliert. Die statistische Auswertung ergibt, dass einige Standorte in Süddeutschland ein vergleichbares oder sogar höheres durchschnittliches Winddargebot als manche Standorte in Norddeutschland (inklusive Ostsee-Offshore) aufweisen. Hinsichtlich der Stetigkeit des Dargebots sind einige Binnenstandorte wiederum den untersuchten Offshore-Standorten überlegen. Ein schwaches Winddargebot im Norden Deutschlands ist in den meisten Fällen durch ein höheres Aufkommen im Schwarzwald und weiteren Regionen und Mittelgebirgen im Südwesten (Pfälzer Wald, Schwäbische Alb und Saarland) und in den deutschen Alpen begleitet. Die anschließende Simulation der Erzeugung belegt, dass die Volatilität der Einspeisung, gemessen als Standardabweichung, signifikant reduziert werden kann, wenn die installierte Leistung gleichmäßiger über Deutschland verteilt ist. Bei regional ausgewogenerer Verteilung von Windenergieanlagen nehmen ebenso größere Sprünge in der Einspeisung von mehr als 5 Prozent der installierten Leistung in zwei aufeinanderfolgenden Stunden erheblich ab.

Einleitung: Wie weht der Wind über Deutschland?

Die Nutzung der Windenergie ist unbestritten eine wichtige, wenn nicht sogar die wichtigste erneuerbare Energietechnik in Deutschland. Bereits heute stellt sie mit nahezu 40 Prozent den größten Anteil an erneuerbarem Strom bereit. Nach allen gängigen politischen und wissenschaftlichen Szenarien zum weiteren Ausbau erneuerbarer Energien soll ihre führende Rolle auch in Zukunft bestehen bleiben, da Windenergieerzeugung an Land zudem eine günstige Kostenstruktur aufweist. In Teilen der Öffentlichkeit, Wirtschaft und Politik herrscht allerdings die Meinung vor, Windenergie könne nur dort sinnvoll betrieben werden, wo ein überdurchschnittlich hohes Winddargebot bestehe. Nach dieser Logik macht die Installation von Windturbinen in erster Linie im küstennahen Norden der Republik und im Meer als so genannte Offshore-Technik Sinn. Entsprechend erhöht sich in einem solchen Ausbauszenario der Netzum- und -ausbaubedarf, da zahlreiche Verbrauchszentren in der Mitte und im Süden der Republik liegen, die ebenfalls den Windstrom aus dem Norden abnehmen sollen. Nicht umsonst sieht der Netzentwicklungsplan vor allem den Ausbau der von Nord nach Süd verlaufenden Trassen vor. Im Gegensatz dazu plädieren andere Stimmen für einen möglichst dezentralen, räumlich breit gestreuten Ausbau der Windenergie in Deutschland, der stärkere Erschließung der windhöffigen Standorte im mittleren und südlichen Binnenland einschließt.

Nicht geleugnet werden kann, dass über dem Meer und im Norddeutschen Tiefland in der Tendenz höhere Windgeschwindigkeiten auftreten als an küstenfernen Standorten im südlichen Binnenland. Aber welche Folgen hat eine starke Konzentration der installierten Windleistung in Deutschlands Norden hinsichtlich der Versorgungssicherheit? Oder anders herum gefragt: Welche Vorteile besitzt eine räumlich breiter gestreute Verteilung von Windenergieanlagen hinsichtlich der Verstetigung der Einspeisung gegenüber einer starken räumlichen Konzentration? Wenig Berücksichtigung in der Diskussion findet bislang nämlich die Frage, welche raumzeitlichen Windmuster über Deutschland auftreten und somit die raumzeitlichen Erzeugungsprofile steuern. Bislang liegen hierzu offenbar keine ausreichenden wissenschaftlichen Erkenntnisse vor, denn die Argumente für das eine oder andere Ausbauszenario sind wissenschaftlich nur unzureichend gestützt.

Die 100 prozent erneuerbar stiftung hat daher eine statistische Auswertung von interpolierten Winddaten von 37 fiktiven Standorten für einen Zeitraum von fünf Jahren vorgenommen. Die Standorte verteilen sich über das gesamte Bundesgebiet. Erkenntnisleitend für die Datenauswertung war die Frage, welchen Beitrag eine räumlich gleichmäßige Verteilung von Windenergieanlagen zum Ausgleich von Fluktuationen im natürlichen Dargebot von Wind leisten kann.

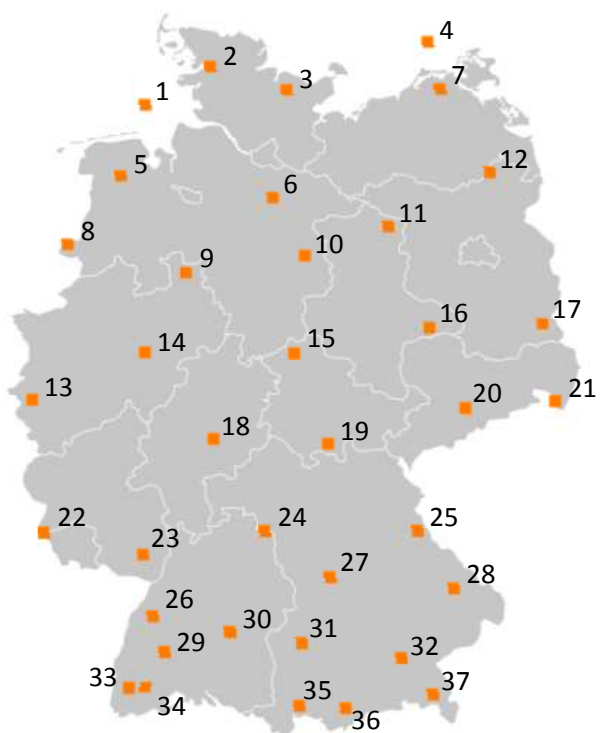
Im Folgenden werden die Kriterien bei der Auswahl der Standorte erläutert und die Datengrundlage, vorgestellt. Im Anschluss daran werden die statistischen Verfahren, die bei der Analyse Anwendung fanden und die wichtigsten Ergebnisse der Datenanalyse präsentiert und im Hinblick auf die Fragestellung diskutiert.

1 Auswahl der Standorte

Bei der Auswahl der Standorte standen neben den öffentlich zugänglichen Windkarten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) und den Windatlanten der Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg eine auf Reanalysedaten basierte kleinmaßstäbige Windkarte zur Verfügung. Auch wenn die Auswahl nicht streng systematisch erfolgte, war es das Ziel, hinsichtlich der räumlichen Verteilung ein möglichst gleichmäßiges Netz über das Bundesgebiet zu legen und dabei – aus regionaler Perspektive – im Allgemeinen windhöfliche Gebiete zu bevorzugen. Bei der Bestimmung des konkreten Standorts wurde hinsichtlich seiner Höhenlage und des auf Grundlage der Windkarten angenommenen Dargebots auf annähernd regionale Repräsentativität geachtet.

Gerade mit Blick auf Süddeutschland bestand die Herausforderung, die Spannweite an Wind-Winddargeboten abzubilden. Es wurden daher Standorte mit einem vermuteten hohen Angebot (Südschwarzwald/Belchen und Bayerische Voralpen) als auch Standorte mit durchschnittlichem (Fränkische und Schwäbische Alb, Oberpfalz, Hohenloher Land und Bayerischer Wald) und geringerem Angebot (Bayerisch-Schwaben und Oberbayern) ausgewählt, wobei alle Standorte gemäß der Windkarten noch den relativ windhöflichen Gebieten Süddeutschlands zugeordnet werden können. Zunächst wurden auf diese Weise 31 Standorte an Land (Onshore) und zwei auf See (Offshore) festgelegt. Aufgrund der ersten überraschend guten Ergebnisse wurden anschließend zur Validierung jeweils zwei weitere Standorte im Schwarzwald als auch in den deutschen Alpen aufgenommen, um die bereits für diese Regionen ermittelten Ergebnisse nach Möglichkeit zu bestätigen. Die konkrete Platzierung und Ermittlung der Koordinaten aller Standorte erfolgte mit Hilfe von google earth. Planungs- und naturschutzfachrechtliche Restriktionen wurden bei der Auswahl bewusst nicht berücksichtigt.

Abbildung 1: Verteilung der Standorte



2 Datengrundlage und -aufbereitung

Der von einem Wetterdienstleister bezogene Datensatz basiert auf Daten des MERRA-Projektes (Modern Era-Retrospective Analysis for Research and Applications), die mit Hilfe des Goddard Earth Observing System Data Assimilation System Version 5 (GEOS-5) der NASA gewonnen wurden. Der erworbene Reanalysesatz deckt den Zeitraum von 2005 bis 2009 ab. Darüber hinaus fließen verschiedene, hochauflösende Daten zu Orographie und Landnutzung in die weiteren Berechnungen der Daten ein. Die horizontale Auflösung des GEOS5-Modells beträgt 2/3 x 1/2 Grad (Ost-West x Nord-Süd). Die vertikalen Level von GEOS5 bilden sogenannte Eta-Level,

die am Erdboden der Orographie folgen und nach oben zu konstanten Luftdrücken übergehen. Die Dicke der Schichten ist somit vom Luftdruck am Erdboden abhängig. Das Modell verfügt über ein leistungsfähiges Grenzschichtmodell, das unter Benutzung von u.a. Oberflächeninformationen und -flüssen die vertikale Verteilung der Windgeschwindigkeiten in mehr oder weniger beliebigen Höhen über Grund verfügbar macht. Für die Windanalyse wurde eine Nabenhöhe von 150 m für die Standorte an Land und von 100 m für die Offshore-Standorte festgelegt.

Durch ein intern entwickeltes Verfahren interpolierte der Wetterdienstleister die gemittelte Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Luftdichte auf Stundenbasis aus den MERRA-Daten zwischen den Modellpunkten auf die angenommenen Standorte. Die festgelegte Nabenhöhe, standortspezifische Gegebenheiten wie Bewuchs des Untergrundes, die Rauigkeit und der Einfluss der atmosphärischen Stabilität fließen in die individuelle Berechnung ein. Für die Abschätzung von orographischen Effekten bei Mittelgebirgsstandorten findet ein verifiziertes Downscaling-Verfahren Anwendung, das am UK Met Office entwickelt wurde. Die Qualität des Verfahrens wird durch Einbeziehung historischer und aktueller Ist-Daten aus bestehenden Windparks gesichert.

Die 100 prozent erneuerbar stiftung hat zudem mittels eines Referenzstandortes, für den ihr Daten zu Erzeugung und Windgeschwindigkeit aus einer bestehenden WEA vorlagen, die Validität der erworbenen Daten überprüft. Die Winddaten und die mit ihrer Hilfe simulierte Erzeugung weichen im tolerablen Bereich von der tatsächlich ermittelten Windgeschwindigkeit und der bereitgestellten Arbeit ab. Auf jährlicher Basis wurden Abweichungen für die Windgeschwindigkeit zwischen 0,5 und maximal 4,3 Prozent hinsichtlich des arithmetischen Jahresmittels festgestellt. Hinsichtlich der Erzeugung resultieren daraus jährliche Abweichungen zwischen 3 und 7,9 Prozent.

3

3 Windhöffigkeit im Vergleich

Die Windhöffigkeit an den gewählten Standorten, ausgedrückt als arithmetisches Mittel über den untersuchten Zeitraum 2005 bis 2009, spiegelt zwar generell die Tendenz abnehmender Windgeschwindigkeiten mit zunehmender Küstenentfernung wider, verdeutlicht aber auch, dass orographische Bedingungen einen erheblichen Einfluss auf das Winddargebot vor Ort besitzen.

Tabelle 1: Top 3 arithmetischer Mittelwert der Windgeschwindigkeiten 2005-2009 [m/s]

Standort	Windgeschwindigkeit [m/s]
Offshore Nordsee	9,12
Schwarzwald-Belchen	8,96
Schwarzwald-Bernau	8,47

So folgen dem Spitzenreiter „Offshore Nordsee“ nicht etwa der Offshore Standort in der Ostsee oder andere küstennahe Standorte, sondern mit „Belchen“ und „Schwarzwald-Bernau“ zwei Standorte auf den Höhenlagen im südlichen Teil des Schwarzwaldes (vgl. Tabelle 1).

Am unteren Ende bewegen sich zwei süddeutsche Standorte (Oberbayern mit 5,09 m/s und Bayerisch-Schwaben mit 5,68 m/s im fünfjährigen Durchschnitt), bei denen allerdings schon bei der Auswahl absehbar war, dass sie nicht zu den windhöufigsten zählen würden (für einen Überblick zu den Ergebnissen aller Standorte vgl. Tabelle 8 im Anhang). Dies bedeutet aber nicht, dass die Resultate für das gesamte regionale Umfeld dieser beiden Standorte repräsentativ sein müssen, da eine strenge systematische Prüfung bei der Auswahl der Standorte als auch eine Suche nach windhöufigeren Alternativen nicht durchgeführt wurde. Die Möglichkeit, in räumlicher Umgebung auf ein höheres Winddargebot zu stoßen, ist somit nicht auszuschließen. Die beiden Standorte repräsentieren allerdings eher die Windverhältnisse windschwächerer Regionen in den südlichen Teilen der Republik, in denen insbesondere die Höhenzüge der Mittel- und Hochgebirge sowie der Schichtstufen potenzialstärkere Standorte bieten.

Tabelle 2: Top 3 Standorte mit der höchsten Stetigkeit absolut (Standardabweichung)

Standort	Standardabweichung [m/s]
Altmark und Dübener Heide (Sachsen-Anhalt)	2,78
Uckermark (Brandenburg)	2,90
Boldecker Land (Niedersachsen)	2,93

Neben der absoluten Höhe der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit spielt die Stetigkeit des Winddargebots bei der energetischen Nutzung der Windenergie im Hinblick auf die Systemstabilität der Stromnetze eine wichtige Rolle. Hier weisen vier nördlich gelegene Binnenstandorte die besten Ergebnisse auf (vgl. Tabelle 2). An diesen liegt die Standardabweichung unter 3 m/s, während im Durchschnitt aller 37 Standorte 3,72 m/s ermittelt wurden.

Da höhere Mittelwerte in der Regel eine größere Varianz aufweisen, wurde die Standardabweichung in einem zweiten Schritt ins Verhältnis zum Mittelwert gesetzt. Der sich daraus ergebende Variationskoeffizient fällt für zahlreiche norddeutsche Onshore-Standorte mit Werten zwischen 44 und 45 Prozent am günstigsten aus (vgl. Tabelle 3). Die Offshore-Standorte verbessern in diesem Vergleich ihre Platzierung deutlich und liegen insgesamt leicht oberhalb des gesamten Durchschnittes.

Tabelle 3: Top 3 Standorte mit der höchsten Stetigkeit relativ (Variationskoeffizient)

Standort	Standardabweichung/Mittelwert [in Prozent]
Uckermark	43,91
Emsland	43,98
Ostfriesland	44,01

Betrachtet man als weitere Kennzahl für die Stetigkeit des Winddargebotes die Anzahl an Stunden (vgl. Tabelle 4), in der sich die gemittelte, stündliche Windgeschwindigkeit nicht mehr als 0,2 m/s von der Windgeschwindigkeit in der Stunde zuvor unterscheidet, schneiden mit Nordthüringen, Haarstrang und nördlichem Erzgebirge ebenfalls Onshore-Standorte am besten ab, die zudem noch küstenfern gelegen sind. In den zentralen Mittelgebirgen ist es somit am wahrscheinlichsten, dass der Unterschied in der Windgeschwindigkeit von einer Stunde auf die andere nur gering ist.

Tabelle 4: Top 3 Standorte mit der höchsten Anzahl an Stunden, in denen sich die gemittelte stündliche Windgeschwindigkeit um nicht mehr als 0,2 m/s von der Geschwindigkeit in der Stunde zuvor unterscheidet

Standort	Anzahl Stunden
Nordthüringen	23.305 Stunden
Haarstrang (NRW)	22.287 Stunden
Erzgebirge Nord	21.723 Stunden

Der Mittelwert über alle Standorte liegt bei 19.168 Stunden (bei insgesamt 43.824 Stunden in fünf Jahren). Die Offshore-Standorte liegen unter diesem Durchschnitt. In der Ostsee können nur 18.565 Stunden gezählt werden, in denen sich die Windgeschwindigkeit zwischen zwei aufeinanderfolgenden Stundenintervallen um nicht mehr als 0,2 m/s voneinander unterscheidet. In der Nordsee sind es sogar nur 17.496 Stunden.

Zusammenfassung: Regionale Verteilung der Windhöufigkeit

Die bisherige Auswertung der Daten verdeutlicht, dass Standorte mit hoher Windhöufigkeit auch in Süddeutschland existieren. Eine hohe mittlere Jahreswindgeschwindigkeit ist allerdings nicht mit einer höheren Stabilität des Winddargebots verbunden. Hier sind die nördlichen Binnenstandorte den Offshore-Standorten, die insgesamt ein instabileres Winddargebot aufweisen als ein durchschnittlicher Onshore-Standort, überlegen. Die meisten Stunden mit geringen Unterschieden in der Windgeschwindigkeit zwischen zwei aufeinanderfolgenden Stundenintervallen weisen die Binnenstandorte in den zentral gelegenen Mittelgebirgen auf.

Anmerkung in eigener Sache:**Windgeschwindigkeiten im Hochschwarzwald und in den Deutschen Alpen**

Im Rahmen unserer jüngsten Untersuchung zu der Ungleichzeitigkeit der Erzeugung von Wind- und Solarenergie in Deutschland sowie den Effekten der räumlichen Verteilung auf das Erzeugungsprofil konnten aktualisierte Windzeitreihen zu den Jahren 2005 bis 2012 bezogen werden. Der Wetter- und Datendienstleister EWC European Weather Consult hatte zwischenzeitlich sein Modell zur Weiterberechnung der Reanalysedaten aus dem MERRA-Projekt der NASA überarbeitet. Von daher müssen an dieser Stelle einige Aussagen der hier vorliegenden Analyse des Winddargebotes korrigiert werden.

Es handelt sich dabei um die Ausführungen zum Winddargebot im Hochschwarzwald (Standort Belchen, hier Standort Nr. 33) und den Bayerischen Voralpen (hier Standort Nr. 36). Es zeigt sich, dass der Standort „Belchen“ (im Übrigen als Naturschutzgebiet ohnehin nicht uneingeschränkt für die Windenergie geeignet) nicht die Windhöffigkeit aufweist, die sich aus dem in dieser Untersuchung zugrunde gelegten Daten ergibt. Die durchschnittliche Jahreswindgeschwindigkeit von 8,96 m/s (für die Jahre 2005 bis 2009) muss deutlich nach unten korrigiert werden auf 6,78 m/s (2005 bis 2012). Für den Standort in den Bayerischen Voralpen, immerhin auf über 1700 m NN gelegen, sind ebenfalls deutliche Abschläge von 7,32 m/s auf 5,62 m/s vorzunehmen (2005 bis 2012). Da in der aktuellen Studie keine Daten zu den weiteren Standorten im Hochschwarzwald und den Deutschen Alpen bezogen wurden, kann hier der Umfang der möglichen Differenz nicht beziffert werden. Es ist jedoch sehr wahrscheinlich, dass auch an diesen Standorte deutliche Korrekturen nach unten vorgenommen werden müssen.

Diese Revision stellt allerdings die Kernaussagen der vorliegenden Analyse keineswegs in Frage. Die vermuteten Spitzenstandorte Süddeutschlands in besonders hohen wie exponierten Lagen und ohne naturfachrechtliche Restriktion reichen summa summarum ohnehin nicht aus, um einen bedeutenden Anteil am benötigten Windstrom in Süddeutschland ausschließlich dort zu produzieren. Demgegenüber weisen die meisten übrigen Binnenstandorte der südlichen Landeshälfte im Jahresdurchschnitt gegenüber den ersten Ergebnissen höhere Windgeschwindigkeiten auf. So gewinnen etwa der Standort im Saarland und am Vogelsberg deutlich zu (mehr als 0,5 m/s; dies mag auf den ersten Blick nicht viel erscheinen, gewinnt aber erhebliche Relevanz, da die in der Massenbewegung der Luft enthaltene Windenergie mit der Windgeschwindigkeit in der dritten Potenz ansteigt). Aber auch die Standorte auf der Fränkischen Alb oder im Hohenloher Land liegen im neuen Betrachtungszeitraum und durch die überarbeitete Modellierung nun über 6 m/s (im Gegensatz zu dem hier genutzten Datensatz). Es gibt daher keinen Grund für Zweifel, dass insgesamt in Süddeutschland ausreichend wirtschaftlich darstellbare Windenergiestandorte existieren, um den Anteil regional erzeugten Windstroms erheblich zu steigern (und damit gesamtsystemisch gesehen Leitungs-, Regelenergie- und Speicherkapazitäten einzusparen).

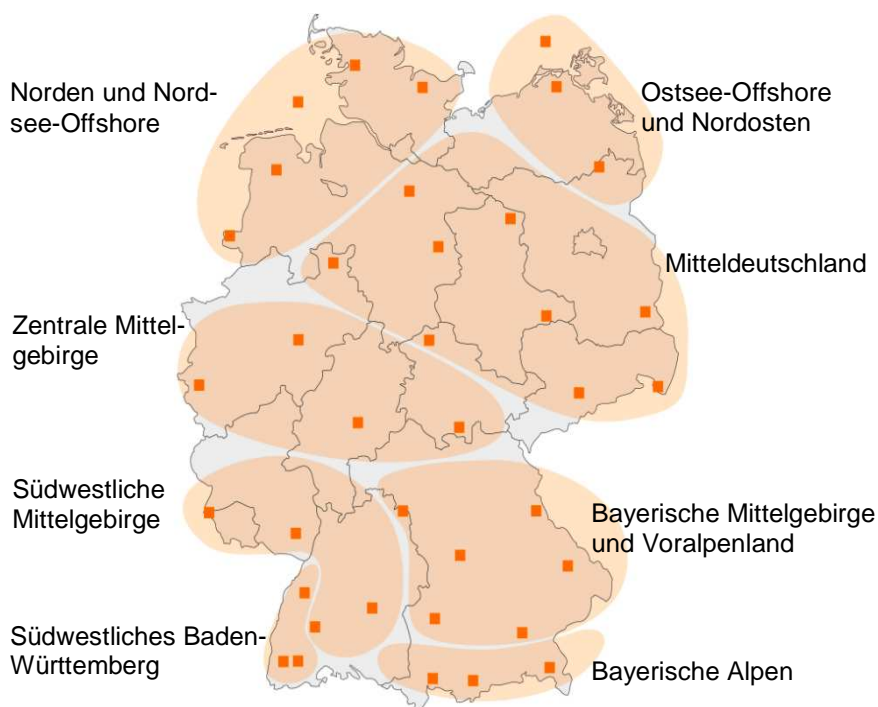
Die aktuelle Studie vom April 2014 für einen ausführlichen Vergleich der Daten finden Sie hier:

<http://100-prozent-erneuerbar.de/publikationen/studien/>

4 Regionenanalyse

In einem zweiten Schritt wurden die Datenreihen einer hierarchischen Clusteranalyse unterzogen. Die sich daraus ergebenden Cluster wurden mit Hilfe der Statistiksoftware Statistical Programme for Social Science (SPSS) identifiziert. Die Clusteranalyse wurde als hierarchische Analyse nach der Methode „Between group linkage“ und anhand der Messgröße „Euklidische Distanz“ durchgeführt. Aufgrund der Analyse des Dendrogramms wurde festgelegt, dass acht Cluster zu bilden sind.

Abbildung 2: Regionen (Cluster) mit ähnlichen Windgeschwindigkeiten



7

Alle Cluster unterscheiden sich hochsignifikant voneinander. Dies zeigen paarweise t-Tests. In sich sind sie hingegen äußerst homogen. Dafür sprechen sehr hohe Reliabilitätswerte (Cronbachs $\alpha < .95$).

Eine Faktorenanalyse (Principal Component Analysis; Rotation nach der Methode „Varimax mit Kaiser Normalisierung“) offenbart, dass 85 Prozent des Winddargebots durch eine der folgenden Situationen erklärt werden kann: In der einen Konstellation windet es mehr oder weniger gleichstark in ganz Deutschland, wobei insbesondere die Cluster „Mitteldeutschland“, „Zentrale Mittelgebirge“ und „Bayerische Mittelgebirge“ eine hohe Gleichzeitigkeit aufweisen. Hingegen weisen die beiden Cluster im Norden die wenigsten Ähnlichkeiten mit den anderen Clustern auf. Allerdings bleiben die Faktorladungen mit über 0,64 bzw. über 0,72 auf einem hohen Niveau.

Die andere Konstellation ist dadurch gekennzeichnet, dass große interregionale Unterschiede im Winddargebot bestehen. Insbesondere weichen die Windgeschwindigkeiten in den Regionen „Südwestliche Mittelgebirge“ und „Südwestliches Baden-Württemberg“ stark von den Regionen

„Norden und Nordsee-Offshore“, „Ostsee-Offshore und Nordosten“ sowie „Mitteldeutschland“ ab. Dies spricht dafür, dass vor allem durch die Verteilung von Windenergieanlagen auf diese fünf Regionen starke Portfolioeffekte erreicht werden können. Tabelle 4 belegt dies.

Tabelle 4: Hauptkomponenten der Zweifaktorenlösung

Regionen	Ladungen auf Faktor 1	Ladungen auf Faktor 2
Norden und Nordsee Offshore	0,72	0,56
Ostsee-Offshore und Nordosten	0,64	0,64
Mitteldeutschland	0,89	0,34
Zentrale Mittelgebirge	0,92	0,08
Südwestdeutsche Mittelgebirge	0,85	-0,40
Bayerische Mittelgebirge	0,89	-0,24
Bayerische Alpen	0,84	-0,32
Südwestliches Baden-Württemberg	0,79	-0,46

Das Ergebnis der Faktoranalyse wird bestätigt, wenn man die drei nördlichsten Cluster in eine übergelagerte Region „Nord-/Nordost- und Mitteldeutschland“¹ zusammenfasst. Stellt man dieses zusammengefasste Cluster den übrigen gegenüber, lässt sich feststellen, in welchen Clustern die Windgeschwindigkeit am ehesten nicht der Windgeschwindigkeit in Nord-/Nordost- und Mitteldeutschland entspricht². Es sind dies in dieser Reihenfolge:

- Südwestliches Baden-Württemberg ($\pi = 0,24$)
- Südwestdeutsche Mittelgebirge und Bayerische Alpen (jeweils $\pi = 0,29$)
- Bayerische Mittelgebirge ($\pi = 0,35$)
- Zentrale Mittelgebirge ($\pi = 0,53$)

Insbesondere für das Saarland, Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und das südliche Bayern ist es also in einer beliebigen Stunde eher unwahrscheinlich, dass das örtliche Winddargebot demjenigen im Norden entspricht.

¹ Cronbachs Alpha von $\alpha > 0,90$ zeigt, dass der Datenverlust minimal ist. Die Region Nord-/Nordost- und Mitteldeutschland umfasst alle Standorte in Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg Sachsen-Anhalt, Sachsen sowie je einen Standort in Nordthüringen und im Norden Nordrhein-Westfalens.

² Kendalls Tau (π) gibt als Rangreihenkoeffizient an, wie wahrscheinlich es ist, dass die Rangreihe der Stunden hinsichtlich der Windgeschwindigkeiten, die für die einzelnen Stunden festgestellt wurde, zwischen dem Cluster „Norddeutschland“ und den jeweils anderen Clustern übereinstimmt.

Relevant ist nun die Frage, wie stark der Wind an diesen Standorten wehte, wenn weiter nördlich eine Geschwindigkeit von unter 5 m/s erreicht wurde. Windgeschwindigkeiten von 5 m/s oder weniger ermöglichen eine Windenergieerzeugung auf niedrigem Niveau (max. ca. 8 Prozent der installierten Leistung) oder bei Windflaute mit weniger als 2,5 m/s gar keine Erzeugung. Schwaches Winddargebot im Norden trat an insgesamt 10.767 Stunden auf (25 Prozent des gesamten betrachteten Zeitraums). Tabelle 5 zeigt, wie stark und mit welcher Häufigkeit in diesem Fall in anderen Regionen der Wind wehte.

Tabelle 5: Winddargebot anderer Regionen bei Schwachwind im Norden [in Prozent; 100 Prozent = 10.767 Stunden]

Regionen	0 bis 4,99 m/s	5,0 bis 5,99 m/s	6,0 bis 8,99 m/s	> 9 m/s
Zentrale Mittelgebirge	71 %	12 %	15 %	2 %
Südwestdeutsche Mittelgebirge	63 %	12 %	19 %	6 %
Bayerische Mittelgebirge	72 %	13 %	13 %	2 %
Bayerische Alpen	61 %	11 %	19 %	9 %
Südwestliches Baden-Württemberg	46 %	10 %	22 %	22 %

Tabelle 5 veranschaulicht den möglichen volkswirtschaftlichen Portfolio-Gewinn, der entsteht, wenn man Anlagen nicht nur auf den nördlichen und nordöstlichen Teil Deutschlands konzentriert, sondern gezielt auch Anlagen im Süden sowie Südwesten zubaut. Energiewirtschaftlich geht es darum, durch eine ausgewogene Verteilung der Anlagen Zeiten auszugleichen, in denen im Norden, Nordosten und Mitteldeutschland kaum Windenergieleistung bereit steht (stochastisch gesehen in jeder 4. Stunde). Interessant sind insbesondere die Situationen, in denen eine Windgeschwindigkeit von unter 5 m/s im Norden/Nordosten und Mitteldeutschland mit Windgeschwindigkeiten von über 6 m/s in anderen Regionen einhergeht. Der Grund ist, dass bei 6 m/s Windgeschwindigkeit mit den meisten marktüblichen Anlagen bereits zwischen 10 bis 15 Prozent der installierten Windenergieleistung ans Netz gehen. Schwachwindläufer der jüngsten Generation stellen bei diesem Winddargebot sogar 15 bis nahezu 30 Prozent ihrer Nennleistung zur Verfügung. Unter diesen Bedingungen ließen sich erhebliche Portfolio-Effekte erzielen, die gesamtsystemisch relevant sein können. Wie die Ergebnisse aus Tabelle 5 verdeutlichen, entstehen Portfolio-Gewinne vor allem dann, wenn Anlagen im Südwesten sowie im südlichen Bayern installiert sind.

Das große Potenzial insbesondere des südwestlichen Baden-Württembergs zeigt sich auch, wenn man das Winddargebot relativ betrachtet. Dafür wurde zunächst berechnet, wie stark in jeder Stunde die Windgeschwindigkeit an einem Standort von dem Winddargebot an allen anderen Standorten in dieser Stunde abweicht. Clustert man die Standorte anhand dieser Werte

nach der oben beschriebenen Methode³, ergibt sich eine leicht von Abbildung 2 abweichende Regionenzuordnung, die in Abbildung 3 wiedergegeben wird.

Abbildung 3: Regionen mit ähnlichem Windprofil



10

Betrachtet man die Mittelwerte der in Abbildung 3 eingezeichneten Region, stellt man fest: Nur in drei Regionen windet es in einer durchschnittlichen Stunde mehr als im Rest Deutschlands. Dies sind das südwestliche Baden-Württemberg, der Norden und Nordsee-Offshore als auch Ostsee-Offshore und der Nordosten (vgl. Tabelle 6).

Die in Tabelle 6 aufgeführten Mittelwerte der jeweiligen Region sind folgendermaßen zu verstehen: In einer durchschnittlichen Stunde windet es im südwestlichen Baden-Württemberg um 26 Prozent stärker als im gesamten Rest Deutschlands. In der Region „Bayerische Mittelgebirge“ hingegen erreicht die Geschwindigkeit nur 85 Prozent des durchschnittlichen landesweiten Niveaus.

³ Fast alle Cluster weisen eine hohe Konsistenz auf (Cronbachs Alpha $\alpha > 0,85$). Nur in dem aus elf Standorten bestehenden Cluster „norddeutsches Binnenland/nördliche Mittelgebirge“ wird eine lediglich befriedigende interne Konsistenz erreicht (Cronbachs Alpha $\alpha = 0,75$).

Tabelle 6: Relatives Winddargebot in Deutschland nach Regionen

Regionen	Mittelwert	Standardabweichung
Norden und Nordsee-Offshore	1,22	0,39
Ostsee-Offshore und Nordosten	1,12	0,42
Zentraldeutschland	0,95	0,16
Erzgebirge	1,00	0,34
Südwestliche Mittelgebirge	0,95	0,34
Bayerische Mittelgebirge	0,85	0,24
Bayerische Alpen	0,98	0,44
Südwestliches Baden-Württemberg	1,26	0,61

Mit Blick auf Tabelle 6 lässt sich also festhalten: Wenn man das Ziel verfolgt, durch die räumliche Verteilung von Anlagen das in Deutschland vorhandene Windpotenzial besser zu ernten, dann empfiehlt es sich, die bisher vor allem in Nord- und Nordostdeutschland installierte Windenergie zu ergänzen durch Anlagen im südwestlichen Baden-Württemberg. Denn hier besteht die größte Wahrscheinlichkeit, dass es in einer durchschnittlichen Stunde stärker windet als im Rest Deutschlands.

Allerdings wäre es ein Missverständnis, die Tabelle so zu interpretieren, dass es einzig sinnvoll wäre, zusätzliche Windenergieanlagen ausschließlich im südwestlichen Baden-Württemberg zu errichten. Vielmehr lässt sich auch in anderen Regionen und durch die Verteilung von Windenergieanlagen in Stunden, in denen beispielsweise in Norddeutschland (zu) wenig Wind aufkommt, das in Deutschland verfügbare Winddargebot besser nutzen. Das wird durch die Interpretation von Abbildung 4 deutlich.

Abbildung 4: Wahrscheinlichkeit von überdurchschnittlich hoher Windgeschwindigkeit in nicht-norddeutschen Regionen bei stark unterdurchschnittlichem Windangebot im Norden [in Prozent]

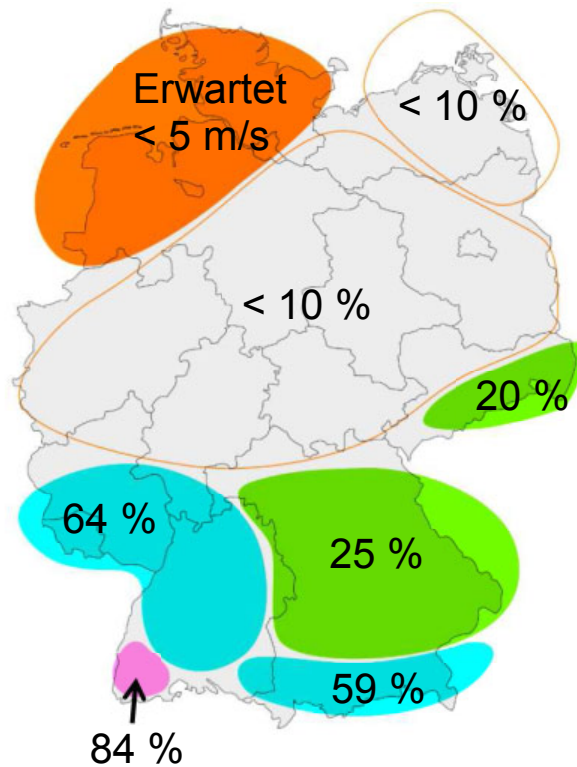


Abbildung 4 zeigt, wie groß die Wahrscheinlichkeit ist, dass Stunden ausgeglichen werden, in denen ein im Deutschlandvergleich stark unterdurchschnittliches Windangebot im Norden vorherrscht, indem ein überdurchschnittlich starkes Windangebot in den jeweils anderen Regionen auftritt. Als Kriterium für ein unterdurchschnittliches Windangebot im Norden wurde der Wert von 0,75 im Sinne der in Tabelle 6 dargestellten Mittelwerte angesehen. Das bedeutet, dass der Wind im Norden eine Geschwindigkeit erreicht, die nur 75 Prozent oder weniger des Niveaus der Windgeschwindigkeit beträgt, die zur selben Stunde im Rest Deutschlands vorherrscht. Analoges Kriterium für ein überdurchschnittliches Aufkommen in den restlichen Dargeboten ist ein Wert von mindestens 1,25 (also eine um mindestens 25 Prozent höhere Windgeschwindigkeit als im Rest Deutschlands zur selben Stunde). Die Spanne von 0,5 (oder 50 Prozent) entspricht der Standardabweichung aller Mittelwerte, die in Tabelle 6 dargestellt sind. Der stochastische Erwartungswert (in absoluten Zahlen) für den relativen Wert von 0,75 ist daher eine Geschwindigkeit von 5 m/s. Der stochastische Erwartungswert für den relativen Wert von 1,25 ist absolut 8,3 m/s. Abbildung 4 verdeutlicht demnach: Die Wahrscheinlichkeit, dass eine Windgeschwindigkeit von 5 m/s oder niedriger im Nordwesten mit einer Windgeschwindigkeit von 8,3 m/s in einer anderen Region einhergeht, ist im südwestlichen Baden-Württemberg am höchsten. Sie liegt dort bei 84 Prozent. Es folgt mit einem relativ geringen Abstand die Region „südwestliche Mittelgebirge“, wo die Wahrscheinlichkeit 64 Prozent beträgt. Auch die Bayerischen Alpen erreichen eine hohe Wahrscheinlichkeit (59 Prozent). In den Regionen „bayerische Mittelgebirge“ und „Erzgebirge und Lausitzer Bergland“ besteht noch eine gewisse Wahrscheinlichkeit. In den Regionen „Zentraldeutschland“ sowie „Offshore-Ostsee und Nordosten“ liegt die Wahrschein-

lichkeit hingegen unter 10 Prozent, so dass hier kein wesentlicher Beitrag zum Ausgleich einer Stunde mit geringem Windaufkommen im Norden erkannt werden kann. Insgesamt kann gesagt werden, dass schwacher Wind im Norden

- fast immer im südlichen Baden-Württemberg (rosa in Abbildung 4)
- überwiegend in den Bayerischen Alpen und den südwestdeutschen Mittelgebirgen (blau)
- manchmal im Erzgebirge und den bayerischen Mittelgebirgen (grün)

mit höheren Windgeschwindigkeiten einhergeht.

Zusammenfassung: Regionenanalyse

In Deutschland lassen sich acht Regionen unterscheiden, die ein ähnliches Windprofil aufweisen. Für diese Regionen gilt, dass es zwei typische Windsituationen gibt. Entweder windet es in allen Regionen mehr oder wenig gleichzeitig, oder schwacher Wind im Norden geht mit starkem Wind im Süden einher (bzw. umgekehrt). Drei Regionen zeichnen sich durch ein regelmäßig überdurchschnittliches Winddargebot aus: Südwestliches Baden-Württemberg, Norden und Nordsee-Offshore sowie Ostsee-Offshore und Nordosten.

Wenn es in der Region „Norden und Nordsee-Offshore“ unterdurchschnittlich windet, weht der Wind mit großer Wahrscheinlichkeit im südwestlichen-Baden-Württemberg, im südlichen Bayern und in den südwestdeutschen Mittelgebirgen überdurchschnittlich stark. Wenn man aus einer systemischen Sicht also durch eine regionale Verteilung von Windenergieanlagen Portfolioeffekte generieren will, sollte man vor allem in diesen Regionen Windenergieanlagen zubauen.

13

5 Erzeugungssimulation

Um die Auswirkungen des sich im Raum-Zeit-Kontext verändernden Winddargebots zu veranschaulichen, wurden die Implikationen auf die Erzeugung simuliert.

Für die Simulation der Erzeugung wurden die Leistungskennlinien von drei aktuell auf dem Markt befindlichen Windenergieanlagen herangezogen und, mittels der gemittelten Windgeschwindigkeit und Luftdichte, auf Stundenbasis die erzeugte Arbeit errechnet. Die 5M von Repower (5 MW) kam als Offshore-Anlage, zugelassen für Windklasse IEC I, an den Standorten auf dem Meer zum Einsatz. Mit den Anlagen Kenersys K120 (2,3 MW) und Enercon E-101 (3,05 MW), die für die Windklassen IIIA bzw. IIA zugelassen sind, wurden zwei Anlagentypen für schwächere und mittlere Windverhältnisse ausgewählt, die auf die Binnenstandorte verteilt wurden. Dabei wurde die Kennlinie der K120 für alle Standorte mit einer durchschnittlichen Jahreswindgeschwindigkeit von unter 7 m/s herangezogen, für alle Standorte über 7 m/s die der E-101. Insbesondere die K120 kann als Schwachwindgenerator der neuesten Generation gelten, für die ein äußerst günstiges Verhältnis von Generatorleistung zu überstrichener Rotorfläche charakteristisch ist (weniger als 250 W/m²). Insgesamt wurde eine Leistung von 80.000 MW verteilt. Für jeden Standort mit einer Windgeschwindigkeit von mehr als 6 m/s im fünfjährigen Jahresmittel wurden 2.162 MW als installierte Leistung angenommen. Für alle Standorte mit weniger als 6 m/s wurden 1.081 MW als installierte Leistung vorausgesetzt. In allen Clustern, deren

Standorte mehr als 6 m/s Windgeschwindigkeit im Jahresmittel aufweisen, wurde zur Erreichung der 80.000 MW an gesamt installierter Leistung eine Ergänzung von rund 618 MW angenommen.

Ziel der Erzeugungssimulation ist es, theoretische Szenarien zu generieren, um Effekte der räumlichen Verteilung zu veranschaulichen. Ausdrücklich nicht beabsichtigt ist aber, prognostische Aussagen über die real mögliche Energieerzeugung zu treffen. Vielmehr ging es darum aufzuzeigen, dass die Entscheidung, an welchen Standorten eine Windenergienutzung erfolgt, Konsequenzen für das Energiesystem hat. Eine weitere Absicht ist es anzudeuten, wie diese Konsequenzen aussehen. Die Analyse der Konsequenzen wurde auf Basis der Regionenzuordnung wie in Abbildung 2 vorgenommen.

Tabelle 7 gibt eine erste Indikation. Sie zeigt, wie sich die Standardabweichung der durchschnittlich erzeugten Leistung je nach regionaler Verteilung der installierten Leistung verändert.

Tabelle 7: Veränderung der Standardabweichung in Abhängigkeit der regionalen Verteilung der installierten Leistung

	Verteilung	Standardabweichung	Prozentualer Gewinn (weniger Volatilität) jeweils ggü. Konzentration auf Küste
1.	Nur Norden und Offshore-Nordsee	26.320 MW	-
2.	Wie 1. und Offshore-Ostsee und Nordosten	24.945 MW	5 %
3.	Wie 2. und Mitteldeutschland	24.142 MW	8 %
4.	Wie 3. und zentrale Mittelgebirge	23.945 MW	9 %
5.	Wie 4. und südwestliche Mittelgebirge	22.758 MW	14 %
6.	Wie 5. und bayerische Mittelgebirge und Voralpenland	22.306 MW	15 %
7.	Wie 6. und Bayerische Alpen	21.735 MW	17 %
8.	Wie 7. und südwestl. Ba-Wü	21.506 MW	18 %

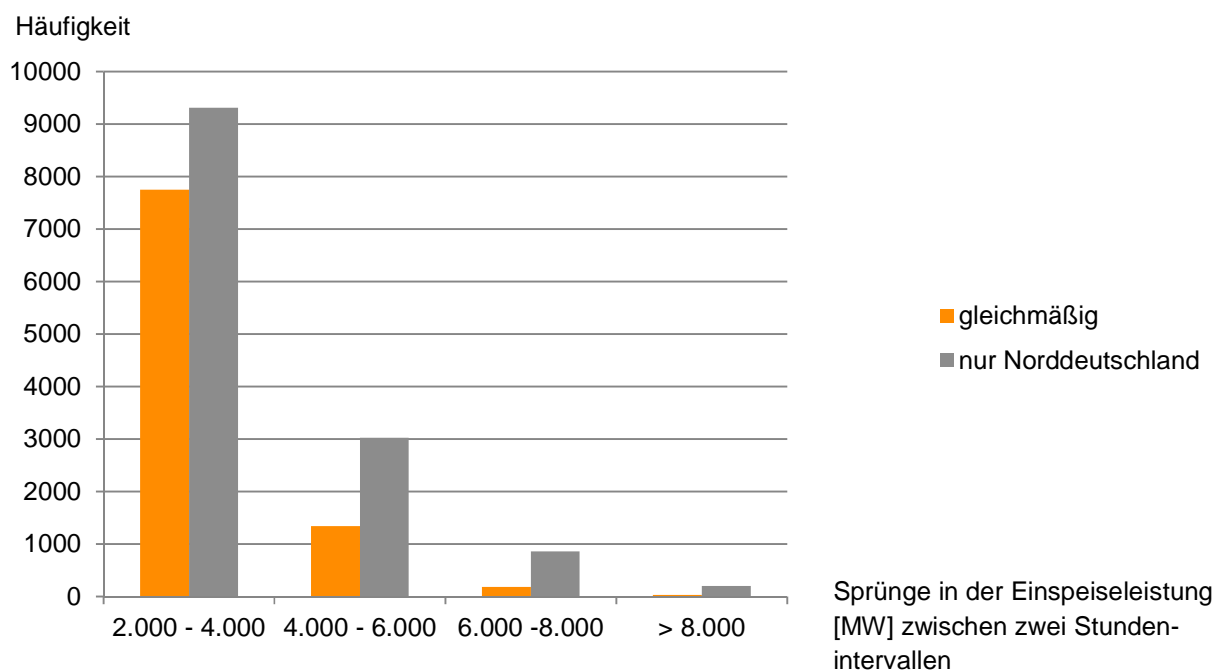
Konzentriert man die gesamte installierte Leistung von 80.000 MW im Cluster „Norden und Offshore-Nordosten“, so erhält man für die Zeitreihe von 2005 bis 2009 als Standardabweichung der Erzeugungsleistung 26.320 MW⁴. Als Indikator für die Volatilität der Erzeugung lässt sich die Standardabweichung gegenüber einem räumlich hoch konzentrierten Ausbau deutlich verringern, wenn eine entsprechende räumliche Verteilung stattfindet. Die Verringerung ist besonders durch die Erzeugung in dem Cluster „Südwestliches Mittelgebirge“ gegeben. Sie beträgt im Ma-

⁴ Die Möglichkeit, dass die Installation in der Höhe der Erzeugungsleistung in dem Cluster realisierbar ist, wird hier vereinfachend vorausgesetzt, um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse sicherzustellen.

ximum 18 Prozent für das räumlich am breitesten gestreute Installationsszenario. Ein ähnlicher Effekt tritt bereits im Szenario 2 auf, bei dem sich die installierte Leistung neben der Region Norden und Offshore-Nordsee im benachbarten nordöstlichen Cluster „Offshore-Nordsee und Nordosten“ ballt.

Noch deutlicher wird der ausgleichende Effekt einer breiteren räumlichen Verteilung, wenn man die Anzahl der Stunden betrachtet, an denen die Einspeiseleistung mit weniger als 6.000 MW unter die 7,5 Prozentmarke der gesamten angenommenen installierten Leistung fällt. Während dies in 7.629 Stunden bei einer starken räumlichen Konzentration im Norden der Fall ist, treten bei einer gleichmäßigen Verteilung nur 4.969 Stunden mit weniger als 6.000 MW Einspeiseleistung auf. Dies entspricht einer Reduktion von 36 Prozent.

Abbildung 5: Anzahl und Höhe der Sprünge in der Einspeiseleistung zwischen zwei Stundenintervallen



Eine verstetigte Einspeisung der Windenergie auf landesweiter Ebene durch eine gleichmäßigere Verteilung lässt sich bereits hinsichtlich der Anzahl kleinerer Sprünge in der eingespeisten Leistung (2000 bis 4000 MW) feststellen (9.310 gegenüber 7.754 Sprüngen). Besonders deutlich fällt aber die Reduktion bei kurzfristig auftretenden größeren Sprüngen von mehr als 4.000 MW auf, die im Szenario einer gleichmäßigeren räumlichen Verteilung um etwa 62 Prozent verringert werden können (1.557 Sprünge gegenüber 4.088 Sprüngen mit mehr als 4.000 MW; vgl. Abbildung 5). Diese ersten Ergebnisse sprechen für Vorteile hinsichtlich des Netzmanagements und der Systemstabilität, die sich aus einer räumlich breiteren Verteilung ergeben.

Zusammenfassung: Erzeugungssimulation

Durch eine regional ausgewogene Verteilung von Windenergieanlagen lässt sich eine erhebliche Verstetigung der erzeugten Windenergie erreichen.

Fazit:

Höheres Potenzial zum Ausgleich volatiler Winddargebote ist durch räumlich breitere Verteilung erschließbar

Der Vergleich der gemittelten Windgeschwindigkeit der 37 Standorte zeigt, dass sehr windhöffige Standorte nicht nur in Norddeutschland, sondern auch im küstenfernen Binnenland und insbesondere auf den Höhenlagen in Süddeutschland existieren. Erwartungsgemäß weisen die beiden Offshore- und küstennahen Standorte hohe gemittelte Windgeschwindigkeiten auf. Der ausgewählte Standort in der Ostsee und die küstennahen Standorte werden jedoch noch von zwei süddeutschen Standorten im Schwarzwald übertrumpft und aus der Top 3 verdrängt. Auch hinsichtlich der Stabilität des Winddargebotes übertreffen einige Regionen im Binnenland die betrachteten Offshore-Standorte deutlich. Dies wird vor allem ersichtlich, wenn die absolute Zahl der Stunden verglichen wird, zu der sich die gemittelte Windgeschwindigkeit nur geringfügig ($< 0,2$ m/s) von den Stunden zuvor unterscheidet. Die oft kolportierte These, dass der Wind offshore beständiger wehe als im Binnenland, erweist sich daher aufgrund der vorliegenden Daten als falsch.

Relevante Ergebnisse zur Beantwortung der Frage, welchen Beitrag eine räumlich gleichmäßige Verteilung von Windenergieanlagen zum Ausgleich von Fluktuationen im natürlichen Dargebot von Wind leistet, erbrachte die Clusteranalyse. Das Winddargebot über ganz Deutschland hinweg betrachtet ist dabei von zwei vorherrschenden Konstellationen geprägt: Entweder weht es in allen acht Regionen (Clustern) ähnlich stark oder schwach, oder es kommt zu großen interregionalen Unterschieden im Winddargebot. Die größten Differenzen bestehen dabei zwischen den Regionen „Südwestliche Mittelgebirge“ und „Südwestliches Baden-Württemberg“ auf der einen und den Regionen „Norden und Nordsee-Offshore“, „Ostsee-Offshore und Nordosten“ sowie „Mitteldeutschland“ auf der anderen Seite. Ein schwaches Winddargebot im Norden kann zu fast allen Stunden durch höheres Windaufkommen im Schwarzwald (südwestliches Baden-Württemberg) und an mehr als 50 Prozent der Stunden durch stärkeren Wind in den im Südwesten gelegenen Mittelgebirgen (Schwäbische Alb, Pfälzer Wald) sowie im Saarland ausgeglichen werden. Ein geringeres, aber mit 20 bis 25 Prozent dennoch nicht unerhebliches Potenzial für einen Ausgleich durch hohe Windgeschwindigkeiten bei einer Flaute im Norden weisen auch die untersuchten Standorte in Sachsen und Bayern (inkl. Hohenloher Land) auf.

Die Simulation der Erzeugung verdeutlicht die Potenziale, die durch die interregional auftretenden Unterschiede im Winddargebot erschlossen werden können. Durch die breitere räumliche Verteilung der installierten Leistung nehmen die Schwankungen in der Erzeugungsleistung gegenüber einem Szenario mit hoher Konzentration in Norddeutschland generell ab. Besonders deutlich reduziert werden größere Schwankungen, die kurzfristig innerhalb zweier Stunden auftreten.

Die Ergebnisse der Untersuchung verdeutlichen, dass die These, die Nutzung der Windenergie sei nur im küstennahen Norden und auf See sinnvoll, mit guten Gründen angezweifelt werden kann. Zum einen reduziert eine breitere räumliche Verteilung der Windenergie die natürlich auftretende Volatilität des Winddargebotes, die bei hoher räumlicher Konzentration installierter Anlagen umso stärker ins Gewicht fällt. Gesamtsystemisch betrachtet erhöht sich bei hoher räumlicher Konzentration somit der Bedarf an Regelenergie und Speichern bzw. Netzausbaubedarf, wenn zukünftig mehr und mehr Strom aus Windenergie bereit gestellt wird. Demgegenüber fällt der Transportbedarf geringer aus, je mehr Strom in räumlicher Nähe zu den Verbraucher produziert wird. Für einen kostenoptimierten Ausbau der Windenergie werden daher genaue Berechnungen des Wertes von Windstrom in Abhängigkeit zu den Produktionsstandorten relevant werden.

Anhang

Tabelle 8: Alle Standorte mit Koordinaten, arithmetisches Mittel der Windgeschwindigkeit und Standardabweichung (absolut und Variationskoeffizient):

Nr.	Standort	Koordinaten	Ø V Wind 2005-2009 [m/s]	Stetigkeit (Standardabweichung)	Stetigkeit relativ (Standardabweichung /Mittelwert)
1	Offshore Nordsee	N 54°4'13.04", E 8°3'47.03"	9,12	4,13	0,453
2	Nordfriesland	N 54°26'21.44", E 9°4'50.36"	8,09	3,63	0,449
3	Wagrien	N 54°11'53.67", E 10°21'48.36"	7,28	3,24	0,444
4	Offshore Ostsee	N 54°39'49.16", E 12°45'24.96"	7,76	3,57	0,460
5	Ostfriesland	N 53°19'20.54", E 7°41'39.06"	7,96	3,51	0,440
6	Lüneburger Heide	N 53°4'33.19", E 10°6'46.90"	6,68	2,95	0,441
7	Vorpommern	N 54°14'38.38", E 12°47'40.99"	7,26	3,26	0,449
8	Emsland	N 52°35'0.89", E 6°49'30.35"	7,36	3,24	0,440
9	Minden-Lübbecke	N 52°18'41.64", E 8°45'8.30"	6,73	3,03	0,450
10	Boldecker Land	N 52°27'5.27", E 10°38'42.91"	6,46	2,93	0,454
11	Altmarkt	N 52°46'0.74", E 11°57'50.71"	6,24	2,78	0,445
12	Uckermark	N 53°19'25.15", E 13°33'55.88"	6,60	2,90	0,439
13	Aachener Land	N 50°53'41.65", E 6°15'46.34"	6,45	3,12	0,484
14	Haarstrang	N 51°26'26.87", E 8°6'52.02"	6,60	3,62	0,548
15	Nordthüringen	N 51°21'38.51", E 10°25'6.95"	6,14	3,22	0,524
16	Dübener Heide	N 51°39'59.09", E 12°38'18.40"	5,97	2,78	0,466
17	Niederlausitz	N 51°42'11.73", E 14°28'30.03"	6,48	2,97	0,459
18	Vogelsberg	N 50°30'58.27", E 9°9'41.72"	6,34	3,77	0,595
19	Thüringer Wald	N 50°26'56.98", E 11°2'43.11"	7,43	4,40	0,592
20	Erzgebirge	N 50°50'17.13", E 13°15'4.78"	6,52	3,63	0,557

21	Lausitzer Bergland	N 50°51'6.24", E 14°39'51.29"	7,15	3,96	0,554
22	Saarland	N 49°28'35.49", E 6°25'26.50"	6,39	3,39	0,531
23	Pfälzer Wald	N 49°17'8.18"N, E 8°2'37.66"	6,34	3,89	0,613
24	Hohenloher Land	N 49°29'12.15", E 9°57'58.02"	5,92	3,25	0,549
25	Oberpfalz	N 49°32'24.75", E 12°31'33.28"	6,29	3,56	0,566
26	Schwarzwald-Hornisgrinde	N 48°36'14.95", E 8°12'5.19"	7,72	5,11	0,662
27	Fränkische Alb	N 49°0'20.99", E 11°1'17.81"	5,85	3,33	0,569
28	Bayerischer Wald	N 48°53'54.60", E 13°3'46.25"	6,03	3,79	0,629
29	Schwarzwald (Ost)	N 48°12'13.40", E 8°16'2.29"	6,32	3,85	0,609
30	Schwäbische Alb	N 48°24'50.76", E 9°25'4.74"	6,37	4,17	0,655
31	Bayerisch-Schwaben	N 48°17'41.10", E 10°34'55.39"	5,68	3,40	0,598
32	Oberbayern	N 48°8'41.82", E 12°12'24.79"	5,09	3,11	0,610
33	Schwarzwald-Belchen	N 47°49'20.24", E 7°49'56.83"	8,96	6,01	0,670
34	Schwarzwald-Bernau	N 47°49'29.75", E 8°2'15.47"	8,47	5,46	0,644
35	Allgäuer Alpen	N 47°32'53.63", E 10°33'10.66"	6,70	4,52	0,674
36	Bayerische Voralpen	N 47°36'43.34", E 11°16'50.69"	7,32	5,33	0,728
37	Chiemgauer Alpen	N 47°44'3.08", E 12°41'35.53"	6,81	4,96	0,728