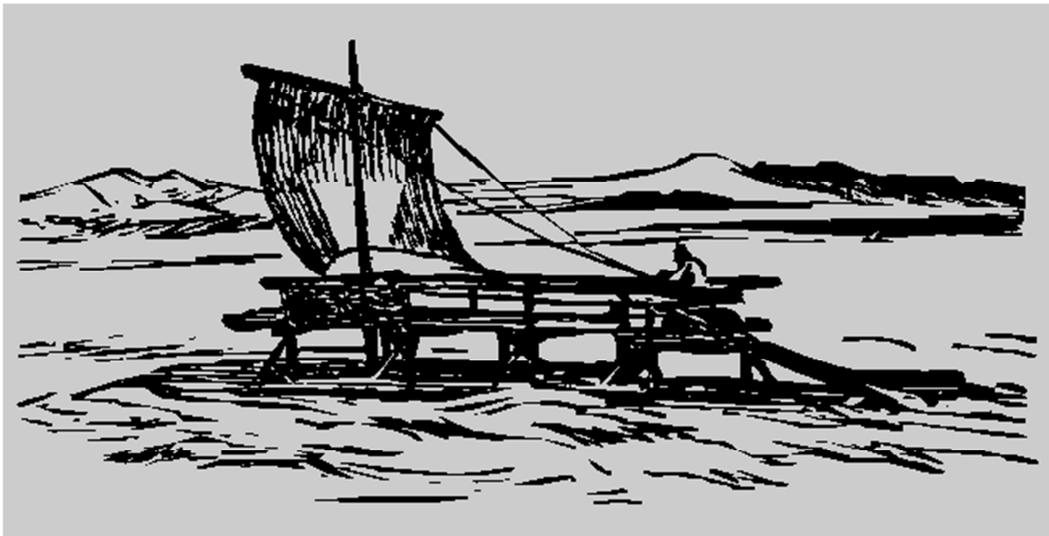


**Windpotentialstudie
zur 1. Änderung des Regionalen
Raumordnungsprogramms 2004, sachlicher
Teilabschnitt Windenergienutzung des Landkreises
Lüchow-Dannenberg**



Auftraggeber: Landkreis Lüchow-Dannenberg
Der Landrat
Königsberger Straße 10
29439 Lüchow (Wendland)

Berichts-Nr.: D-13-103-5376-Rev.00-CFD-DP

Datum: 25. Oktober 2013

anemos
Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH
Böhmsholzer Weg 3, D-21391 Reppenstedt
Tel : 04131-8308-100
Fax: 04131-8308-199



Inhaltsverzeichnis	Seite
1 Vorbemerkungen	4
2 Übersicht	5
3 Standort und Lagebeschreibung	6
4 Die Windfeld-Simulation	13
5 Die Windverhältnisse	17
6 Ergebnis	24
7 Schlussbemerkung.....	38
8 Literatur	39

Abkürzungsverzeichnis

CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
NCEP	<i>National Centers for Environmental Prediction</i>
D-5km	anemos Windatlas für Deutschland mit einer horizontalen Auflösung von 5 km und einer zeitlichen Auflösung von 30 Minuten; basierend auf dem NCEP-Reanalyse-Datensatz
D-5km-Index	Ertragsindex basierend auf D-5km
MERRA	<i>Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications</i> ; Reanalyse-Daten der NASA mit einer horizontalen Auflösung von 2/3° Länge x 1/2° Breite (entspricht ca. 50 km in Mitteleuropa) und einer zeitlichen Auflösung von 1 Stunde; global seit 1979 vorwiegend aus Satellitendaten
MERRA-Index	Ertragsindex basierend auf MERRA
EU-20km	anemos Windatlas für Europa mit einer horizontalen Auflösung von 20 km und einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten; basierend auf dem MERRA-Reanalyse-Datensatz
UTM WGS	<i>Universale Transversale Mercatorprojektion; World Geodetic System</i>
DGK 5	<i>Deutsche Grundkarte</i> ; Topographische Karte im Maßstab 1:5000
DGM 200	<i>Digitales Geländemodell</i> mit einer Gitterweite von 200 m vom Bundesamt für Kartographie und Geodäsie
LGLN	<i>Landesamts für Geoinformation und Landentwicklung</i>
CLC	<i>CORINE (Coordination of Information on the Environment) Land Cover</i> ; Datensatz der European Environment Agency basierend auf Daten des Satelliten Landsat 7 im Maßstab 1:100 000 mit räumlicher Auflösung von 100 m

1 Vorbemerkungen

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH wurde am 18.07.2013 von dem Landkreis Lüchow-Dannenberg beauftragt eine Windpotentialstudie für das Gebiet des Landkreises Lüchow-Dannenberg zu erstellen. Als Endergebnis soll die qualitative Einteilung in Flächen mit hohem oder niedrigem Windpotential stehen.

Dieses Dokument beschreibt die Windfeld-Simulation mit dem Stömungsmodell Meteodyn WT¹, den Abgleich mit bestehenden Referenzanlagen sowie die Erstellung von Windpotentialkarten und Qualitätskriterien.

Die Standortbesichtigung wurde am 10.10.2013 von den Mitarbeitern der anemos GmbH Herrn Dennis Peltret und Herrn Dr. Mengelkamp durchgeführt.

Die Orographischen Verhältnisse (vgl. Kap.3.2) wurden im Bereich des Landkreises Lüchow-Dannenberg aus dem DGK 5 Datensatz abgeleitet. Diese Daten wurden vom Kunden zur Verfügung gestellt. In dem für das Modell nötigen Randbereich wurde das digitale Geländemodell mit einer Gitterweite von 200 m (DGM 200) vom Bundesamt für Kartographie und Geodäsie verwendet.

Die Bodenrauhigkeitsdaten (vgl. Kap.3.3) wurden im Bereich des Landkreises Lüchow-Dannenberg den Flächennutzungsdaten des Landesamts für Geoinformation und Landentwicklung (LGLN) im Maßstab 1:25 000 entnommen. Diese Daten wurden ebenfalls vom Kunden zur Verfügung gestellt. Daten für den benötigten Randbereich wurden dem CORINE Datensatz der European Environment Agency entnommen.

Das CFD-Modell Meteodyn WT (vgl. Kap. 4) ist für diese Anwendung geeignet, da es Waldflächen mithilfe eines Waldmodells realitätsnah berücksichtigen kann. Außerdem werden Überströmungen von Hügeln wirklichkeitsgetreu simuliert. Das Modell rechnet auf einer Fläche von 58 x 46 km² mit einer Auflösung von 100 x 100 m². Im Randbereich wird die Auflösung fließend gröber.

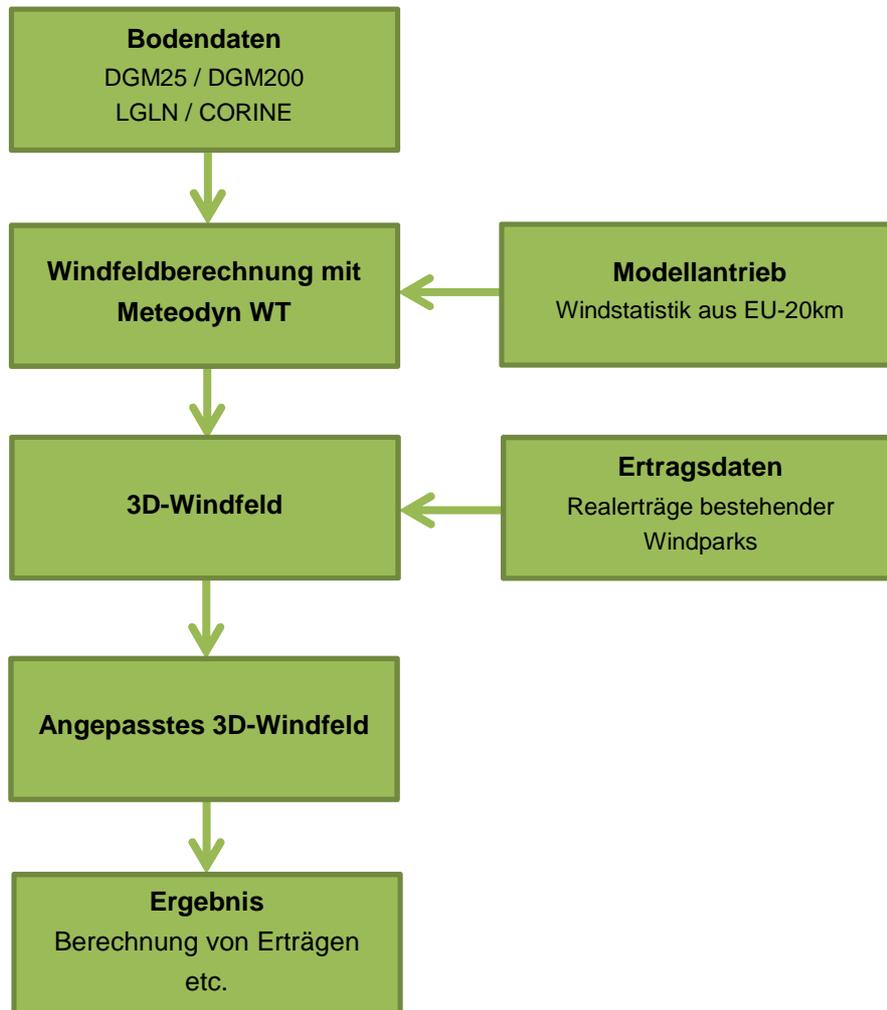
Die Basisdaten der Windbedingungen zur Berechnung des Windfeldes (vgl. Kap. 4.2) bestehen aus 20 Jahren des anemos Windatlas für Europa in 20 km horizontaler Auflösung (EU-20km). Diese Reanalysedaten dienen als Antrieb des CFD-Modells und in erster Linie zur Festlegung der Häufigkeitsverteilungen von Windgeschwindigkeit sowie Windrichtung.

Für die Anpassung der Windgeschwindigkeit auf das langjährige Mittel wurden für die Windparks Luckau-Beesem, Steine-Bülitz und Jeetzel, sowie zwei weitere anonyme Windparks, Langzeiterträge berechnet und das simulierte Windfeld auf diese Erträge angepasst (vgl. Kap. 5).

Diese Vorabschätzung macht keine Aussagen über die Unsicherheiten eines Wind- und Parkgutachtens und kann nicht Grundlage für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sein. Sie dient lediglich der großflächigen Festlegung von Vorranggebieten.

¹ Meteodyn WT 4.5.1 -64bit ist ein Produkt der Meteodyn Gesellschaft.

2 Übersicht



Um ein Windfeld zu modellieren werden zunächst Bodendaten und ein Modellantrieb benötigt. Aus diesem 3D-Windfeld werden anschließend Ertragsdaten abgeleitet und mit realen Ertragsdaten verglichen. Aus diesem Vergleich wird das Windfeld derart angepasst, so dass die realen Ertragsdaten möglichst präzise wiedergegeben werden können. Danach werden aus dem angepassten Windfeld flächendeckend alle dargestellten Parameter berechnet.

3 Standort und Lagebeschreibung

Geographisch stellt das westliche Wendland den Ostrand der Lüneburger Heide dar, das sein Gepräge während der Saale-Eiszeit erhielt. Landschaftsbestimmend dort ist der Höhenzug des Drawehn, der auch als osthannoversche Kies-Endmoräne bezeichnet wird. Es handelt sich um eine sandige Geest, die mit Kiefern aufgeforstet wurde. Mit unfruchtbaren Böden und Wasserarmut infolge des wasserdurchlässigen Bodens ist es in seiner Geschichte immer siedlungsunfreundlich gewesen. Der größte Teil des Hannoverschen Wendlands liegt aber im Urstromtal der Elbe. Hierbei wird zwischen der eigentlichen Elbtalau im Norden und der Lüchower Niederung unterschieden. Letzteres ist eine Niederterrasse, die von zahlreichen Fließgewässern – als größtes die Jeetzel –, Kanälen und Gräben durchzogen wird. Anhöhen werden von kleinen, inselartigen Grundmoränen wie Öring, Lemgow, Langendorfer Geestinsel und Höhbeck gebildet. Im Osten besteht auf einer großen Flugsandebene der Gartower Forst (Wikipedia, Stichwort "Wendland").

Der Bereich zwischen den großen Waldgebieten - Gartower Forst im Osten und Gohrde im Westen - ist geprägt durch Landwirtschaftsflächen, kleine Waldstücke und Dörfer. Der Höhenzug im Westen „Hoher Drawehn“ erreicht eine Höhe von 142 m ü. NN und ist somit die höchste Erhebung im Landkreis. Die niedrigste Stelle befindet sich mit 9 m ü. NN an der den Landkreis nach Norden begrenzenden Elbe.

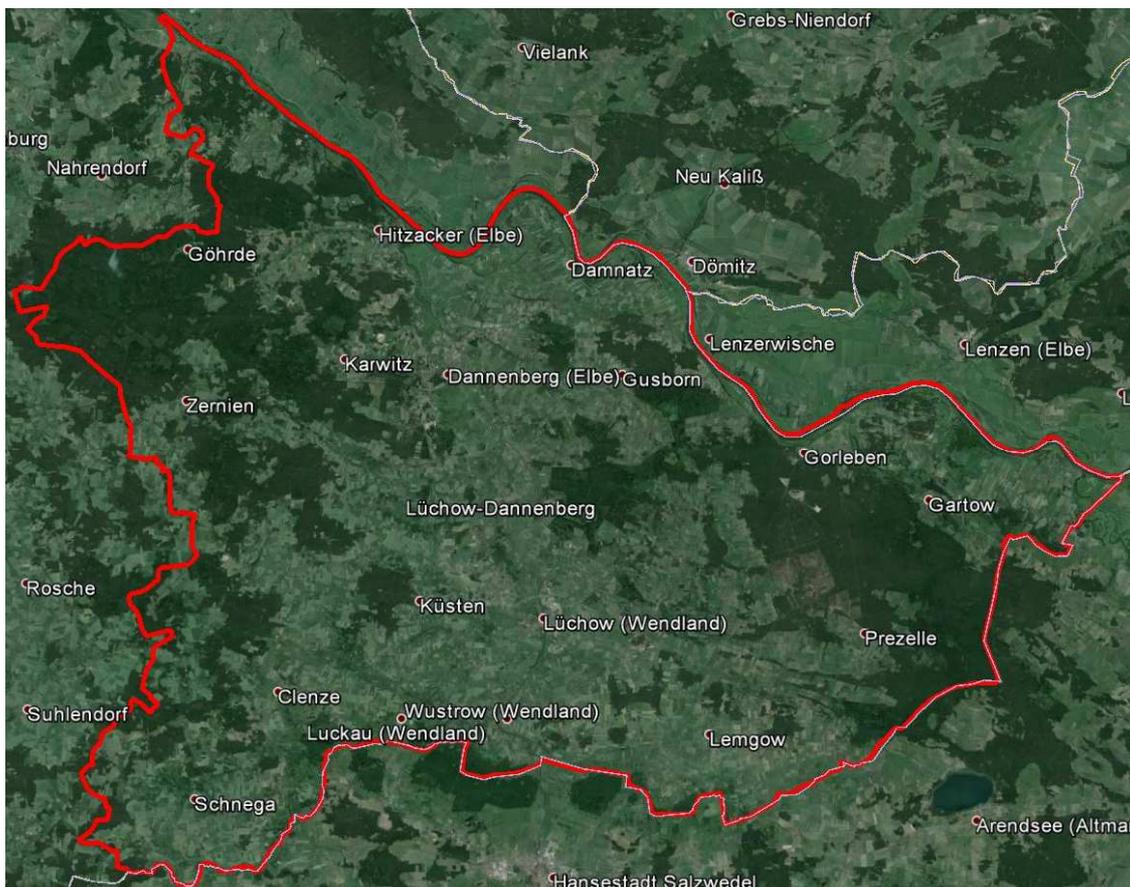


Abb. 1: Landkreis Lüneburg-Dannenberg, Quelle: Google Earth Pro

3.1 Lage der Referenzanlagen

Um das Windfeld anzupassen werden Ertragsdaten von bestehenden Windenergieanlagen verwendet. Insgesamt wurden fünf Windparks verwendet, von denen zwei Windparks aus Gründen der Vertraulichkeit nicht genannt werden dürfen. Die anderen drei Windparks sind Luckau-Beesem, Steine-Bülitz und Jeetzel (siehe Abb. 2 u. Tab. 1), welche ihre Ertragsdaten an die Betreiber-Datenbasis (BDB) weitergeben.



Abb. 2: Landkreis Lüchow-Dannenberg mit den Referenzstandorten Luckau-Beesem, Steine-Bülitz und Jeetzel; Zwei weitere Windparks wurden aus Gründen der Vertraulichkeit nicht abgebildet. Quelle: Google Earth Pro

Tab. 1: Positionsdaten der Referenzanlagen; Zwei Windparks wurden aus Gründen der Vertraulichkeit nicht aufgeführt.

Kennung	Koordinaten: UTM, WGS 84, Zone 32		Höhe ü. NN [m]
	Rechtswert	Hochwert	
Referenzpark Luckau-Beesem			39.1 (Parkmittel)
LuB1	634 834	5 866 424	35.3
LuB2	635 056	5 866 874	43.9
LuB3	635 355	5 866 721	38.2
Referenzpark Steine-Bülitz			29.8 (Parkmittel)
StB1	636 473	5 866 733	30.2
StB2	636 054	5 866 964	32.1
StB3	636 217	5 866 861	31.0
StB4	636 983	5 866 365	26.0
Referenzpark Jeetzel			26.9 (Parkmittel)
Jee1	642 443	5 869 045	26.5
Jee2	642 719	5 869 240	25.2
Jee3	643 125	5 869 459	30.4
Jee4	642 075	5 868 610	25.3

3.2 Orographie

Die Orographischen Verhältnisse wurden in Form von Höhenlinien mit einem Abstand von 1 m im Bereich des Landkreises Lüchow-Dannenberg aus dem DGK 5 Datensatz abgeleitet. Diese Daten wurden vom Kunden zur Verfügung gestellt. In dem für das Modell nötigen Randbereich wurde das digitale Geländemodell mit einer Gitterweite von 200 m (DGM 200) vom Bundesamt für Kartographie und Geodäsie verwendet. Diese Daten wurden im Vorfeld auf Höhenlinien mit 10 m Abstand umgerechnet. In Abb. 3 ist außerdem der Bereich gekennzeichnet, der von dem Modell mit 100 m Gitterauflösung berechnet wurde. Insgesamt wurde ein Modellradius von 60 km verwendet (vgl. Abb. 9).

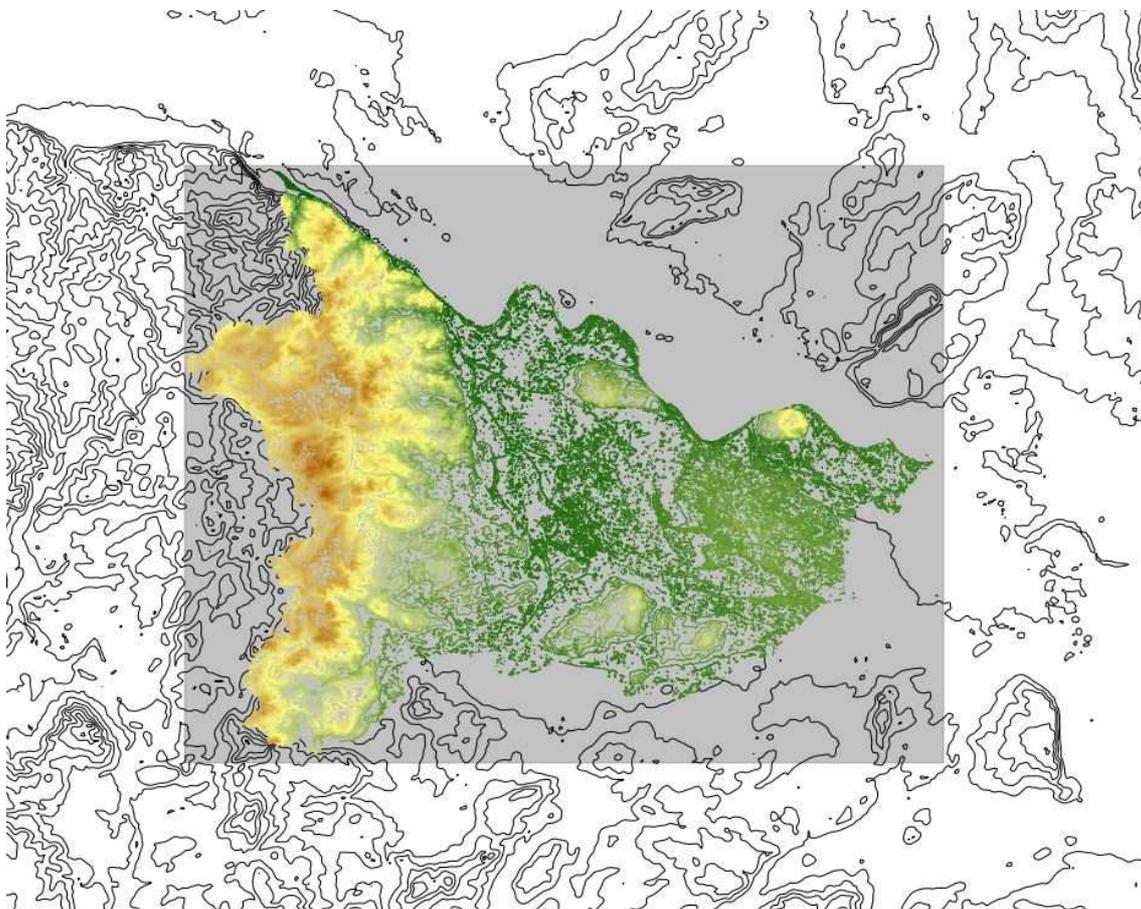


Abb. 3: Orographie des Modellgebiets mit DGK 5 Daten im Bereich des Landkreises (farbige Darstellung), DGM200 Daten im Randbereich (schwarze Linien) und dem Bereich, der mit 100 m Gitterauflösung berechnet wurde (grau schattiert).

Abb. 4 zeigt die Orographiedaten nach der Interpolation auf das Modellgitter. Das schwarze Rechteck kennzeichnet den Bereich, welcher mit einer horizontalen Gitterauflösung von 100 m simuliert wurde. Die Standorte der Referenzanlagen sind ebenfalls dargestellt.

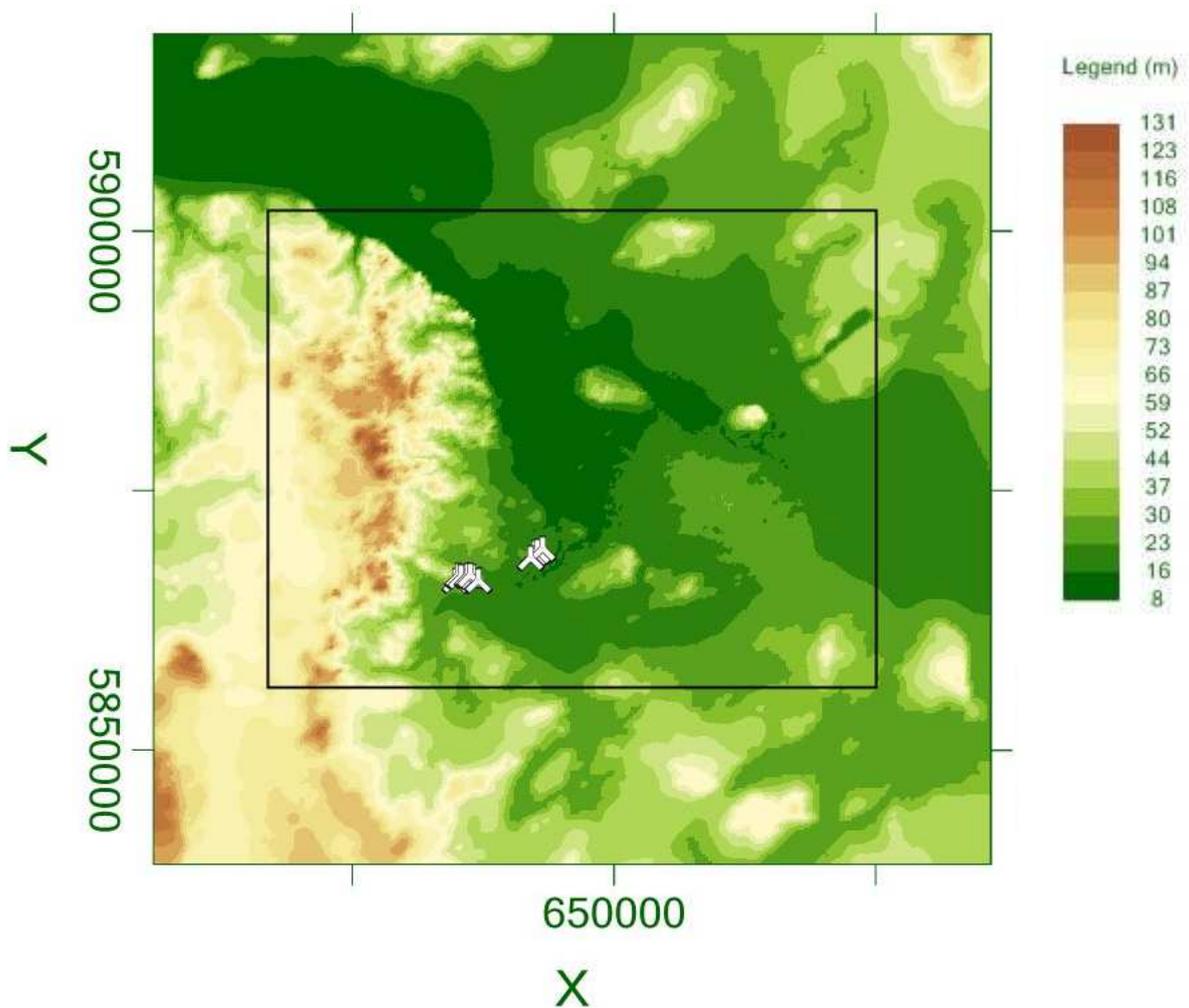


Abb. 4: Orographie des Modellgebiets mit Gebiet mit 100 m horizontaler Auflösung (schwarzer Kasten) und Referenzanlagenpositionen (Weiße Symbole); Zwei Windparks wurden aus Gründen der Vertraulichkeit nicht abgebildet.

3.3 Rauigkeit

Die Bodenrauigkeitsdaten wurden im Bereich des Landkreises Lüchow-Dannenberg den Flächennutzungsdaten des LGLN im Maßstab 1:25 000 entnommen. Diese Daten (siehe Dokumentation Basis DLM AAA des LGLN) wurden ebenfalls vom Kunden zur Verfügung gestellt. Bodenrauigkeitsdaten für den Randbereich wurden dem CLC Datensatz der European Environment Agency entnommen. Basis für diese Information sind Daten des Satelliten Landsat 7 im Maßstab 1:100 000. Die Rasterdaten liegen mit einer räumlichen Auflösung von 100 m vor. Die letzte Aktualisierung des Datenbestandes wurde im Jahr 2006 durchgeführt. In Abb. 5 ist außerdem der Bereich grau schattiert, der von dem Modell mit 100 m Gitterauflösung berechnet wurde. Insgesamt wurde ein Modellradius von 60 km verwendet (vgl. Abb. 9).

Meteodyn WT verfügt über eine interne Umrechnung der CLC Landnutzungsklassen in Rauigkeitslängen. Aus Gründen der Praktikierbarkeit wurden die Flächennutzungsdaten des LGLN ebenfalls auf die CLC Landnutzungsklassen übertragen.

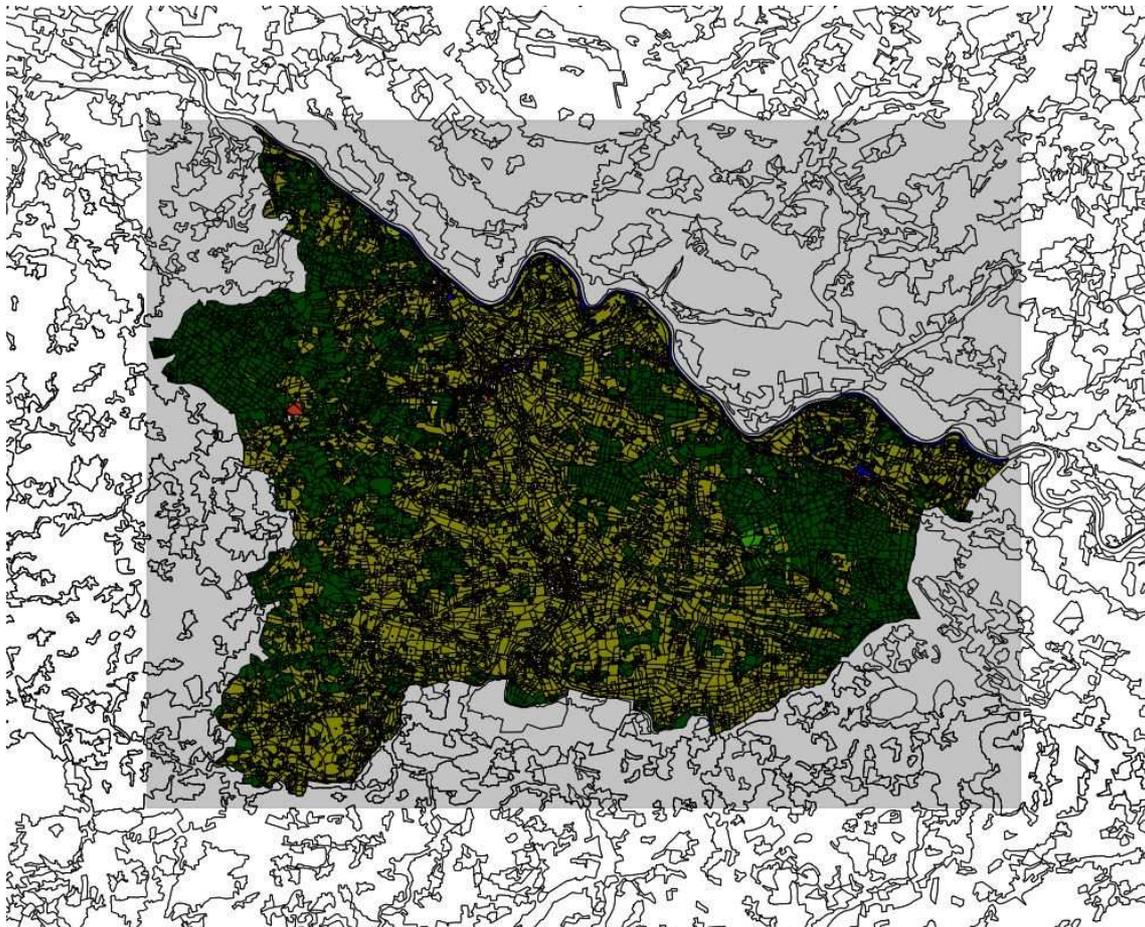


Abb. 5: Bodenrauigkeitsdaten des Modellgebiets mit LGLN Daten im Bereich des Landkreises (farbige Darstellung), CORINE Daten im Randbereich (schwarze Linien) und dem Bereich, der mit 100 m Gitterauflösung berechnet wurde (grau schattiert).

Abb. 5 zeigt die Bodenrauigkeitsdaten nach der Interpolation auf das Modellgitter. Das schwarze Rechteck kennzeichnet den Bereich, welcher mit einer horizontalen Gitterauflösung von 100 m simuliert wurde. Die Standorte der Referenzanlagen sind ebenfalls dargestellt.

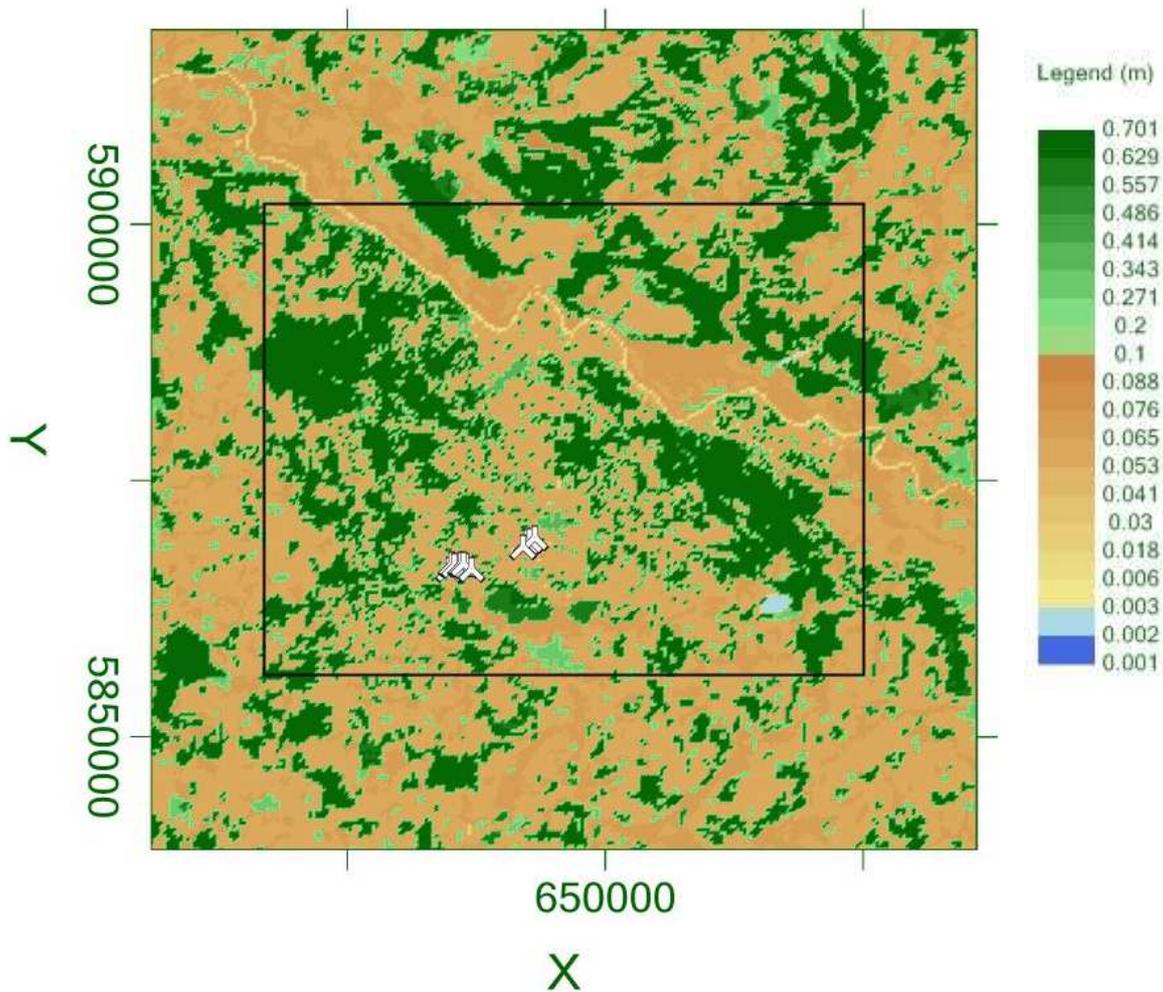


Abb. 6: Bodenrauigkeit des Modellgebiets mit Gebiet mit 100 m horizontaler Auflösung (schwarzer Kasten) und Referenzanlagenpositionen (Weiße Symbole); Zwei Windparks wurden aus Gründen der Vertraulichkeit nicht abgebildet.



4 Die Windfeld-Simulation

4.1 Das Strömungsmodell Meteodyn WT

Das Strömungsmodell *Meteodyn WT* wurde entwickelt von der *Meteodyn* Gesellschaft und bietet eine graphische Bedienoberfläche für den MIGAL CFD Löser. Dieser berechnet die Reynolds gemittelten Navier–Stokes Gleichungen, welche die dreidimensionale, nicht-hydrostatische, nicht-lineare atmosphärische Strömung beschreiben.

4.2 Datengrundlage und Methodik

Als Eingangszeitreihe werden Windrichtung und Windgeschwindigkeit aus dem anemos Windatlas für Europa in 20 km Auflösung verwendet. Dieser Windatlas wurde erstellt durch kontinuierliche Simulationen mit dem Mesoskalenmodell MM5, das angetrieben wurde mit den MERRA Reanalysedaten. Der Windatlas verfeinert die grobe räumliche (ca. 50 km) und zeitliche (1 Stunden²) Auflösung der MERRA Daten. Der anemos Windatlas für Europa hat eine räumliche Auflösung von 20 km und eine zeitliche Auflösung von 10 Minuten (Abb. 8).

Bei den MERRA-Reanalysedaten handelt es sich um einen Datensatz von der NASA aus Amerika. Dieser Datensatz reicht zurück bis 1979 und liegt global vor. Es handelt sich um die Analyse von Beobachtungsdaten (vorwiegend Satellitendaten) durch ein numerisches Modell. Die Werte liegen global auf einem Gitter von $1/2 \times 2/3$ Grad in einem zeitlichen Abstand von 6 Stunden vor (Abb. 7). Diese Daten liegen im Gegensatz zu den 1-stündigen MERRA-Daten, die für den MERRA-Index verwendet werden, für viele Höhenlevel vor und sind somit als Modellantrieb geeignet.

² Genaugenommen werden nicht die einstündigen 2D-MERRA-Daten als Antrieb für den EU-20km verwendet, sondern die 6-stündigen 3D-MERRA-Daten, da ein Antreiben eines Mesoskalenmodells mit 2D-Daten nicht zweckmäßig wäre.

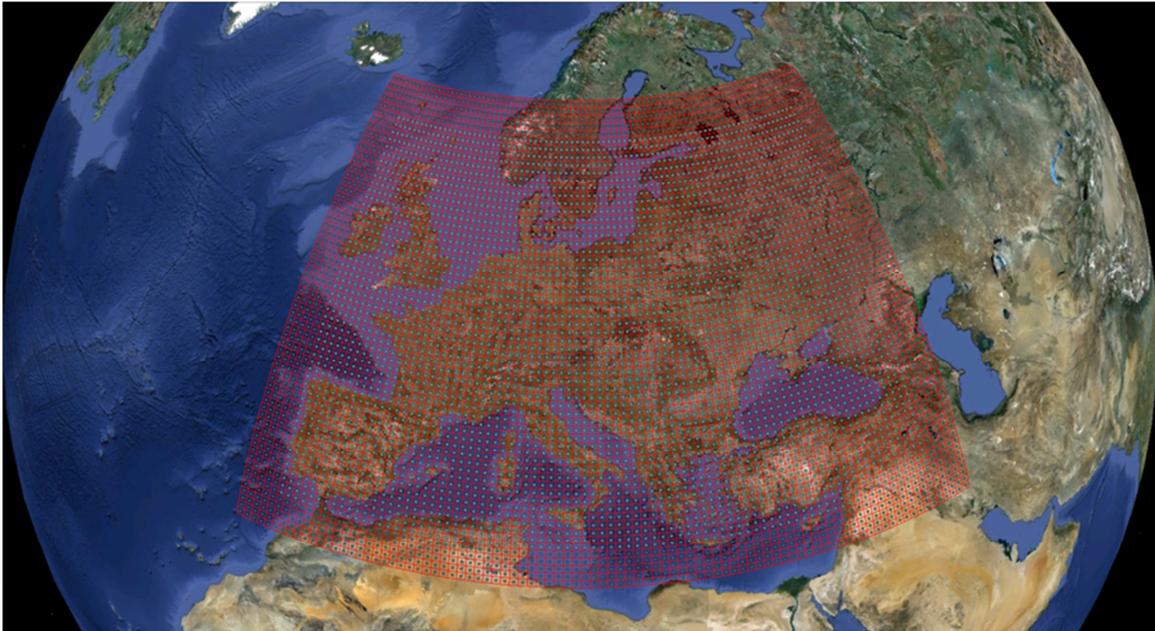


Abb. 7: Verteilung der original MERRA Knoten für Europa (Google Earth Pro)



Abb. 8: Anordnung der zwei Domänen, die die Auflösung bis auf 20 km verfeinern

Meteodyn WT berechnet stationäre Windfelder für verschiedene Windrichtungen (Abb. 9). In diesem Fall wurden 36 Richtungen in 10° Schritten berechnet. Danach liefert die Eingangszeitreihe (in diesem Fall EU-20km) Windgeschwindigkeit und Windrichtung für die entsprechende Atlaszelle. Meteodyn WT kann mehrere Atlaszellen als Antrieb verwenden und interpretiert die Winddaten als Flächenmittel für die jeweilige Zelle. Anschließend berechnet Meteodyn WT daraus Windgeschwindigkeit und Windrichtung für jede gewünschte Position. Unter Benutzung der entsprechenden Leistungskurven werden so die Erträge ermittelt. Weiterhin berechnet Meteodyn WT die Abschattungsverluste durch die Anlagen untereinander mit Hilfe des PARK-Modells³ und des Frandsen Turbulenzmodell.

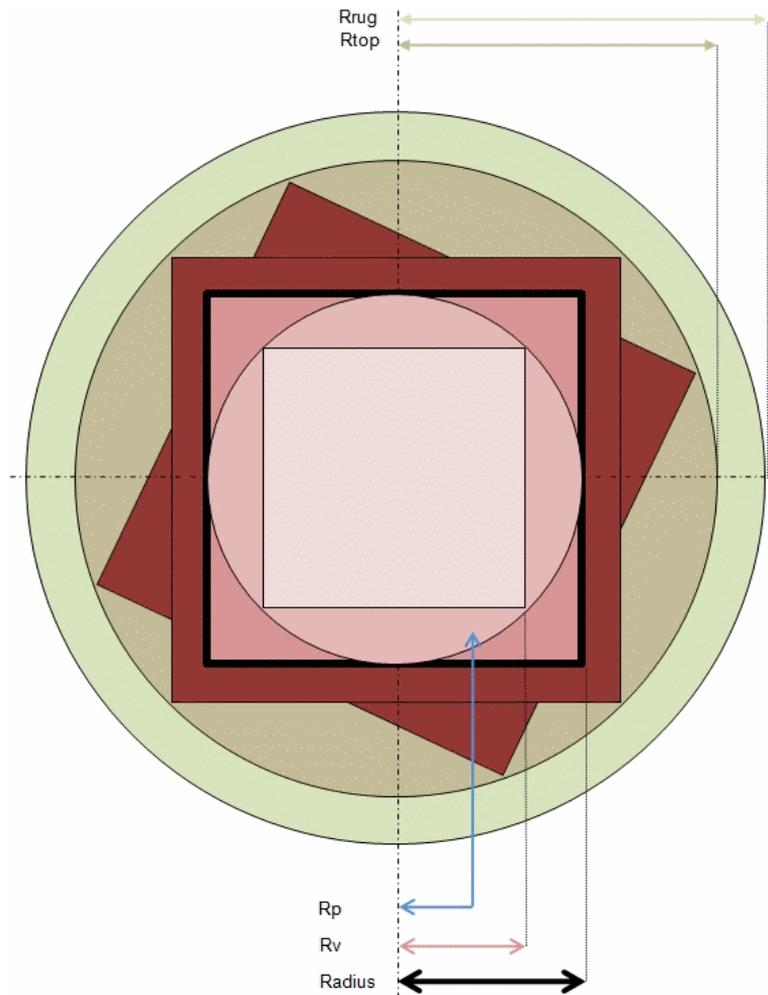


Abb. 9: Schematische Darstellung der Modellgebietsgröße mit dem **Radius** (vom Anwender zu definieren), die Grenze der genutzten Topographie ($R_{top} = \text{Radius} * 1.2 * \sqrt{2}$) und die Grenze der genutzten Rauigkeit ($R_{rug} = \text{Radius} * 1.2 * \sqrt{2} + 2000$)

³ Meteodyn WT verwendet ein modifiziertes PARK-Modell. Die wake-decay-Konstante wird direkt aus der Turbulenzintensität auf Nabenhöhe berechnet, und nicht so wie in dem standard PARK-Modell aus der lokalen Bodenrauigkeit.

4.3 Waldparametrisierung

Meteodyn WT beinhaltet ein Waldmodell, um Waldflächen zu parametrisieren. Dieses Modell bestimmt die Waldhöhe über die Rauheitslänge, welche von den Landnutzungsdaten vorgegeben wird (vgl. Kap. 3.3). Die Rauheitslänge wird mit einer Konstanten (Waldparameter) multipliziert, welche vom Benutzer festgelegt wird. Da die Topographiedaten verschiedene Rauheitslängen beinhalten (0.06 bis 0.7 m, für verschiedene Landschaftstypen), ergeben sich unterschiedliche Waldhöhen. Zum Beispiel hat das Flächenelement „Nadelwald“ standardmäßig eine Rauheitslänge von 0.7 m und „nicht-kontinuierliche Stadtgebiete“ eine Rauheitslänge von 0.4 m. Mit einem Waldparameter von 20 ergibt das einen Nadelwald von 14 m und ein nicht-kontinuierliches Stadtgebiet von 8 m Höhe. Das Waldmodell wird aber nur dort aktiv, wo das Produkt aus Waldparameter und Rauheitslänge mehr als 6 m ergibt. D.h. auch Stadtgebiete usw. werden durch das Waldmodell parametrisiert. Der Waldparameter muss also vom Benutzer so gewählt werden, dass Wald- und Stadtgebiete sowie weitere Gebiete mit hoher Rauheitslänge möglichst realitätsnah abgebildet werden. Außerdem kann eine Walddichte von „niedrig“, „mittel“ oder „hoch“ festgelegt werden.

Normalerweise wird die reale Waldhöhe bei einer Standortbesichtigung vermessen. Da es sich in diesem Fall jedoch um die flächendeckende Berechnung des ganzen Landkreises handelt, wurden Standardwerte verwendet, die erfahrungsgemäß gute Ergebnisse liefern. Der Waldparameter wurde auf 25 und die Walddichte auf „mittel“ gesetzt.

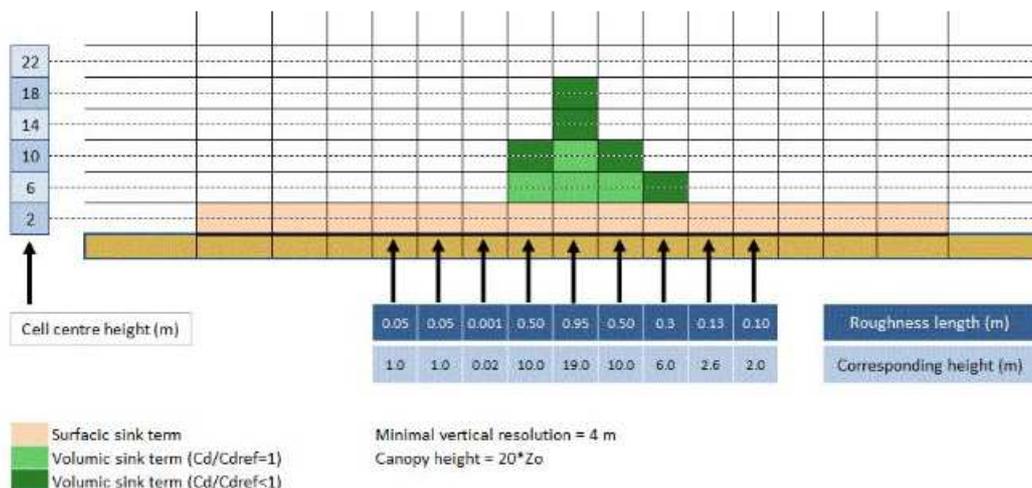


Abb. 10: Beispielhafte Darstellung des Waldmodells mit einem Waldparameter von 20

5 Die Windverhältnisse

Die großräumigen Windverhältnisse aus den Daten des anemos Windatlas für Europa in 20 km Auflösung (EU-20km) werden bezüglich ihrer Repräsentativität für die Standortumgebung beurteilt. Hierzu können die Erträge bestehender Windenergieanlagen in der näheren Umgebung herangezogen werden, wenn diese mindestens ein Jahr in Betrieb sind und der Zeitraum in Bezug zum langjährigen Mittel gesetzt werden kann. Für diesen Langzeitbezug von Ertragsdaten wird in Deutschland häufig der Ertragsindex der Betreiber-Datenbasis BDB oder IWET Index (Häuser und Keiler, Betreiber-Datenbasis) angewendet. Neben dem IWET Index verwenden wir den anemos-Index D-5km und den MERRA-Index.

Eine Gewichtung der Ergebnisse der Langzeitberechnung mit den Indizes basiert auf Untersuchungen zur räumlichen und zeitlichen Konsistenz, zum Referenzzeitraum und zur Korrelation der Index-Werte mit Produktionsdaten. Soweit möglich, wird eine Gewichtung der Indizes standortspezifisch / regionalspezifisch vorgenommen, basierend auf dem Vergleich langjähriger realer Ertragsdaten und den jeweiligen index-korrigierten Langzeitwerten. Im Einzelfall hängt die Gewichtung von der subjektiven Einschätzung des Gutachters ab.

Der IWET Ertragsindex (IWET Version 2011, veröffentlicht Dezember 2011) beruht auf monatlichen Ertragsdaten einer gebietsweise sehr unterschiedlichen Anzahl von Windenergieanlagen in den 25 Regionen, für die er veröffentlicht wird. Die Anzahl der monatlich für eine jeweilige Region gemeldeten Daten schwankt zum Teil erheblich, die Festlegung der Regionen erfolgte ohne statistische Auswertungen, zudem fließen viele gemeldete Ertragsdaten ohne Berücksichtigung etwaiger Abschaltungen, leistungsreduzierter Modi, Verluste durch Einspeisemanagement, sich verändernde Abschattungsverluste aufgrund von Zubau, etc. in die Berechnung ein, da diese Informationen i.d.R. nicht vorliegen. Insofern kann nur begrenzt von einer räumlichen und zeitlichen Konsistenz ausgegangen werden. Der Referenzzeitraum wird von den Erstellern mit der Periode 1996 – 2009 angegeben, ermittelt auf Basis von 21 Knotenpunkten des World Wind Atlas für 25 IWET-Regionen. Für den Zeitraum Januar 1999 bis Dezember 2010 wird je nach Region ein mittlerer Index zwischen 97.1 % und 100.4 % ausgewiesen.

Der zweite hier verwendete Ertragsindex D-5km-Index basiert auf dem anemos Windatlas für Deutschland mit einer räumlichen Auflösung von 5 km und einer zeitlichen Auflösung von 30 Minuten (D-5km). Die Zeitreihen der Windgeschwindigkeiten wurden für fünf typische WEA mit vier unterschiedlichen Nabenhöhen mithilfe der Leistungskennlinien in Ertragszeitreihen transformiert. Damit stehen Ertragszeitreihen für ganz Deutschland, einschließlich der Nord- und Ostseebereiche, mit eben dieser zeitlichen und räumlichen Auflösung für die Index-Berechnung zur Verfügung. Als Referenzzeitraum (100 % Zeitraum) dieses Ertragsindex wurde die 20-jährige Periode 1993 bis 2012 festgesetzt.

Der dritte hier verwendete Ertragsindex (MERRA-Index) beruht auf den MERRA-Reanalysedaten mit einer räumlichen Auflösung von 1/2 Breitengrad und 2/3 Längengrad (entspricht ca. 55 x 45 km in Deutschland) und einer zeitlichen Auflösung von 1 Stunde. Diese Daten liegen für die Höhe 50 m vor. Die Zeitreihen der Windgeschwindigkeiten wurden für vier typische WEA mithilfe der Leistungskennlinien in Ertragszeitreihen transformiert. Damit stehen

Ertragszeitreihen für ganz Europa einschließlich der Nord- und Ostseebereiche mit eben dieser zeitlichen und räumlichen Auflösung für die Index-Berechnung zur Verfügung. Als Referenzzeitraum (100 % Zeitraum) dieses Ertragsindex wurde die 20-jährige Periode 1993 – 2012 festgesetzt.

Zum Abgleich verwenden wir ein Verhältnis aus den drei Verfahren, das als "Langzeitertrag" bezeichnet wird. In diesem Fall werden die Werte des D-5km-Index mit 30%, die des MERRA-Index mit 50% und der IWET V11 mit 20% gewichtet, da der IWET trotz der neuen Version die alten Schwächen aufweist. Zudem bezieht sich der IWET V11 auf einen Referenzzeitraum von nur 14 Jahren, der anemos Index und der MERRA-Index auf 20 Jahre. Da letzteres als ein üblicher zukünftiger Zeitraum für die Finanzierung und Betriebsdauer angesehen wird, halten wir einen längeren Referenzzeitraum für besser geeignet. Die Aussage der Herausgeber des IWET-Index, die frühen Neunziger seien aufgrund der extrem überdurchschnittlichen Winde nicht als Referenzzeitraum geeignet, teilen wir nicht. Der MERRA-Index wird stärker gewichtet, da die Korrelation mit den Anlagen eine bessere Übereinstimmung zeigt.

Dieser "Langzeitertrag" wird mit dem auf Basis des berechneten Windpotentials abgeleiteten "berechneten Ertrages" verglichen. Die Güte der Übereinstimmung (Quotient zwischen errechnetem Ertrag und Langzeitertrag) wird als Gütegrad in Prozent angegeben. Ein Gütegrad über 100 % bedeutet also, dass die Anlagen mit ihrem langjährigen mittleren Windpotential überschätzt werden.

Zum Abgleich des berechneten Windpotentials werden die Ertragsdaten von fünf Windparks im Landkreis Lüchow-Dannenberg verwendet (Tab. 3 - Tab. 5, zwei Parks dürfen nicht genannt werden) und durch Anwendung der drei oben genannter Indizes in den Langzeitbezug gesetzt.

Der mittlere zu erwartende Energieertrag dieser bestehenden WEA wird außerdem mit Hilfe von Meteodyn WT berechnet. Abschattungseffekte und Energieertrag werden für jede Anlage berechnet. Die Ertragsberechnungen wurden für die in Tab. 2 aufgelisteten WEA Typen und entsprechende Leistungskurven durchgeführt.

Tab. 2: WEA Typen mit der verwendeten Leistungskurve

Windenergieanlage	Leistungskurve	Vermessen / berechnet
AN Bonus 600 kW 44-2	WIND-consult GmbH; Dok. Nr: WICO 028LK298; 19.05.1998	vermessen
AN Bonus 1.3 MW/62	WIND-consult GmbH; Dok. Nr: WICO 279LKC99; 22.05.2000	vermessen
Fuhrländer FL-MD 77	WINDTEST; Dok. Nr: WT3218/04; 26.02.2004	vermessen
Enercon E-40 5.40	WINDTEST; Dok. Nr: WT890/98; 23.07.1999	vermessen



Die Ertragsberechnung wurde mit einer Referenzluftdichte von 1.249 kg/m^3 auf 17 m durchgeführt, berechnet auf Basis der Station Lüchow mit einer Lufttemperatur von 8.9° auf einer Höhe von 17 m über NN

Die Luftdichten der einzelnen Anlagen werden von dem Programm Meteodyn WT auf die entsprechende Nabenhöhe angepasst. Die Luftdichte-Korrektur der Leistungskurven wird von Meteodyn WT gemäß der IEC 61400-12 durchgeführt.

Luftdichteabhängige ct-Kennlinien liegen für keine der Referenzanlagen vor. Für alle Anlagen wurden die entsprechenden ct-Kennlinien für eine Luftdichte von 1.225 kg/m^3 verwendet. Bei einer mittleren Luftdichte von 1.24 kg/m^3 auf Nabenhöhe ist die Verwendung dieser ct-Kennlinien jedoch immer noch gerechtfertigt.

Die vertraulich zu behandelnden Ertragsdaten sowie entsprechende Windenergieanlagen dürfen nicht genannt werden. Wir können zwei weitere Windparks mit Gütegraden von **103.3%** und **106.0%** nachvollziehen.

Tab. 3: Berechnung des Langzeitertrags für die Vergleichs-Windenergieanlagen am Standort Luckau-Beesem

Windpark	Luckau-Beesem		
Kennung	LuB1	LuB2	LuB3
WEA Typ	Fuhrländer FL-MD77 1500kW		
Nabenhöhe [m]	100 m		
Datenzeitraum	Jul 2007 – Mai 2013		
Datenquelle	Betreiber-Datenbasis (BDB)		
Realertrag ⁴ im Zeitraum (Jul 07 – Jun 12) [MWh/a]	3100	2831	2867
Höhe über Normalnull (m)	35.3	43.9	38.2
Verfügbarkeiten	Vorhanden		
IWET Region	12		
Mittlerer Jahresertrag IWET Windindex [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	3273 / 105.6%	3040 / 107.4%	3056 / 106.6%
Mittlerer Jahresertrag Anemos-Index (D-5) [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	3040 / 98.1%	2851 / 100.7%	2874 / 100.2%
Mittlerer Jahresertrag Merra-Index [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	3199 / 103.2%	3001 / 106.0%	3041 / 106.1%
Langzeitertrag [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	3166 / 102.1%	2964 / 104.7%	2994 / 104.4%
berechneter Ertrag [MWh/a]	2979	3031	2932
Gütegrad [%]	94.1%	102.3%	97.9%

Der mittlere Gütegrad für den Windpark Luckau-Beesem entspricht **98.0%**.

⁴ Der Realertrag wird errechnet als Mittelwert aus den mit 12 multiplizierten, verfügbarkeitskorrigierten Monatswerten, um den Jahreswert zu erhalten. Monate mit Verfügbarkeiten < 90% werden dabei nicht berücksichtigt; falls diese Fehlwerte gehäuft ausschließlich in den Sommer- bzw. Wintermonaten auftauchen, wird dies gekennzeichnet. Es werden nur ganze Jahre gezählt.

Tab. 4: Berechnung des Langzeitertrags für die Vergleichs-Windenergieanlagen am Standort Steine-Bülitz

Windpark	Steine-Bülitz			
Kennung	StB1	StB2	StB3	StB4
WEA Typ	Enercon E-40 5.40			
Nabenhöhe [m]	65 m			
Datenzeitraum	Jul 2007 – Mai 2013			
Datenquelle	Betreiber-Datenbasis (BDB)			
Realertrag im Zeitraum (Jul 07 – Jun 12) [MWh/a]	700	669	728	727
Höhe über Normalnull (m)	30.2	32.1	31.0	26.0
Verfügbarkeiten	Vorhanden			
IWET Region	12			
Mittlerer Jahresertrag IWET Windindex [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	696 / 99.4%	691 / 99.6%	722 / 99.2%	713 / 98.1%
Mittlerer Jahresertrag Anemos-Index (D-5) [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	646 / 92.3%	658 / 94.8%	678 / 93.1%	682 / 93.8%
Mittlerer Jahresertrag Merra-Index [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	676 / 96.6%	669 / 96.4%	701 / 96.3%	701 / 94.8%
Langzeitertrag [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	671 / 95.9%	670 / 96.6%	698 / 95.9%	692 / 95.1%
berechneter Ertrag [MWh/a]	661	648	647	662
Gütegrad [%]	98.5%	96.7%	92.6%	95.7%

Der mittlere Gütegrad für den Windpark Steine-Bülitz entspricht **95.9%**.

Tab. 5: Berechnung des Langzeitertrags für die Vergleichs-Windenergieanlagen am Standort Jeetzel

Windpark	Jeetzel			
Kennung	Jee1	Jee2	Jee3	Jee4
WEA Typ	AN Bonus 600 kW			AN Bonus 1,3 MW 62
Nabenhöhe [m]	50 m			68 m
Datenzeitraum	Jul 2006 – Jun 2013			
Datenquelle	Betreiber-Datenbasis (BDB)			
Realertrag im Zeitraum (Jul 06 – Jun 13) [MWh/a]	616	636	656	1836
Höhe über Normalnull (m)	26.5	25.2	30.4	25.3
Verfügbarkeiten	Vorhanden			
IWET Region	12			
Mittlerer Jahresertrag IWET Windindex [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	658 / 106.8%	668 / 105.0%	675 / 102.9%	1921 / 104.6%
Mittlerer Jahresertrag Anemos-Index (D-5) [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	635 / 103.1%	647 / 101.7%	657 / 100.2%	1858 / 101.2%
Mittlerer Jahresertrag Merra-Index [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	640 / 103.9%	655 / 103.0%	655 / 99.8%	1876 / 102.2%
Langzeitertrag [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	642 / 104.2%	655 / 103.0%	660 / 100.5%	1880 / 102.4%
berechneter Ertrag [MWh/a]	688	665	702	1805
Gütegrad [%]	107.1%	101.5%	106.4%	96.0%

Der mittlere Gütegrad für den Windpark Jeetzel entspricht **100.6%**.

Um den Gesamtgütegrad anzugeben müssen die Gütegrade aller Parks gemittelt werden. Man könnte die einzelnen Windparks auf verschiedenste Weise gewichten (nach Ertrag, Anzahl, Nabenhöhe, Korrelationskoeffizienten etc.). Da es aber in diesem Fall um die flächendeckende Berechnung geht, kann man nicht sagen welcher Referenzpark repräsentativer ist. Also werden alle Referenzparks gleichwertig gewichtet. Die Gütegrade der zwei vertraulich zu behandelnden Windparks sind in Tab. 6 ohne Beschriftung aufgeführt.

Tab. 6: Übersicht und Mittelung der Gütegrade der Referenz-Windparks

	Luckau-Beesem	Steine-Büilitz	Jeetzel	-	-
Gütegrad	98.0%	95.9%	100.6%	103.3%	106.0%
Gesamt	100.76%				

Das berechnete Windfeld wurde in derart angepasst, dass es die fünf verwendeten Windparks im Mittel mit 100.76% wiedergibt. Die Schwankungen zwischen den einzelnen Parks sind mit den Extremwerten von 95.9% und 106.0% als gering einzuschätzen. Vor allem unter Berücksichtigung der Entfernung von bis zu ca. 20 km zwischen den einzelnen Windparks.

Es gibt unter Berücksichtigung aller einzelnen Anlagen keine Tendenzen im Gütegrad bezüglich Nabenhöhe oder Höhe über NN. D.h. das Modell über- oder unterschätzt die Erträge nicht tendenziell bezüglich ihrer Nabenhöhe oder Höhe über NN.

6 Ergebnis

Die Ergebnisse werden im Folgenden in Karten dargestellt. Gezeigt werden mittlere 20-jährige Windgeschwindigkeiten in m/s und Leistungsflussdichte in W/m^2 in 80, 100, 120, 140, und 160 m Höhe über Grund.

6.1 Abbildungen

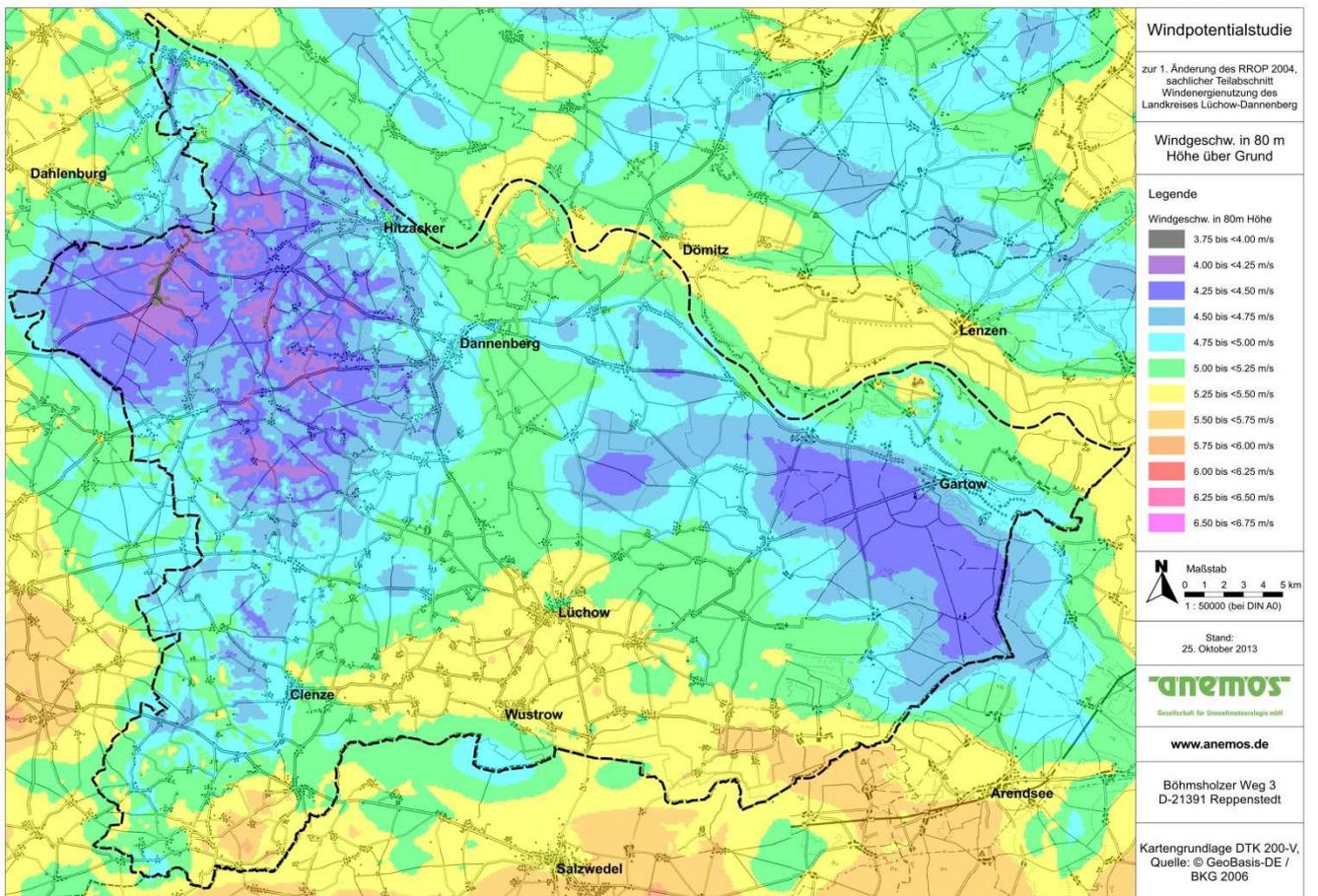


Abb. 11: Mittlere 20-jährige Windgeschwindigkeit in 80 m Höhe über Grund

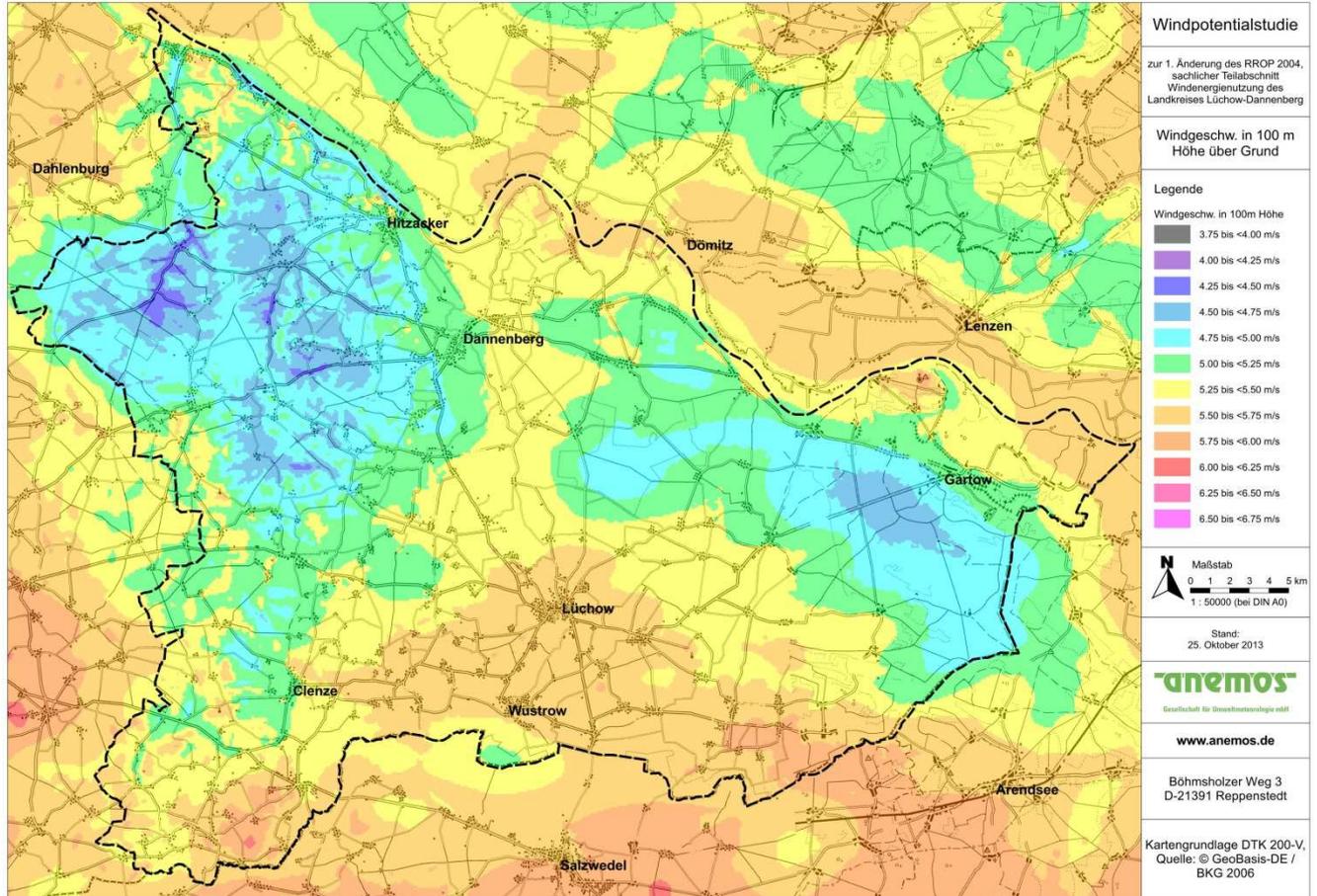


Abb. 12: Mittlere 20-jährige Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe über Grund

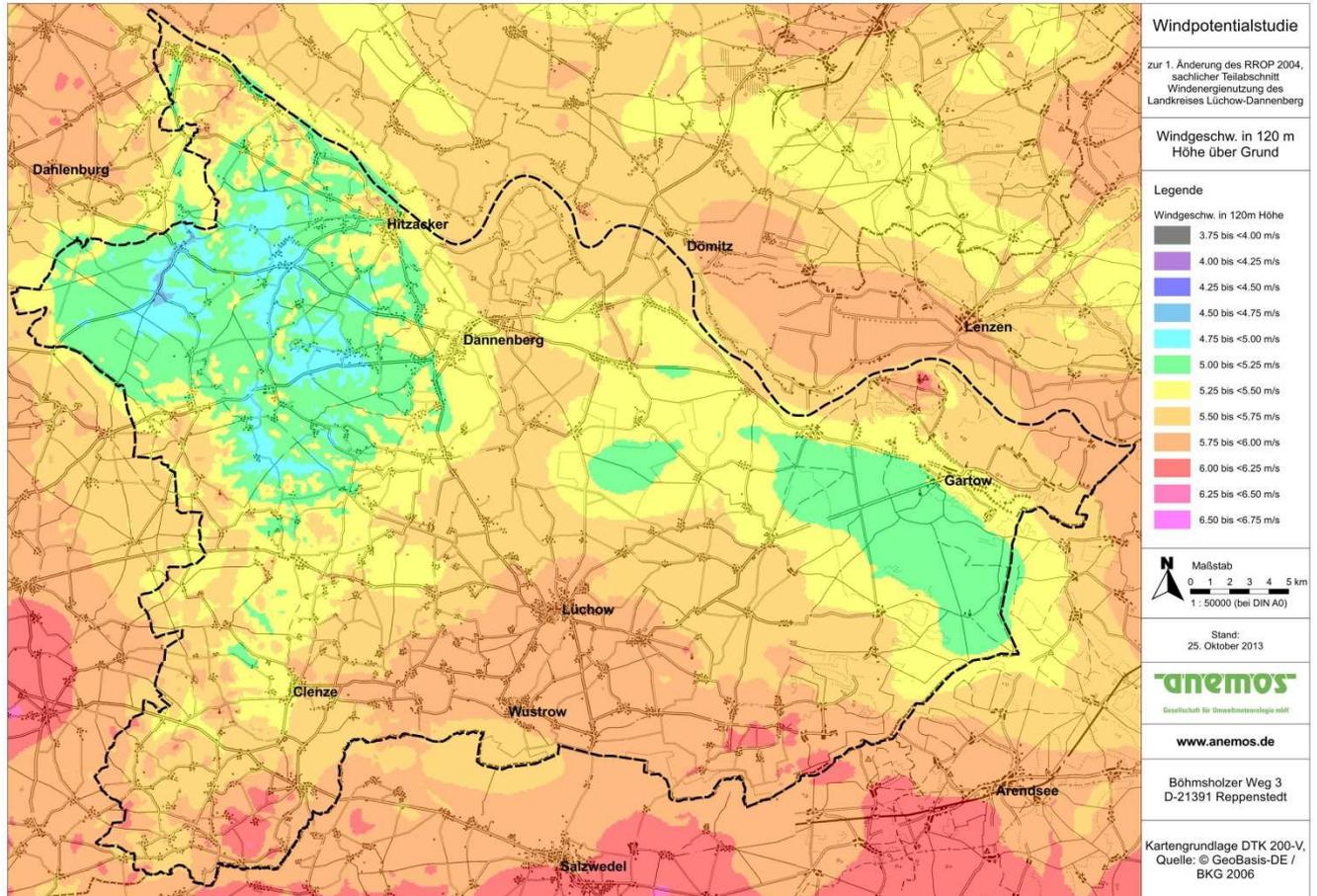


Abb. 13: Mittlere 20-jährige Windgeschwindigkeit in 120 m Höhe über Grund

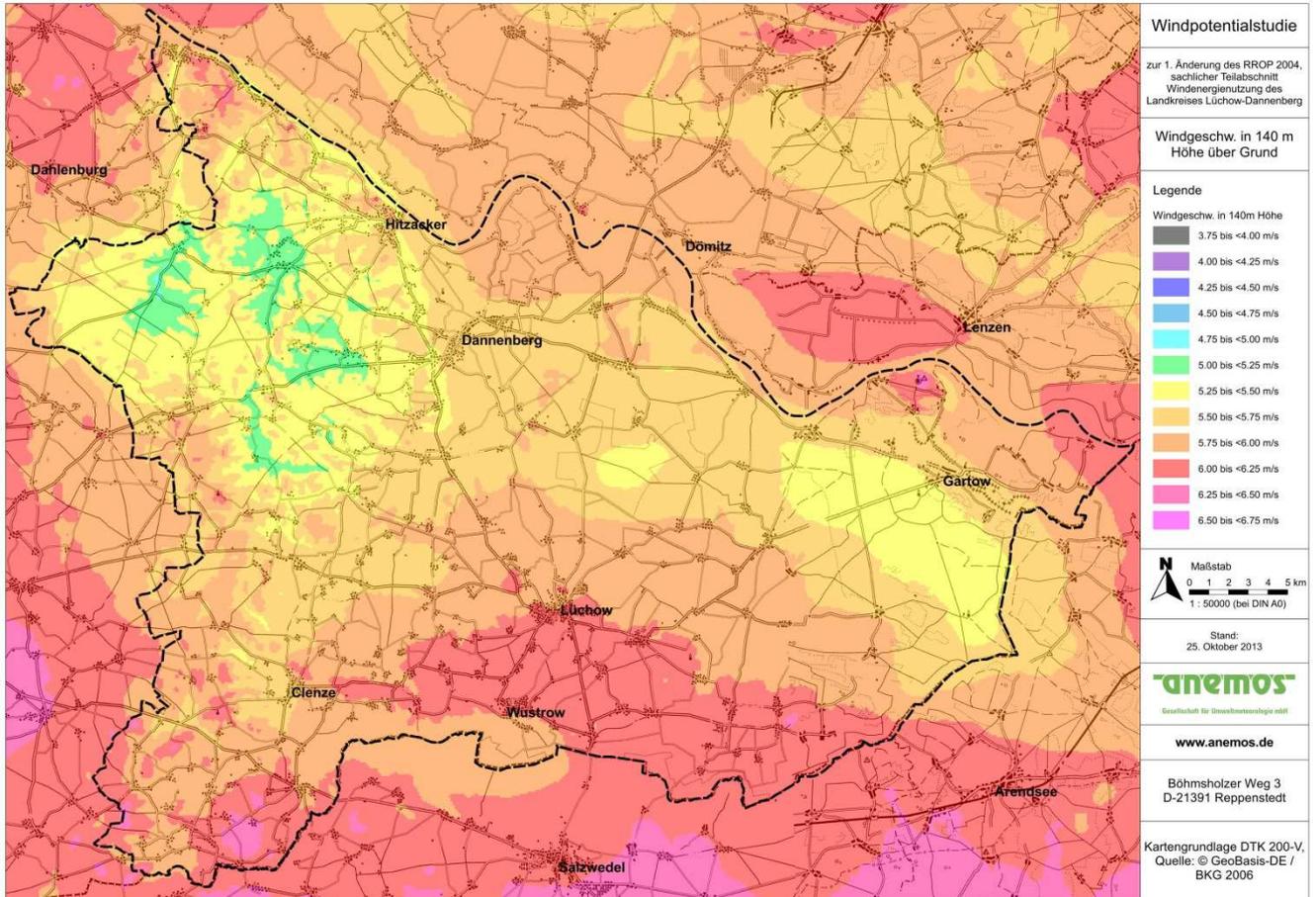


Abb. 14: Mittlere 20-jährige Windgeschwindigkeit in 140 m Höhe über Grund

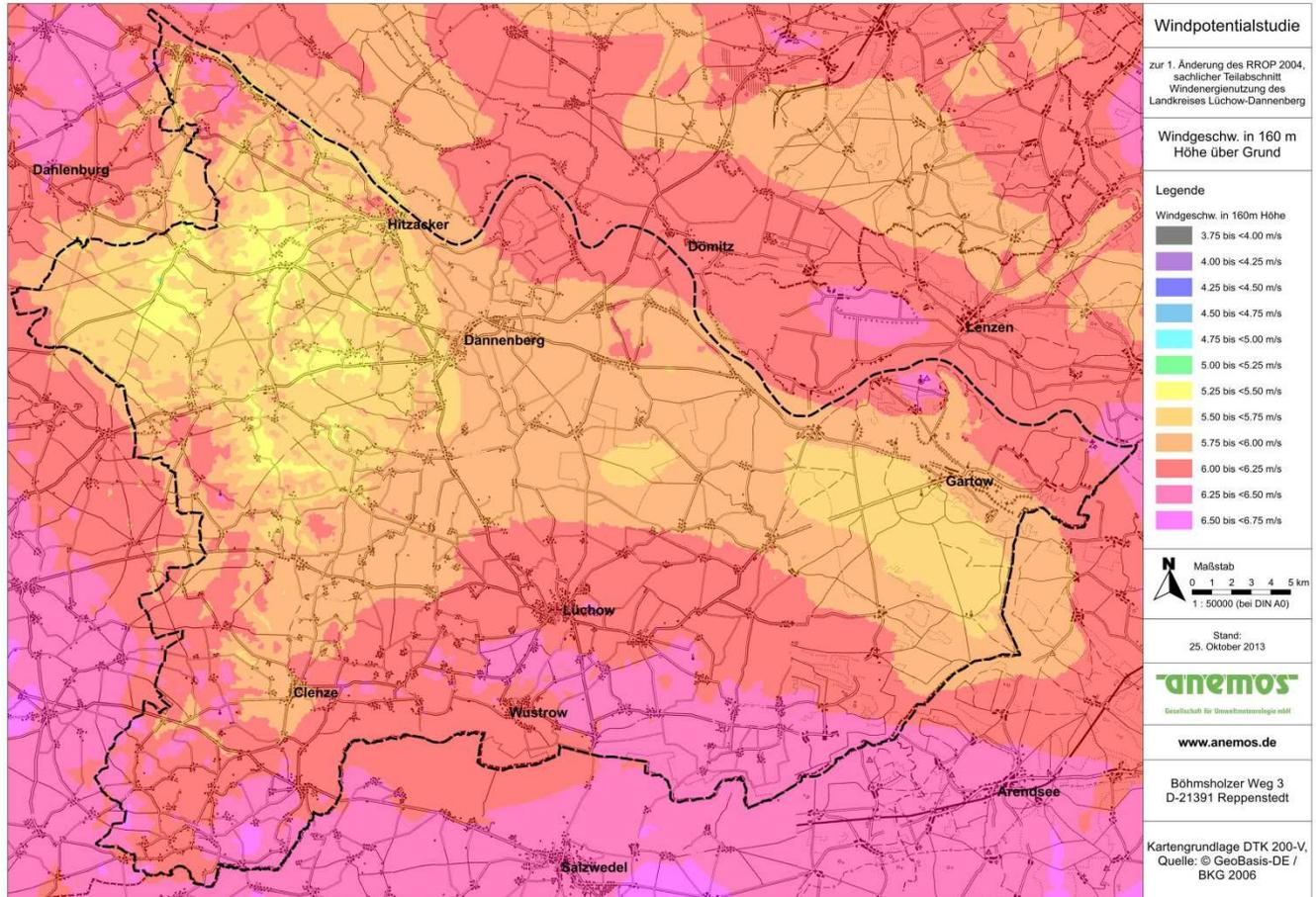


Abb. 15: Mittlere 20-jährige Windgeschwindigkeit in 160 m Höhe über Grund

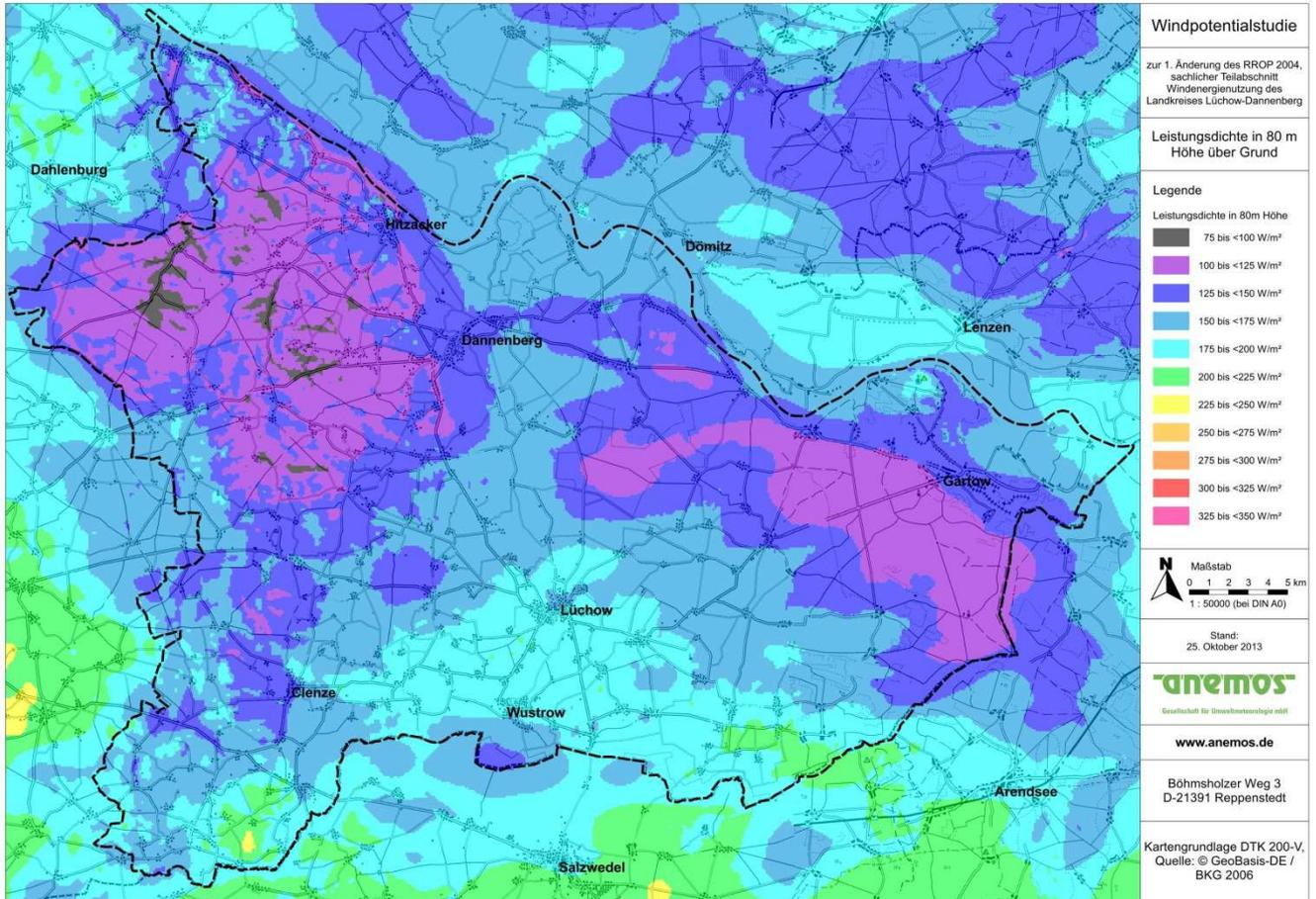


Abb. 16: Mittlere 20-jährige Leistungsdichte in 80 m Höhe über Grund

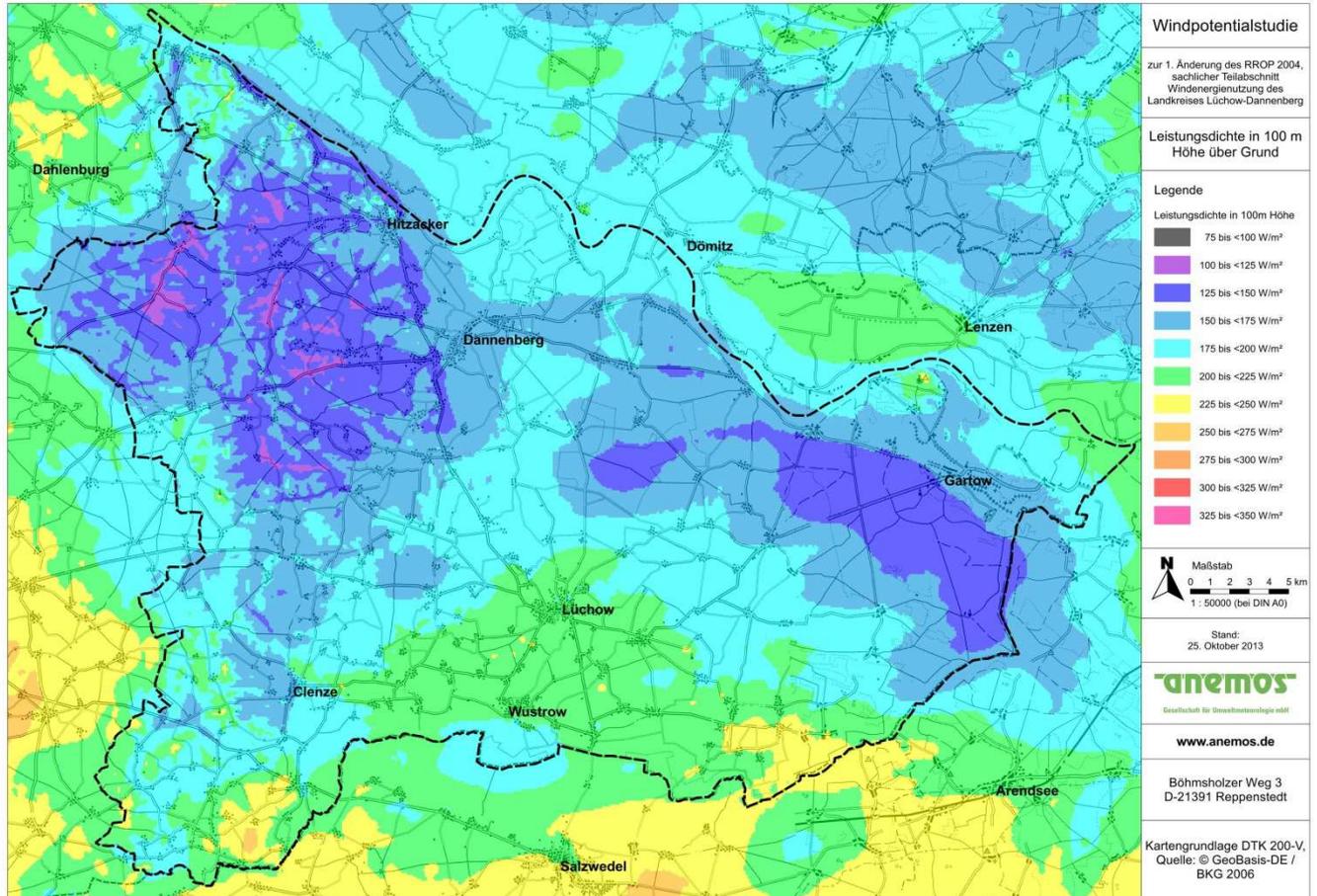


Abb. 17: Mittlere 20-jährige Leistungsdichte in 100 m Höhe über Grund

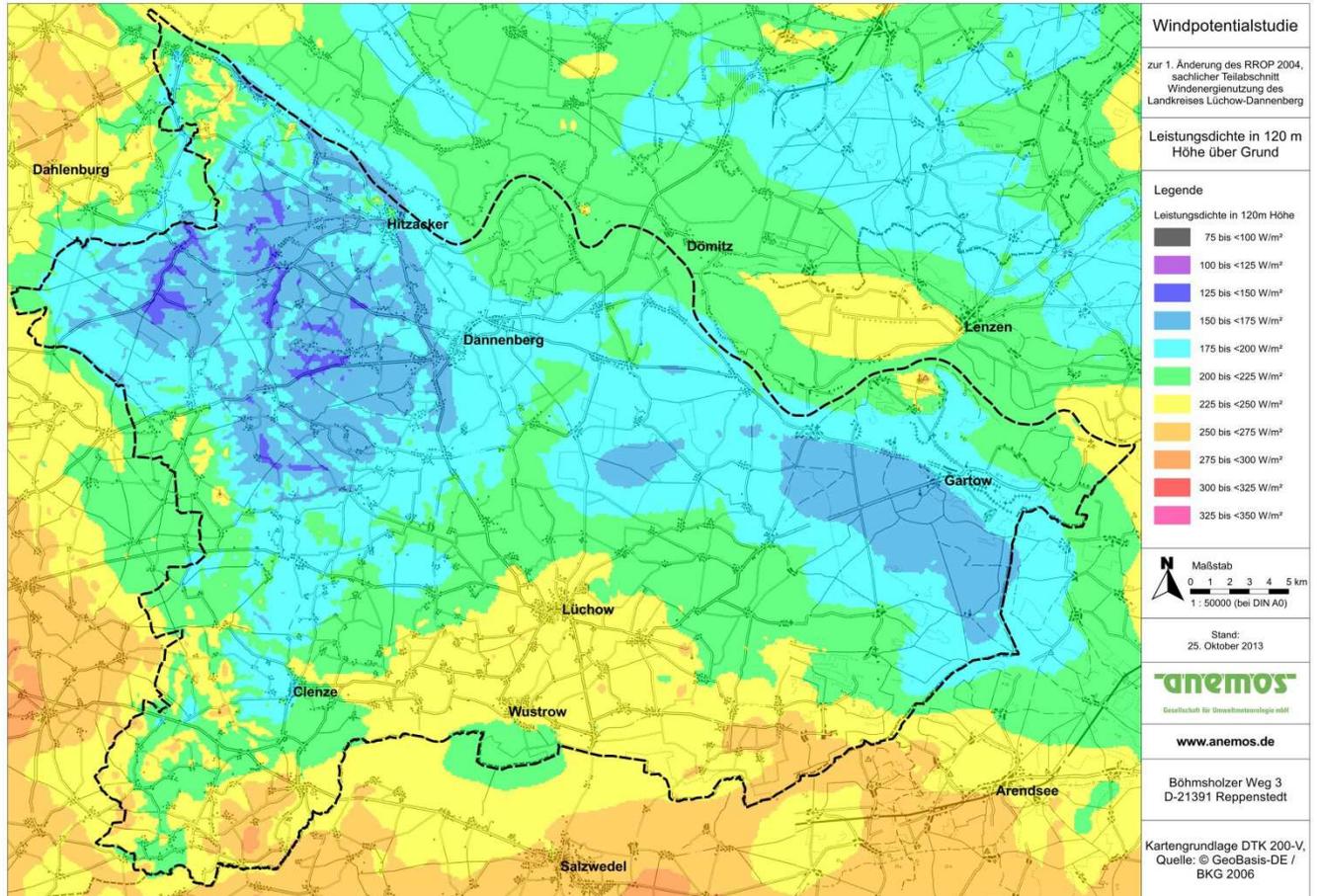


Abb. 18: Mittlere 20-jährige Leistungsdichte in 120 m Höhe über Grund

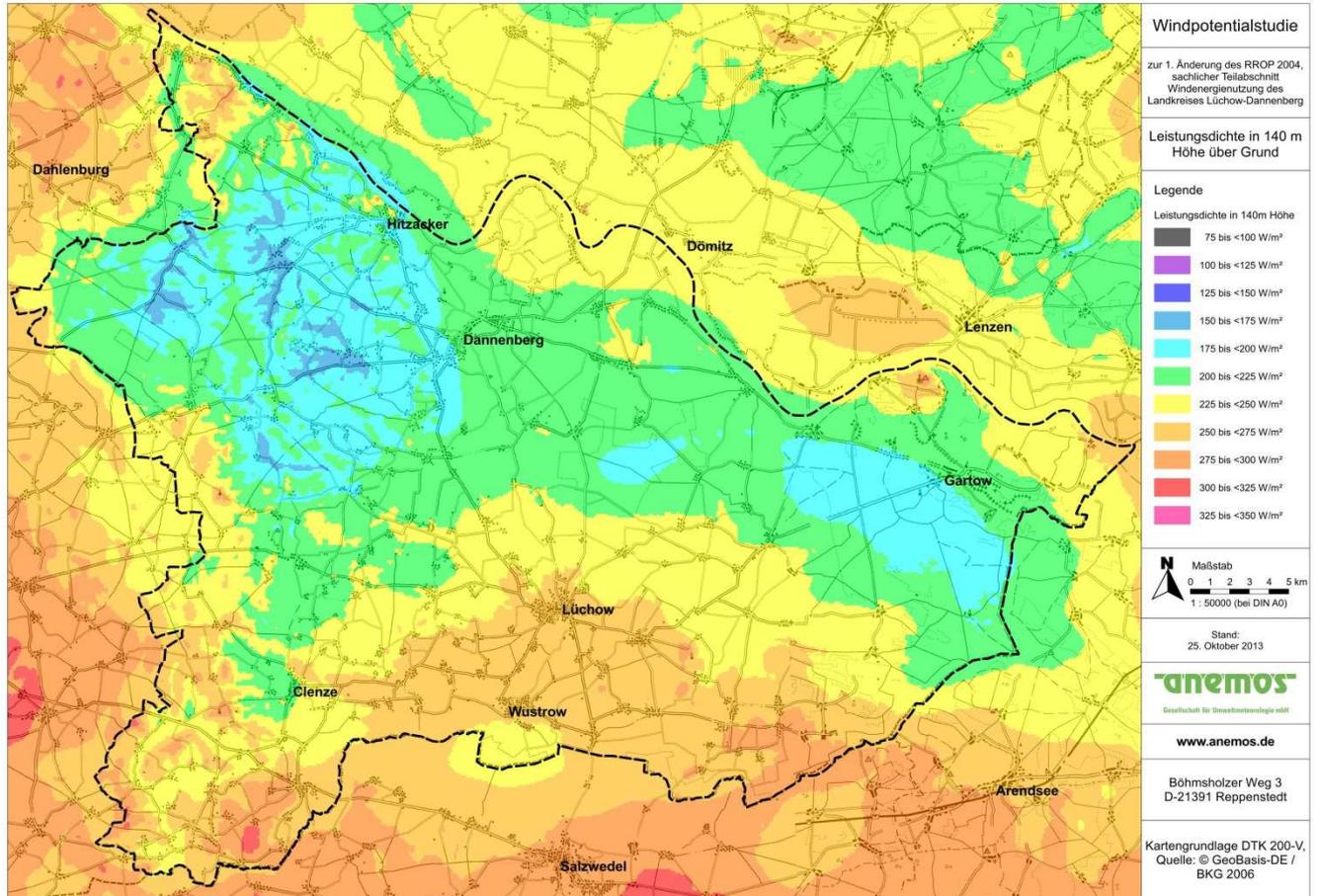


Abb. 19: Mittlere 20-jährige Leistungsdichte in 140 m Höhe über Grund

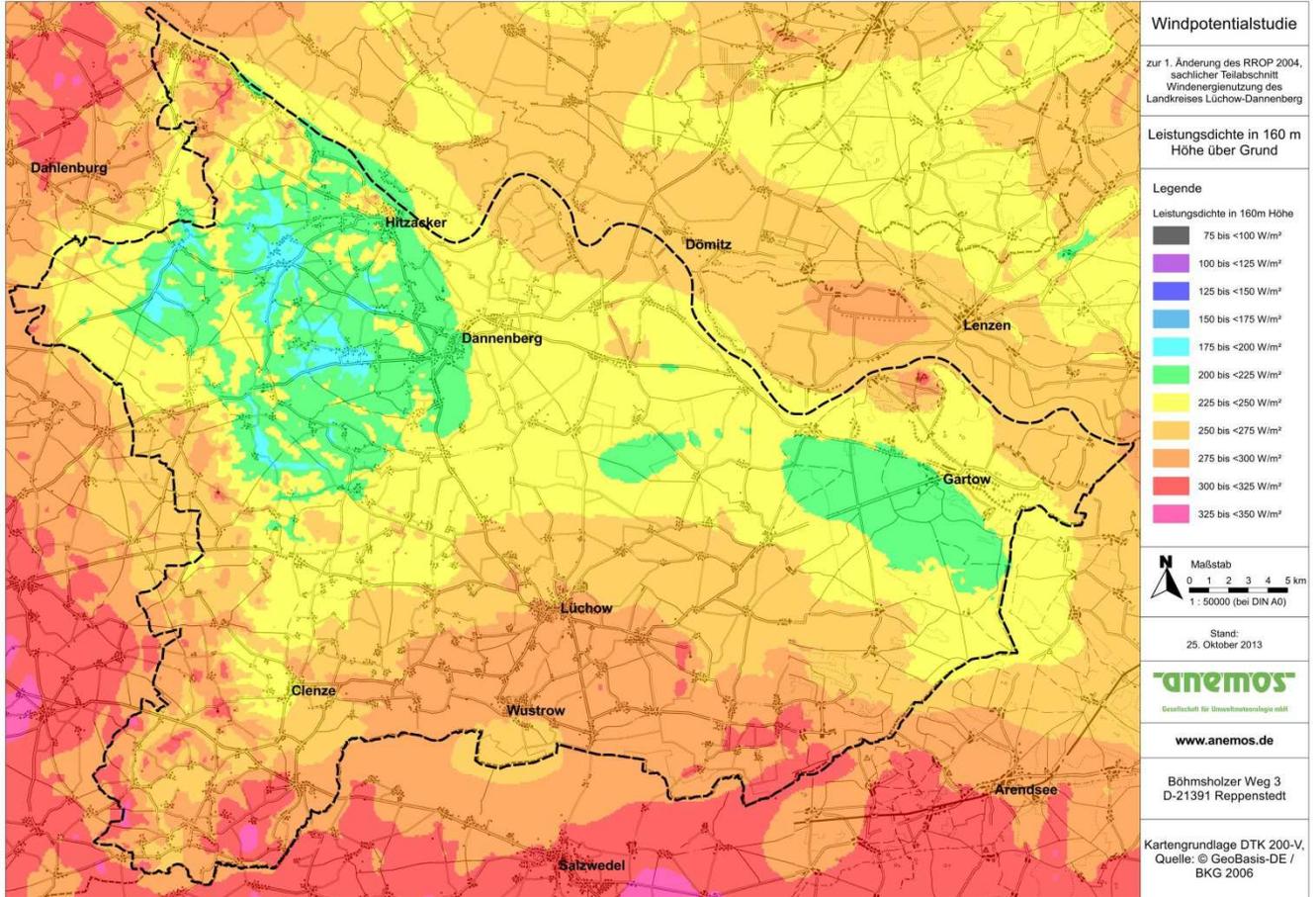


Abb. 20: Mittlere 20-jährige Leistungsdichte in 160 m Höhe über Grund

6.2 Qualitätsklassen

Das Ziel der Studie ist es eine qualitative Aussage über Flächen zu geben, welche besser oder schlechter für Windenergienutzung geeignet sind. Dies erfolgt über die Leistungsdichte des Windes, da diese im Gegensatz zur Windgeschwindigkeit die Luftdichte mit berücksichtigt. Dazu ist in jedem Fall anzumerken, dass die im Folgenden festgelegten Kriterien nur in Bezug auf die Windverhältnisse zu sehen sind. In der Regel sind heute andere Belange für die Festlegung von Vorranggebieten für die Windenergienutzung entscheidender als die mittlere Windgeschwindigkeit oder die Leistungsdichte. Dazu zählen z.B. die Immissionsbeschränkungen, die Avifauna oder die technische Infrastruktur. Insbesondere kann keine Aussage über die Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen gemacht werden, da hierfür weitere Kriterien maßgebend sind, wie z.B. Finanzierungspläne, Unsicherheitsbetrachtungen und Überschreitungswahrscheinlichkeiten, welche nicht Bestand dieser Studie sind.

Die Qualitätskriterien werden Anhand der Leistungsdichte auf 120 m über Grund definiert. Da es darum geht, Flächen eindeutig zu klassifizieren, muss ein Kriterium auf einer Höhe gewählt werden. Bei mehreren Kriterien und/oder unterschiedlichen Höhen besteht das Problem, dass Flächenelemente gar nicht, oder doppelt klassifiziert werden würden. Die Tab. 7 listet die Qualitätsklassen auf. Auf allen berechneten Höhen reicht die Spanne der Leistungsdichte von etwa 75 – 350 W/m². Auf 120 m über Grund beträgt diese Spanne ca. 125 – 300 W/m². Die Klassifizierung erfolgt in Bezug auf die im Modellgebiet vorherrschenden Windverhältnisse.

Flächen ab Leistungsdichten von 200 W/m² sind im Binnenland für die Windenergienutzung geeignet. Unabhängig davon ermöglichen auch Flächen mit einem geringeren Windpotential den Betrieb von Windenergieanlagen. Inwieweit diese wirtschaftlich betrieben werden können, kann nicht im Rahmen dieser Studie bewertet werden. Bereiche mit einer Leistungsdichte unterhalb 150 W/m² sollten bei der Auswahl von Vorranggebieten nachrangig betrachtet werden.

Tab. 7 Klassifizierung der Qualitätsklassen

Klassen der Leistungsdichte / Flächenbezeichnung im Shape-File	Leistungsdichte [W/m ²]	Standorteignung (definiert in 120 m über Grund)	
0	75 bis <100	Auf 120 m nicht vorkommend	
1	100 bis <125		
2	125 bis <150	sehr schlecht	Bereich der Leistungsdichte auf 120 m
3	150 bis <175	schlecht	
4	175 bis <200		
5	200 bis <225	mäßig	
6	225 bis <250	gut	
7	250 bis <275		
8	275 bis <300	sehr gut	
9	300 bis <325	Auf 120 m nicht vorkommend	
10	325 bis <350		

Tab. 8: Flächen der Windgeschwindigkeitsklassen für die jeweiligen Höhen über Grund

Windgeschwindigkeit [m/s]	Fläche in 80m über Grund [km ²]	Fläche in 100m über Grund [km ²]	Fläche in 120m über Grund [km ²]	Fläche in 140m über Grund [km ²]	Fläche in 160m über Grund [km ²]
3.75 bis <4.00	1	0	0	0	0
4.00 bis <4.25	29	0	0	0	0
4.25 bis <4.50	176	6	0	0	0
4.50 bis <4.75	203	82	1	0	0
4.75 bis <5.00	282	240	45	0	0
5.00 bis <5.25	319	289	231	36	0
5.25 bis <5.50	195	362	321	218	36
5.50 bis <5.75	18	223	396	393	231
5.75 bis <6.00	0	20	216	384	445
6.00 bis <6.25	0	0	14	186	384
6.25 bis <6.50	0	0	0	5	126
6.50 bis <6.75	0	0	0	0	2

Tab. 9: Flächenanteile der Windgeschwindigkeitsklassen für die jeweiligen Höhen über Grund;
Die interne Berechnung erfolgt mit höherer Genauigkeit, deshalb können Abweichungen auftreten, wenn man die einzelnen, gerundeten Anteile aufsummiert.

Windgeschwindigkeit [m/s]	Flächenanteil in 80m über Grund	Flächenanteil in 100m über Grund	Flächenanteil in 120m über Grund	Flächenanteil in 140m über Grund	Flächenanteil in 160m über Grund
3.75 bis <4.00	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
4.00 bis <4.25	2.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
4.25 bis <4.50	14.4%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%
4.50 bis <4.75	16.6%	6.7%	0.1%	0.0%	0.0%
4.75 bis <5.00	23.1%	19.6%	3.7%	0.0%	0.0%
5.00 bis <5.25	26.1%	23.6%	18.9%	2.9%	0.0%
5.25 bis <5.50	15.9%	29.6%	26.2%	17.8%	2.9%
5.50 bis <5.75	1.5%	18.2%	32.4%	32.2%	18.9%
5.75 bis <6.00	0.0%	1.6%	17.6%	31.4%	36.4%
6.00 bis <6.25	0.0%	0.0%	1.1%	15.2%	31.4%
6.25 bis <6.50	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	10.3%
6.50 bis <6.75	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%
Summe	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Tab. 10: Flächen der Leistungsdichteklassen für die jeweiligen Höhen über Grund

Leistungsdichte [W/m ²]	Fläche in 80m über Grund [km ²]	Fläche in 100m über Grund [km ²]	Fläche in 120m über Grund [km ²]	Fläche in 140m über Grund [km ²]	Fläche in 160m über Grund [km ²]
75 bis <100	13	0	0	0	0
100 bis <125	251	11	0	0	0
125 bis <150	351	219	14	0	0
150 bis <175	397	368	202	18	0
175 bis <200	194	384	395	196	22
200 bis <225	18	213	357	423	200
225 bis <250	0	27	221	330	435
250 bis <275	0	0	33	220	314
275 bis <300	0	0	1	35	215
300 bis <325	0	0	0	1	34
325 bis <350	0	0	0	0	1

Tab. 11: Flächenanteile der Leistungsdichteklassen für die jeweiligen Höhen über Grund; Die interne Berechnung erfolgt mit höherer Genauigkeit, deshalb können Abweichungen auftreten, wenn man die einzelnen, gerundeten Anteile aufsummiert.

Leistungsdichte [W/m ²]	Flächenanteil in 80m über Grund	Flächenanteil in 100m über Grund	Flächenanteil in 120m über Grund	Flächenanteil in 140m über Grund	Flächenanteil in 160m über Grund
75 bis <100	1.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
100 bis <125	20.5%	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%
125 bis <150	28.7%	17.9%	1.1%	0.0%	0.0%
150 bis <175	32.4%	30.1%	16.5%	1.5%	0.0%
175 bis <200	15.8%	31.4%	32.3%	16.0%	1.8%
200 bis <225	1.5%	17.4%	29.2%	34.6%	16.4%
225 bis <250	0.0%	2.2%	18.1%	27.0%	35.6%
250 bis <275	0.0%	0.0%	2.7%	18.0%	25.7%
275 bis <300	0.0%	0.0%	0.1%	2.9%	17.6%
300 bis <325	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	2.8%
325 bis <350	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%
Summe	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

6.3 Klimatologische Einordnung

Mit Leistungsdichten von ca. 125 bis 300 W/m² auf 120 m über Grund liegt der Landkreis Lüchow-Dannenberg zwischen den windreichen Küstenregionen mit über 500 W/m² und dem eher windschwachem Süddeutschland mit bis zu unter 100 W/m² im unteren Mittelfeld. Regional betrachtet ist der Landkreis Lüchow-Dannenberg durch den stark bewaldeten Höhenzug „Hoher Drawehn“ im Westen gegenüber den vorherrschenden Westwinden relativ stark abgeschattet. Die bewaldeten Gebiete sind von sich aus weniger gut geeignet, da auf Grund der Rauigkeit die Leistungsdichte am schlechtesten ist. Zur Festlegung von Vorranggebieten für die Windenergienutzung ist das Offenland geeigneter, insbesondere im Süden des Landkreises, wo die Leistungsdichte am höchsten ist.

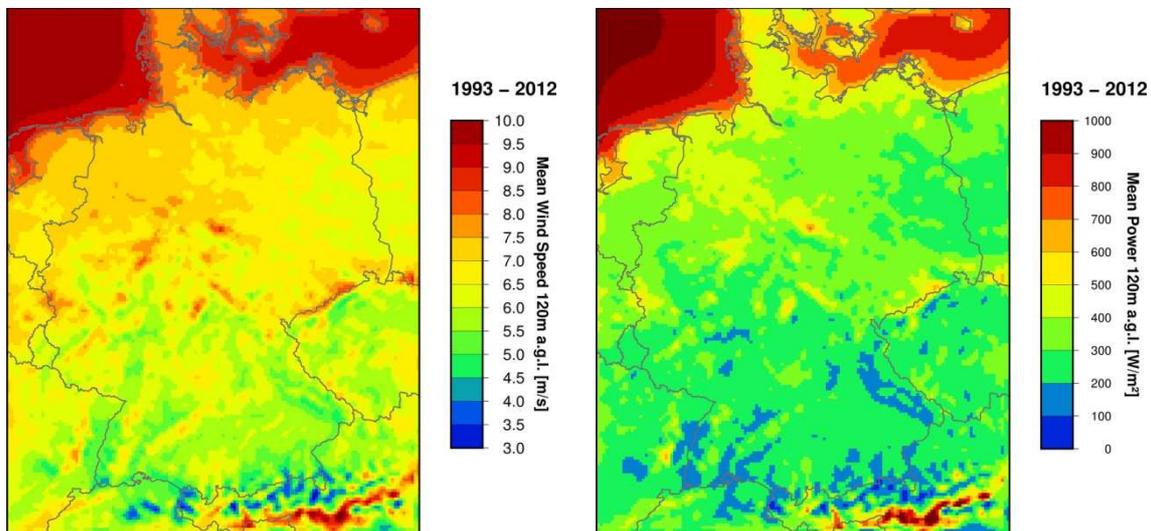


Abb. 21: Mittlere Windgeschwindigkeit (links) und mittlere Leistungsdichte (rechts) der Jahre 1993 - 2012 aus dem anemos Windatlas für Deutschland in 5 km horizontaler Auflösung in 120 m Höhe über Grund.

7 Schlussbemerkung

Dieser Bericht wurde nach bestem Wissen und Gewissen erstellt. Gleichwohl ist die Möglichkeit einer Fehleinschätzung sowohl der mittleren Windverhältnisse und Jahresenergieerträge als auch der anzunehmenden Unsicherheiten bei einem natürlichen Parameter wie der Windgeschwindigkeit nicht auszuschließen, da die langjährigen mittleren Windverhältnisse nicht vorhersagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen sind. Insofern wird eine Haftung für die hier dargestellten Ergebnisse seitens des Auftragnehmers nicht übernommen. Ebenso können keine Lasten zum Ausgleich bei Mindererträgen gefordert werden. Die Richtigkeit der Daten und Informationen, die uns von Dritten zugänglich gemacht wurden (Leistungskennlinien, Landnutzung und Orographie, Koordinaten) können wir nicht garantieren.

Diese Stellungnahme bleibt bis zur Abnahme und Bezahlung unter Ausschluss jeglicher Nutzung alleiniges Eigentum der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH.

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH verfügt über eine Berufshaftpflichtversicherung, die auf Verlangen nachgewiesen werden kann. Eine Haftung wird nur im Rahmen des Deckungsschutzes dieser Versicherung übernommen. Eine weitergehende Haftung wird ausdrücklich ausgeschlossen. Ein Gewährleistungsanspruch von Seiten Dritter entfällt. Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist neutral und unabhängig. Verflechtungen geschäftlicher oder privater Art mit dem Auftraggeber oder anderen Firmen bestehen nicht.

Die Weitergabe, Veröffentlichung und Vervielfältigung des vorliegenden Berichtes an Dritte, mit Ausnahme zum Zwecke der Prospektierung, der Einholung erforderlicher Genehmigungen und der Finanzierungsprüfung, ist unter Angabe des Zweckes nur mit schriftlichem Einverständnis der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH gestattet.

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2005 für die Bereiche "Ermittlung des Windpotenzials für WEA-Standorte, Berechnung des zu erwartenden mittleren Jahresenergieertrages, Durchführung, Auswertung und Analyse von Windmessungen, Durchführung des 60%-Referenzertrag-Nachweises nach dem EEG, Berechnung der Turbulenzintensität, Schattenwurfberechnungen von Windenergieanlagen, Schallimmissionsprognosen von Windenergieanlagen, Bestimmung des Wind- und Ertragsindexes" akkreditiert.

Reppenstedt, den 25. Oktober 2013

anemos

Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH

erstellt (Dipl.-Met. Dennis Peltret)

geprüft (Stefanie Grünwald, Meteorologin M.Sc.)

freigegeben (Dr. Heinz-Theo Mengelkamp)



8 Literatur

- Christoffer, J. und M. Ulbricht-Eissing, 1989: Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland, *Bericht des DWD*, **Nr. 147**
- Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V. (FGW): *Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6: 60 % - Referenzertrags-Nachweis auf Grundlage der Bestimmung von Windpotential und Energieerträgen*, **Revision 8**, 19. Mai 2011
- Justus, C.G., Hargraves, W.R., Mikhail, A. und D. Graber, 1978: Methods for estimating wind speed frequency distributions, *Journal of Applied Meteorology*, **17**, 350-353
- Geyer, J., H.-T. Mengelkamp, 2011: Fehlendes Windzehntel, *Erneuerbare Energien*, **3**, März 2011, 66-67
- Geyer, J., S. Huneke, H.-T. Mengelkamp, 2010: Wind ist schwer zu fassen, *Erneuerbare Energien*, **3**, März 2010, 46-47
- Häuser, H. und J. Keiler, Betreiber-Datenbasis, <http://www.btrdb.de/sto.html>
- Kalnay E, Kanamitsu M, Kistler R, Collins W, Deaven D, Gandin L, Iredell M, Saha S, White G, Woollen J, Zhu Y, Chelliah MW, Ebisuzaki W, Higgins J, Janowiak KC, Mo C, Ropelewski A, Leetmaa R, Reynolds, Jenne R (1996) The NCEP/NCAR reanalysis project. *Bull. Am. Meteorol. Soc.*, **77**:437–471
- Keiler, J., 2004: Schon wieder kein Normaljahr, *Marktübersicht 2004 BWE*
- MEASNET, 2009: Evaluation of site-specific wind conditions, **Version 1**, November 2009
- Mengelkamp, H.-T., T. Sperling, 2005: Windindizes werden von Produktionsdaten unabhängig, *Erneuerbare Energien*, **2**, 25-27
- Mengelkamp, H.-T., 1988: On the energy output estimation of wind turbines, *Int. Journal of Energy Research*, **12**, 113-123
- Mengelkamp, H.-T., 1989: Bestimmung der Weibull-Verteilung für die Windgeschwindigkeit, *Sonnenenergie und Wärmepumpe*, **6**, 11-12
- Mengelkamp, H.-T., 1999: Wind Climate Simulation over Complex Terrain and Wind Turbine Energy Output Estimation, *Theor. Appl. Climatol*, **63**, 129-139
- Mengelkamp, H.-T., H. Kapitza und U. Pflüger, 1997: Statistical-dynamical downscaling of wind climatologies, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, **67&68**, 449-457
- Mengelkamp, H.-T., H. Kapitza, U. Pflüger, 1996: Regional and local wind climatologies over heterogeneous terrain, *European Union Wind Energy Conference*, Göteborg, 20.-24. Mai
- Traup, S. und B. Kruse, 1996: Winddaten für Windenergienutzer, *Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes*
- Troen, I. und E.L. Petersen, 1990: Europäischer Windatlas, RISØ National Laboratory, Dänemark
- Truepower 2010: Wind Resource Assessment Handbook. Final Report
- Rogers AL, Rogers JW, Manwell JF (2005) 'Comparison of the performance of four measure-correlate-predict algorithms', *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, **93** 243–264
- Technical note Meteodyn WT
- Wikipedia, Stichwort "Wendland", Version vom 02. November 2013, 06:30 Uhr, abrufbar unter <http://de.wikipedia.org/wiki/Wendland>.