



döpel

Landschaftsplanung

## Windpotenzialstudie für den Landkreis Harburg, Niedersachsen

23.03.2012  
- KLI205HAR -



**Im Auftrag:**

**Landkreis Harburg**  
Schloßplatz 6  
D-21423 Winsen (Luhe)

**Auftragnehmer:**

**döpel wind consult**  
Maschmühlenweg 8-10  
D-37073 Göttingen  
Tel. 0551-47485  
Fax 0551-487367

**Windpotenzialstudie  
für den  
Landkreis Harburg,  
Niedersachsen**

**- Erläuterungsbericht -**

23.03.2012

***Im Auftrag:***

**Landkreis Harburg  
Schloßplatz 6  
D-21423 Winsen (Luhe)**

***Auftragnehmer:***

**döpel wind consult  
Maschmühlenweg 8-10  
D-37073 Göttingen  
Tel. 0551-47485  
Fax 0551-487367**

<i>Projektleitung:</i>	Dipl.-Geogr. Uwe Döpel
<i>Bearbeitung:</i>	Dipl.-Geogr. Uwe Döpel, Dipl.-Geogr. Benjamin Stein
<i>Grafik:</i>	Dipl.-Geogr. Benjamin Stein Mercedes Valovics

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Einführung und Anlass</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Methode</b> .....	<b>6</b>
2.1	Die mittlere Windleistungsdichte als Beurteilungsgröße	8
2.2	Verfahren zur Bestimmung des flächenbezogenen Windangebots	8
2.2.1	Meteorologische Grundlagen	8
2.2.2	Das Berechnungsmodell im Detail	10
2.2.2.1	Meteorologische Basisdaten	11
2.2.2.2	Einbeziehung von Vergleichsanlagen und Geländemessungen	12
2.2.2.3	Orographie	16
2.2.2.4	Oberflächenrauigkeit	17
2.2.3	Diskussion der Fehlergröße	17
<b>3</b>	<b>Untersuchungsraum</b> .....	<b>19</b>
<b>4</b>	<b>Das Windpotenzial im Untersuchungsraum</b> .....	<b>22</b>
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>25</b>
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung</b> .....	<b>26</b>
<b>7</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>27</b>
<b>8</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>31</b>

## Tabellenverzeichnis

<i>Tab. 1: Bestimmung der Daten der Vergleichsanlagen zur Plausibilisierung des Windklimas .</i>	12
<i>Tab. 2: Übersicht der Vergleichs-Windenergieanlagen. Der Gütefaktor gibt die Relation zwischen tatsächlichem und berechnetem Ertrag des geplanten Standortes an. ....</i>	15
<i>Tab. 3: Bestimmung der Unsicherheiten bei der Ermittlung der Leistungsdichte des Windes .</i>	18
<i>Tab. 4: Flächenanteile der Leistungsdichte des Windes in 50 m ü.G. [<math>W/m^2</math>] in Leistungsklassen .....</i>	23
<i>Tab. 5: Flächenanteile der Leistungsdichte des Windes in 100 m ü.G. [<math>W/m^2</math>] in Leistungsklassen .....</i>	23
<i>Tab. 6: Flächenanteile der Leistungsdichte des Windes in 120 m ü.G. [<math>W/m^2</math>] in Leistungsklassen .....</i>	23
<i>Tab. 7: Bewertung der Windressourcen in 100 m ü.G. für die Einstufung in Prioritätenklassen .....</i>	24

## Kartenverzeichnis

Karte 1:	Windpotenzial im Landkreis Harburg, Bezugsniveau 50 m über Geländeoberfläche, M. : 1 : 50.000.
Karte 2:	Windpotenzial im Landkreis Harburg, Bezugsniveau 100 m über Geländeoberfläche, M. : 1 : 50.000.
Karte 3:	Windpotenzial im Landkreis Harburg, Bezugsniveau 120 m über Geländeoberfläche, M. : 1 : 50.000.

# 1 Einführung und Anlass

Das Büro döpel wind consult (Göttingen) wurde im Dezember 2011 vom Landkreis Harburg mit der Erstellung der flächendeckenden Untersuchung des Windpotenziales für den Landkreis beauftragt.

Anlass bildet unter anderem die Neuaufstellung des Regionalen Raumordnungsprogramms. In diesem Rahmen wird auch eine Überprüfung der im Fachbeitrag Windenergie 2009 ermittelten Potenzialflächen sowie etwaiger weiterer Flächen mit einer Eignung für die Windenergiegewinnung bzw. für Repowering-möglichkeiten vorgenommen.

Da eine ökonomische Nutzung von Flächen für die Nutzung der Windenergie gegeben sein muss, sollen ausschließlich Gebiete mit entsprechend geeigneten Windverhältnissen ausgewiesen werden. Gleichzeitig soll dadurch vermieden werden, dass Gebiete mit nicht ausreichenden Windpotenzialen im Flächennutzungsplan bzw. Raumordnungsprogramm als Gebiete für die Nutzung der Windenergie festgesetzt werden. Eine geeignete Datenbasis zur wirtschaftlichen Bewertung eines potenziellen Gebietes für Windenergieanlagen bildet derzeit die Ermittlung der Leistungsdichte [ $W/m^2$ ] des Windes sowie der mittleren Jahres-Windgeschwindigkeit [ $m/s$ ] für einer Höhe von 100 m über Grund (ü. Gr.). Die Leistungsdichte des Windes gibt das Energie-Potenzial des Windes an, welches an einem Standort in einer bestimmten Höhe besteht. Die Bezugshöhe von 100 m resultiert aus den mittleren derzeit verwendeten Nabenhöhen von Windenergieanlagen (WEA). Die für ein Raster von 100 m Kantenlänge ermittelten Daten bilden eine sehr gute Grundlage zur differenzierten Gebietsbewertung. Neben dem Höhenniveau von 100 m wird auch das Niveau 50 m und 120 m ü. Gr. berechnet, um eine Vergleichbarkeit mit anderen Potenzialstudien sowie für Windenergieanlagen mit niedrigeren sowie höheren Nabenhöhen zur Verfügung zu stellen.

Mit dem vorliegenden Gutachten wird der aktuellen Rechtsprechung (z.B.: VGH-Baden-Württemberg, Urteil vom 06.11.2006, Az.: 3 S 2115/04), nachdem sich der Ausschluss von Windkraftanlagen in Teilen eines Regionalplangebietes nur dann rechtfertigen lässt, wenn der Plan sicherstellt, dass die als Ziel der Raumordnung ausgewiesenen Vorrangflächen für die Nutzung der Windenergie rechtlich und tatsächlich geeignet sind, Rechnung getragen. Dasselbe Urteil bewertet die Auflösung des Untersuchungsrasters von 250 x 250 m als ausreichend. Mit der im vorliegenden Gutachten gewählten Flächen-Auflösung von 100 x 100 m wird eine noch wesentlich genauere Berechnung vorgenommen. Für einen Planungsraum von 1.244  $km^2$ , wie es der Landkreis Harburg darstellt, ist dies eine sehr gute Detailschärfe der Ergebnisse. Auf methodische Details wird in Kapitel 2 Bezug genommen.

Auch das OVG Halle (Urteil vom 20.04.2007 Az.: 2 L 110/04) verweist auf die Rechtspflicht, nur geeignete Flächen für die Nutzung der Windenergie auszuweisen. Daher komme der Ermittlung der Windhöflichkeit für ein Gebiet eine zentrale Bedeutung für die Zusammenstellung des Abwägungsmaterials und damit letztlich auch für die Abwägungsentscheidung zu. Indem der Gesetzgeber den Städten und Landkreisen in Bezug auf die Windenergie die Aufgabe übertragen hat, verbindliche Vorgaben in Form von abschließend abgewogenen textlichen oder zeichnerischen Festlegungen zu treffen, überantwortet er ihnen - als eine Vorfrage der Abwägungsentscheidung - auch die prognostische Ermittlung der Windverhältnisse in ihrem Planungsgebiet, so unterschiedlich strukturiert dieses auch sein mag. Nach dem Regelungskonzept des Gesetzgebers ist es daher Sache der betroffenen Städte, Gemeinden und Regionalverbände, ihrer Prognosemethode die Gelände und Reliefstruktur sowie die unterschiedlichen Windverhältnisse im jeweiligen Planungsraum zugrunde zu legen und die Erhebungsmethodik daraufhin anzupassen.

Die Raumordnung und Bauleitplanung hat, bei allen Unsicherheiten in Bezug auf den sich temporär stark ändernden Wind, dem gesetzlichen Auftrag gerecht zu werden, für eine weiträumige Fläche möglichst verlässliche Prognosen in Bezug auf die Windhöflichkeit zu treffen.

Zur exakten Wirtschaftlichkeitsberechnung sollte ein Vorhabensträger eines Windpark-Standortes jedoch zusätzlich eine spezifische Standortbewertung erstellen, da hier die punktgenaue standortspezifische Häufigkeitsverteilung des Windes im vertikalen Höhengradienten zu berechnen ist.

Im Ergebnis wird der Raumordnung eine Datengrundlage zur gezielten Festsetzung von windstarken, ökonomisch nutzbaren Flächen, als Gebiete für die Nutzung der Windenergie an die Hand gegeben. Bei einer Berechnungsgenauigkeit von 100 m Rasterweiten und Windenergie-Leistungsklassen von 25 W/m<sup>2</sup> können z.B. bei Gebietsalternativen jeweils die leistungsstärkeren Gebiete ausgewählt werden. Dies ermöglicht auch eine vernünftige und effiziente Raumnutzung im Sinne des BauGB § 1 a (2), nach dem mit Grund und Boden sparsam und schonend umgegangen werden soll.

Die vorliegende Windpotenzialstudie wird nach Möglichkeit auf Grundlage des Standards des BWE-Windgutachterbeirates sowie der Technischen Richtlinie für Windenergieanlagen durchgeführt. Da die Standards vorrangig auf Standortstudien und weniger auf Flächenstudien abzielen, wird ihnen jedoch nicht in jedem Punkt entsprochen.

Die dem vorliegenden Gutachten zugrunde liegenden Modelle zur Berechnung der bodennahen atmosphärischen Strömungsverhältnisse repräsentieren den aktuellen Stand der klimatologischen Entwicklung. Auf Grund der vielfältigen Wechselwirkungen innerhalb der atmosphärischen Grenzschicht, die nicht alle vollständig innerhalb von Modellen parametrisiert, geschweige denn analytisch exakt implementiert werden können, beinhaltet die Windenergieprognose prinzipiell gewisse Unsicherheiten. Eine Eingrenzung der Fehlergrößen fand jedoch durch verschiedene Plausibilitätsprüfungen, insbesondere durch die Integration von mehrjährigen Erträgen aus regionalen Vergleichsanlagen sowie durch eine möglichst exakte wissenschaftliche Bearbeitung statt.

Der Gutachter kann trotz der angewandten Sorgfalt keine Gewähr für wirtschaftliche Schäden, die durch eine etwaige Fehleinschätzung der Windpotenziale entstanden sind, übernehmen. Auch für sämtliche Daten, die durch Dritte zugänglich gemacht wurden, kann keine Gewähr übernommen werden.

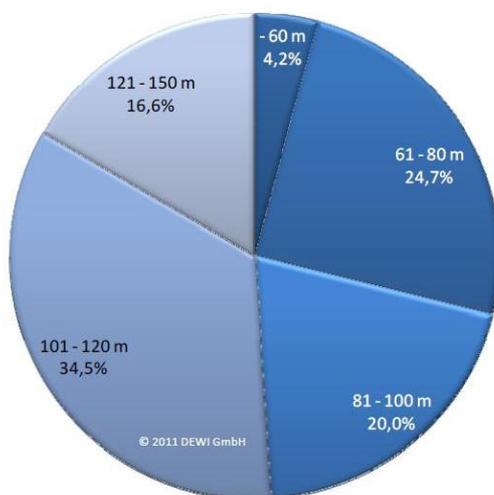
## 2 Methode

Zur Darstellung des Windpotenzials wird für den Planungsraum eine flächendeckende Windressourcenkarte im Maßstab 1 : 50.000 erstellt (Karten im Anhang). Die Berechnungen erfolgen mittels Klimastationsdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) und langzeitkorrigierter Ertragsdaten von 5 in Betrieb befindlichen Windparks im Planungsraum sowie in den angrenzenden Bereichen. Die Berechnungen und graphischen Darstellungen erfolgen für das Bezugsniveau von 50 m, 100 m sowie ergänzend 120 m ü. Gr. in Leistungsdichte [W/m<sup>2</sup>] und mittlerer Jahres-Windgeschwindigkeit [m/s]. Die Auflösung in der Fläche beträgt 100 x 100 m. Dies ist bei der vorliegenden Oberflächenstruktur eine sehr gute Berechnungsgenauigkeit. Der Erhebungsmaßstab beträgt M 1 : 25.000 und im Detail bis zu 1 : 5.000. Die Äquidistanz des verwendeten digitalen Höhenmodells (DGM) beträgt, angepasst an die vorherrschende Reliefenergie, 2 m. Diese sehr genaue Höhenauflösung wurde verwendet, um eine möglichst präzise Ansprache der Windpotenziale bei der durch großenteils relativ geringe Reliefenergie geprägten Landschaft zu ermöglichen.

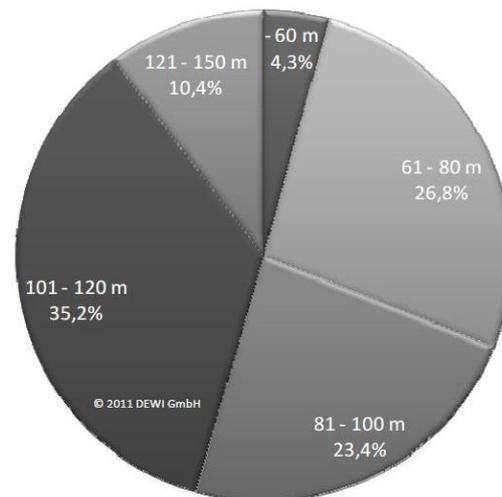
Die feine Höhenauflösung von 2 m Äquidistanz in Verbindung mit dem gewählten Raster mit einer Kantenlänge von 100 m ergibt für den Landkreis Harburg eine Potenzial-Karte mit ca. 125.000 Rasterflächen.

Aus nachfolgenden Grafiken ergibt sich, dass 2010 in Deutschland bereits mehrheitlich Nabenhöhen von 101 – 120 m verwendet werden und der Anteil der WEA mit Nabenhöhen von 121 – 150 m gegenüber 2009 um mehr als 50 % angestiegen ist. Der Anteil der Rotordurchmesser von über 90 m nimmt in den letzten Jahren ebenfalls stetig zu. Die durchschnittlich installierte Anlagenleistung liegt 2011 (2010) bereits über 2.200 kW (2.000 kW).

### Nabenhöhen der errichteten WEA im Jahr 2009/2010

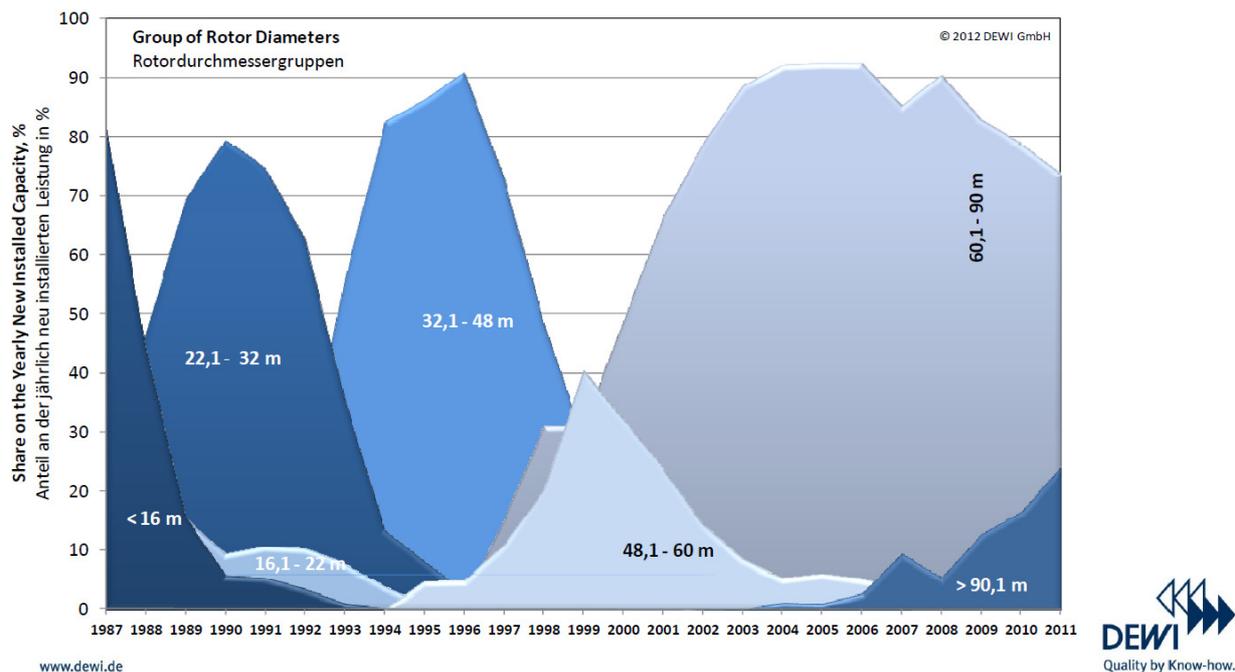


Basis: 754 neu  
errichtete WEA in 2010

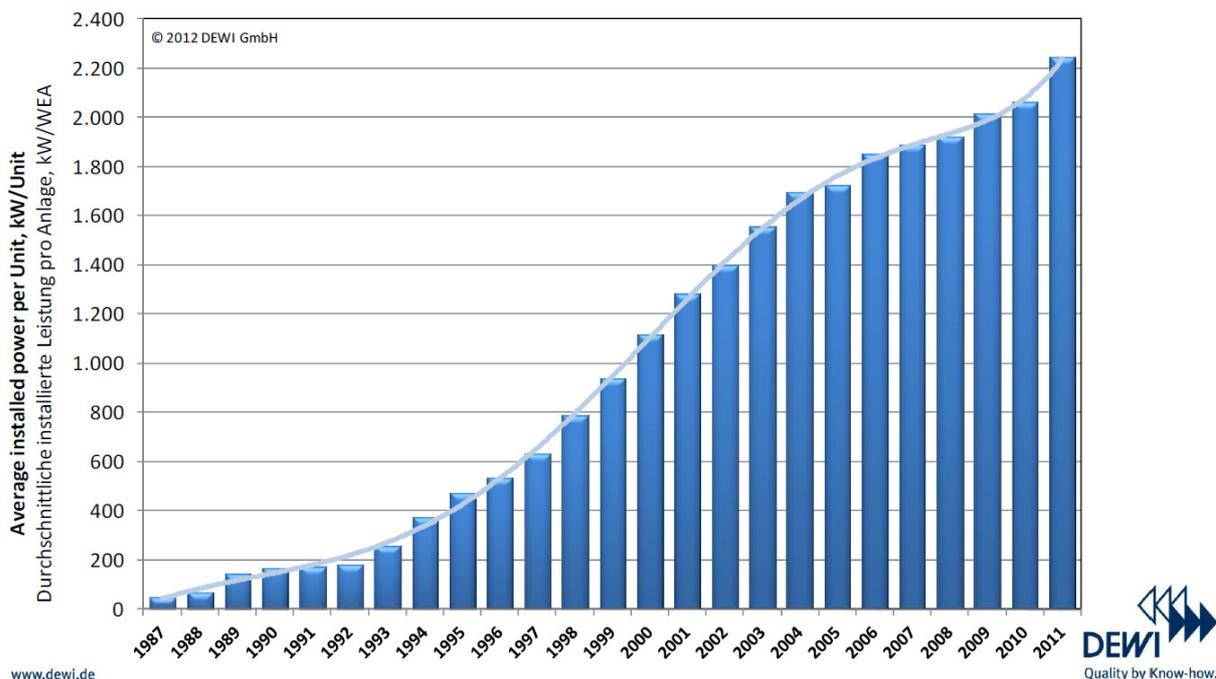


Basis: 952 neu  
errichtete WEA in 2009

## Anteil verschiedener WEA-Rotorgrößen an der jährl. inst. Leistung



## Durchschnittlich installierte Leistung pro WEA



Nicht unerwähnt bleiben soll, dass bei den aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen „Grenzstandorte“ im Bereich des Schwellenwertes von Vorhabensträgern im Regelfall wegen der geringen bzw. nicht vorhandenen Wirtschaftlichkeit nicht projiziert werden.

Im vorliegenden Gutachten wird der verwendete 60 % Schwellenwert (nach altem EEG) von  $170 \text{ W/m}^2$  für eine Höhe von 100 m ü. Gr. in Anlehnung an einen Schwellenwert errechnet, der bereits von unserem Büro in einem von der Deutschen Bundesstiftung (DBU) geförderten Forschungsprojekt (DÖPEL LANDSCHAFTSPLANUNG 2004) festgelegt wurde. Im Vergleich zu älteren Gutachten in anderen Planungsregionen (z.B. Thüringen, DÖPEL LANDSCHAFTSPLANUNG 2006 a, 2006 b, 2006 c, 2006 d) wurde

dieser Wert anhand moderner repräsentativer Anlagentypen, welche besonders schwache und mittlere Windpotenziale nutzen können, überprüft und etwas nach unten korrigiert. Dabei wurden Anlagen mit ca. 50 m Rotordurchmesser bei einer Nabenhöhe von 50 m und Anlagen mit durchschnittlich 90 m Rotordurchmesser für eine angenommene Nabenhöhe von 80 und 100 m verwendet. Die Ergebnisse dieser Überprüfung zeigen, dass moderne Schwachwindanlagen, eine deutlich verbesserte Effizienz aufweisen.

Eine graphische Linien-Darstellung des Schwellenwertes erfolgt in diesem Gutachten nicht, da der Wert nur als unverbindliche Empfehlung für jene Flächen gilt, die unter aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, im Allgemeinen für moderne WEA nicht mehr wirtschaftlich nutzbar sind. Eine Orientierung bilden die vorgenannten Schwellenwerte der Leistungsdichte.

## 2.1 Die mittlere Windleistungsdichte als Beurteilungsgröße

Die Ausweisung von Vorranggebieten wurde in der Vergangenheit vielfach auf der Grundlage der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit vorgenommen. Zur quantitativen Beurteilung der regionalen Unterschiede und zur Festlegung von aus meteorologischer Sicht geeigneten Flächen stellt die mittlere Windgeschwindigkeit, angegeben üblicherweise in Metern pro Sekunde (m/s), zwar eine hilfreiche Beurteilungsgröße dar, zur Bestimmung des zu erwartenden Energieertrages einer Windkraftanlage reicht sie allerdings nicht aus. Entscheidend für die Windstromproduktion sind die Windstärkeverteilung und die hieraus unmittelbar resultierende Windleistungsdichte, angegeben üblicherweise in Watt pro m<sup>2</sup> (W/m<sup>2</sup>). Unterschiedliche Windstärkeverteilungen und damit auch unterschiedliche Windleistungsdichten können bei gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit deutlich voneinander abweichende Energieerträge liefern. Dies kann dazu führen, dass mittlere Windgeschwindigkeit und Windleistungsdichte nicht zwangsläufig miteinander korrelieren. Folgendes Beispiel soll dies verdeutlichen: Eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 6 m/s kann sowohl bedeuten, dass der Wind das ganze Jahr konstant mit 6 m/s weht, oder aber es tritt ein halbes Jahr eine Windgeschwindigkeit von 12 m/s und ein halbes Jahr Windstille auf. Im zweiten Fall würde eine Windenergieanlage aber viermal mehr Energie produzieren – bei gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit!

Der Windgutachterbeirat des BWE empfiehlt daher, sowohl zur Beurteilung von Standorten im Zuge von Windgutachten als auch bei der Ausweisung von Potenzialflächen neben der mittleren Windgeschwindigkeit grundsätzlich auch die mittlere Windleistungsdichte als Beurteilungsgröße anzugeben und heranzuziehen.

## 2.2 Verfahren zur Bestimmung des flächenbezogenen Windangebots

### 2.2.1 Meteorologische Grundlagen

#### Wind und Energie

Wind ist eine Ausgleichbewegung von Luftmolekülen zwischen Luftmassen unterschiedlichen Drucks, die durch die aus dem Druckgefälle resultierende Gradientkraft angetrieben wird. Die Primärursache von Druckunterschieden liegt in regionalen Differenzen der Strahlungsbilanz, die nach Energieumsatz an der aktiven physikalischen Oberfläche der Erde über die Wärmehaushaltsgrößen latente und sensible Wärme zu horizontalen Temperatur- und Dichteunterschieden führen. Windenergie ist also eine indirekte Form der Sonnenenergie und zählt damit zu den erneuerbaren oder regenerativen Energieformen. Auch wenn global nur etwa 2.5 % der gesamten Sonnenenergie in kinetische (Wind-)energie umgesetzt werden, so

ist doch das Gesamtenergiepotenzial des Windes mit 4.300.000.000 MW (DEWI 1991) eine im Prinzip nahezu unerschöpfliche Energiequelle. Pro Einheitsfläche (1 m<sup>2</sup>) ergibt sich die Leistung des Windes (P<sub>w</sub>) als Funktion der Dichte (e) und der Geschwindigkeit (v):

$$P_w = 0.5 * e * v^3 \text{ [W/m}^2\text{]} .$$

Unterschiede im Energiepotenzial von Luftmassen und Ausgleichsströmungen treten in unterschiedlichsten Skalen auf. Im hemisphärischen Maßstab führt das Energiegefälle zwischen tropischen und polaren Breiten zu einer zirkumglobalen Ausgleichsströmung, der planetarischen Zirkulation. Die assoziierten Druckzentren weisen z.T. eine rein thermische Genese auf. Ein Beispiel ist das winterlich-kontinentale Kältehoch über der Eurasischen Landmasse, dessen Einfluss im Mittel- und Osteuropäischen Raum zu einer böigen, meist östlichen Strömung geringer vertikaler Mächtigkeit führt. An der Planetarischen Frontalzone, einem Band verschärfter Temperatur- und Druckgegensätze im Bereich der hohen Mittelbreiten, werden Druckgebilde durch Wellenbewegungen der westlichen Höhenströmung dynamisch gebildet. Für den Mittel- und Westeuropäischen Raum sind die Nordatlantischen Aktionszentren, das Islandtief und das Azorenhoch von besonderer Bedeutung. Ihre Position und Ausprägung steuern die Witterung und den Wetterablauf und beeinflussen darüber auch den für die bodennahe Strömung wesentlichen Faktor der vertikalen Temperaturschichtung. So ist auch die Dominanz westlicher bis südwestlicher Strömungskomponenten auf die Namen gebenden mittleren Kernpositionen beider Druckzentren zurückzuführen.

An den für den Planungsraum zugrunde gelegten Klimastationen Faßberg und Rotenburg/Wümme entfallen über ca. 50 % aller beobachteten Windrichtungen auf die fünf westlichen Richtungssektoren.

Unter den mesoskaligen Zirkulationsformen verdienen die Ausgleichsströmungen im Bereich von Zyklonen besondere Beachtung. Außertropische Zyklonen entstehen im mittleren Niveau der Atmosphäre an der sog. Polarfront, einer quasistationären Luftmassengrenze über dem Westsektor des Nordatlantiks. Sie ziehen mit der allgemeinen Höhenströmung in einer West-Ost-Bahn, so dass bei Durchzug von Störungsausläufern wechselnde, häufig von Süd auf West- bis Nordwest drehende Windrichtungen sowie erhöhte Geschwindigkeiten zu verzeichnen sind. Gerade die im Hinblick auf die Windenergieproduktion wichtigen Spitzen der Windgeschwindigkeiten - die Energie des Windes wächst mit der dritten Potenz der Geschwindigkeit (s.o.) - sind in Europa ausnahmslos an zyklonale Wetterlagen gebunden. Die winterlich erhöhten meridionalen Temperatur- und Druckgradienten der Nordhemisphäre führen zu einer entsprechend verstärkten zyklonalen Aktivität, die auch im Jahresgang der mittleren monatlichen Windgeschwindigkeiten zum Ausdruck kommt. In den Wintermonaten liegen die Monatsmittel der Windgeschwindigkeiten beispielsweise an der zugrunde gelegten Klimastation Rotenburg/Wümme über 5.1 m/s mit Maximum im November und Januar. Mit abnehmenden Druckgegensätzen im Sommerhalbjahr, sinken die Windgeschwindigkeiten im August auf Monatsmittel um 3.5 m/s.

Das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit (v) beschreibt jedoch das klimatische Eignungspotenzial eines Standortes für die Windenergiegewinnung nur unvollständig. Die Leistungsdichte P<sub>w</sub> dagegen berücksichtigt die Asymmetrie der Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten und ist daher die für die Bewertung der Windressourcen entscheidende Größe.

### **Das bodennahe Windprofil**

Während in der freien Atmosphäre die Strömungsgeschwindigkeit dem Druckgradienten entspricht - bei geradliniger (stationärer) Bewegung stellt sich ein Gleichgewicht zwischen dem Druckgradienten und der durch die Erdrotation erzeugten Coriolisbeschleunigung ein, das zu einer isobarenparallelen "geostrophischen" Strömung führt - wird der Wind im Einflussbereich der Erdoberfläche durch Reibungskräfte abgebremst. In der von Oberflächenturbulenzen beeinflussten Reibungsschicht (Peplosphäre), erfolgt eine logarithmische Zunahme der Geschwindigkeiten bis in Niveaus von 1.000 bis 1.500 m ü.G. (Peplopause). Neben zeitlich variierenden Faktoren, wie der bereits erwähnten thermischen

Schichtung hängt der Zustand des logarithmischen Vertikalprofils u.a. von den regionalspezifischen Oberflächeneigenschaften, der Orografie und der Rauigkeit ab.

### **Thermische Schichtung**

In Abhängigkeit von Wetterlage und Witterung treten unterschiedliche Zustände der thermischen Schichtung in der Troposphäre auf, die z.T. beträchtliche Abweichungen von der durchschnittlichen vertikalen Temperaturabnahme in der Troposphäre (U.S.-Standardatmosphäre:  $0.65^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ ), dem sog. geometrischen Temperaturgradienten aufweisen. Eine "stabile Schichtung" liegt vor, wenn die vertikale Temperaturabnahme geringer als  $0.65^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$  ist. Ihr Extrem, die Inversion (Isothermie oder vertikale Temperaturzunahme) unterdrückt den Vertikalaustausch in der Atmosphäre und führt zu geringeren Windgeschwindigkeiten in Bodennähe. Beim Überströmen von Kuppen oder Hindernissen kann in dieser Situation aber auch durch Kanalisierungseffekte eine lokale Zunahme der Windgeschwindigkeit hervorgerufen werden. Die "labile Schichtung" ist durch hohe, z.T. überadiabatische Temperaturgradienten ( $>1^{\circ}/100\text{ m}$ ) sowie starke konvektive Vertikalbewegungen gekennzeichnet, die mit Turbulenzen, Böen und kurzzeitigen Richtungsänderungen des Windes verbunden sind. Bei einer "neutralen (indifferenten) Schichtung" bleibt die laminare Strömung des Windprofils durch Vertikalbewegungen weitgehend unbeeinflusst, was entsprechend hohe Windgeschwindigkeiten begünstigt.

Das langjährige Windangebot weist große räumliche Variationen auf. Die regionalen Variationen werden durch die Geländestruktur und die Landnutzung hervorgerufen. Exponierte Geländeflächen weisen in der Regel ein deutlich höheres Windenergiepotenzial auf als Tallagen oder die Leeseite von Höhenzügen – wenngleich dies beileibe nicht grundsätzlich der Fall ist. Die genauen meteorologischen und strömungsmechanischen Zusammenhänge sind hochkomplex und müssen mit geeigneten Methoden bewertet werden. Schon im Abstand von wenigen 100 m können sich gerade bei komplexen Geländestrukturen die Windverhältnisse grundlegend ändern.

Keinesfalls geeignet als Grundlage sind mit vereinfachten Verfahren erstellte so genannte „Windkarten“. Solche Karten werden oft für größere Regionen angeboten und können nur einen sehr groben Überblick über das Windangebot geben.

Die hier vorliegende Windpotenzialstudie berücksichtigt mittels speziellen Rechenmodells nach MORTENSEN et al. (1993, 2000) sowie unter Verwendung umfangreicher langzeitkorrigierter Vergleichsdaten<sup>1</sup> in besonderer Weise die multifaktorellen Strömungsmechanismen des komplexen Geländes, mit seinen spezifischen Luv- und Lee-Effekten sowie den kleinräumigen Variationen der Oberflächenrauigkeit.

### **2.2.2 Das Berechnungsmodell im Detail**

Für eine ertragsoptimierte und nachhaltige Windenergienutzung bildet eine Differenzierung der klimatischen Eignung eines geplanten Standortes eine zentrale Voraussetzung. Die prognostische Kalkulation von Kenngrößen des vertikalen Windprofils in Höhen von 10 bis 100 Metern, erfolgt auf Basis der physikalisch-deterministischen Modelle des "Wind Atlas Analysis and Application Programs - WAsP" (MORTENSEN et. al 1993, 2000). Im vorliegenden Gutachten wird die WAsP Version 8.1 in Verbindung mit dem Programm WindPRO Version 2.7 benutzt. Die Kalkulation des Windenergiepotenzials gliedert sich in folgende Arbeitsschritte:

### **Generierung des regionalen Windklimas**

Windbeobachtungen an einer Klimastation sind nur eingeschränkt repräsentativ, da die Messergebnisse z. B. durch Hindernisse im Nahbereich der Station, durch die oberflächliche Nutzung und durch die

---

<sup>1</sup> Die Vergleichsdaten wurden vertraulich seitens der Windparkbetreiber zur Verfügung gestellt.

Orographie beeinflusst sind. Für die Berechnung des regionalen Windklimas werden daher die "Rohdaten" der Klimastationen entsprechend den standortspezifischen Einflüssen korrigiert, um regional-repräsentative statistische Kenngrößen der windrichtungsabhängigen Häufigkeitsverteilungen von Windgeschwindigkeiten (Weibull-Formparameter und -Skalierungsfaktor) für verschiedene Höhengniveaus über der Geländeoberfläche zu bestimmen. Das regionale Windklima stellt also eine tabellarische Abstraktion dar, in der lokale bis regionale topographische Einflüsse "herausgefiltert" sind.

### **Projektion des regionalen Windklimas auf die Positionen des geplanten Standortes**

Ausgehend von den Kenngrößen des regionalen Windklimas werden für das Windklima des Planungsraumes die Windenergieressourcen in Abhängigkeit von der Orographie und der oberflächlichen Nutzung mit Hilfe der WindPRO-immanenten Modelle berechnet. Um die Modifikation von Strömungsrichtung und -Zustand des bodennahen Windprofils durch die orografische Situation zu simulieren, gehen vektorisierte Isohypsen in die Berechnungen ein.

**Orographie** - Die bodennahe Strömung wird maßgeblich durch die orografischen Eigenschaften beeinflusst. Neben Modifikationen von Strömungszustand und Richtung - hier sind insbesondere Turbationseffekte durch Kanalisierung in mittleren Talniveaus zu nennen - bilden die Modifikationen des vertikalen Windprofils über Vollformen ein wesentliches Element orografischer Einflüsse. Beim Überströmen von Geländeerhebungen setzt bereits im Anluf-Bereich eine Geschwindigkeitszunahme ein, die im Scheitelbereich ein Maximum annimmt. Im Lee von Erhebungen führen Turbulenzen und Scheerwirbel zu einer Unterbrechung der laminaren Strömung, was die Windgeschwindigkeiten gegenüber dem ungestörten Zustand stark reduziert. Die Änderung der Geschwindigkeit wächst mit der Höhe und Steilheit des Geländes.

Der charakteristische Reibungseinfluss - Oberflächenrauigkeit - , den unterschiedliche Flächennutzungen auf das logarithmische Vertikalprofil der bodennahen Strömung ausüben, wird in den Modellrechnungen durch flächenhafte Erfassung der aktuellen Nutzungen berücksichtigt. Die unterschiedlichen Nutzungen üben einen charakteristischen Einfluss auf den Zustand und die Geschwindigkeit des bodennahen Windprofils aus, der in der Meteorologie mit dem Begriff "Rauigkeitslänge" bezeichnet wird. Die Rauigkeitslänge ist ein Normierungsfaktor, der proportional zur Höhe und Porosität (Winddurchlässigkeit) der Rauigkeitselemente den Reibungseinfluss durch Turbulenzen im bodennahen Windprofil quantifiziert. Mit wachsender Rauigkeitslänge nimmt die Windgeschwindigkeit in der bodennahen Grenzschicht zunehmend stärker ab (der vertikale Geschwindigkeitsanstieg nimmt zu). Erst in Distanzen von einigen Dekametern über der Geländeoberfläche verliert sich der Rauigkeitseinfluss.

#### **2.2.2.1 Meteorologische Basisdaten**

Als Basisdaten liegen dem Gutachten die nach der Geschwindigkeit und nach Richtungssektoren klassifizierten Häufigkeitsverteilungen des bodennahen Windes der Klimastationen Rotenburg/Wümme (Deutscher Wetterdienst Offenbach 1996) und Faßberg zugrunde. Die Klimastation von Rotenburg/Wümme liegt ca. 48 km von der Landkreismitte entfernt. Die Station weist eine überregionale Repräsentanz für den Planungsraum auf. Die Klimastation Faßberg liegt ca. 45 km von der Landkreismitte entfernt. Die Station weist eine regionale Repräsentanz für die Lüneburger Heide auf.

Als Langzeitbezug wurde für die Klimastation Rotenburg/Wümme das zehnjährige Bezugsintervall 01.01.1976 - 31.12.1985 (Höhe des Anemometers: 10 m; Anemometer über Meereshöhe: 61 m ü. NN) und für Faßberg das 18jährige Bezugsintervall 01.01.1976 - 31.12.1993 (Höhe des Anemometers: 10 m; Anemometer über Meereshöhe: 75 m ü. NN) berücksichtigt.

Die Zeitreihen können als repräsentativ für das mittlere Windklima des Untersuchungsraumes angesehen werden, da die barometrischen Bedingungen durch konservative Eigenschaften gekennzeichnet sind,

also nur geringe Jahr zu Jahr Variationen aufweisen. Nach Angaben des DWD wurden in dem zugrunde liegenden Beobachtungszeitraum keine Instrumentenwechsel oder Stationsverlegungen vorgenommen, so dass die Datensätze als homogen erachtet werden können. Noch längere Bezugszeiträume ergeben keine relevante Verbesserung der Standardabweichung.

Eine Extrapolation des Windklimas aus den Bezugszeiträumen auf die Zukunft ist nur eingeschränkt möglich, da natürliche und anthropogen verursachte Klimaschwankungen auch zeitnah zu signifikanten Änderungen des Windklimas führen können. Die Zeitreihe der Station Faßberg wurde wegen der geringeren Repräsentativität nur zu 30 % verwendet.

### 2.2.2.2 Einbeziehung von Vergleichsanlagen und Geländemessungen

Die Verifizierung des berechneten regionalen Windfeldes erfolgte unter anderem mittels Windindex korrigierter Ertragsergebnisse der bestehenden Windparks

- „Windpark Evendorf“ mit zwei WEA,
- dem Windpark Rosengarten mit vier WEA,
- dem Windpark Neu Wulmstorf mit drei WEA,
- dem Windpark Regesbostel mit vier WEA sowie
- dem Windpark Pattensen mit vier WEA.

Die Geländehöhen der betrachteten Vergleichs-Standorte liegen zwischen 34 und 92 m ü. NN. Damit wurden die repräsentativen Höhenlagen des Planungsraumes hinreichend beschrieben. Die Standorte sind relativ gut über die verschiedenen Himmelsrichtungen des Planungsraumes und der angrenzenden Bereiche verteilt, so dass die mesoskaligen Variationen der Orographie und Rauigkeiten ausreichend erfasst werden. Eine Ausnahme bildet die östlich gelegenen Elbmarsch, in der es zur Kalibrierung, auf Grund ihrer sehr geringen Nabenhöhe, nur ungeeignete WEA gibt. Dieser Teilraum wird jedoch wegen seiner einfachen topographischen Struktur relativ gut via verwendeter Datenreihen modelliert. Bei der Auswahl der Vergleichsstandorte wurde auf eine Eignung der WEA-Typen geachtet, da bei bestimmten Typen bekannt ist, dass sie sich nur eingeschränkt als Vergleichsanlagen eignen (DÖPEL 2006). So wurden ausschließlich so genannte Pitch-Anlagen verwendet. Weiterhin wurde auf einen möglichst langen Betriebszeitraum, zuverlässiger Leistungskennlinien sowie möglichst großen Nabenhöhen geachtet.

Es handelt sich um folgende Anlagentypen:

Tab. 1: Bestimmung der Daten der Vergleichsanlagen zur Plausibilisierung des Windklimas

Standort	Koordinaten GK (Bessel)		WEA Typ	Nennleistung [kW]	Leistungskennlinie/ Schubbeiwerte	Datenquelle
Evendorf	3.571.983	5.892.379	Enercon	1.800	Hersteller 4/2003	vertraulich
Evendorf	3.572.020	5.892.711	Enercon	600	WINDTEST WT 1871/01, 27.08.2001	vertraulich
Rosengarten	3.559.816	5.918.545	Enercon	1.800	Hersteller 4/2003	vertraulich
Rosengarten	3.560.171	5.918.532	Enercon	1.800	Hersteller 4/2003	vertraulich
Rosengarten	3.559.918	5.918.855	Enercon	1.800	Hersteller 4/2003	vertraulich

Standort	Koordinaten GK (Bessel)		WEA Typ	Nennleistung [kW]	Leistungskennlinie/ Schubbeiwerte	Datenquelle
Rosengarten	3.559.517	5.918.572	Enercon	1.800	Hersteller 4/2003	vertraulich
Neu Wulm- storf	3.552.232	5.924.011	DeWind D4 46/56	600	Hersteller 01/2000	vertraulich
Neu Wulm- storf	3.552.178	5.924.336	DeWind D4 48/70	600	Hersteller 1/225	vertraulich
Neu Wulm- storf	3.552.269	5.924.193	DeWind D4 48/70	600	Hersteller 1/225	vertraulich
Regesbostel	3.541.813	5.916.250	E 40/6.44	600	WINDTEST WT 1871/01, 27.08.2001	vertraulich
Regesbostel	3.541.696	5.916.396	E 40/6.44	600	WINDTEST WT 1871/01, 27.08.2001	vertraulich
Regesbostel	3.541.780	5.916.616	E 40/6.44	600	WINDTEST WT 1871/01, 27.08.2001	vertraulich
Regesbostel	3.541.973	5.916.598	E 40/6.44	600	WINDTEST WT 1871/01, 27.08.2001	vertraulich
Pattensen	3.573.763	5.910.866	Repower MD 77	1.500	Windtest 03/2004	vertraulich
Pattensen	3.574.037	5.910.823	Repower MM 92	2.000	Hersteller 25.04.2005	vertraulich
Pattensen	3.573.998	5.911.094	Repower MM 92	2.000	Hersteller 25.04.2005	vertraulich
Pattensen	3.573.454	5.910.980	Repower MM 92	2.000	Hersteller 25.04.2005	vertraulich

Es konnten beim Windpark Evendorf Ertragsdaten aus 96 Monaten aus den Jahren 2004 bis 2011 verwendet werden. Auf Grund der Lage im Planungsraum, des verfügbaren Datenumfangs sowie der Tatsache, dass es sich um Pitch-Anlagen handelt, weisen die zwei Vergleichsanlagen eine gute Eignung als Vergleichsstandort auf. Die Daten wurden vertraulich zur Verfügung gestellt.

Es konnten beim Windpark Rosengarten Ertragsdaten aus 108 Monaten aus den Jahren 2003 bis 2011 verwendet werden. Auf Grund der Lage im Planungsraum, des verfügbaren Datenumfangs sowie der Tatsache, dass es sich um Pitch-Anlagen handelt, weisen die vier Vergleichsanlagen eine gute Eignung als Vergleichsstandort auf. Die Daten wurden vertraulich zur Verfügung gestellt.

Es konnten beim Windpark Neu Wulmstorf Ertragsdaten aus 108 Monaten aus den Jahren 2003 bis 2011 verwendet werden. Auf Grund der Lage im Planungsraum, des verfügbaren Datenumfangs sowie der Tatsache, dass es sich um Pitch-Anlagen handelt, weisen die drei Vergleichsanlagen eine gute Eignung als Vergleichsstandort auf. Die Daten wurden vertraulich zur Verfügung gestellt.

Es konnten beim Windpark Regesbostel Ertragsdaten aus 120 Monaten aus den Jahren 2002 bis 2011 verwendet werden. Auf Grund der Lage im Planungsraum, des verfügbaren Datenumfangs sowie der Tatsache, dass es sich um Pitch-Anlagen handelt, weisen die vier Vergleichsanlagen nur potenziell<sup>2</sup> eine gute Eignung als Vergleichsstandort auf. Die Daten wurden vertraulich zur Verfügung gestellt.

Es wurden beim Windpark Pattensen Ertragsdaten aus 36 Monaten aus den Jahren 2005 bis 2007 verwendet. Es wurde eine WEA mit der besten Daten-Konsistenz zur Validierung verwendet. Zwar liegen Ertragsdaten der anderen WEA aus einem längeren Zeitraum vor, jedoch wurden die Daten wegen der unterschiedlichen Inbetriebnahme-Zeitpunkte nur nach besonderer Filterung zur Validierung verwendet.

<sup>2</sup> Die Begründung erfolgt auf S. 16.

Dieser Windpark ist der einzige Datenpool mit WEA von mehr als 100 m Nabenhöhe und eignet sich daher besonders für die Potenzialberechnungen von 100 m ü. Gr.. Auf Grund der Lage im zentralen Planungsraum, des nur relativ geringen, verfügbaren Datenumfanges sowie der Tatsache, dass es sich um Pitch-Anlagen handelt, weisen die vier Vergleichsanlagen eine mittlere bis gute Eignung als Vergleichsstandort auf. Die Daten wurden vertraulich zur Verfügung gestellt.

Die Ertragsreihen weisen mit 8 bis 10 Jahren einen guten Langzeitbezug auf. Nur der Windpark Patten-sen weist mit nur 36 Monaten einen relativ geringen Langzeitbezug auf. Die Aussagekraft dieser Daten wird jedoch durch das in der Datenreihe enthaltene überdurchschnittliche Wnd-Jahr 2007 sowie die zeitliche Überlappung mit anderen repräsentativen WEA Erträgen hinreichend gestützt.

Der Langzeitbezug wurde mittels des Windindex der Ingenieur-Werkstatt Energietechnik (INGENIEURWERKSTATT ENERGIETECHNIK IWET 2011) hergestellt. Dabei waren bei dem überwiegenden Anteil der Daten die monatlichen Verfügbarkeiten der WEA bekannt. Nicht plausible Daten wurden herausgefiltert.

Der IWET Index 2011 beinhaltet einen Abgleich mit sogenannten NCAR-Reanalysedaten, welche eine langjährige Datenbasis auf Grundlage von Luftdruckmessungen und daraus abgeleiteten Luftströmungs-verhältnissen darstellt.

*Der neue Windindex IWET 2011 ist kritisch zu bewerten, da im Unterschied zum IWET Index 2006 der Langzeitbezug von einer 30 jährigen Messreihe auf eine 15-jährige Messreihe reduziert wurde. So wurden bei dem neuen Windindex 2011 die windreichen 90er Jahre herausgefiltert. Dadurch hat sich der Index in der zum Planungsraum gehörenden Indexregion 12, je nach Bezugszeitraum, um ca. 5 - 9 % verschlechtert.*

*Zur Verdeutlichung:*

*Die der BDB-Index Berechnung zugrunde liegende Annahme ist:*

- *der Zeitraum 1975 bis 2004 (BDB-Index 2006) ist durchschnittlich, wird also mit 100% bewertet. Dieser Zeitraum war eventuell überdurchschnittlich.*
- *ob der Zeitraum 1996 bis 2010 (BDB-Index 2011) ein besseres 100% Mittel darstellt als der Zeitraum 1975 bis 2004, ist weiterhin in der Diskussion.*
- *auch nach Auswahl eines vermeintlich besseren 100% Zeitraumes bleiben die grundsätzlich vorhandenen Schwankungen, auch für 15-Jahreszeiträume (ca. 4%), weiterhin bestehen.*
- *Nach den Regeln der Statistik sollte eher ein möglichst langer Bezugszeitraum gewählt werden (wie der BDB-Index 2006). So hat die Weltorganisation für Meteorologie **WMO** die **30-jährigen Messreihen** aus der Vergangenheit als Vergleichsperioden definiert.*

*Im Ergebnis heißt das, dass die im Gutachten auf Grundlage des BDB-Index 2011 berechneten Ergebnisse, im Vergleich zum 30 jährigen BDB-Index 2006 eher konservativ zu bewerten sind.*

Es wurde im Weiteren eine lineare Regressionsanalyse angewendet, um die jeweils normierten Jahreserträge einer Langzeitkorrektur zu unterziehen. Entgegen der Empfehlungen der INGENIEURWERKSTATT ENERGIETECHNIK (IWET 2003) wurden nicht nur die Mittel der auf ein Jahr extrapolierten Monatserträge aufsummiert, sondern sowohl die korrigierten Monatserträge als auch die

korrigierten Jahreserträge der linearen Regressionsanalyse unterzogen. Die kombinierten Ergebnisse sind zwar je nach Datenumfang konservativer, kommen jedoch auf Grund von Erfahrungen von DÖPEL WIND CONSULT zu realistischeren Ergebnissen.

Weiterhin wurde eine Korrelationsanalyse zwecks Prüfung der betroffenen IWET-Index-Regionen durchgeführt.

Tab. 2: *Übersicht der Vergleichs-Windenergieanlagen. Der Gütefaktor gibt die Relation zwischen tatsächlichem und berechnetem Ertrag des geplanten Standortes an.*

Standort	WEA-Typ	Leistung [kW]	Nabenhöhe [m]	Geländehöhe [m ü. NN]	Lage im Planungsraum [km]	Gütefaktor [%]
Evendorf	ENERCON E-66/18.70	1.800	65	92	Süden Hohe Heide	<b>89</b>
Evendorf	ENERCON E-40/6.44	600	78	92	Süden Hohe Heide	<b>92</b>
Rosengarten	4 x ENERCON E-66/18.70	1.800	65	90-97	Norden Rosengarten, Harburger Berge	<b>Ø103</b>
Neu Wulmstorf	DeWind D4 46/56	600	56	56	Nordwesten Westrand Harburger Berge	<b>99</b>
Neu Wulmstorf	DeWind D4 48/70	600	70	50	Nordwesten Westrand Harburger Berge	<b>97</b>
Neu Wulmstorf	DeWind D4 48/70	600	70	54	Nordwesten Westrand Harburger Berge	104
Regesbostel	4 x E 40/6.44	600	50	34	Westen Zewener Geest	<b>75,3</b>
Pattensen	Repower MD 77	1.500	111	49	Östlicher zentraler Bereich Luheheide	<b>100</b>
Gesamt					Mittelwert	<b>(95)</b>
<b>Gesamt</b>	<b>ohne Regesbostel</b>				<b>Mittelwert</b>	<b>98</b>
<b>Gesamt</b>	<b>ohne Regesbostel</b>				<b>Standardabweichung</b>	<b>3,9</b>

Im Folgenden werden die betrachteten Windparks bezüglich ihrer Validität bewertet.

Der Windpark Evendorf, bestehend aus zwei WEA, wird mit durchschnittlich 90,5 % bewertet. Wegen der Lage im Planungsraum, des mittleren Bezugszeitraumes sowie dem Umstand, dass die Anlagentypen drehzahlvariable Pitch-Anlagen (vgl.: DÖPEL 2006) sind, ergibt sich auf Basis der ausgewählten Klimastationsdaten und des differenziert bewerteten lokalen Windfeldes eine nur mäßige Ergebnisvalidierung für diesen Windpark. Die Gründe dafür liegen vermutlich in der vom Berechnungsmodell etwas unterbewerteten Wirkung der relativ hohen Umgebungsrauigkeit in Verbindung mit dem großen Rotor bei gleichzeitig geringer Nabenhöhe von nur 65 m bei der E-66, die mit dem Rotor noch deutlich in der logarithmisch ansteigenden, bodennahen Reibungsschicht liegt. So hat die E-40 mit wesentlich höherer Nabenhöhe in Verbindung mit einem kleineren Rotor, mit 92 % denn auch einen deutlich besseren Gütefaktor.

Der Windpark Rosengarten ist im Rahmen der betrachteten Windparks am höchsten gelegen. Er weist mit einer durchschnittlichen Güte von 103 %, dem langen Bezugszeitraumes von 108 Monaten sowie dem Umstand, dass die Anlagentypen Pitch-Anlagen (vgl.: DÖPEL 2006) sind (s. o.), auf Basis der

ausgewählten Klimastationsdaten und des differenziert bewerteten lokalen Windfeldes eine sehr gute Ergebnisvalidierung auf.

Der Windpark Neu Wulmstorf, bestehend aus drei WEA, wird mit durchschnittlich 100 % bewertet. Wegen der Lage im Planungsraum, des langen Bezugszeitraumes von 108 Monaten sowie des Umstandes, dass die Anlagentypen drehzahlvariable Pitch-Anlagen (vgl.: DÖPEL 2006) sind, ergibt sich auf Basis der ausgewählten Klimastationsdaten und des differenziert bewerteten lokalen Windfeldes eine sehr gute Ergebnisvalidierung für diesen Windpark.

Der Windpark Regesbostel, bestehend aus vier WEA, wird mit durchschnittlich 75,3 % bewertet. Wegen der Lage im Planungsraum, des langen Bezugszeitraumes von 120 Monaten sowie des Umstandes, dass die Anlagentypen drehzahlvariable Pitch-Anlagen (vgl.: DÖPEL 2006) sind, ergibt sich auf Basis der ausgewählten Klimastationsdaten und des differenziert bewerteten lokalen Windfeldes eine nur eingeschränkt mögliche Ergebnisvalidierung für diesen Windpark. Die Begründung für die relativ hohe Abweichung der Erträge von den zu erwartenden Erträgen liegt nach Auswertung der Angaben des Betreibers in einer spezifischen Steuerungsproblematik des Windparks. Der Windpark müsste unter optimalen Bedingungen deutlich höhere Erträge liefern. Neben der Steuerungsproblematik treten ungünstige Anströmungsverhältnisse mit einem sehr komplexen Terrain sowie die geringe Höhenlage des Windparks (34 m ü. NN) als Ursachen für die deutliche Abweichung vom ermittelten Regionalen Windklima des Landkreises in Erscheinung. Im Ergebnis kann der Windpark somit nur eingeschränkt zur Plausibilisierung der Studie beitragen.

Der Windpark Pattensen liegt im östlichen zentralen Planungsraum. Er weist mit einer durchschnittlichen Güte von 100 %, dem verwertbaren Bezugszeitraum von 36 Monaten sowie dem Umstand, dass die Anlagentypen Pitch-Anlagen (vgl.: DÖPEL 2006) sind (s. o.), auf Basis der ausgewählten Klimastationsdaten und des differenziert bewerteten lokalen Windfeldes eine mittlere bis gute Ergebnisvalidierung auf. Dem Windpark kommt eine besondere Bedeutung bei der Validierung des Regionalklimas zu, da er der einzige betrachtete Windpark mit hohen Nabenhöhen von 100 und 111 m ist. Damit liegt eine Datengrundlage zur Kalibrierung des Vertikalgradienten im Planungsraum vor. Wegen der im Planungsraum vorherrschenden, relativ hohen meteorologischen Rauigkeitslänge von 2,0 bis 2,8, besteht ein besonders steiler Verlauf im Bereich oberhalb der bodennahen Reibungsschicht, der vom verwendeten Rechenmodell durch eine geeignete Anpassung erfasst wird.

#### **Über Messdaten mit Windmessmasten im Planungsraum ist nichts bekannt.**

Im Ergebnis ergeben die verfügbaren Datensätze der fünf Windparks, mit Einschränkung des Windparks Regesbostel, eine sehr gute Plausibilisierung des Regionalklimas von 98 % Güte und einer Standardabweichung von 3,9 %. Dabei wird der Planungsraum, mit einer nur im Süden vorhandenen etwas höheren Abweichung beim betrachteten Windpark Evendorf, sehr gut abgebildet. Unter Berücksichtigung des aktuellen Windindex 2011 ergibt sich zu der von DÖPEL WIND CONSULT (2009) erstellten Windpotenzialstudie des südlich angrenzenden Heidekreises eine sehr gute Übereinstimmung der Ergebnisse.

#### **2.2.2.3 Orographie**

Die Äquidistanz des verwendeten digitalen Höhenmodells (DGM) beträgt 2 m. Diese sehr genaue Höhenauflösung wurde verwendet, um eine möglichst präzise Ansprache der Windpotenziale bei der den Planungsraum kennzeichnenden relativ schwachen Reliefenergie zu erzielen.

Nach der Methode der Triangulation wird das DGM auch zwischen Höhenlinien berechnet. Die Standorte der bestehenden WEA wurden an die Höhen der TK 25 angepasst. Die Gesamtfläche des DGM hat eine Größe von ca. 6.000 km<sup>2</sup> (85 x 70 km).

#### 2.2.2.4 Oberflächenrauigkeit

Die Bestimmung der lokalen Nutzungen und der sich daraus ergebenden kleinräumigen Rauigkeitswechsel basieren auf den digitalisierten Rauigkeitselementen der topographischen Karten M 1 : 25.000/50.000 auf einer Grundfläche von ca. 5.250 km<sup>2</sup> (75 x 70 km), im Bereich der WEA-Vergleichsstandorte in mikroskaliger Auflösung und darüber hinaus in gröberer Auflösung. Das Ergebnis ist eine Rauigkeitskarte. Die Typisierung und flächenscharfe Abgrenzung aktueller Oberflächennutzungen erfolgt durch digitale Daten des Landschaftsrahmenplanes des LK Harburg sowie von Corine-Daten für die Flächen außerhalb des Landkreises. Zur Plausibilisierung werden aktuelle topographische Karten, Satellitenbildfotos sowie stichpunktartige Ortsbegehungen durchgeführt. Bei der Generierung der Oberflächennutzung wird zwischen Stillgewässern, landwirtschaftlich genutzten Flächen mit starkem und schwachem Strukturanteil, Siedlungsbereichen und Wald differenziert.

#### 2.2.3 Diskussion der Fehlergröße

Auf Grund zahlreicher Erfahrungen mit Potenzialansprachen sowie den Angaben des Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark, muss der **Standardfehler der Kalkulation via WASP** mit 5 % angegeben werden.

Bezüglich der **Modellierung via WASP** ist anzumerken, dass die Projektion von Vergleichsdaten relativ niedriger Nabenhöhen, wie es die Daten der Windparks Regesbostel und Rosengarten (NH: 50 / 65 m) darstellen, auf eine höhere Projektionshöhe von in diesem Fall 100 m über Grund (ü. Gr.), mit dem Modell WASP im Flachland tendenziell etwas zu niedrige Berechnungs-Ergebnisse ergeben. Das heißt, dass die Ergebnisse, basierend auf der sehr guten Plausibilisierung mit den Vergleichsdaten bestehender WEA, tendenziell etwas konservativ gerechnet wären. Vorteilhafterweise stehen jedoch für diese Studie Vergleichsdaten des Windparks Pattensen mit Nabenhöhen von 100 und 111 m zur Verfügung, so dass für die Bezugshöhe von 100 und 120 m ü. Gr. diese Ertragsdaten ergänzend zur Plausibilisierung Verwendung finden konnten. Wie erwartet, liegen diese Erträge geringfügig über den von dem 60 – 70 m ü. Gr. –Niveau via Modellrechnung auf 100 m ü. Gr. extrapolierten Erträgen. Dies dürfte im Wesentlichen in der für den Planungsraum ermittelten relativ hohen äquivalenten Rauigkeit von ca. 2,2 – 2,8 begründet sein, die vom Modell leicht unterschätzt wird. Die sehr hohe Terrain-Rauigkeit gründet sich in dem relativ stark ausgeprägtem Nutzungswechsel aus Offenland, Halboffenland und Waldgebieten sowie dem, insbesondere im Naturraum der Heide (Moränenlandschaft), charakteristischen, kleinräumigen Wechsel des oftmals welligen Reliefs.

Die Modellunsicherheit der berechneten Energieerträge, welche im vorliegenden Fall durch die Verwendung vergleichender Ertragsdaten unterschiedlicher Nabenhöhen erheblich minimiert wurde, wird ergänzt durch weitere Unsicherheiten.

Diese bestehen im **Langzeitkorrekturverfahren** sowie in der **Konsistenz der Langzeitdaten**.

Die Konsistenz der Langzeitdaten wird von den Autoren des verwendeten IWET Windindex (2011) folgendermaßen bewertet. Die Auswertungen von langjährigen Wetterdaten ergeben eine wahrscheinliche Streuung/Standardabweichung von ca. 4% für gemittelte 15-Jahreszeiträume. Mit einer Wahrscheinlichkeit von etwa 95% sind dann 15-Jahres-Mittelwerte innerhalb des Streubereichs der doppelten Standardabweichung (2 x 4 %) zu erwarten. 15-Jahres-Mittelwerte, die in dieser Größenordnung um den 100% Mittelwert streuen, sind also eher unwahrscheinlich. Die der BDB-Index Berechnung zugrundeliegende Annahme ist:

- ob der hier dargestellte Zeitraum 1996 bis 2010 ein besseres 100% Mittel darstellt als der alte Index 2006 mit dem Zeitraum 1975 bis 2004, ist weiterhin in der Diskussion.
- auch nach Auswahl eines vermeintlich besseren 100% Zeitraumes bleiben die grundsätzlich vorhandenen Schwankungen, auch für 15-Jahreszeiträume (ca. 4%), weiterhin bestehen.

In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass sich klimatologische Mittelwerte international aus so genannten Normalperioden, das sind 30-jährige Reihen (z.B. 1961-1990), errechnen.

Für die Indexregion 12, in der sich das Planungsgebiet befindet, würde die Abweichung für den Landkreis 5 - 9 % betragen (s.o.).

Die verwendeten DWD-Klimastationen sind mit 10 und 18 Jahren langzeitrepräsentativ und bilden zusammen mit den bis zu 10 Jahren WEA Produktionsdaten einen repräsentativen Langzeitbezug.

Zusammenfassend beträgt die Fehlergröße der Leistungsdichte des Windes 10 %. Hierin enthalten sind Unsicherheiten des verwendeten Modells sowie Unsicherheiten bei der Langzeitkorrektur der Vergleichsertragsdaten bestehender Windenergieanlagen. Fehlergröße bei vergleichbaren Windpotenzialstudien liegen zwischen ca. 8 % und 15 %. Der Wert von 10 % ist auf der Grundlage der Topographie des Planungsraumes sowie der Qualität und Quantität der Vergleichsdaten als gut zu bezeichnen.

Tab. 3: Bestimmung der Unsicherheiten bei der Ermittlung der Leistungsdichte des Windes

Nr.	Unsicherheit	Fehlergröße [%]
1	Meteorologische Eingangsdaten	3
2	Modellunsicherheit WASP	5
3	Modellierung Parkwirkungsgrad	3
4	Eingangsdaten WEA	3
5	Unsicherheit innerhalb des verwendeten Langzeitkorrekturverfahrens	5
6	Konsistenz der Langzeitdaten	5
7	Meteorologische Eingangsdaten	3
<b>Gesamtunsicherheit</b>		<b>10,1</b>

Der Standardfehler des Jahresmittels der Windgeschwindigkeit kann mit 0.36 m sec<sup>-1</sup> angegeben werden.

Die vorliegende Berechnung stellt den aktuellen Stand des Wissens dar, jedoch sind zukünftig unter Berücksichtigung längerer bzw. anderer Langzeitbezugszeiträume sowie einer größeren Datendichte bei der Windpotenzialberechnung mehr oder weniger abweichende Ergebnisse nicht auszuschließen. Das Windklima stellt eine dynamische Größe dar, welche sich nur in Abhängigkeit von definierten Bezugszeitintervallen berechnen lässt. Es empfiehlt sich daher spätestens nach 10 Jahren eine Aktualisierung der Windpotenzialberechnung vorzunehmen.

Bei der Betrachtung der Ertragsergebnisse ist zu berücksichtigen, dass das als Basis dienende Windfeld auf der Grundlage langjähriger Jahresmittel meteorologischer Daten ermittelt wurde. Das Windangebot einzelner Jahre kann von diesem langfristigen Jahresmittel der zu erwartenden Windverhältnisse bis zu ca. 30 % abweichen.

Eine Extrapolation des Windklimas aus den Bezugszeiträumen auf die Zukunft ist nur eingeschränkt möglich, da natürliche und anthropogen verursachte Klimaschwankungen auch zeitnah zu signifikanten Änderungen des Windklimas führen können.

Es wird davon abgeraten, Gebiete unter dem Schwellenwert, einschließlich der Fehlergröße, als Wind-Vorranggebiet auszuweisen, da dort eine relativ hohe Wahrscheinlichkeit gegeben ist, dass Windenergieanlagen unter den aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können.

### 3 Untersuchungsraum

Der Planungsraum liegt im nördlichen Niedersachsen. Das Untersuchungsgebiet umfasst den gesamten Landkreis Harburg. Angrenzende Bereiche werden bei den Berechnungen berücksichtigt. Die Flächen-größe beträgt 1.244 km<sup>2</sup>.

Das Gebiet wird windklimatologisch deutlich durch die atlantische Westwinddrift geprägt. Das Relief weist eine Spanne von 2 – 155 m ü. NN auf.

Im Nordwesten liegt der Höhenzug der Harburger Berge, in dem sich mit dem 155 Meter hohen Hülsen-berg (westlich von Sieversen) auch die höchste Erhebung des Landkreises befindet. Im starken Relief-contrast fällt das Gelände dann gegen Norden zur Elbmarsch auf 2 m ü. NN ab.

Der Landkreis Harburg ist aus landschaftsökologischer Sicht als vielfältig zu bezeichnen, dies betrifft seine Zusammensetzung aus unterschiedlichsten Naturräumen.

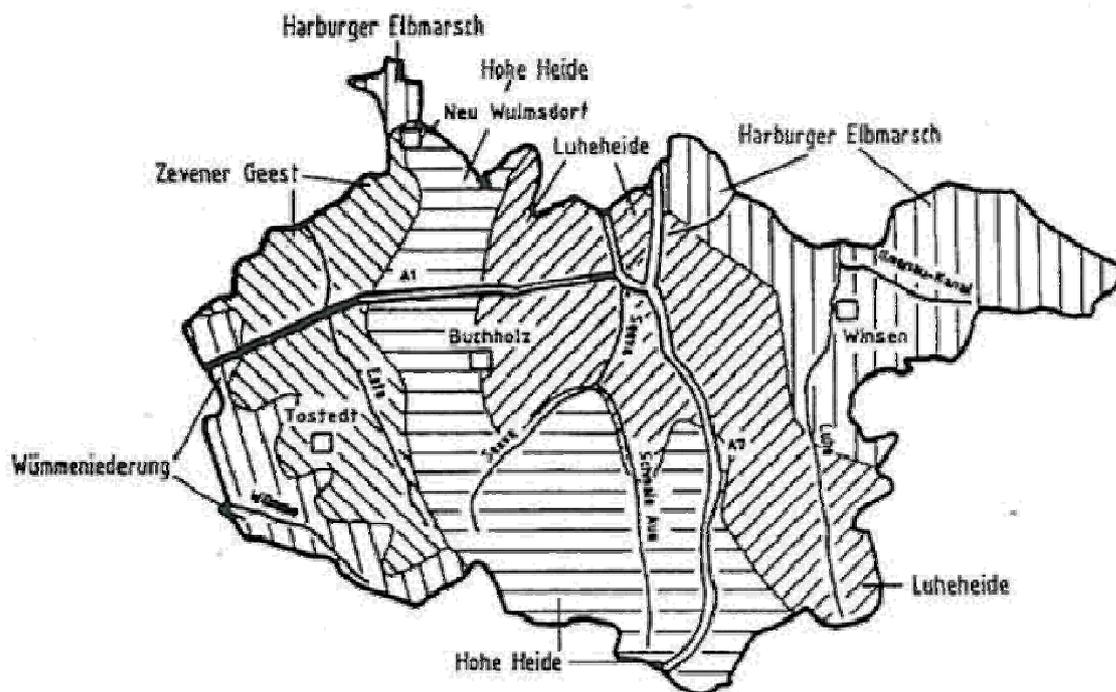
Auf der Grundlage der naturräumlichen Gliederung Deutschlands besteht der Landkreis Harburg aus folgenden 6 Einheiten<sup>3</sup>:

- Elbmarsch
- Elbniederung
- Luheheide
- Hohe Heide
- Wümmeniederung
- Zevener Geest.

---

<sup>3</sup> <http://www.lkharburg.de/Kreishaus/Verwaltung/Bauen-Umwelt/Naturschutz/6500%20Umweltbericht/7300%20Natur%20und%20Landschaft/7350%20Aktuelle%20Situation/Seite1.html>

Abb. 1: Naturräumliche Gliederung des Landkreises Harburg



Übergeordnet liegen diese Einheiten in drei unterschiedlichen Naturräumen:

- Im Norden befinden sich die von nacheiszeitlichen Ablagerungen gebildete und vom Wechsel der Gezeiten geprägte ebene Elbmarsch und die Elbniederung innerhalb des Naturraumes **"Watten und Marschen"**.  
Die tidebeeinflussten Flussunterläufe, in deren Bereich bei Ebbe Schlickflächen und Sandbänke trocken fallen, werden als Flusswatt bezeichnet.  
Ähnliches gilt für die Elbniederung, deren Geländeoberfläche allerdings geringfügig höher lag, wodurch auf Grund der günstigeren Boden- und Wasserverhältnisse ein weniger dichtes Netz an Entwässerungsgräben notwendig war, um eine Kultivierung vorzunehmen.
- Im Westen befindet sich der Naturraum **„Stader Geest“**, der die naturräumlichen Einheiten der Zevener Geest und der Wümmeniederung umfasst. Es handelt sich hierbei um Grundmoränengebiet mit der durch eiszeitliche Schmelzwässer geformten Niederung der Wümme, in der sich ehemals durch ihre ebene Lage, hohe Grundwasserstände und die vorherrschend basenarmen Standortbedingungen großflächige Moore ausgebildet haben. Heute sind diese auf kleine, oftmals degenerierte Restbestände auf 1/20 der ehemaligen Fläche zurückgegangen.
- Der zentrale und größte Bereich des Landkreises mit den naturräumlichen Einheiten Luheheide und Hohe Heide gehört zum Naturraum **"Lüneburger Heide und Wendland"**. Dieser ist in der Oberflächengestalt ebenfalls durch eiszeitliche Vorgänge, durch zahlreiche Grundmoränenzüge und Endmoränenwälle geprägt.  
Die Luheheide wird aus großflächigen Grundmoränenplatten gebildet und ist gekennzeichnet durch den Wechsel von Fluss- und Bachniederungen mit flachen Geestrücken. Die Luheheide ist eine heterogene Landschaft mit unterschiedlicher Vegetation und Nutzung, von der Ackernutzung auf den Lößböden, extensiver Grünlandnutzung in den grundwassernahen Niederungsbereichen bis zu Wald- und Heideflächen.  
In der Hohen Heide liegen bedeutende Endmoränenwälle, deren flachwellige Hochflächen von zahl-

reichen Trockentälern durchzogen werden. Der südliche Teilraum mit armen, überwiegend grundwasserfernen Schmelzwasser-Sandböden war in der Vergangenheit durch anthropogenen Einfluss (Schafbewirtschaftung) in besonderem Maße durch die Heide geprägt, da eine andere landwirtschaftliche Nutzung nicht möglich war. Auf Grund von Aufforstungen im Zuge des landwirtschaftlichen Wandels hat der Waldanteil in diesem Gebiet inzwischen zugenommen. Das Landschaftsbild des östlichen Teilgebietes der Hohen Heide wird dagegen heute wie bereits in der Vergangenheit durch ausgedehnte Waldflächen bestimmt.



Abb. 1: Lage des Untersuchungsraumes in Niedersachsen. Grafik: döpel wind consult.

## 4 Das Windpotenzial im Untersuchungsraum

Das Gebiet wird windklimatologisch deutlich durch die atlantische Westwinddrift geprägt. Das Relief weist eine Spanne von 2 – 155 m ü. NN auf.

Im Nordwesten liegt der Höhenzug der Harburger Berge, in dem sich mit dem 155 Meter hohen Hülsenberg (westlich von Sieversen) auch die höchste Erhebung des Landkreises befindet. Im starken Reliefkontrast fällt das Gelände dann gegen Norden zur Elbmarsch auf 2 m ü. NN ab.

Ein sehr hohes Windpotenzial mit mehr als 325 W/m<sup>2</sup> (bezogen auf 100 m ü. Gr.) weisen vor allem elbnahe Bereiche in der Elbmarsch, der Otterberg südlich von Tostedt, der Hexenberg nördlich von Moissburg im Nordwesten des Landkreises, die über 140 m hohe Erhebung des Ahrberges als zweithöchste Erhebung der Lüneburger Heide im Grenzbereich der Samtgemeinden Hanstedt und Salzhausen sowie vereinzelte, unvermittelt aus der flachen Umgebung herausragende kleinflächige Erhebungen.

Weitere Gebiete mit sehr hohem Windpotenzial von 300-325 W/m<sup>2</sup> (bezogen auf 100 m ü.G.) befinden sich großflächig in der Elbmarsch, in Höhenlagen von über 40 m in der Samtgemeinde Hollenstedt und in Lagen von über 40 und 50 m ü. NN in der Samtgemeinde Tostedt. In der südlichen Samtgemeinde Tostedt macht sich bereits die erhöhte äquivalente Rauigkeit<sup>4</sup> durch eine Zunahme der Höhe ü. NN bei gleicher Windleistung bemerkbar. Ebenfalls die Gebiete über 125 m ü. NN im Bereich des Ahrberges im Grenzbereich der Samtgemeinden Hanstedt und Salzhausen gehören zu dieser Windpotenzialklasse.

Flächen mit hohem Windpotenzial von 250-300 W/m<sup>2</sup> (bezogen auf 100 m ü. Gr.) befinden sich überwiegend im westlichen und nordöstlichen Landkreis sowie in Höhenlagen der Hohen Heide. Dies sind die überwiegend westlichen Teile der Samtgemeinden Neu Wulmstorf, Hollenstedt und Tostedt sowie weite Bereiche der Elbmarsch. Ebenso vor allem in den nordöstlichen Samtgemeindegebieten von Seevetal, Stelle, Winsen (Luhe) und dem südlichen Teil der Samtgemeinde Elbmarsch. Weiterhin kommen Bereiche im Westen der Stadt Winsen (Luhe), Bereiche in der Einheitsgemeinde Rosengarten und im nördlichen Stadtgebiet von Buchholz sowie in den Höhenlagen der Samtgemeinde Hanstedt hinzu. Des Weiteren besteht ein hohes Windpotenzial im Bereich des Ahrberges im Grenzbereich der Samtgemeinden Hanstedt und Salzhausen. Etwa ab einer Höhe von 110 m ü. NN werden hier Leistungsdichten von 275 W/m<sup>2</sup> erreicht.

Gebiete mit mäßigem Windpotenzial von 200-250 W/m<sup>2</sup> befinden sich in allen übrigen Bereichen mittlerer Höhenlagen.

Als relativ windschwach mit einem Windpotenzial von unter 200 W/m<sup>2</sup> (bezogen auf 100 m ü. Gr.) sind naturgemäß die Flussniederungen mit hohen Oberflächen-Rauigkeiten sowie die Lee-Lagen der Harburger Berge, des Brunsberges und der Lohberge, zwischen Buchholz und Holm-Seppensen einzuordnen. Weitere windschwache Leelagen finden sich im westlichen und östlichen Gebiet der Samtgemeinde Hanstedt. Hier sind es die von Norden nach Süden streichenden Erhebungen der Hohen Heide, in denen überwiegend Windgeschwindigkeiten von unter 6 m/s auftreten. Zwei weitere bedeutsame, windschwache Gebiete liegen im Bereich Toppenstedt und Schnede in der Samtgemeinde Salzhausen. Die genannten Gebiete sind durch signifikante Leelagen gekennzeichnet. Es sind hier also weniger die Höhenlage, als vielmehr die Anströmungsverhältnisse, insbesondere aus der Hauptwindrichtung Südwest, entscheidend für die Leistungsdichte des Windes.

Insgesamt werden bei der Bezugshöhe von 100 m ü. Gr. ausschließlich Leistungsdichten deutlich über der ehemaligen 60 % - Schwelle gem. EEG und somit über 170 W/m<sup>2</sup> erreicht.

---

<sup>4</sup> Kombination der Rauigkeit verursacht durch Orographie und oberflächliche Nutzung

Über die statistische Verteilung der Windpotenziale im Planungsraum geben folgende Tabellen Auskunft:

Tab. 4: Flächenanteile der Leistungsdichte des Windes in 50 m ü.G. [W/m<sup>2</sup>] in Leistungsklassen

Leistungsdichte [W/m <sup>2</sup> ]	Flächenanteil [ha]	Flächenanteil [%]
0-<100	7,47	0,01
100-<125	1.899,15	1,52
125-<150	21.274,65	17,06
150-<175	50.592,69	40,58
175-<200	41.414,37	33,22
200-<225	9.406,68	7,55
225-<250	65,49	0,05
250-<275	9,00	0,01
<b>gesamt</b>	<b>124.669,50<sup>1</sup></b>	<b>100,00</b>

Tab. 5: Flächenanteile der Leistungsdichte des Windes in 100 m ü.G. [W/m<sup>2</sup>] in Leistungsklassen

Leistungsdichte [W/m <sup>2</sup> ]	Flächenanteil [ha]	Flächenanteil [%]
175-<200	493,14	0,39
200-<225	7.771,30	6,21
225-<250	30.452,02	24,34
250-<275	45.449,46	36,33
275-<300	32.618,88	26,07
300-<325	7.981,37	6,38
325-<350	320,81	0,26
350-<375	9,00	0,01
375-<400	1,00	0,00
<b>gesamt</b>	<b>125.096,98<sup>5</sup></b>	<b>100,00</b>

Tab. 6: Flächenanteile der Leistungsdichte des Windes in 120 m ü. Gr. [W/m<sup>2</sup>] in Leistungsklassen

Leistungsdichte [W/m <sup>2</sup> ]	Flächenanteil [ha]	Flächenanteil [%]
225-<250	698,01	0,56
250-<275	7.935,66	6,36
275-<300	26.654,70	21,38
300-<325	39.074,27	31,34
325-<350	31.674,61	25,41
350-<375	16.237,63	13,02
375-<400	2.324,66	1,86
400-<425	76,23	0,06
425-<450	1,00	0,00
> 450	1,00	0,00
<b>gesamt</b>	<b>124.677,77<sup>1</sup></b>	<b>100,00</b>

<sup>5</sup> Flächengröße nach GIS. Da der Landkreis durch WindPro in 100x100 m Quadrate für die Berechnung der Windleistung unterteilt wurde, können sich durch den Rechenprozess geringfügige Abweichungen gegenüber der realen Größe des Landkreises ergeben.

Für die Windenergienutzung im Planungsraum wird folgende Bewertung der Standorteignung vorgeschlagen.

Tab. 7: Bewertung der Windressourcen in 100 m ü. Gr. für die Einstufung in Prioritätenklassen

Leistungsdichte [W/m <sup>2</sup> ] in 100 m ü. Gr.	Bewertung der Standorteignung
> 300	sehr gut
> 250-300	gut
200-≤ 250	mäßig
< 200	gering

Bezogen auf das Höhenniveau von 100 m ü. Gr. weisen somit:

- 6,6 % der Landkreis-Fläche ein sehr gutes Windpotenzial auf,
- 62,4 % der Landkreis-Fläche ein gutes Windpotenzial auf,
- 30,6 % der Landkreis-Fläche ein mäßiges Windpotenzial auf,
- 0,4 % der Landkreis-Fläche ein geringes Windpotenzial auf.

Die Leistungsdichteverteilung für das Höhenniveau von 50 m ü. Gr. liegt erwartungsgemäß entsprechend deutlich unter der des 100 m Niveaus. Sie weist auf Grund der hohen Rauigkeitsklasse von ca. 2.2 – 2.8 eine markante Reduktion (über den durchschnittlich zu erwartenden Werten) im Vergleich zur Bezugshöhe von 100 m ü. Gr. auf. Der logarithmische Gradient der vertikalen Windzunahme ist somit insbesondere in den Siedlungs- und Waldgebieten am Anfang relativ flach, um dann bei Höhen von 30 – 60 m ü. Gr. relativ steil anzusteigen. Dies liegt ursächlich an der bereits erwähnten relativ hohen äquivalenten Rauigkeit des Planungsraumes.

Die Berechnung des 50 m Niveaus erfolgt auch zur Vergleichbarkeit mit älteren Windpotenzialstudien, die in der „Gründerzeit“ der modernen Windenergienutzung meistens für dieses Niveau erstellt wurden, sowie als Bezugshöhe für nicht nach dem BImSchG zu beurteilende Windenergieanlagen unter 50 m Gesamthöhe. WEA kleiner-gleich 50 m Gesamthöhe fallen seit 2001 in den Bereich der jeweiligen Bauaufsichtsbehörde. Auch für nicht raumbedeutsame Windenergieanlagen, die in der Regel eine Gesamthöhe von < 100 m aufweisen, lassen sich hiermit erste Aussagen zu Leistungsdichte und Wirtschaftlichkeit am jeweiligen Standort treffen.

Nabenhöhen von 50 m werden heute nur noch an besonderen Standorten verwirklicht, da mit größeren Nabenhöhen, wie sie der gegenwärtigen Nutzung entsprechen, eine erheblich effizientere Nutzung der Windenergie möglich ist.

Insgesamt werden bei der Bezugshöhe von 50 m ü. Gr. 15,7 % des Planungsraumes mit Leistungsdichten unter der ehemaligen 60 % - Schwelle gem. EEG und somit unter 135 W/m<sup>2</sup> erreicht.

Die Leistungsdichteverteilung für das Höhenniveau von 120 m ü. Gr. liegt erwartungsgemäß entsprechend deutlich über der des 100 m Niveaus. Im Vergleich zum Windpotenzial in 100 m ü. Gr., wo der Anteil des guten und sehr guten Windpotenziales (s. Tab. 7) 69 % des Planungsraumes beträgt, liegt der Flächenanteil bei der 120 m Berechnung bei 99,4 %. Insgesamt werden bei der Bezugshöhe von 120 m ü. Gr. ausschließlich Leistungsdichten deutlich über der ehemaligen 60 % - Schwelle gem. EEG und somit über 175 W/m<sup>2</sup> erreicht.

Die genaue Verteilung der Leistungsdichte sowie der mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten sind den Karten im Anhang zu entnehmen.

## 5 Zusammenfassung

Ziel der Windpotenzialstudie ist es, das Windpotenzial im Landkreis Harburg als eine wesentliche Datenbasis zur Ausweisung von Gebieten für die Nutzung der Windenergie bei der Neuaufstellung des Regionalen Raumordnungsprogramms zu berechnen.

Es wurde für die 50, 100 und 120 m über Grund Niveaus eine flächendeckende Windpotenzialstudie erstellt. Auf Grundlage mehrjähriger Betriebsergebnisse bestehender Windenergieanlagen, Langzeitdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) sowie NCAR-Reanalysedaten wurde mit einer Genauigkeit von 100 x 100 m Flächenauflösung die Leistungsdichte und die langjährige mittlere Jahreswindgeschwindigkeit berechnet.

Das Gutachten weist im Ergebnis in den überwiegenden Flächenanteilen des Landkreises ein für eine ökonomische Nutzung der Windenergie gutes Windpotenzial aus. Bezogen auf das Höhenniveau von 100 m ü. Gr. weisen nach einer vierstufigen Bewertungsmatrix über 69 % der Landkreisfläche ein gutes bis sehr gutes Windpotenzial von über 250 W/m<sup>2</sup> auf. Unter dem ehemaligen 60 %-Windschwellenwert gem. EEG liegen dagegen keine Flächenanteile des Planungsraumes. Damit ergibt sich insgesamt, bezogen auf das Windpotenzial, eine gute Eignung für eine wirtschaftliche Nutzung der Windenergie.

Um eine optimale ökonomische Flächennutzung zu gewährleisten, wird empfohlen, nur Gebiete auszuweisen, die ein ausreichendes Windpotenzial aufweisen. Zur Bewertung des Windpotenziales wird auf Grundlage der vierstufigen Bewertung der Windressourcen empfohlen, vorrangig Flächen mit gutem und sehr gutem Windpotenzial auszuweisen. Stehen verschiedene Flächen zur Auswahl, sollten in der Abwägung zunächst die Flächen mit dem besseren Windpotenzial ausgewiesen werden. Damit soll einerseits vermieden werden, dass für die Windenergienutzung ungeeignete Flächen als Gebiete für die Nutzung der Windenergie verwendet werden und andererseits die prioritäre Auswahl von Gebieten mit guten Winderträgen unterstützt werden.

Aussagen zu übrigen Raumnutzungskriterien, welche für die Windenergienutzung relevant sind, waren nicht Gegenstand des Gutachtens. Somit können hier keine Prognosen über das raumplanerisch umsetzbare Potenzial der Windenergienutzung im Landkreis Harburg getroffen werden.

## 6 Schlussbemerkung

Die dem vorliegenden Gutachten zugrundeliegenden Modelle zur Berechnung der bodennahen atmosphärischen Strömungsverhältnisse repräsentieren den aktuellen Stand der klimatologischen Entwicklung. Auf Grund der vielfältigen Wechselwirkungen innerhalb der atmosphärischen Grenzschicht, die nicht alle vollständig innerhalb von Modellen parametrisiert, geschweige denn analytisch exakt implementiert werden können, beinhaltet die Windenergieprognose prinzipiell gewisse Unsicherheiten. Eine Eingrenzung der Fehlergrößen fand jedoch durch verschiedene Plausibilitätsprüfungen, insbesondere durch die Integration von mehrjährigen Erträgen aus regionalen Vergleichsanlagen sowie durch eine möglichst exakte wissenschaftliche Bearbeitung statt.

Der Gutachter kann trotz der angewandten Sorgfalt keine Gewähr für wirtschaftliche Schäden, die durch eine etwaige Fehleinschätzung der Windpotenziale entstanden sind, übernehmen. Auch für sämtliche Daten, die uns durch Dritte zugänglich gemacht wurden, kann keine Gewähr übernommen werden.

Das Gutachten ersetzt keine für eine konkrete Windparkplanung erforderliche Prüfung eines Einzelstandortes.

## 7 Literaturverzeichnis

- ADRIAN, G. (1987): UM- UND ÜBERSTRÖMUNG VON BERGEN. – PROMET. 17, HEFT 3/4: 50-54.
- BARTH, S. & H. BAUMEISTER ET AL. (1997): Windkraft: Leitfaden für die kommunale Planung unter besonderer Berücksichtigung von Naturschutzbelangen. Hrsg.: Institut für Umweltrecht, Berlin. Rhombos-Verlag. 52 S.
- BÖHNER, J. (2004): Regionalisierung bodenrelevanter Klimaparameter für das Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung (Nlfb) und die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). – In: Arbeits-Hefte Boden 4, S. 17-66.
- BUNDESVERBAND FÜR WINDENERGIE (2005): Standard zur Erstellung von Windgutachten. herausgegeben vom Windgutachterbeirat im BWE – Bundesverband Windenergie e.V. Version 2.0, vom 3. Februar 2005.
- DEUTSCHES WINDENERGIE-INSTITUT [Hrsg.] (1994): DEWI-Magazin. Informationen aus Forschung und Praxis der Windenergie, 5. Jahrgang 1995.
- DÖPEL WIND CONSULT (1996): Standortgutachten für Windenergieparks in Südthüringen. - Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag des Thüringer Ministeriums für Umwelt und Landesplanung. Göttingen, Erfurt.
- DÖPEL WIND CONSULT (1996): Standortgutachten für Windenergieparks in Mittel-Thüringen. - Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag des Thüringer Ministeriums für Wirtschaft und Infrastruktur. Göttingen, Erfurt.
- DÖPEL WIND CONSULT (1996): Standortgutachten für Windenergieparks in Süd-Thüringen. - Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag des Thüringer Ministeriums für Wirtschaft und Infrastruktur. Göttingen, Erfurt.
- DÖPEL WIND CONSULT (1996): Standortgutachten für Windenergieparks in Ost-Thüringen. - Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag des Thüringer Ministeriums für Wirtschaft und Infrastruktur. Göttingen, Erfurt.
- DÖPEL WIND CONSULT (2004): Handlungsempfehlungen zur effizienten, umweltverträglichen Planung von Windenergieanlagen für den norddeutschen Raum (dargestellt am Beispiel der Landkreise Wittmund, Friesland und Ammerland) – gefördert durch die Deutsche Bundesstiftung Umwelt. Deutsche Bundesstiftung Umwelt (DBU). 2004.
- DÖPEL WIND CONSULT (2006 a): Untersuchung zur Windenergienutzung in Nordthüringen unter besonderer Berücksichtigung des Landschaftsbildes und der Windressourcen. - Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag der Regionalen Planungsgemeinschaft Nordthüringen. Göttingen, Sondershausen.
- DÖPEL WIND CONSULT (2006 b): Untersuchung zur Windenergienutzung in Mittelthüringen unter besonderer Berücksichtigung des Landschaftsbildes und der Windressourcen. - Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag der Regionalen Planungsgemeinschaft Mittelthüringen. Göttingen, Weimar.

- DÖPEL WIND CONSULT (2006 c): Untersuchung zur Windenergienutzung in Südwestthüringen unter besonderer Berücksichtigung des Landschaftsbildes und der Windressourcen. - Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag der Regionalen Planungsgemeinschaft Ostthüringen. Göttingen, Suhl.
- DÖPEL WIND CONSULT (2006 d): Untersuchung zur Windenergienutzung in Ostthüringen unter besonderer Berücksichtigung des Landschaftsbildes und der Windressourcen. - Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag der Regionalen Planungsgemeinschaft Ostthüringen. Göttingen, Gera.
- DÖPEL, U. (2006): Optimierung von WEA mit Doppel-Umrichtersystem. Erneuerbare Energien, Heft 11/2006.
- DÖPEL, U., J. BÖHNER & C. WALTHER (1995): EDV-gestützte Berechnung von Windressourcen als Grundlage für ein integriertes Raumordnungskonzept in Niedersachsen. Arbeitskreis Klima, 14. Treffen, 9. bis 11 Juni 1995. Erfurt.
- DÖPEL WIND CONSULT (2009): Windpotenzialgutachten für den LK Soltau-Fallingbommel. Heidekreis.
- DÖPEL LANDSCHAFTSPLANUNG (2011): Gutachten über die Nutzung regenerativer Energien für die Kreisstadt Bergheim.
- EMD (2001): WindPRO-2 Handbuch 1. Auflage, Juni 2001.
- FÖRDERGESELLSCHAFT WINDENERGIE E.V. (FGW): Technische Richtlinien für Windenergieanlagen Teil 6: 60%-referenzertrag-Nachweis auf Grundlage der Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen. Rev. 2 Stand 02.09.2004. Kiel (D): FGW, 2004.
- FÖRDERGESELLSCHAFT WINDENERGIE E.V. (FGW): Technische Richtlinie Teil 6 (TR 6) der Fördergesellschaft für Windenergie (FGW) e.V. (Revision 6). Kiel (D): FGW, 2006.
- INGENIEURWERKSTATT ENERGIETECHNIK (IWET) (2003): Betreiber-Datenbasis-Windindex. Index Version 2003.
- INGENIEURWERKSTATT ENERGIETECHNIK (IWET) (1990-2007): Betreiber-Datenbasis. Monatsinfo. Betriebsvergleich umweltbewusster Energienutzer.
- INGENIEURWERKSTATT ENERGIETECHNIK (IWET) (2011): Betreiber-Datenbasis-Windindex. Index Version 2011.
- INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK [Hrsg.] (1995): Gutachten zur Windkraftnutzung in Bayern. Abschlußbericht zur Phase 93/94 - unveröffentlichtes Gutachten.
- INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK [Hrsg.] (2009): „Windmonitor“, gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- JENSEN, N.O. (1984): A Note on Wind Generator Interaction. RisØ-M-2411, RisØ National Laboratory, Roskilde. 16 p.
- KLEINSCHMIDT, V., N. SCHAUERTE-LÜKE & R. BERGMANN (1994): Rahmenkonzept für Windenergieanlagen und -parks im Binnenland. Ein Beispiel aus Nordrhein-Westfalen. – In: Natur und Landschaft 69 (1), 1994.

- MALBERG, H. (1994): Meteorologie und Klimatologie. – 2. überarbeitete Auflage, 332 S.; Berlin (Springer).
- MIELKE, B. (1996): Räumliche Steuerung bei der Planung von Windenergie-Anlagen. Naturschutz und Landschaftsplanung 18 (4), 1996, S. 101-107.
- MINUL (SCHLESWIG-HOLSTEIN) AMTSBLATT FÜR SCHLESWIG-HOLSTEIN (1991): Gemeinsamer Runderlaß v. 11.09.1991. IV 8, IX 3, IX 8: 560 ff.
- MORTENSEN, N.G. ET AL (1993, 2000): Wind Atlas Analysis and Application Program (WA<sup>S</sup>P). Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark.
- NIEDERSÄCHSISCHES INNENMINISTERIUM (1996): Runderlass des Niedersächsischen Innenministeriums vom 11.07.1996.
- NIEDERSBERG, J. (1997): Der Beitrag der Windenergie zur Stromversorgung. In: Europäische Hochschulschriften: Reihe 2, Rechtswissenschaft; Bd. 2022. Peter Lang GmbH, Europäischer Verlag der Wissenschaften, Frankfurt am Main. 156 S.
- RÖBER, T. & A. WILDEMANN (1998): Untersuchung einer Rastermethode zur Landschaftsbildbewertung im Hinblick auf Windenergieanlagen in Ostfriesland. 183 S. Diplomarbeit der Fachhochschule Osnabrück, Osnabrück.
- SCHMIDT, I. (1997): Wirkung von Raumordnungszielen auf die Zulässigkeit privilegierter Außenbereichsvorhaben: Zugleich eine rechtliche Untersuchung über die landesplanerische Behandlung von Windenergieanlagen. Beiträge zum Siedlungs- und Wohnungswesen und zur Raumplanung, Bd. 175, 179 S., Münster.
- TRAUP, S. AND B. KRUSE (1996). Wind und Windenergiepotentiale in Deutschland. Winddaten für Windenergienutzer. In German. Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes, Offenbach am Main. 445 pp.
- TROEN, I. UND E.L. PETERSEN (1989): European Wind Atlas. ISBN 87-550-1482-8. RisØ National Laboratory, Roskilde. 656 p.
- WINKELBRANDT, A. ET AL. (2000): Empfehlung des Bundesamtes für Naturschutz zu naturschutzverträglichen Windenergieanlagen. Hrsg.: Bundesamt für Naturschutz – Projektgruppe „Windenergienutzung“, 64 S., Bonn – Bad Godesberg.
- WIRTSCHAFTSMINISTERIUM BADEN-WÜRTTEMBERG [HRSG.] (2000): Windfibel. Windenergienutzung – Technik, Planung und Genehmigung. W.E. Weinmann Druck + Media GmbH, 1. Aufl. 117 S., Filderstadt.

Aufgestellt:

Göttingen, 23.03.2012

**döpel wind consult**



Dipl.-Geogr. Uwe Döpel

**döpel Landschaftsplanung**

Maschmühlenweg 8-10, 37073 Göttingen  
Tel. 0551 / 4 74 85, Fax 0551 / 48 73 67  
e-mail: [info@döpelLandscape.com](mailto:info@döpelLandscape.com), [www.döpel-landscape.com](http://www.döpel-landscape.com)

## 8 Anhang

- Karte 1: Windpotenzial im Landkreis Harburg, Bezugsniveau 50 m über Geländeoberfläche, M. : 1 : 50.000.
- Karte 2: Windpotenzial im Landkreis Harburg, Bezugsniveau 100 m über Geländeoberfläche, M. : 1 : 50.000.
- Karte 3: Windpotenzial im Landkreis Harburg, Bezugsniveau 120 m über Geländeoberfläche, M. : 1 : 50.000.