



Meteorologisches Beratungsbüro
Dr. S. Theunert

STANDORTGUTACHTEN

zur Abschätzung
der mittleren jährlichen Windverhältnisse

für die Standortfläche
WINDPARK LOBENDORFER FORST

Errichtung einer
kommunalen Windkraftanlage
Aufstellpunkt WKA 7
- Raum Vetschau -
(Bayern)

Berücksichtigung der WKA-Typen Nordex N117, Vestas V112,
Enercon E115 und E101 sowie Repower RP 3.2M114

im Auftrage von
Stadt Vetschau/Speewald
Schlosstr. 10
03226 Vetschau/Speewald

angefertigt von
Dr. Sabine Theunert
METEOROLOGISCHES BERATUNGSBÜRO
Kolberger Str. 21
54516 Wittlich

20. Januar 2013

1. Einleitung

Im Lobendorfer Forst nahe Vetschau plant die Stadt Vetschau die Errichtung einer Windanlage im Waldgebiet, wobei verschiedene Varianten von Windanlagen infrage kommen, jeweils Windanlagen mit Rotordurchmesser größer als 100 m und mit einer Nabenhöhe von mind. 140 m. Zu berücksichtigen ist, dass hier nach vorliegendem aktuellen Planungsstand ein Windpark mit insgesamt 21 WKA entstehen soll. Bisher wurden 7 WKA errichtet, die restlichen, u. a. die der Stadt Vetschau, sind geplant.

Eine eingehende Geländebesichtigung der Windparkfläche sowie möglicher Referenzstandorte im Dezember 2012 bildet die Grundlage einer Standortbewertung im Hinblick auf die Windgeschwindigkeitsverhältnisse. Hierbei werden in Karten nicht erkennbare topografische Gegebenheiten sowie Gebäude und natürliche Strömungshindernisse erfasst, zumal das Kartenmaterial nicht immer auf dem neuesten Stand ist. Die Standortbedingungen wurden anhand von Karten/Luftbildern der Landesvermessung Brandenburg aktualisiert. Die orografischen Daten wurden meist im 20-30-km-Umkreis erfasst. Das aufbereitete 3D-Geländemodell besteht aus einem gleichmäßigen Höhenraster mit einer Rasterweite von 50 m mit einer Höhenauflösung von ca. 10-15 m. Grundlage sind die frei verfügbaren SRTM-3"-Daten. Diese Daten wurden für den näheren Umkreis des Windparks manuell ergänzt bzw. korrigiert. Die Standortverhältnisse wurden durch Karten, Text und Fotos dokumentiert.

Es werden theoretische Berechnungsverfahren eingesetzt, deren Ausgangspunkt langjährige Messreihen in der Umgebung des Standortes und ggf. kurzzeitige Messungen vor Ort sind. Zunächst wird eine Referenzanströmung für einen weiten Umkreis des zu untersuchenden Bereichs bestimmt, wobei regional abhängig mittelnde bzw. wichtende Bewertungsmaßstäbe angesetzt werden. Die Schätzung der Strömungsbeeinflussung auf die Windgeschwindigkeit erfolgt dann individuell für die einzelnen Hauptwindrichtungen. Kurzzeitige Messungen vor Ort sind hilfreich bei der Endbewertung.

Langjährigkeit heißt Lebensdauer einer WKA von 20 Jahren. Es wird das langjährige repräsentative Jahresmittel der Windgeschwindigkeit geschätzt und die zugehörigen mittleren Weibullparameter angegeben. Die Ergebnisse werden mit Windmessungen bzw. Erträgen benachbarter WKA abgeglichen bzw. kalibriert. Bei der Auswahl der Referenzperiode sowie ggf. von Referenzmessstationen wird berücksichtigt, dass Routinemessdaten (Synopdaten, meist 10 m ü. Grund) Abweichungen bis zu 10 % vom langjährigen Mittel zeigen und mit einem Trend behaftet sind.

2. Lage und Standortansprache

Der zu begutachtende Standort befindet sich südlich von Vetschau, südlich der Autobahn im Waldgebiet Lobendorfer Forst. Die Abb. 1 vermittelt einen Eindruck von der räumlichen Lage. Dieser Bereich gehört zur Niederlausitz, eine Moränenlandschaft, so sind viele kleine Erhebungen rund um Vetschau auszumachen, auch im Bereich des Lobendorfer Forstes. Westlich und südlich von Vetschau überwiegen größere Waldstücke, durchbrochen von landwirtschaftlich genutzten Geländestreifen. Nach Nordwesten zu sind einige Braunkohletagebauflächen zu finden, die renaturiert werden. Nach Norden bis Osten schließt sich der Geländeabfall zum Oberspree-Tal hin, welches durch viele Kanälchen aufgegliedert wird. Nach Südwesten zu erfolgt ein großräumiger Anstieg auf über 130 m ü. NN.

Die Lage des Aufstellpunktes für die Windanlage geht aus der Abb. 2 hervor, während Abb. 3 ein Luftbild zum Aufstellpunkt sowie zu den Referenzstandorten (Kittlitz, Tornitz) enthält. Die Koordinaten sowie die technischen Daten der berücksichtigten Windanlagentypen sowie der Referenzanlagen sind in Tab. 1 enthalten (Lobendorfer Forst, Stadt Vetschau; Neuplanung Bereich Eichow, Veröff. Gemeinde Kolkwitz). Die Berücksichtigung des aktuellen Standes weiterer Planungen ist wegen einer realen Schätzung des Windparkeffektes notwendig.

Südlich und westlich von Vetschau bestimmen Moränen der Eiszeit den Landschaftscharakter. Die zwischen den Waldgebieten befindlichen, eher landwirtschaftlich genutzten Bereiche sind flachwellig und weisen eine Höhenlage zwischen etwa 60-75 m auf. Sie werden durchzogen von kleinen Fließgewässern, Seen und Feuchtgebieten. In diese Flächen eingebettet sind die Moränen bis zu 30 m höher, gekennzeichnet durch einen recht steilen Geländeanstieg von ca. 10-15 m am Rande. Diese Bereiche sind fast identisch mit den Waldflächen hier, wobei durch den Untergrund bedingt meist Kiefernwald, teilweise durchmischt mit Birken, vorherrschend ist. Dies trifft auch für die unmittelbare Umgebung des Aufstellpunktes der neuen Windanlage zu, allerdings ist der Baumbestand recht durchlässig. Nordöstlich, etwa 300 m vom Aufstellpunkt entfernt, ist eine Waldlichtung auszumachen, die nicht in den Karten verzeichnet ist.

Die nächsten größeren Ortschaften sind nordwestlich Lobendorf in ca. 900 m und Vetschau mit ca. 1300 m Entfernung. Östlich des Aufstellpunktes ist Eichow über 2 km entfernt. Auch weitere recht kleine Ortschaften wie Tornitz, Briesen und Wiesendorf in den südlichen bis westlichen Richtungen weisen einen Abstand von über 2 km auf. Näher gelegen sind einige Gewerbe- und Industriebetriebe, deren Gebäude zu berücksichtigen sind.

Die Abb. 4 zeigt die nähere Umgebung der Standortfläche in Panoramaansicht (Fotos). Diese Rundumsichten dokumentieren die mögliche Strömungsbeeinflussung vor allem durch Hindernisse im Bereich des zu begutachtenden Geländestücks sowie der Referenzanlage Tornitz in Abhängigkeit von der Windrichtung.

3. Langjährige Winddaten

Grundlage der Abschätzung der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit und Häufigkeitsverteilung sind Daten umliegender Messstationen, wobei zur Auswahl die regionale Lage der Windparkfläche in der Niederlausitz entscheidend ist. Standardmäßig stehen deutsche Messstationen aus Behrens et al. 2011 (Winddaten für Windenergienutzer, DWD) zur Verfügung, in diesem Fall Cottbus und Falkenberg Grenzsichtmessturm 98 m Höhe, letztere mit überregionaler Repräsentativität. Die Station Cottbus ist im westlichen Stadtgebiet zu finden.

Weiterhin wurden Daten der Stationen Lindenberg sowie Cottbus für den langjährigen Abgleich herangezogen.

4. Ertragsdaten der Bestandswindanlage sowie benachbarter Windparks

Für das Gutachten sind auch weitere Hinweise auf das regionale Windgeschehen des Raumes Niederlausitz in Form von Erträgen anderer WKA zu berücksichtigen, insbesondere die Erträge der WKA benachbarter Windparks. Als mögliche repräsentative Standorte können angesehen werden:

Standort	Typ	seit	kW	NH m	Ro m	Anzahl
Vetschau/Bolart	Vestas V90	2010	2000	125	90	1
Eichow	Vestas V90	2006	2000	105	90	6
Kittlitz I	Vestas V90	2009	2000	105	90	5
Kittlitz II	Vestas V90	2012	2000	105	90	8
Laasow	Fuhrländer FL 2500-90	2006	2500	160	90	1
Miesen	Fuhrländer FL 2500-100	2011	2500	140	100	2
Klettwitz-Nord	Vestas V66	1999	1650	79	66	38
Klettwitz-Süd	Vestas V90	2006	2000	105	90	2
Dubrauer Höhe/Kahndorf	Südwind S46	2000	600	74	46	5

Die Tabelle erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern der Schwerpunkt liegt auf landschaftlich ähnlichen Windparkstandorten und Windanlagen mit größeren Rotoren/Nabenhöhen.

Betriebsergebnisse folgender Windparks liegen für Kalibrierungszwecke vor:

WKA Vetschau/Bolart: monatlich 2011/Nov. 2012

Kittlitz I monatlich 2009-Okt 2012

Vergleichsweise:

Klettwitz-Süd 2011/Okt 2012

Für den Windpark Eichow wurden Ertragsdaten angefragt, es standen keine zur Verfügung. Bei der Windanlage Laasow mit 160 m Nabenhöhe zeigen die jährlichen Werte eine stete Verringerung des Ertrages von über 5000 MWh 2007 auf unter 3000 MWh 2011. Dieses ist auch nicht durch eine langjährige Korrektur zu erklären, zumal die Ertragserwartung der Betreiber bei 7000 MWh lag, welches die Gutachterin als viel zu hoch einschätzt. Realistisch sind Werte um 5500-6000 MWh.

Quellen der monatlichen Ertragsdaten sind der Betreiber der Anlage Tornitz (Bolart GmbH) sowie die Publikationen Monatsinfo/Monatsliste. Für die WKA Tornitz liegen nur die Ertragsdaten vor, diese wurden aber anhand des WP Kittlitz geprüft. Die Datensätze der verschiedenen Windparks wurden auf Konsistenz untereinander, zeitliche sowie räumliche Repräsentativität geprüft. Die Windparks zeigen untereinander sehr gute räumliche Korrelationen von 0.98 bzw. 0.99. Beispielhafte Trendanalysen zur Auswertung der verwendeten Ertragsdaten sind in Abb. 5 enthalten. Für die langzeitige Korrektur wurden die Daten von Cottbus sowie Lindenberg herangezogen, wobei die Trendanalyse der Daten WKA Tornitz und Cottbus, trotz der näheren Lage, eine schlechte Korrelation zeigt als mit der überregional repräsentativen, aber weiter entfernten Station Lindenberg. Die Lage der Synopstation Cottbus als Rande der Stadt ist für derartige Auswertungen nicht so gut geeignet.

Die langzeitige Korrektur erfolgt mit den regionalen Synopdaten bezogen auf den Zeitraum 1997-2012. Dieser Zeitraum erweist sich im zeitreihenmäßigen Abgleich als langfristig repräsentativ. Der Ertrag der Windanlage Tornitz ergibt sich real zu 5010 MWh, langfristig korrigiert zu 5080 MWh. Die Windanlagen Kittlitz I zeigen einen Realertrag netto von durchschnittlich 4200 MWh bei 96% Verfügbarkeit, langfristig korrigiert bei 4340 MWh.

5. Der langjährige Mittelwert der Windgeschwindigkeit

Die Extrapolation auf größere Höhen ist nur unter Berücksichtigung der lokalen orografischen Strukturen sowie der Untergrundnutzung möglich. Hierfür wird eine großräumig ungestörte Referenzanströmung aus den Winddaten der aufgeführten Stationen für eine mittlere Höhe ü. NN und für 100 m ü. Gr. festgelegt, unter Berücksichtigung der geografischen Lage der Windparkfläche sowie der einzelnen Messstationen und der Ertragssituation im Raum Niederlausitz.

Für die Struktur des Windfeldes im Bereich der zu begutachtenden Fläche sind deren geografische Lage und die Untergrundnutzung prägend. Zur Berücksichtigung der Effekte bei Überströmung von Erhebungen sowie des Einflusses von Rauigkeit und Hindernissen stehen erprobte Ansätze aus der Theorie zur Verfügung (s. Anhang II).

Bei den sektorabhängigen Auswertungen zeigt sich insgesamt für den Standort:

Die geographische Lage und die regionale sowie lokale Anströmsituation sind für Standorte im Einflussbereich des Mittelgebirgsraumes ausschlaggebend für die Ausbildung des Windfeldes, wie Luv-Lee-Effekte, Kuppen-Hang-Lagen etc. Lokale Faktoren nahe dem Standort können die Windgeschwindigkeit gegenüber der Referenzanströmung reduzieren. Hindernisse (Waldbewuchs, Bäume, Sträucher, Bebauung) machen sich je nach Höhe bis in 140 m ü. Gr. bemerkbar. Sie werden über ihre „Hinderniswirkung“ sowie „Verdrängungshöhe“ berücksichtigt. Letzteres bedeutet, dass eine Windgeschwindigkeit in 50 m Höhe derjenigen in z. B. 40 m entspricht. Weiterhin kann die Windgeschwindigkeit eines Richtungssektors durch größere Wald- oder Bebauungsbereiche über eine erhöhte Rauigkeit (größere Rauigkeitselemente) reduziert werden.

In Kombination mit der Untergrundstruktur von Rauigkeit und Geländeverlauf sowie unter Berücksichtigung der vorhandenen Informationen zum Windfeld, d. h. Windgeschwindigkeiten, bzw. den Ertragsdaten umliegender WKA ergeben sich für die Windparkfläche die in Tab. 1 enthaltenen Windgeschwindigkeiten, die als Flächenmittel in Bezug auf den Berechnungspunkt als Einzelstandort anzusehen sind. Es ergibt sich in 143 m ü. Gr. an dem Aufstellpunkt der neuen Windanlagen eine Windgeschwindigkeit von 6,4 m/s. In Tab. 1 sind für den Aufstellpunkt der neuen Windanlage die richtungsabhängigen Weibullparameter sowie die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit angegeben.

6. Jahresenergieertrag

Üblicherweise wird der Jahresenergieertrag von Windanlagen vereinfacht auf der Basis der mittleren Windverhältnisse in Nabenhöhe geschätzt, d.h. der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit, die in Tab. 1 in Form der Weibullparameter angegeben ist. Für den einen Aufstellpunkt im Windpark Lobendorfer Forst bei Vetschau sind folgende WKA-Varianten vorgesehen:

- A: Enercon E101, Nennleistung 3,0 MW, 101 m Rotor, 149 m Nabenhöhe**
- B: REPOWER RP 3.2M114, Nennleistung 3.2 MW, 114 m Rotor, 143 m Nabenhöhe**
- C: Vestas V112 3,0 MW Nennleistung, 112 m Rotor, 140 m Nabenhöhe**
- D: Nordex N117 2,4 MW Nennleistung, 117 m Rotor, 141 m Nabenhöhe**
- E: Enercon E115, Nennleistung 3 MW, 115 m Rotor, 149 m Nabenhöhe.**

Für diese Windanlagen wurde eine exemplarische Berechnung des Jahresenergieertrages durchgeführt. Die berechneten Bruttoerträge und die Nettoerträge, d. h. unter Berücksichtigung des Parkwirkungsgrades, sind in Tab. 2 enthalten. Für den Mittelgebirgsraum wird der Abschlag wegen der Ver-

ringerung der Luftdichte mit zunehmender Höhenlage über dem Meeresniveau berücksichtigt, da sich die Herstellerangaben der Leistungskennlinie auf Normwerte beziehen.

Der Erträge der Referenzanlagen werden mit durchschnittlich weniger als 1 % nachberechnet, die Anlage Tornitz mit 0 % Abweichung

Die Ertragsleistung unterliegt einem Tagesgang. Bis etwa 50 m ü. G. sind die größten Windgeschwindigkeiten am Tage zu verzeichnen. Während um 50 m ü. Gr. eher ausgeglichene Tag- und Nacht-Verhältnisse vorherrschen, kehrt sich der Tagesgang bis z. B. 140 m ü. Gr. deutlich um. Dieses ist ggf. bei Nutzung lärmoptimierten Kennlinien in einer eigenen Abschätzung individuell zu berücksichtigen. Grundlegende Messdaten bis 100 m Höhe aus dem westdeutschen Mittelgebirgsraum liegen z. B. mit Wollin et al. (1986) vor. Weiterhin können während der Wintermonate, wo die größten Monatserträge zu erwarten sind, Perioden mit Vereisung auftreten. Produktionsverluste können durch eine Abtauvorrichtung in den Rotorblättern entsprechend vermieden bzw. verringert werden. Weitere Ertragsausfälle ließen sich auch durch beheizte Gondelanemometer zur Steuerung reduzieren, insbesondere durch beheizte Lager oder sogar beheizte Schalen.

7. Bemerkungen zur Gesamtunsicherheit der Schätzung sowie Angabe der P75/P90-Werte

Das Büro Theunert vertritt die fachliche Auffassung, dass die Angabe einer Gesamtunsicherheit der Schätzung im Hinblick auf die Windverhältnisse vertretbar, die Aufspaltung aber in Einzelparameter höchst spekulativ ist. Daher wird bei der Ermittlung des mittleren quadratischen Fehlers nicht nach Simulationsmodell, Orografie, Rauigkeit, Vergleichsdaten (Ertragsdaten) incl. Windindex, Basisstationen sowie technische Einflussgrößen wie Kennlinien u. a. unterschieden. Durch eine Kalibrierung der Modellergebnisse an realen Erträgen oder Messungen in der Umgebung werden Unsicherheiten in den Basisstationen oder auch in der Orografie ggf. beeinflusst. Die Erfahrung des Gutachters in der Auswahl der Basisstationen und der Bewertung der Ergebnisse und ggf. deren Korrektur, ist in einer Fehlerbetrachtung nicht zu erfassen.

Aufgrund des Schätzfehlers bzgl. der mittleren Windverhältnisse, d. h. der Verteilung der Windgeschwindigkeit, ist vonseiten des Gutachters von einer Unsicherheit von +/- 10 % des Jahresenergieertrages auszugehen. Die angegebenen Schätzwerte der Verteilung bzw. die hieraus folgenden Jahresenergieerträge geben mittlere langjährige Verhältnisse wieder.

Von diesen geschätzten mittleren Ertragswerten sind Abweichungen nach oben und unten von Jahr zu Jahr zu erwarten, insbesondere sei darauf hingewiesen, dass in einem 10-jährigen Zeitraum im Extremfall mit einer Abweichung des jährlichen Ertragswertes durchaus auch bis zu 20 % nach unten zu rechnen ist (Untersuchungen für die Jahre 1961-1995 von Theunert und Buße, 1996). Unter ungünstigen klimatischen Entwicklungen (Witterungsverlauf, Vereisungsperioden oder lang anhaltende Hochdruckwetterlagen im Winter) können solche Abweichungen mehrere Jahre hintereinander auftreten. Dies sollte bei der liquiditätsmäßigen Absicherung der Windanlage berücksichtigt werden.

Für die vorliegende Schätzung des Jahresenergieertrages ist auch die Genauigkeit der Leistungskennlinie der Hersteller wesentlich, die in tabellarischer Form vorliegt. Die Messprotokolle der Leistungskennlinien weisen neben anderen Ungenauigkeiten in der Leistung- und Luftdichtebestimmung allein in der Windgeschwindigkeitsmessung einen Fehler von 0.1 bis 0.2 m/s (z.B. DEWI-Messkurven) auf. So unterliegen auch zertifizierte Leistungskennlinien Messungenauigkeiten. Technischen Abweichungen von der Ertragsprognose sind bspw. durch lärmoptimierte Kennlinien, Fertigungstoleranzen, Neuvermessungen von Windanlagen, Turbulenz u. a. möglich.

Für die Angabe der P75/P90-Werte, welche in Tab. 2 enthalten sind, wird der Gesamtfehler der Schätzung ermittelt, wobei folgende Werte eingehen: Für die Windanlagentypen V112 und E101 liegen vermessene Kennlinien des Herstellers vor, für die E115, RP 3.2M114 sowie die N117 berechnete Kennlinien. Nach Auskunft des Herstellers Nordex wird für die N117 keine vermessene Kennlinie herausgegeben, die Repower-WKA wird derzeit vermessen. Üblicherweise werden Fehler der Kennlinie mit 5-10 % angegeben. Im vorliegenden Fall ergibt sich die Unsicherheit der vermessenen Kennlinien der V112 sowie E101 aus der Standardabweichung nach AEP mit durchschnittlich 4,6 % bzw. 4,0 %, der Fehler der berechneten Kennlinien wird mit 6 % angenommen. Verfügbarkeit und Netzverluste werden oft mit jeweils 2 % angesetzt. Unter Berücksichtigung dieser angegebenen Unsicherheiten, incl. dem Schätzfehler der Berechnung von 10 %, ergibt sich ein quadratischer Fehler von 11,7 % (V112) 11,5 % (E101) bzw. 12,3 % für die drei restlichen Anlagen. Ausgehend von dieser Gesamtunsicherheit werden Überschreitungswahrscheinlichkeiten aus einer angenommenen Normalverteilung der Jahresenergieerträge berechnet, allerdings ohne Berücksichtigung von klimatisch bedingten Jahresschwankungen. P75 heißt bspw., dass dieser Ertragswert mit einer Wahrscheinlichkeit von 75 % überschritten wird.

Die Ergebnisse der Ertragsschätzung werden auf empirischer Basis ermittelt. Die Ertragserbringung wird jedoch durch weitere anlagen- oder standortspezifischen Faktoren beeinflusst. In der wissenschaftlichen Literatur sind Hinweise auf größere, standortspezifische Ertragsunterschiede (z. B.

Thomsen, Petersen et. al, 1993, Riso Nat. Lab.; Zelený et al., 1995) zu finden, die u. a. auf geänderte turbulente Bedingungen und hohe Variabilität durch die Untergrundrauigkeiten im Bergland, unsymmetrische Anströmung oder wechselnde Richtungen, thermische Einflüsse (Low-Level-Jet) zurückgeführt werden. Solch standortspezifischer Einfluss auf die Kennlinie und den Betrieb der Anlage wird derzeit in Gutachten nicht berücksichtigt.

Aufgrund der zuvor genannten Unsicherheiten, insbesondere auch wegen möglicher Abweichungen von Leistungskennlinien an verschiedenen strukturierten Standorten, kann die vorliegende, exemplarische, langfristig korrigierte Ertragsaussage nur vorläufigen Charakter haben und für die Ergebnisse nicht garantiert werden.

Zur Festlegung eines Sicherheitsabschlages auf der Basis der angegebenen Unsicherheiten wird auf die Publikation des BWE-Vorstands (BWE 2001) verwiesen.

Die Schwankungsbreite des Ertrages nahe den Waldflächen, Waldkanten sowie im Wald erweist sich als etwas größer, sodass für diese Anlagen ggf. ein zusätzlicher Sicherheitsabschlag von 3-5% berücksichtigt werden sollte.

Anhang I: Abbildungen und Tabellen

Abb. 1:
Übersichtskarte zur Lage der WKA Vetschau sowie benachbarter Windparks/WKA

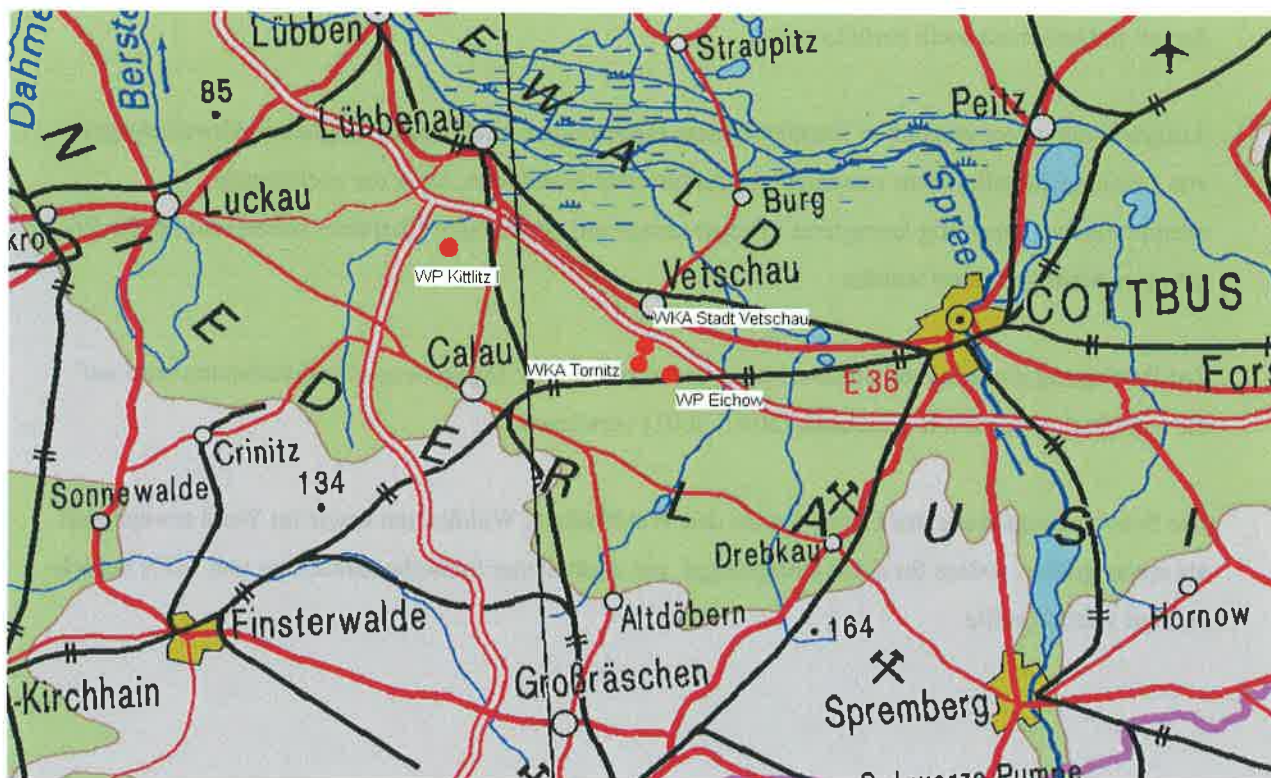


Abb. 2:
Lage der Windparkfläche südlich der Stadt Vetschau im Bereich der bestehenden und geplanten
Windanlagen Lobendorfer Forst und Gemeinde Eichow (Gitterdistanz 1 km, lila)
WKA 7 : Stadt Vetschau geplant
WKA 17: WKA Tornitz/Referenzanlage

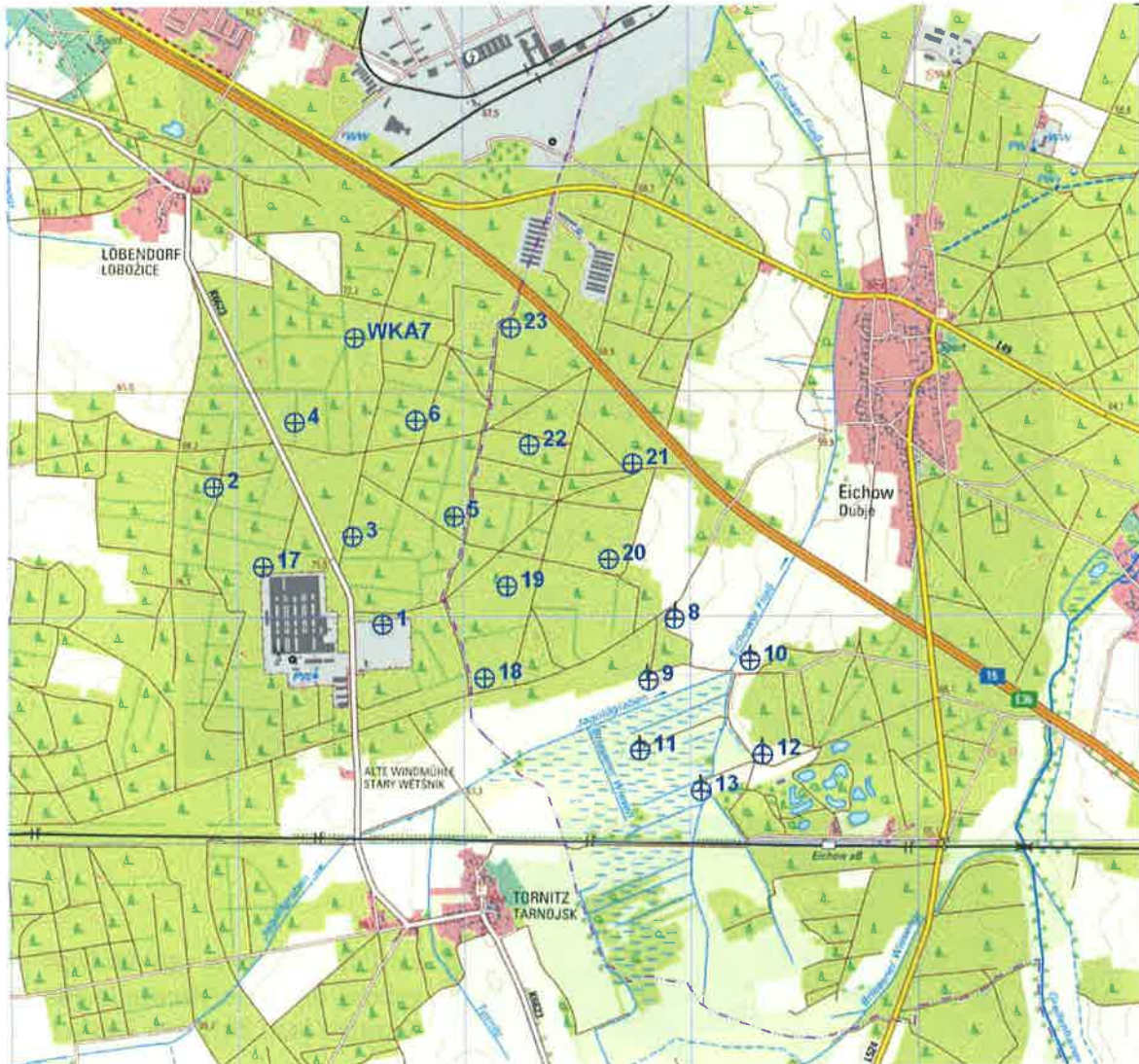


Abb. 3a:
Luftbildaufnahme von der Umgebung des Windparks Vetschau-Eichow mit den geplanten und be-
stehenden WKA (Referenzanlage WKA17, Stadt Vetschau geplant WKA 7)



Abb 3b:
Luftbildaufnahme von der Um-
gebung des Referenzwindparks
Kittlitz I (seit 2012 mit Kittlitz
II)

Richtung Schweine-
mastbetrieb Bolart



Richtung Lobendorf

Rundumsicht bei Punkt 3437666/5735394

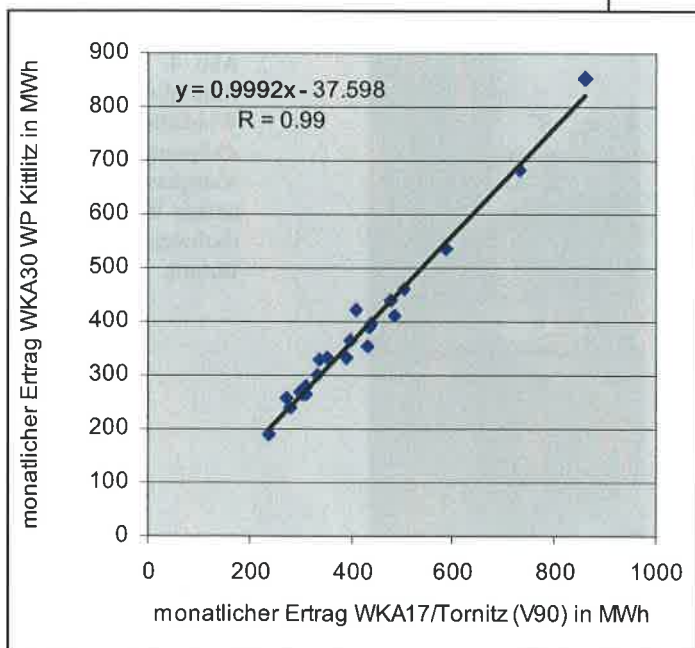
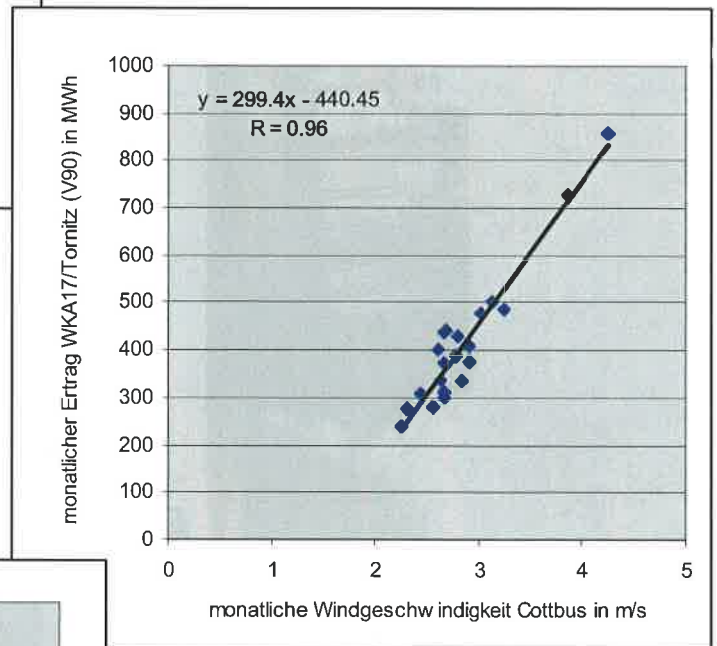
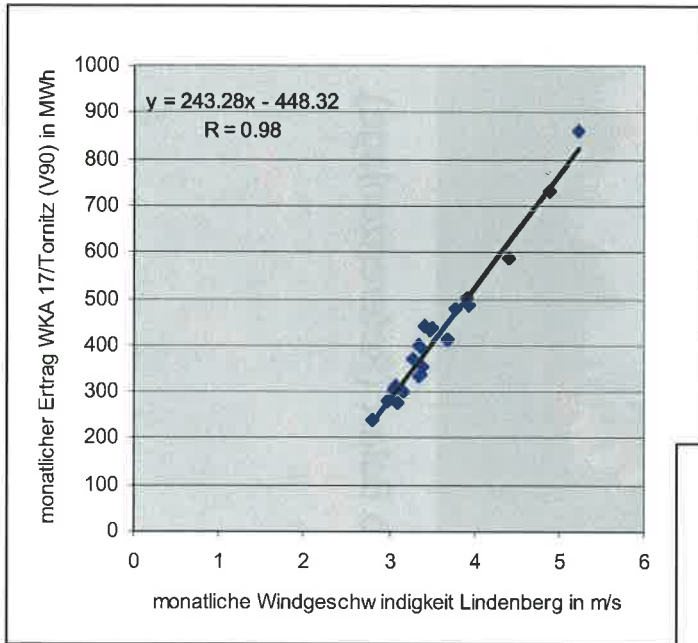
WKA Vetschau (Lobendorfer Forst)



WKA Schweinemastbetrieb Bolart (Referenzanlage)

Abb. 4:
Rundblick im Wald auf das
Waldstück mit dem Auf-
stellpunkt WKA 7 Stadt
Vetschau und Referenz-
anlage WKA Tornitz
(Schweinemastbetrieb
Bolart)

Abb. 5: Trendanalysen der Ertragsdaten WKA17 Tornitz mit den Routinemessstationen Lindenberg und Cottbus sowie mit Erträgen des WP Kittlitz (als Beispiel)



Tab. 1:
 Richtungsabhängige Weibullparameter und mittlere jährliche Windgeschwindigkeit in m/s für einen
 Referenzpunkt der Windparkfläche sowie Koordinaten- und WKA-Typenliste

Aufstellpunkt 7 (Stadt Vetschau) Windpark Lobendorfer Forst															
Windrichtung in 30-Grad-Klassen													Mittel	Geschw. in m/s	Höhe in m
0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330				
Relative Häufigkeit in %															
3.6	4.8	5.0	9.1	8.2	5.7	7.2	10.9	15.0	15.2	9.9	5.6				
Weibullparameter A in m/s und k															
A	6.30	6.47	6.10	6.99	6.47	6.22	7.01	7.37	8.29	8.83	6.92	5.79	7,26	6,4	143
k	2.14	2.46	2.38	2.81	2.98	2.92	2.67	2.70	2.55	2.55	2.37	2.22	2,29		

Weibullverteilung: Summenhäufigkeit: $F(u) = 1 - \exp(-(u/A)^k)$
 mit u= Geschwindigkeit, A: Skalierungsparameter, k: Formparameter

Rechtswert	Hochwert	WKA-Nr.	Höhe	WKA_Typ
3437642	5733968	1	77	WP Lobendorfer Forst - Neuplanung (geplant durch andere Betreiber) Vestas V112 3 MW 140m NH 112 m R
3436898	5734578	2	83	
3437509	5734358	3	83	
3437256	5734865	4	76	
3437955	5734446	5	82	
3437789	5734872	6	87	
3437521	5735240	7	82	WP Lobendorfer Forst: WKA 7, geplante WKA Stadt Vetschau Varianten A-E
3438930	5733990	8	68	WP Eichow V90 2,0 MW 90 m 105 m NH 90 m R
3438814	5733715	9	65	
3439261	5733804	10	62	
3438776	5733406	11	61	
3439318	5733388	12	64	
3439045	5733226	13	61	
3437115	5734223	17	81	WKA Tornitz V90 2,0 MW 90 m 125 m NH 90 m R
3438088	5733727	18	72	WP Eichow (geplant durch andere Betreiber) SWT-2.3-113 2.3 MW 142.5 m NH 113 m R
3438187	5734135	19	83	
3438638	5734253	20	75	
3438745	5734679	21	80	
3438287	5734760	22	76	
3438207	5735281	23	82	
3426901	5742114	28	56	WP Kittlitz I V90 2,0 MW 90 m 105 m NH 90 m R
3426968	5741751	29	60	
3426699	5741396	30	64	
3427020	5741485	31	62	
3427395	5741934	33	64	

Koordinaten UTM Zone 33 WGS84

als Besonderheit wird in Brandenburg derzeit eine „3“ vor dem Rechtswert der UTM-Koordinaten mitgeführt!

WKA-Varianten: Technische Daten		
	Kennlinie: Quelle	ct: Quelle
A	Enercon E101 3,0 MW 149 m NH 101 m R vermessen MP12 001 aus Bericht MP12002 v. 09.03.12 101 m R	ct:SIAS-001-ct_E101_3MW_Vers.2.0 ger-ger.doc 25.02.2010
B	REPOWER RP 3.2M114 143 m NH 114 m R 3.2 MW garant. SD-3.2 WT PC 00 A A DE 114 m R	ct:SD-3.1-WT.PC.00-A-C-DE 26.10.2009
C	Vestas V112 3 MW 140m NH 112 m R GLGH- 4270 09 05744 252-S-0004-A vom 10.06.2011	ct: Dok Nr. 0025-7553V04 04.07.2012 Mode 0
D	Nordex N117 2.4 MW 141 m NH 117 m R ber. KO818_030000_DE 117 m R 140 m NH	ct: KO818_030000_DE Rev.00,06.01.11
E	Enercon E115 3 MW 149 m NH 115 m R berechnet Hersteller Vers. 1.0 13.09.2012	ct: berechnet Hersteller Vers. 1.0 13.09.2012
Referenz- anlagen	Vestas V90 2,0 MW 90 m 105/125 m NH 90 m R vermessen Riso-I-2201 958451.R005.07.2004	ct: berechnet Vestas Doc 0004-6207 V02 13.10.2009
Weitere WKA	SWT-2.3-113 2.3 MW 142.5 m NH 113 m R be- rechnet SIAS R1T20110127.xls	ct : SIAS SWT-2.3-113 SIAS R1T20110127.xls

Tab. 2

Schätzung des Jahresenergieertrages für den WKA Vetschau/Lobendorfer Forst mit verschiedenen
 Varianten unter Berücksichtigung der Windparkeffekte

Brutto/Netto-Ertrag der Windanlagen				
WKA Nr.	WKA-Typ	Ertrag MWh Brutto	Ertrag MWh Park	Parkwirkungs- grad in %
WKA 7	Nordex N117 2.4 MW 141 m NH 117 m R	8437	7421	88,0
P75			6803	
P90			6249	
WKA 7	Vestas V112 3 MW 140m NH 112 m R	8343	7282	87.3
P75			6706	
P90			6186	
WKA 7	Enercon E115 3 MW 149 m NH 115 m R	8616	7603	88.3
P75			6971	
P90			6402	
WKA 7	Enercon E101 3,0 MW 149 m NH 101 m R	7797	6832	87.6
P75			6602	
P90			5826	
WKA 7	REPOWER RP 3.2M114 2,3 MW 143 m NH 114 m R	8806	7717	87.6
P75			7075	
P90			6498	

Tab. 3
 Ergebnisse für den WP Vetschau in den einzelnen Sektoren, beispielhaft für die Nordex N117
 mit 140 m NH

Windpark Vetschau/Lobendorfer Forst			
Windrichtung	Ertrag MWh Brutto	Ertrag MWh Park	Parkwirkungsgrad in %
WKA 7 Nordex N117			
0	227.7	227.7	100.0
30	326.8	326.8	100.0
60	305.9	305.5	99.9
90	736.9	607.2	82.4
120	544.9	374.7	68.8
150	357.9	178.1	49.8
180	582.2	478.8	82.2
210	1001.6	636.0	63.5
240	1576.0	1513.7	96.1
270	1756.9	1756.9	100.0
300	745.0	740.3	99.4
330	275.7	275.7	100.0
Total	8437.1	7421.3	88.0

ANLAGE II: Zur Methodik

A 1 Simulation des mittleren Windfeldes und turbulenter Schwankungen an Erhebungen

Profilmodelle, wie das Potenzgesetz oder das logarithmische Windgesetz, beschreiben eine Strömung für den horizontal homogenen Fall. Als Parameter für diese vereinfachten Ansätze treten hierin die mittlere horizontale Windgeschwindigkeit, die Schubspannungsgeschwindigkeit, die Höhe über Grund und die Rauigkeitslänge oder die thermische Schichtung auf. Die Mittelung bezieht sich hierbei auf Zeiträume von 10 - 60 min, üblicherweise 30 - 60 min. Es zeigt sich, dass z. B. das logarithmische Windgesetz auch dann quantitativ brauchbare Ergebnisse liefert, wenn die Voraussetzungen für seine Gültigkeit, Homogenität, Stationarität und thermisch neutrale Schichtung, nur näherungsweise erfüllt sind.

Für die Anwendung des logarithmischen Windgesetzes sind Messwerte für mindestens zwei Höhen erforderlich, während das Potenzgesetz mit einer Windmessung in einer Höhe auskommt. Trotz der nicht unproblematischen Vereinfachungen beim Potenzgesetz findet es breite Verwendung bei Windenergieabschätzungen.

In der Praxis treten stets mehr oder weniger großen Abweichungen von der genannten Voraussetzung der horizontalen Homogenität des Geländes auf. Große Abweichungen sind erfahrungsgemäß bei den meisten auch für die westlichen Mittelgebirge typischen Gegebenheiten, wie z. B. Erhebungen und Täler im Mittelgebirgsbereich sowie Gebäude und Bäume bzw. Waldgebiete, zu erwarten. Dann sind jedoch die betrachteten Prozesse im Berechnungsverfahren zu erweitern, um zuverlässige Ergebnisse zu erhalten. Hierbei ist die unterschiedliche räumliche Skalierung der aufgezählten Elemente, von einigen 10 Kilometern bis zu einigen Metern, zu berücksichtigen.

Theoretische Beschreibungen des Windfeldes an Hügeln stützen sich auf ein Konzept von Prandtl (1932), der die Strömung vertikal in zwei Schichten untergliederte: Die untere der Oberfläche aufliegende Schicht ist reibungsbehaftet, während für die darüberliegende Schicht reibungsfreie Bedingungen angesetzt werden. Für den Fall einer Hügelüberströmung kommt es zu einer Zunahme der Windgeschwindigkeit über der Erhebung, deren maximalen Wert man an der Obergrenze der reibungsbehafteten Schicht, innere Schicht genannt, findet. Analog dazu wird die darüberliegende Schicht als äußere Schicht bezeichnet. Die Dicke der inneren Schicht stellt so eine wichtige Kenngröße für das Strömungsfeld an Hügeln dar.

Dieses Zweischichtenkonzept liegt auch dem hier verwendeten Berechnungsverfahren zugrunde. Die von Jackson und Hunt (1975) sowie Mason und Sykes (1979) entwickelte Theorie zur Überströmung eines gegliederten Geländes wurde durch Walmsley (1982,1986) erweitert. Der Meteorological Service of Canada und Zephyr North Ltd haben aufbauend auf den genannten Publikationen das Modell **MS-Micro/3 Windows**-Version erarbeitet. Unter Übernahme des Schichtenkonzeptes von Jackson und Hunt, welches z. B. auch dem WASP-Modell oder dem Verfahren nach Hoff und Tetzlaff (1987) zugrunde liegt, werden Erhebungen mit einer dreidimensionalen, stationären, thermisch neutralen Strömung der planetaren Grenzschicht überströmt. Hierbei gehen räumliche Variationen in der Höhe des Untergrundes sowie der Oberflächenrauigkeit ein. Die äußere Schicht ist durch eine Potenzialströmung gekennzeichnet, während, in der inneren Schicht, ein Gleichgewicht zwischen advektiven, Druckgradient und turbulent-viskosen Kräften angenommen wird. Die Modellgleichungen besitzen eine Schließung basierend auf der turbulenten Mischungsweglänge. Fouriertransformationen werden für den Lösungsprozess verwendet. Die typische horizontale Skala für Modellsimulationen liegt zwischen 100 m und 10 km, und die Geländeneigungen sollten kleiner als 0.3-0.5 sein. Das Simulationsmodell MS-Micro/3 steht im Rahmen der Module von Windfarm Release 4.2.1.6 zur Verfügung.

Aus der Theorie der Tragflächenumströmung folgt für den Fall reibungsfreier Hügelüberströmung die maximale Geschwindigkeitszunahme an der Obergrenze der inneren Schicht im Gipfelbereich. Wird der Hügel zu steil, so löst sich die Strömung auf der Leeseite ab, und es bildet sich eine Totwindzone aus, in der sich die Strömungsrichtung im Vergleich zur Referenzströmung umkehrt und somit die Strömungsgeschwindigkeit in einigen Bereichen herabsetzt.

A 2 Anströmung des Geländes

Für die Windgeschwindigkeitsschätzung werden zwölf Windrichtungssektoren betrachtet, d. h. mit einem Öffnungswinkel von 30° jeweils. Hierzu gehören vor allem die Untergrundrauigkeit (Rauigkeitslänge), die Verdrängungshöhe sowie die Orografie, welche als Gittermodell bereitgestellt werden.

Bei der Rauigkeit wird das Konzept einer mesoskaligen Rauigkeit nach Wieringa berücksichtigt, d. h. die Erfassung einer großflächigeren Rauigkeitswirkung. Die Atmosphäre weist eine geringe Dichte und Zähigkeit auf und kann somit auf kleinste, durch Druckstörungen an Strömungshindernissen hervorgerufene Kräfte leicht reagieren. Hierdurch wird die mittlere und turbulente Windgeschwindigkeit geändert. Dies zeigt sich an Einzelhindernissen (Bäumen, Häusern, Windkraftanlagen im Windpark) ebenso, wie bei flächenhaften Strömungshindernissen, allerdings ist die Wirkung bei letzteren nachhaltiger. Im Allgemeinen kann man davon ausgehen, dass sich eine Störung der Luftströmung schon vor dem Hindernis in einer luvseitigen Entfernung, die einer 2-4-fachen Hindernishöhe entspricht, bemerkbar macht. Die Wirkung im Lee hinter dem Hindernis reicht bis zu einer Entfernung entsprechend der 10-40-fachen Hindernishöhe. Vertikal kann man von einer Störung bis ca. 3-fachen Hindernishöhe ausgehen. Wesentlichen Bebauungs- oder Bestandshöhen und Hindernisse werden in der Verdrängungshöhe berücksichtigt. Die Untergrundeigenschaften werden meist in einem Umkreis von 10-15 km betrachtet

Ausgehend von einem Referenzwindfeld, welches als richtungsabhängige Häufigkeitstabelle oder Weibullparameter vorliegt, erfolgt im Simulationsmodell die Berechnung der lokalen Geschwindigkeiten. Zur Festlegung stehen Messdatensätze umgebender Windmessstationen oder andere Quellen zur Verfügung (z. B. Behrens et al, 2011, Traup et. al, 1996). Lagekorrekturen an der Referenzanströmung werden insbesondere bei ausgeprägten Mittelgebirgshöhenzügen auch im großräumigen Scale angebracht. In orografisch gegliedertem Gelände werden auch die Ergebnisse zum geostrophischen Wind und Bodenwind von Manier und Dietzer (1978) herangezogen. Bei der Luftdichte wird neben der Höhe über NN die Temperatur berücksichtigt, ausgehend von Messwerten nach Müller-Westermeier (1990) für eine naheliegende, repräsentative Klimamessstation.

A 3 Ertragsprognose und Windparkberechnung

Für die Ertragsprognose wird aus den Windfelddaten, die ggf. an mehreren Punkten im Gelände vorgegeben werden, der Ertrag für die Windanlagen berechnet. Bei einem Windpark kann durch die in Anströmungsrichtung vorgelagerten Windanlagen der Energieertrag am betrachteten Aufstellort reduziert werden. Über den Rotor entnimmt eine Windanlage Energie aus der Strömung. Durch turbulenten Austausch mit höheren Luftschichten hat dieser gestörte Bereich im Nachlauf der Anlage nur eine begrenzte Wirklänge. Weitere Windanlagen eines Parks, die im Einflussbereich des Nachlaufs stehen, erfahren eine Reduktion ihres Energieertrages.

Die Abschätzung dieser Abschattungseffekte im Windparklayout basiert, soweit vorhanden, auf den Herstellerangaben zu den Schubbeiwerten der betrachteten Windkraftanlagen, sonst auf Standardwerten. Sie hängt wesentlich von den Geschwindigkeitsverhältnissen, der Nabenhöhe und der Rauigkeit ab. Das Modulpaket Windfarm Release 4.212.6 stellt verschiedene Berechnungsverfahren für die zusätzlichen Wirbelschleppeneffekte bereit, wobei meist das Verfahren nach Garrad-Hassan für konservative Ergebnisse eingesetzt wird. Bei der Verlustberechnung können neben Standardverfahren wie Wasp beim Wakemodell auch axialsymmetrische Methoden nach Ainslie (1988) verwendet werden. Zusätzliche Turbulenzen werden auch fallweise nach der so genannten Larsen Cookery Method (1997) berechnet, und die Wirkung mäandernden Wakes nach Ainslie (1988) ist vertreten. Orografische Effekte werden nicht berücksichtigt.

A 4 Literaturverzeichnis

- Ainslie, J.F. 1988: "Calculating the Flowfield in the Wake of Wind Turbines", Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 27, p213-224
Behrens, u., Th. Deutschländer, J. Sebecker und B. Wichura, 2012: Wind und Windpotenziale für Deutschland. Winddaten für Windenergienutzer. 2. Auflage Version 6
Bundesverband Windenergie, Marktübersicht 1996-2012.
Bundesverband Windenergie, 2001: Mit einer grünen Anlage schwarze Zahlen schreiben.
Deutscher Wetterdienst, Offenbach (2012): Datenbank mit gemessenen Routinedaten, tägliche oder stündliche Werte, für verschiedene Stationen.

- EEG-Ertragsdaten: Jahreswerte 2007-2012: Veröffentlichung verschiedener Netzbetreiber (EON, N-ergie, Amprion, 50Hertz etc.)
- Garrad Hassan u.a. 1991. The Effect of Rotor Characteristics on the Loading Spectrum and Fatigue Life of a Wind Turbine within a Wind Farm GH Report 197/R/2 December 1991
- GLOBDEM50 2.0, Germany. Digital Elevation Data, 2006. Metsoft, Heilbronn.
- Hoff, A.M. und G. Tetzlaff, 1987: Bestimmung der Umströmung von Hügeln aus Modellen und Messungen. BMFT Report T86- 175.
- Jackson, P. S., und Hunt, J. C. R., 1975. Turbulent flow over a low hill. Quart. Journ. Royal. Meteorol. Soc., 101, 929–955.
- Larsen, G C, 1997 “Cookery Book for Wind Farm Load Calculations”, RISO November
- Linse, J., 1988: Nachlaufströmung hinter Hindernissen in Abhängigkeit von der Stabilität der Schichtung. Diplomarbeit, Inst. f. Meteorol., Uni Hannover.
- Manier, G. und B. Dietzer, 1978: Untersuchungen über den Einfluss der Orografie auf den Zusammenhang zwischen den Häufigkeitsverteilungen von Bodenwind und geostrophischem Wind. Inst. f. Meteorol., TH Damstadt.
- Mason, P. J. and Sykes, R. I.: 1979, Flow over an isolated hill of moderate slope. Quart. J. Roy. Meteorol. Soc. 105, 383-395.
- Monatsinfo (Ertragsdaten), 1996-2012. Ingenieurwerkstatt Energietechnik
- Monatsliste (Ertragsdaten), 2009-2012. Ingenieurwerkstatt Energietechnik
- Müller-Westermeier, G., 1990: Klimadaten der BRD 1951-1980. DWD, Offenbach.
- Sempreviva, AM, Larsen, SE, Mortensen, NG and Troen, I, “Roughness Change for Small and Large Fetches”, Ris-M-2749, Riso National laboratory, Roskilde, Denmark, 1988.
- Tetzlaff, G. S. Theunert, A.M. Hoff, H. Laude, H.-J. Belitz und R. Beyer, 1984: Meteorologische Messungen zur Standortauswahl für Windenergieanlagen im Küstengebiet. BMFT T84- 017.
- Theunert, S., 1986: Anwendung eines Mesoskalenmodells zur Bestimmung des natürlichen Windenergieangebots im deutschen Küstenbereich. Ber. Inst. Meteorol., Uni Hannover.
- Theunert, S., 1992: Zur Windenergienutzung im westdeutschen Mittelgebirgsraum. Proceedings der DEWEK'92. Hrsg: DEWI, Wilhelmshaven.
- Theunert, S. und H. Bufe, 1996: Februar 1995 bis Januar 1996 - Ein Jahreszeitraum der Extreme? Proceedings der DEWEK'96. Hrsg: DEWI, Wilhelmshaven.
- Theunert, S., G. Tetzlaff und H. Bufe, 1988: Auswertung der Windmessungen von sechs Standorten in Norddeutschland. Zwischenbericht III, Forschungsvorhaben der Preussen Elektra "Nutzung der Windenergie mit großen Windkraftkonvertern. (17601910) (unveröff. Manuskript).
- Theunert, S., G. Tetzlaff und H. Bufe, 1989: Auswertung der Windmessdaten von sechs Standorten in Norddeutschland. Teilbericht zum Forschungsvorhaben der Preussen Elektra "Nutzung der Windenergie mit großen Windkraftkonvertern. Ber. des Inst. f. Meteorol. und Klimat., Hannover, B1.
- Thompsen, K., S. M. Petersen, O. Sanguill und P. Lading: Analysis of loads for wind turbine in inhomogeneous terrain. Riso Nat. Lab., Roskilde, Denmark. Noc. Riso-R-657(EN), 87 pp.
- Traup, St. und B. Kruse, 1996: Winddaten für Windenergienutzer. Hrsg: DWD, Offenbach/Main
- Troen, I. und E. L. Petersen, 1989/1990: European Wind Atlas (Kommission der EG), Roskilde, Risø Nat. Lab., Denmark (240 S).
- Walmsley, J. L., J. R. Salmon and P.A., Taylor, 1982: On the application of a model of boundary-layer flow over low hills to real terrain. Bound.-Layer Meteorol., 23, 17-46,
- Walmsley J. L., P. A. Taylor and T. Keith, 1989. A simple model of neutrally stratified boundary-layer flow over complex terrain with surface roughness modulations - MS3DJH/3R. Bound. Layer Meteorol., 36, 157-186, 1986.
- Zelený, J und Th. Foken, 1995: Leistungsuntersuchungen an einer Windkraftanlage im Gebirge. DEWI-Magazin, 9/95.

Speziell zum vorliegenden Gutachten:

- Bolart GmbH, pers. Mitteilung Eric Arts, Ertragsdaten WKA Tornitz/Schweinemästerei 2011/2012
- Gemeinde Kolkwitz, Eichow, Bebauungsplan Windpark Eichow II, Juli 2012.

Das vorliegende Gutachten Windparkfläche Vetschau hat 21 Seiten, 3 Tab. und 5 Abb. Es wurden 3 Ausfertigungen erstellt, wovon eine Ausfertigung im Archiv des Gutachters verbleibt.

Das Gutachten ist entsprechend dem Stand von Wissenschaft und Technik erstellt worden. Das Büro Theunert sichert Unparteilichkeit und Unabhängigkeit bei der Anfertigung des Gutachtens zu. Es bestehen weder personelle, finanzielle noch fachliche Verflechtungen mit dem Auftraggeber. Das Büro Theunert ist Mitglied im Windgutachterbeirat des BWE und beachtet die „Standards zur Erstellung von Windgutachten vom 10. 08. 2011 entsprechend der anerkannten Technischen Richtlinie Teil 6, Rev. 8, der FG Windenergie“.

Das Büro Theunert arbeitet in den Arbeitskreisen „Turbulenzgutachten“ sowie „Langzeitkorrektur“ des BWE-Windgutachterbeirats mit und hat an den Ringversuchen/Vergleichsrechnungen des Beirats teilgenommen.

Wittlich, den 20. Januar 2013



Dr. Sabine Theunert

Dr. Sabine Theunert
Meteorologisches Beratungsbüro
Kolberger Str. 21
D-54516 Wittlich
Tel. 06571 / 59 12