



WBH ENGINEERING

Ein unsteter flüchtiger Geselle mit Namen

Wind

Dipl. Ing. W. Haverkamp



Inhalt

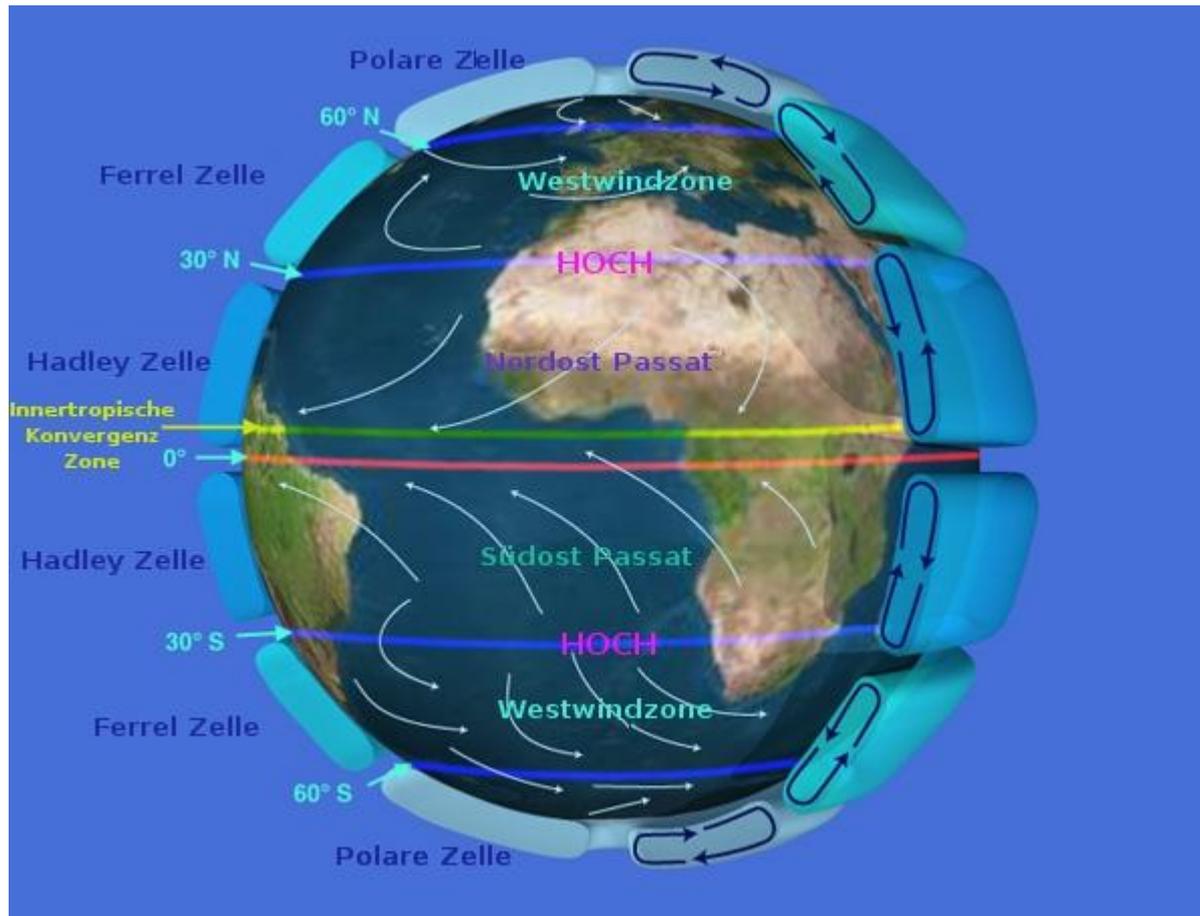
- Grundlagen
 - Volatilität, Kinetik, Aerodynamik
 - Betzes Gesetz, Rechenverfahren
 - Leistung und Energie
- Messort
 - Koordinaten
 - Höffigkeit
 - Ertrag
 - Prognose
- Zusammenfassung



- **Grundlagen**
 - Volatilität, Kinetik, Aerodynamik
 - Betzes Gesetz, Rechenverfahren
 - Leistung und Energie
- Messorte
 - Koordinaten
 - Höffigkeit
 - Ertrag
 - Prognose
- Zusammenfassung



Sonne und Wind ergeben Mobilität



Die Sonne am Äquator erwärmt dort die Luftmassen

Sie steigen in der inter-tropischen Konvergenzzone auf und der Luftdruck in Bodennähe sinkt. (Tiefdruckgebiete)

Diese Tiefdruckzonen werden durch Luftmassenströme von Nord und Süd ausgeglichen.

Diese Massenströme sind stetig und werden Passatwinde genannt



So fing Alles an....

Wind wird in verschiedene Energieformen gewandelt.

Mobilität und Mechanik

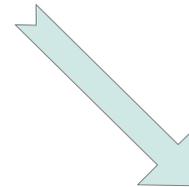
- Kinetische Energie



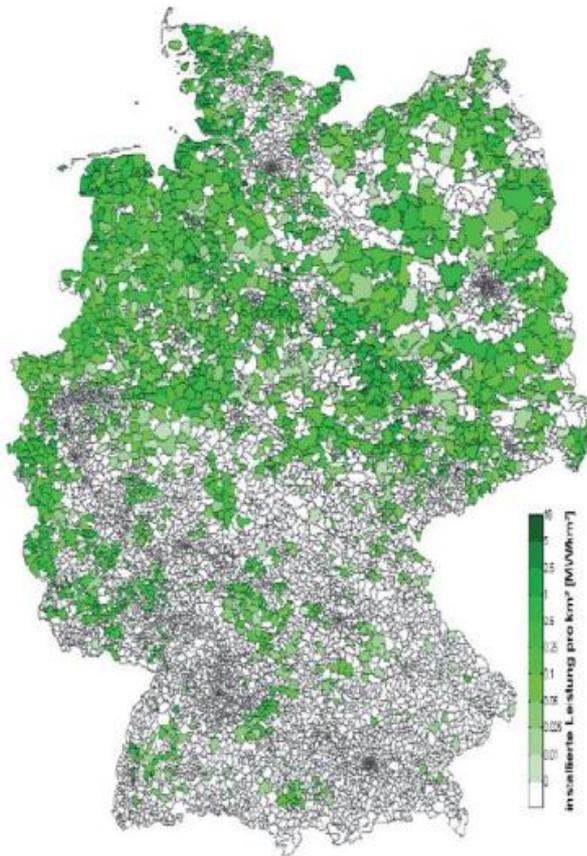
- Rotationsenergie



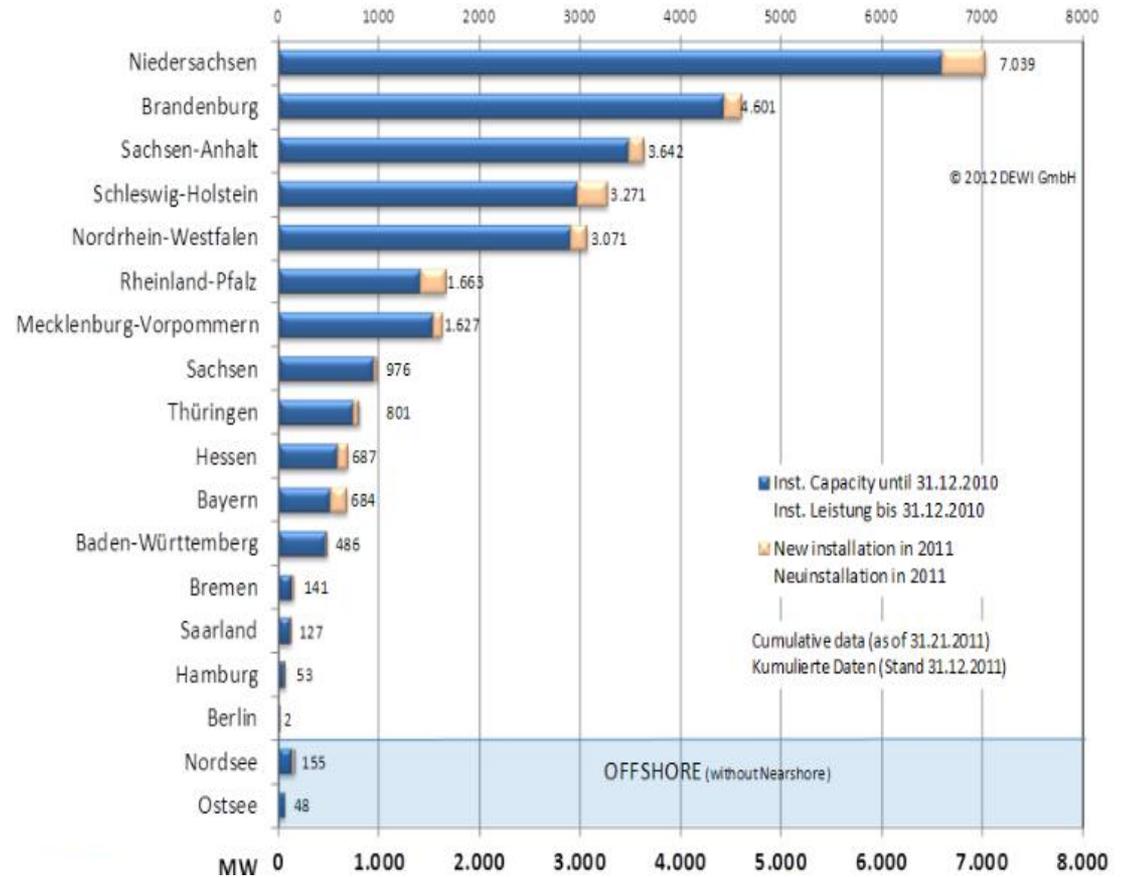
- Heute High Tech
 - Hoch effizient



Installierte On-Shore Leistung BRD



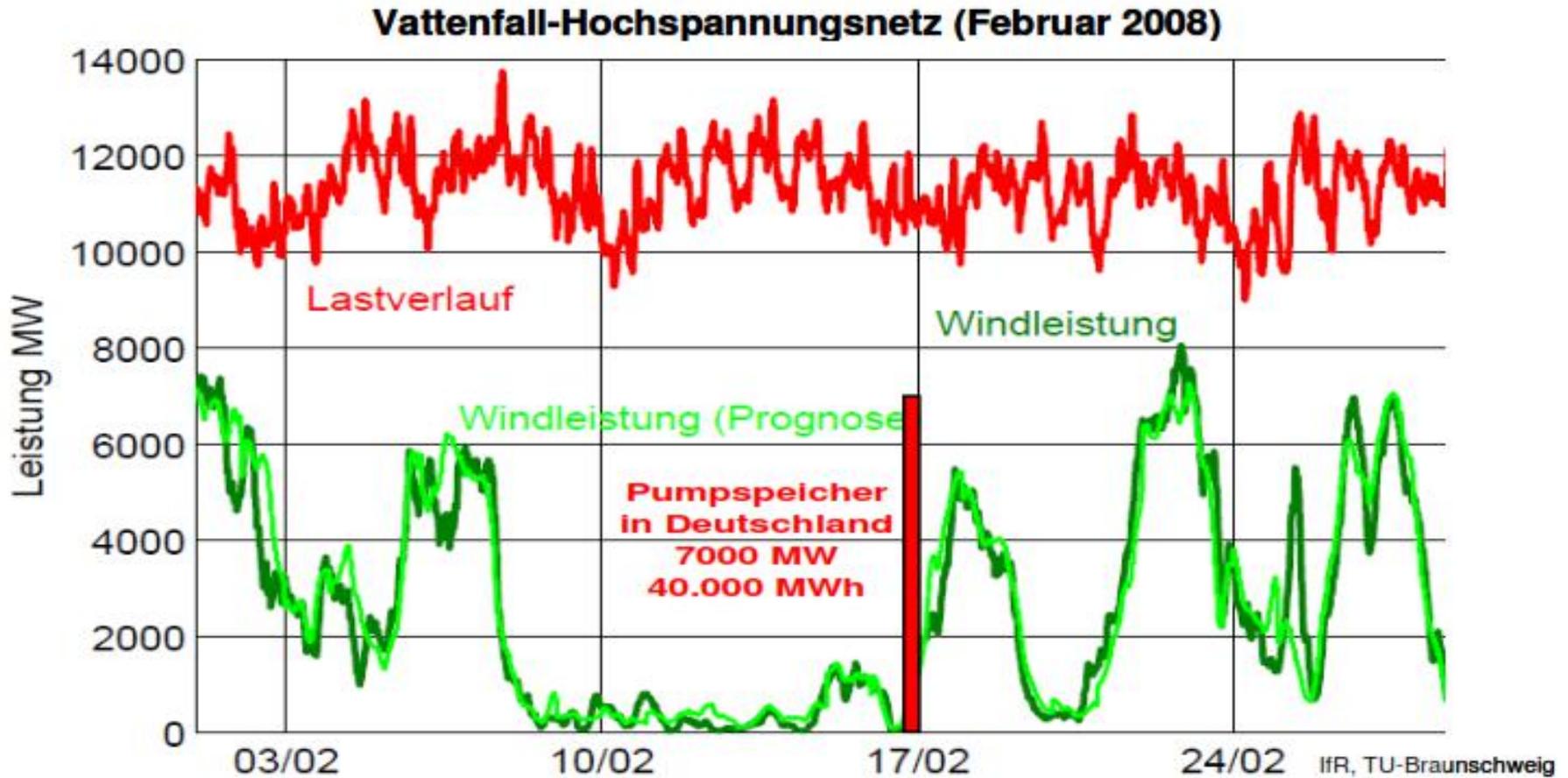
Quelle: IWES 1,11



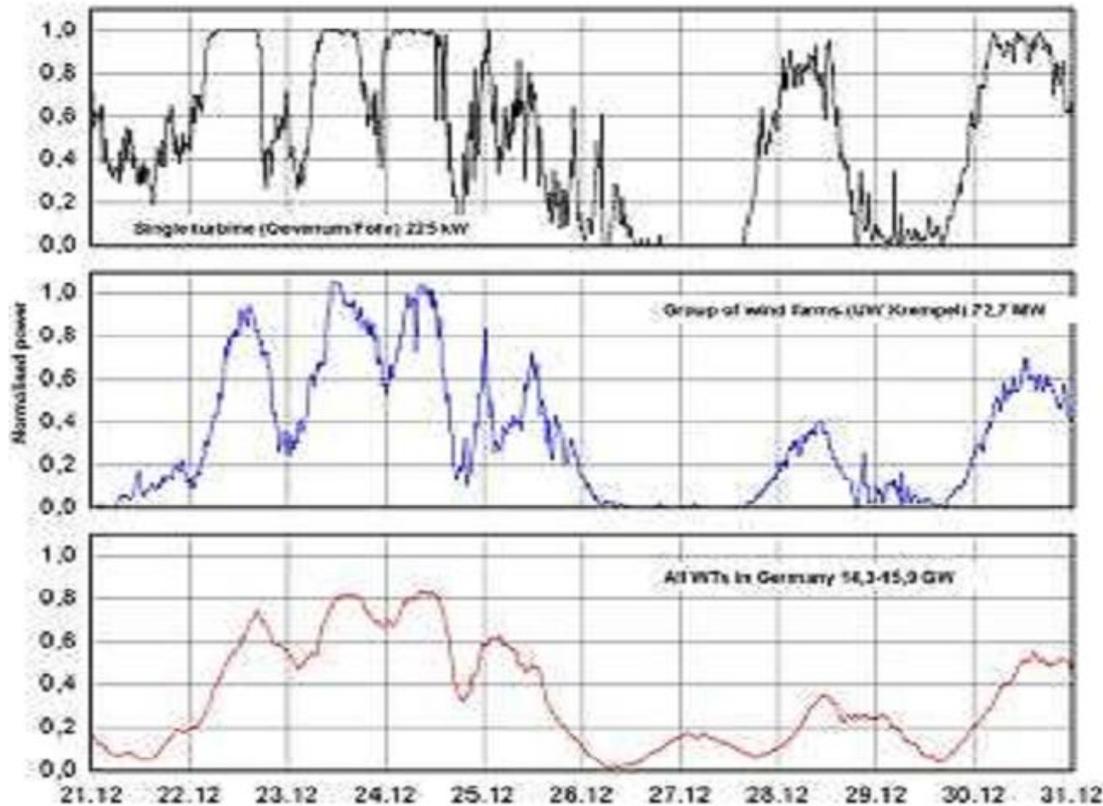
Quelle:DEWI



Netzlast und Windleistung



WEA Deutschland



Leistungs-Fluktuation über
10 Tage

– Einzelturbine 225
kW

– Windpark 72,7
MW

– Alle WEA
Deutschland

18 GW

Fig. 2.7: Temporal characteristics of wind power generation

Quelle: CIGRE Report 450 WG C6.08 Feb. 2011



Leistungsfluktuation Wind in Deutschland

Leistungspegel zum Zeitpunkt 15 Min. später

105																			2	19	27
100															1	4	3	14	37	102	15
95												2			1	2	13	35	93	42	4
90											1	1	1		3	8	45	96	42	8	2
85								1		2	1	1	2	7	17	44	91	41	12	3	
80									1	1	2	4	4	16	50	72	46	11	4	1	
75							1	1	2	4	4	3	18	53	106	51	7	5	1	1	
70							1	1	1	1	11	26	58	105	48	22	7	2			
65				1	1		1	4	7	28	75	130	56	15	5	2	3	1			
60				2	1	4	3	14	37	96	186	75	24	3	1	3					
55			1	1	2	3	6	14	36	126	183	99	22	11	4	1	4				
50		2		3	1	10	14	42	143	269	128	32	9	4	4	1					
45				5	6	8	40	187	298	143	39	14	4	2	2						
40	1			3	5	18	49	215	387	186	48	15	4		3	1					
35	2	1		5	12	55	252	464	220	45	11	2	1	2	1		1	1			
30		1		14	54	362	737	269	53	13	6	3	2	2		1					
25	2	14		50	453	1172	386	45	14	4	3	1	1								
20	8	31		585	1636	461	55	11	5		2				1						
15	13	737		2775	581	54	10	4	6		2										
10	720	5219		723	41	7	4	1		1											
5	10622	711		28	4	4															
0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105

Fig. 2.8: Power fluctuations in 15 min time resolution wind farm (72 MW)

Quelle: CIGRE Report 450 WG C6.08 Feb. 2011



Leistungsfluktuation Wind in Deutschland

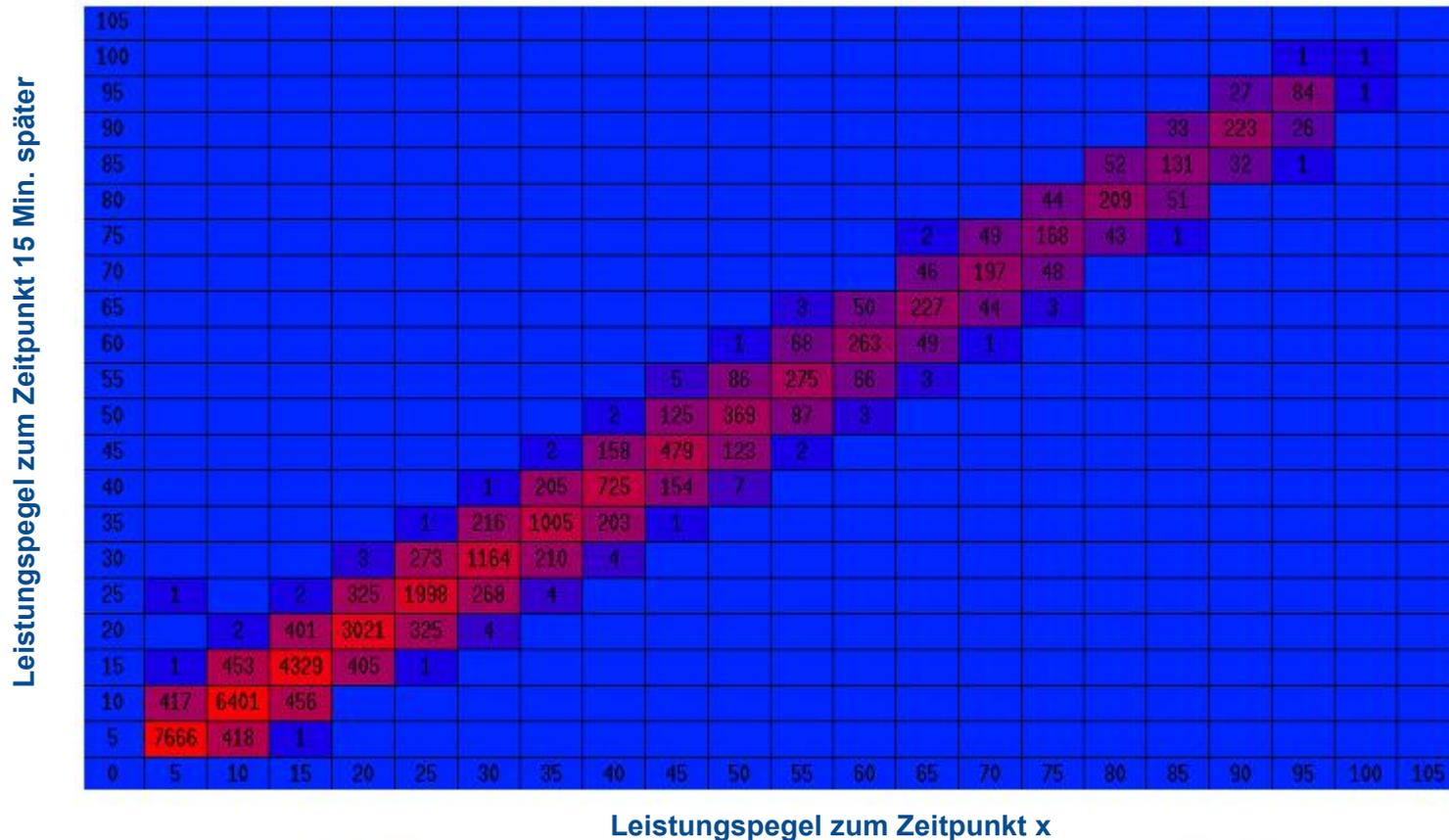


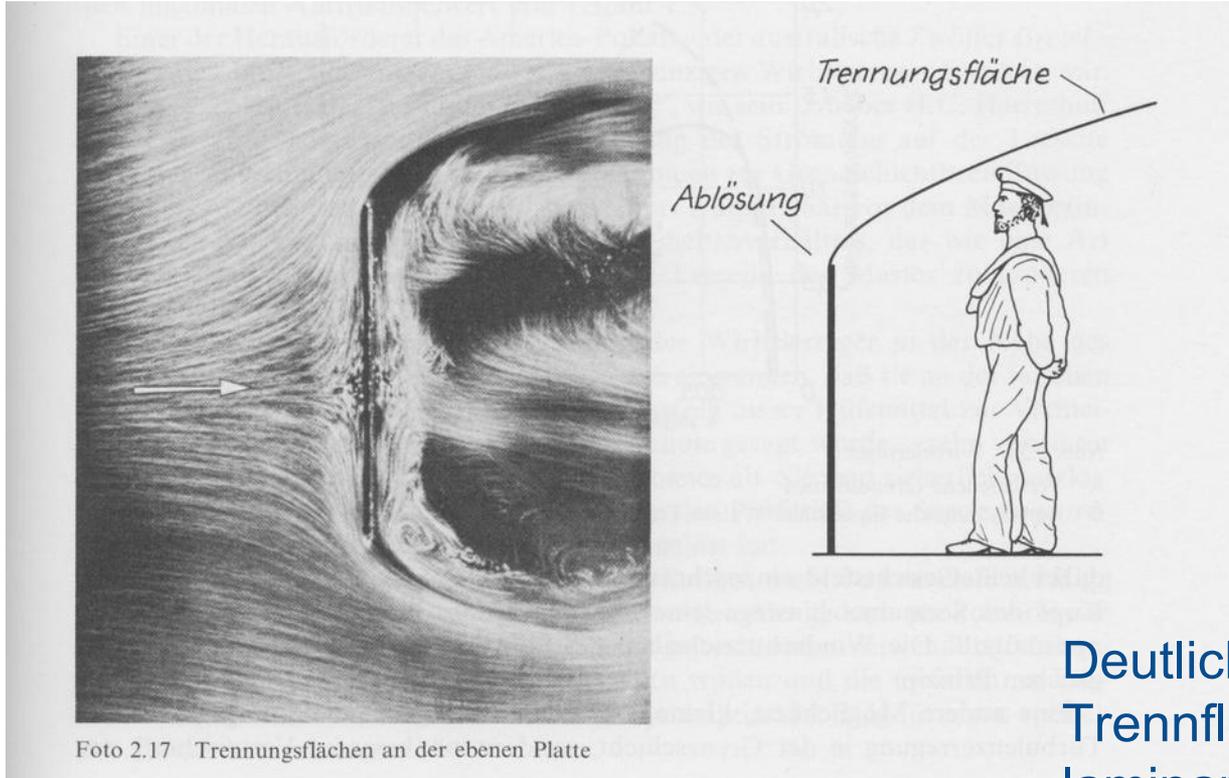
Fig. 2.9: Power fluctuations in 15 min time resolution Germany (22 GW)

Quelle: CIGRE Report 450 WG C6.08 Feb. 2011



Grundlagen der Aerodynamik

Strömung an der Platte



Quelle: Aerodynamik, © Marchaj, Seite 263

Deutliche Ausbildung der Trennfläche zwischen laminarer und turbulenter Strömung . Das gilt auch für Geländeformationen



Oberflächenrauigkeit und Strömungswiderstand

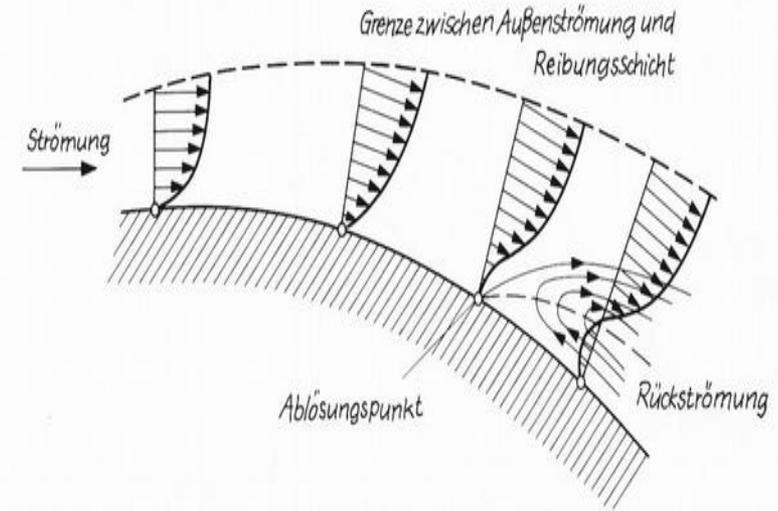
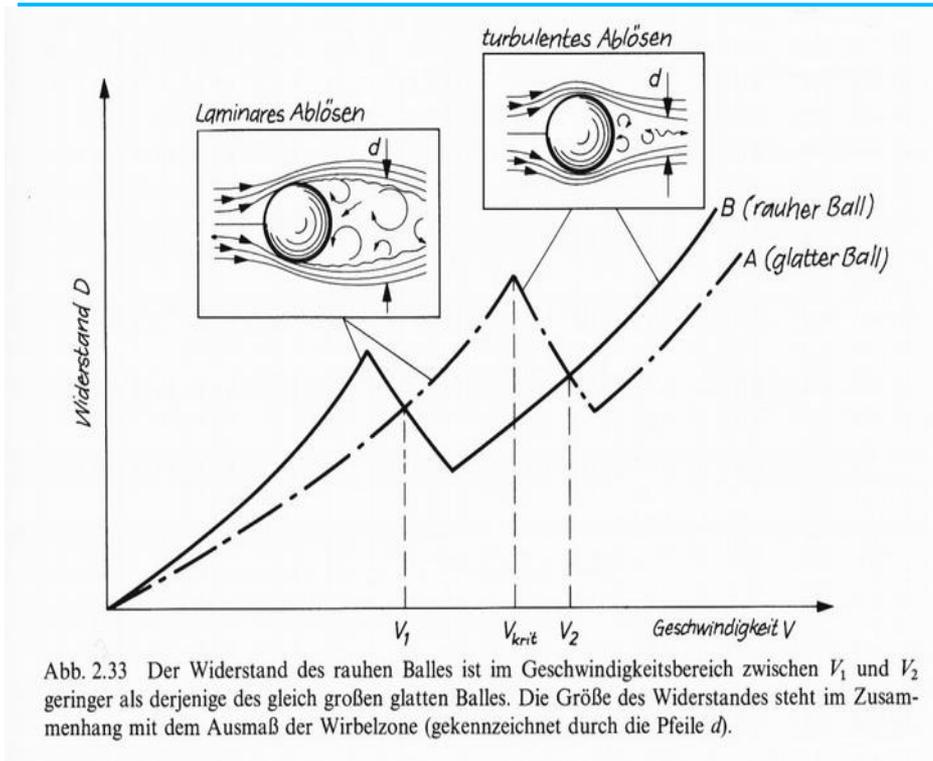


Abb. 2.34 Zu Ablösung führende Entwicklung der Grenz- (Reibungs-)Schicht bei Druckanstieg in Strömungsrichtung (schematisch). Je nach Charakter der Grenzschichtströmung verschiebt sich die Ablösungsstelle stromauf- oder stromabwärts.

Quelle: Aerodynamik, Marchaj, Seite 253-254



Strömungsabriss am Tragflügelprofil

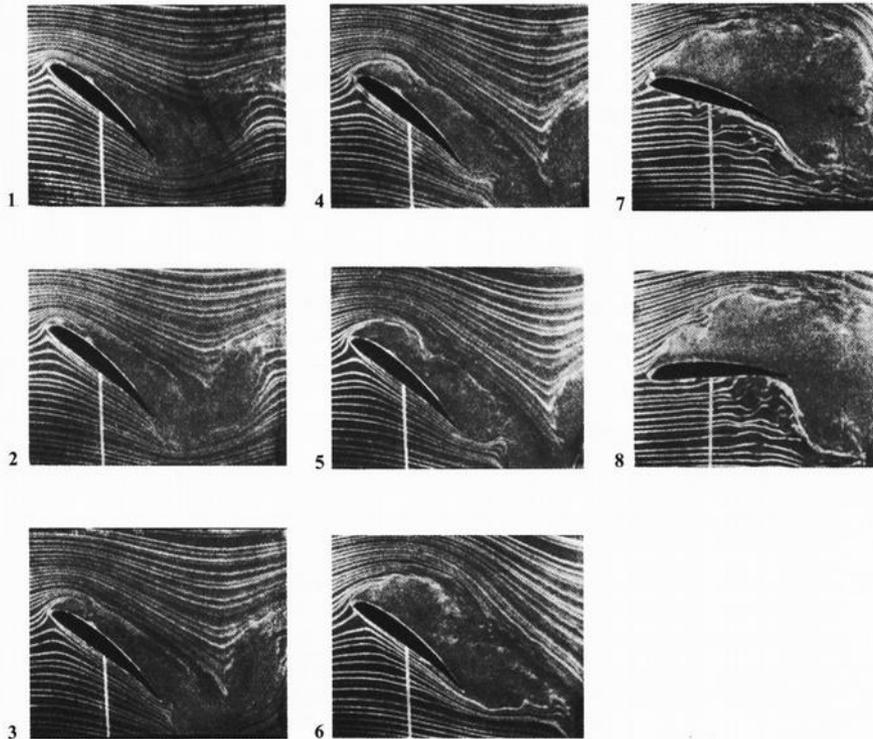


Foto 2.4E Hysterisierscheinung bei der Umströmung eines Tragflügels bei raschen Anstellwinkeländerungen. Die tatsächlich auftretende Strömung bei gegebenem Anstellwinkel weicht erheblich von der sich bei stationären Bedingungen einstellenden ab. Mit anderen Worten, das wirkliche Strömungsbild bei instationären Verhältnissen ist von der „Vorgeschichte“ der Strömung abhängig.

Örtliche Strömungen haben eine Vorgeschichte (Hystereseverhalten).

- Trifft eine Strömung nach relativ steilen, rauhen Geländeformationen auf eine Ebene, weicht die Trennfläche nach Oben aus.

Zitat:

- ...können an höher aufragenden, morphologischen Strukturen Staueffekte auftreten, die höhere Geschwindigkeiten zur Folge haben als ... auf der Leeseite.

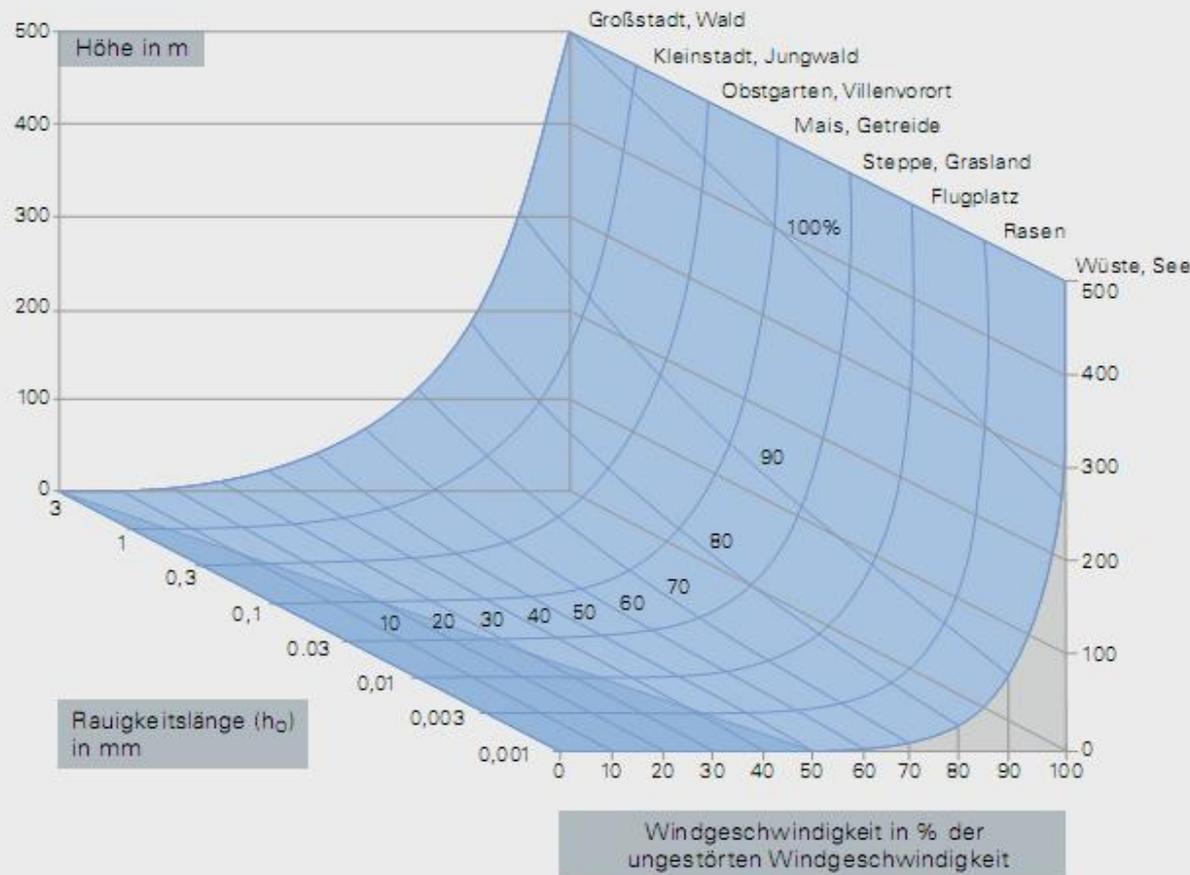
Quelle: BWA 2010



Windgeschwindigkeit in Bezug zur Oberflächenrauigkeit

Abb. 1: Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit von der Höhe und der Landoberfläche

Quelle: BWA 2010,
Seite 8



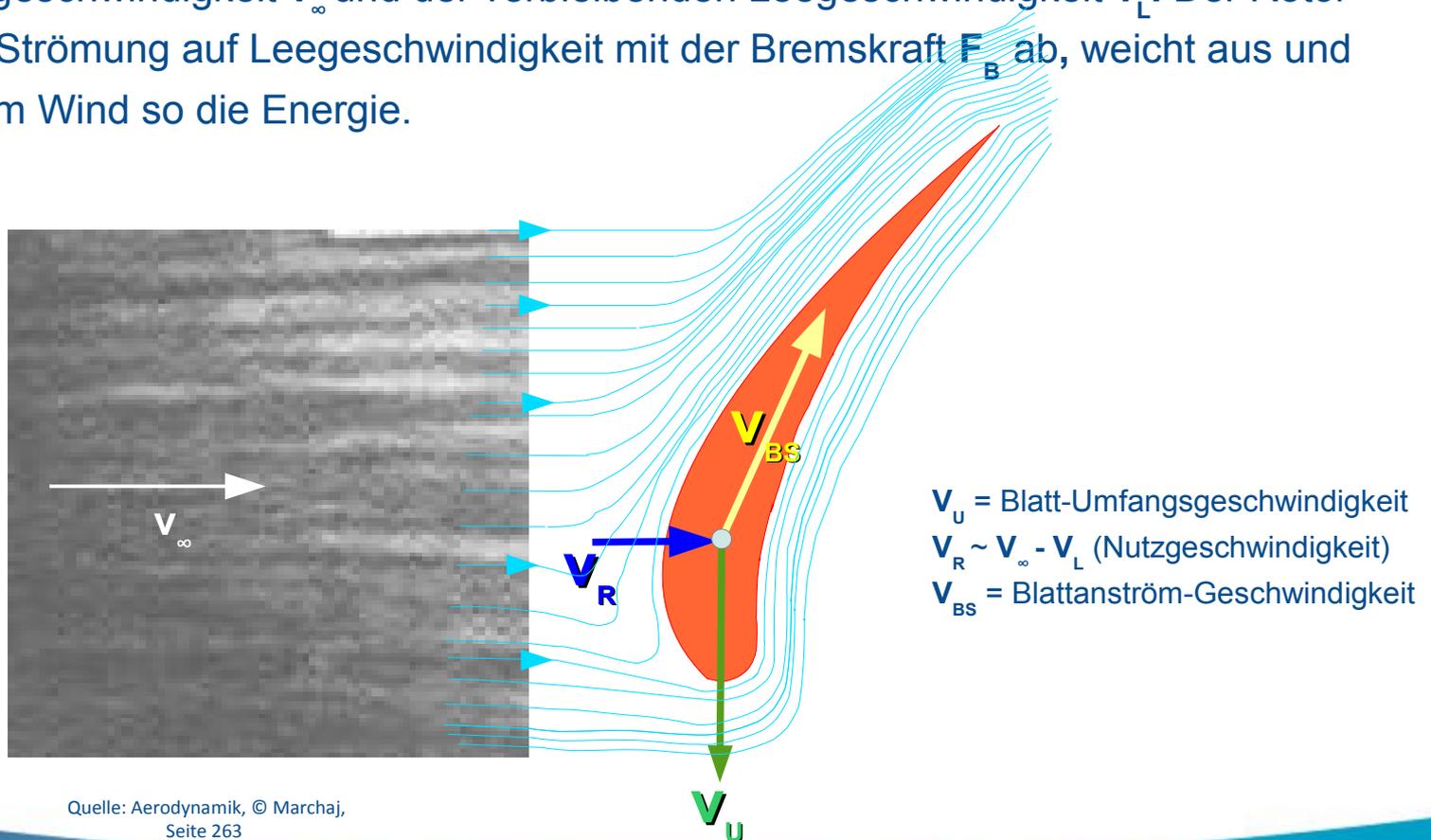
Inhalt

- Grundlagen
 - Volatilität, Kinetik, Aerodynamik
 - Betzes Gesetz, Rechenverfahren**
 - Leistung und Energie
 - Messort
 - Koordinaten
 - - Höffigkeit
 - Ertrag
 - - Prognose
- Zusammenfassung



Gesetz nach Betz

Die Leistung einer WEA resultiert aus der Differenz zwischen der ungestörten Strömungsgeschwindigkeit v_∞ und der verbleibenden Leegeschwindigkeit v_L . Der Rotor bremst die Strömung auf Leegeschwindigkeit mit der Bremskraft F_B ab, weicht aus und entzieht dem Wind so die Energie.



Quelle: Aerodynamik, © Marchaj,
Seite 263



□ Die Bremskraft F_B an der Rotorkontrollfläche A_{Rotor} ist abhängig vom Massenstrom \dot{m} und der Geschwindigkeitsdifferenz aus v_∞ (ungestörte Strömung) und v_L (Leeströmung)

$$F_B = -\dot{m}(v_\infty - v_L) = -\frac{\rho}{2}(v_\infty^2 - v_L^2)A_{Rotor} \quad \text{mit:} \quad v_R = \frac{1}{2}(v_\infty + v_L) \quad \text{folgt}$$

$$P = -F_B v_R = \frac{1}{4}\rho A_{Rotor}(v_\infty^2 - v_L^2)(v_\infty + v_L) \quad \text{für} \quad v_R = \frac{1}{3}v_\infty$$

$$P_{max} = \frac{8}{27}A_{Rotor}\rho v_\infty^3$$

die maximale Energiemenge ist durch die Leistungskennzahl (nach Betz) gekennzeichnet.

$$c_B = \frac{P_{max}}{\left(\frac{1}{2}A_{Rotor}\rho v_\infty^3\right)} = \frac{16}{27} = 0,593$$



Grundlagen

- Das Leistungspotential einer Windturbine ist demnach:

$$P(c_B, v_\infty) = \frac{1}{2} A_{Rotor} \rho(\vartheta_a, \vartheta_T, \delta_A, R.H., h) c_B(v_\infty) v_\infty^3 \left[\frac{Nm}{s} = W \right]$$

Luftdichte:

$$\rho = f(\vartheta_a, \vartheta_T, \delta_A, R.H., h) \left[\frac{kg}{m^3} \right]$$

$$\vartheta_a = \text{Umgebungstemperatur} \quad [^\circ C]$$

$$\vartheta_T = \text{Taupunkttemperatur} \quad [^\circ C]$$

$$\delta_A = \text{Luftdruck (NormalNull)} \quad [hPa]$$

$$R.H. = \text{Relative Humidity} \quad [\%]$$

$$h = \text{Ortshöhe bzw. Nabenhöhe} \quad [m]$$

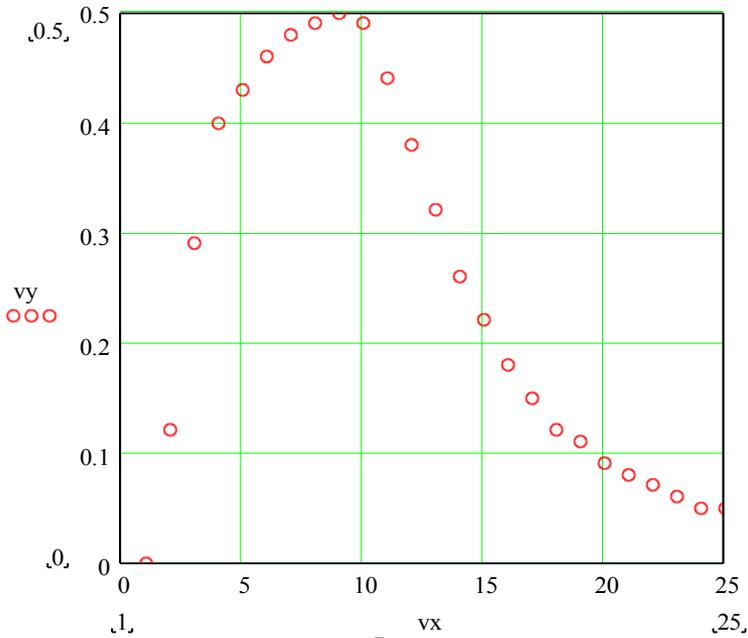
Leistungskennzahl

$$c_B = f(v_\infty)$$

$$v_\infty = \text{Strömung in der Rotorebene} \quad \left[\frac{m}{s} \right]$$



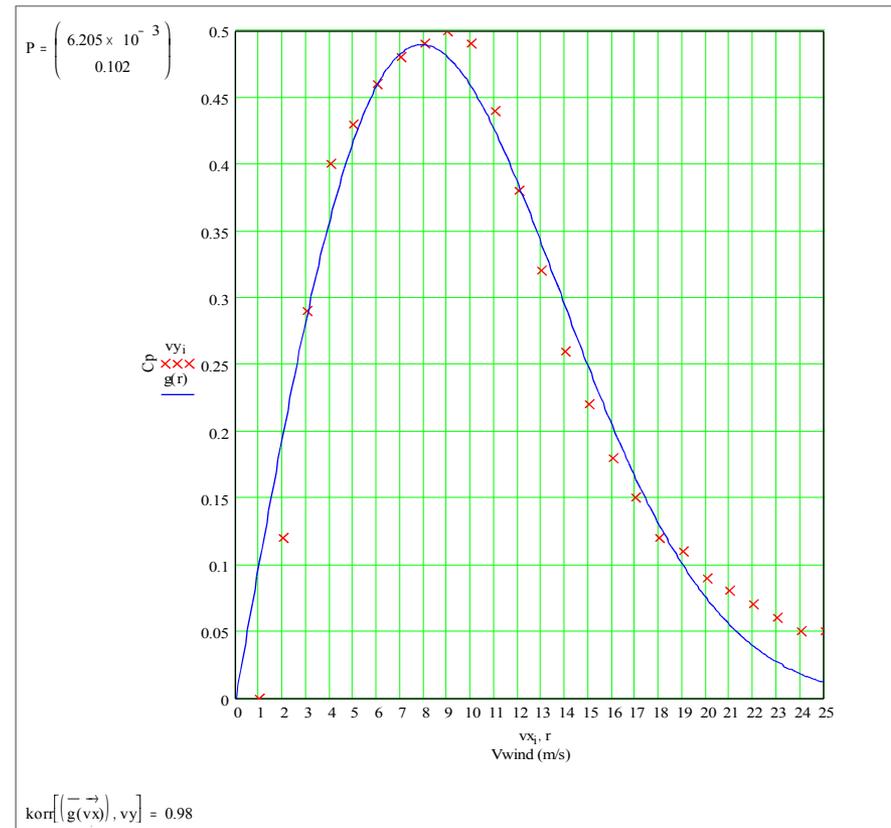
Leistungsbeiwert c_p



- Der Leistungsbeiwert c_B Grundlage:
Beispiel Enercon 82

Für die numerische Auswertung der
minütlichen Messdaten ist es notwendig, den
Leistungsbeiwert über eine Funktion abzubilden, um ihn

den jeweiligen Windgeschwindigkeiten zuordnen zu können.



$$c_B(v_\infty) = e^{(-0,006205 v_\infty^2)} \sin(0,102 v_\infty)$$



Spezifische Leistung p_s

- Wird die Rotorkreisfläche ($D^2\pi/4$) $A_{\text{Rotor}} = 1 \text{ m}^2$ gesetzt, dann ist die spezifische Leistung:

$$p_s = \frac{1}{2} \rho * c_B(v_\infty) * v_\infty^3 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

- Die spezifische Leistung p_s mit der Einheit $[W/m^2]$ kann aus den Minutenmesswerten ermittelt und als 24h Tagesäquivalent integriert dargestellt werden.

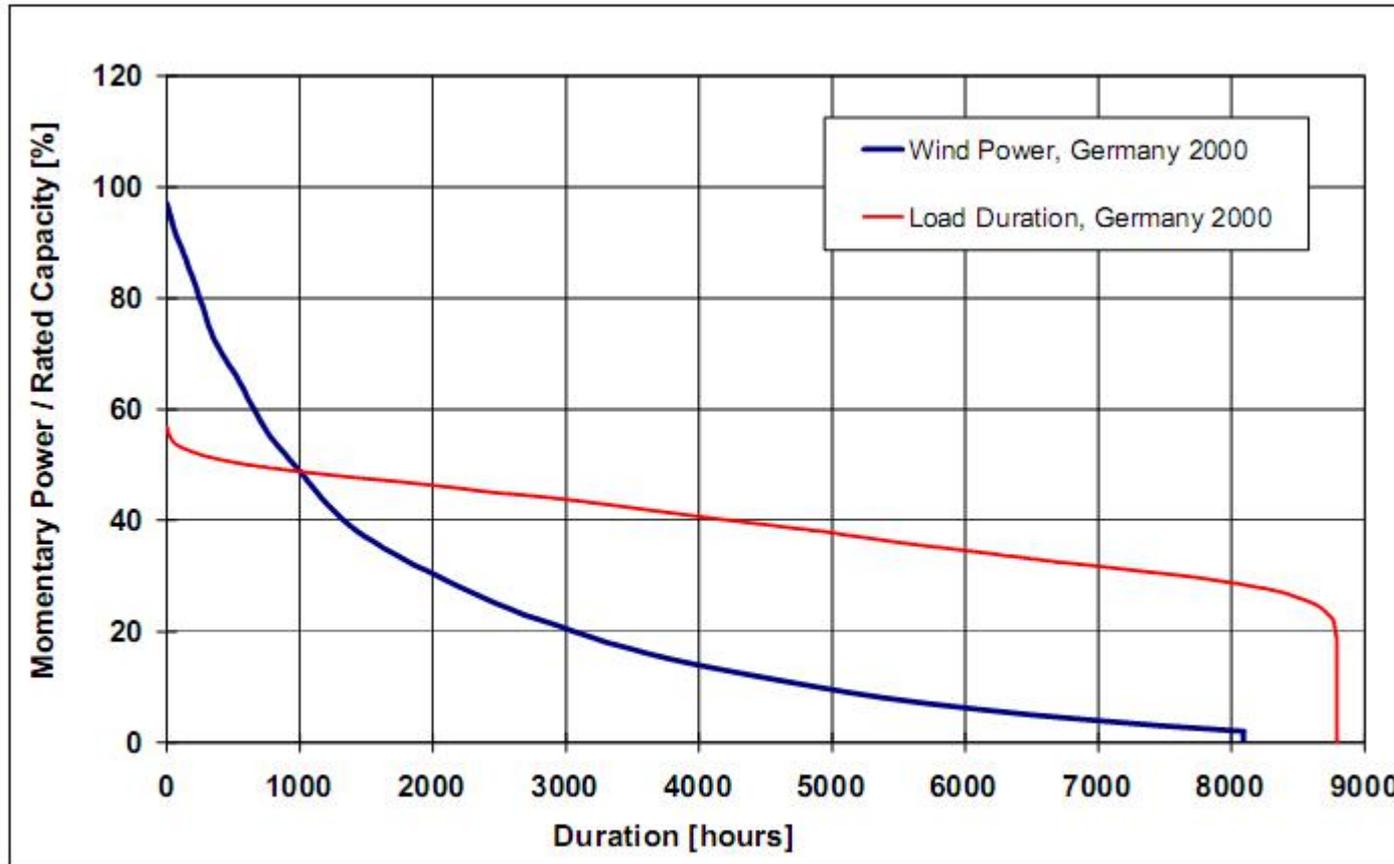


Inhalt

- Grundlagen
 - Volatilität, Kinetik, Aerodynamik
 - Betzes Gesetz, Rechenverfahren
 - Leistung und Energie**
- Messort
 - Koordinaten
 - Höffigkeit
 - Ertrag
 - Prognose
- Zusammenfassung



Leistungsbedarf über Erzeugung

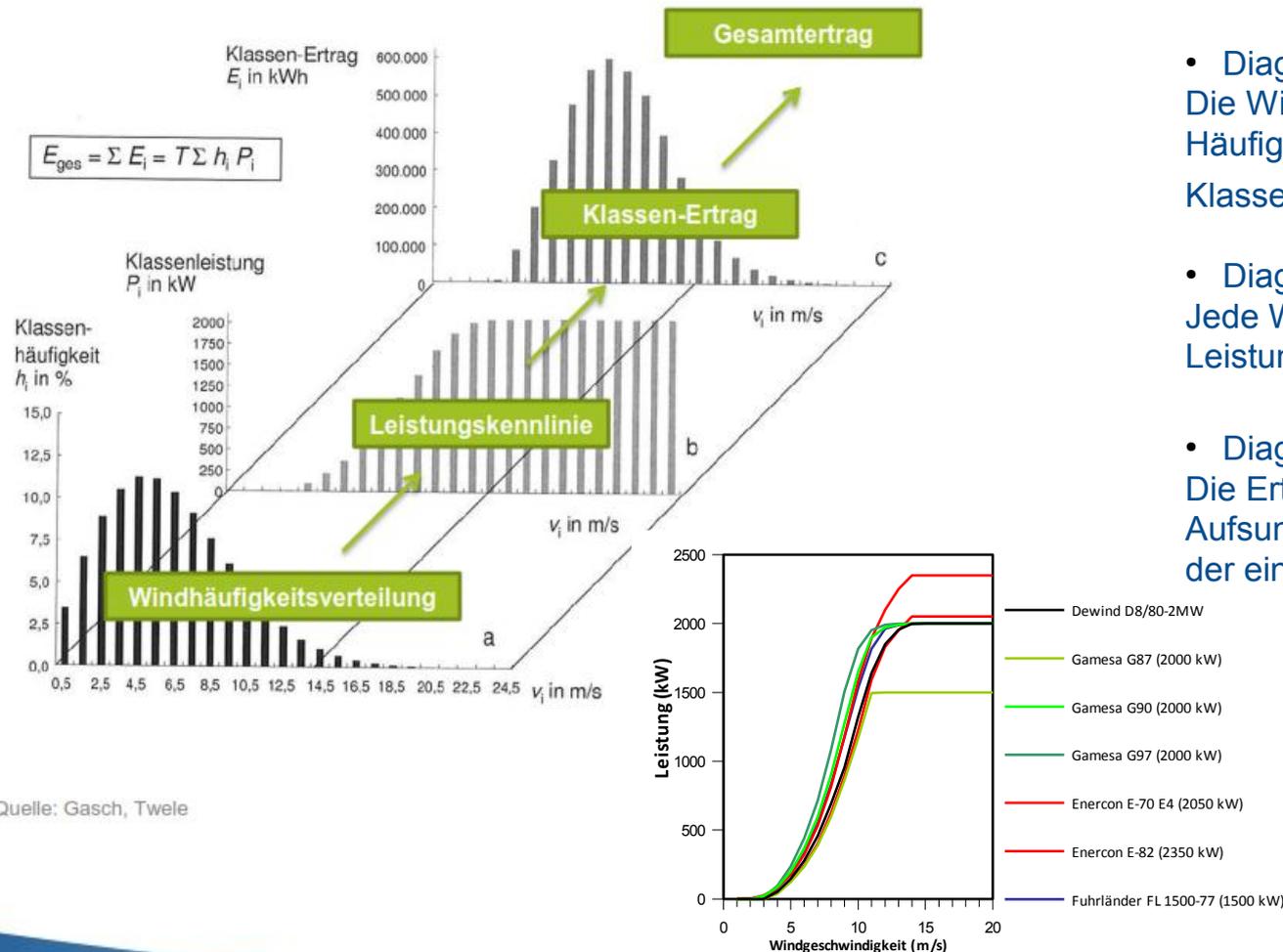


Quelle: CIGRE Report 450 WG C6.08 Feb. 2011

Fig. 2.11: Power duration curve of total wind power feed-in, Germany 2000



Leistung und Ertrag

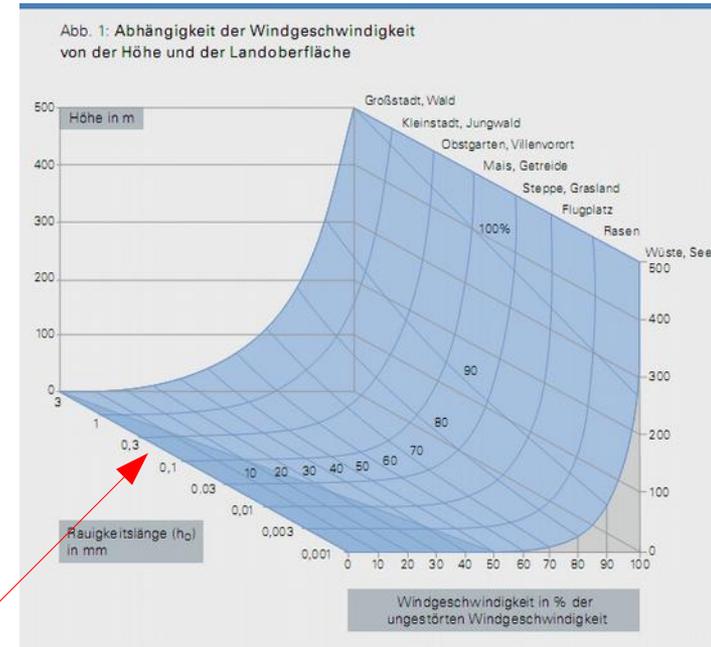
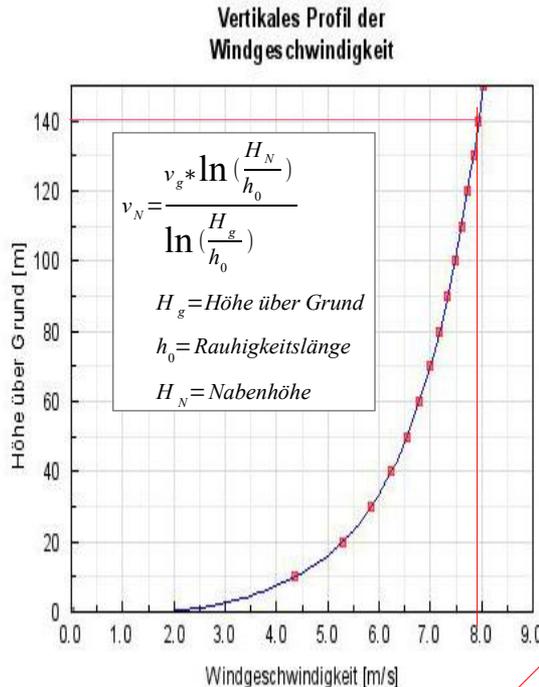


- Diagramm a)
Die Windgeschwindigkeit wird als Häufigkeit $\Phi = f(v_i)$ ermittelt und in Klassen dargestellt
- Diagramm b)
Jede WEA weist eine Leistungskennlinie auf $P = f(v_i)$
- Diagramm c)
Die Ertragsverteilung ergibt die Aufsummierung in der Berechnung der einzelnen Parameterklassen



Hochrechnung auf 140 m

Höhe über Grund	Windgeschwindigkeit
150 m	8.03 m/s
140 m	7.94 m/s
130 m	7.84 m/s
120 m	7.73 m/s
110 m	7.61 m/s
100 m	7.48 m/s
90 m	7.34 m/s
80 m	7.18 m/s
70 m	7.00 m/s
60 m	6.79 m/s
50 m	6.54 m/s
40 m	6.24 m/s
30 m	5.85 m/s
20 m	5.30 m/s
10 m	4.36 m/s



Quelle: BWA 2010,
Seite 8

Jahresmittelwert z.B.:

$\bar{v}_{20} = 5,3 \text{ m/s}$ auf 20 m über Grund

Mit $\bar{v}_{20} = 5,3 \text{ m/s}$ und vorgegebener Topographie

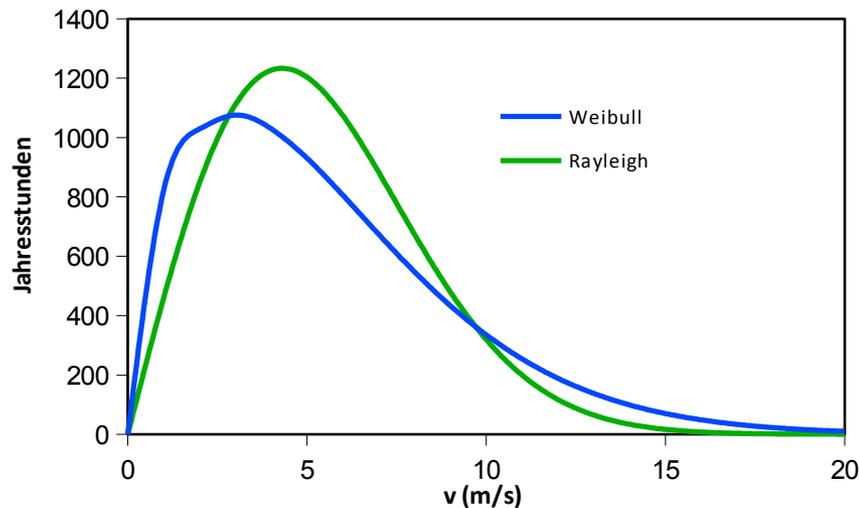
könnte auf 140 m Nabenhöhe eine Windgeschwindigkeit von

$\bar{v}_{140} = 7,94 \text{ m/s}$ erwartet werden.



Jahresstundenzahl

- Die Jahresstundenzahl errechnet sich aus der Verteilung der Windgeschwindigkeiten über 365 Tage
 - Weibull Verteilung
 - Rayleigh Verteilung



$$f(x) = \lambda * k * (\lambda * x)^{(k-1)} * \exp^{-(\lambda * x)^k}$$

k = Skala ; λ = Formfaktor

$$f(x, \sigma) = \frac{x * e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}}}{\sigma^2}$$

für $x \geq 0$

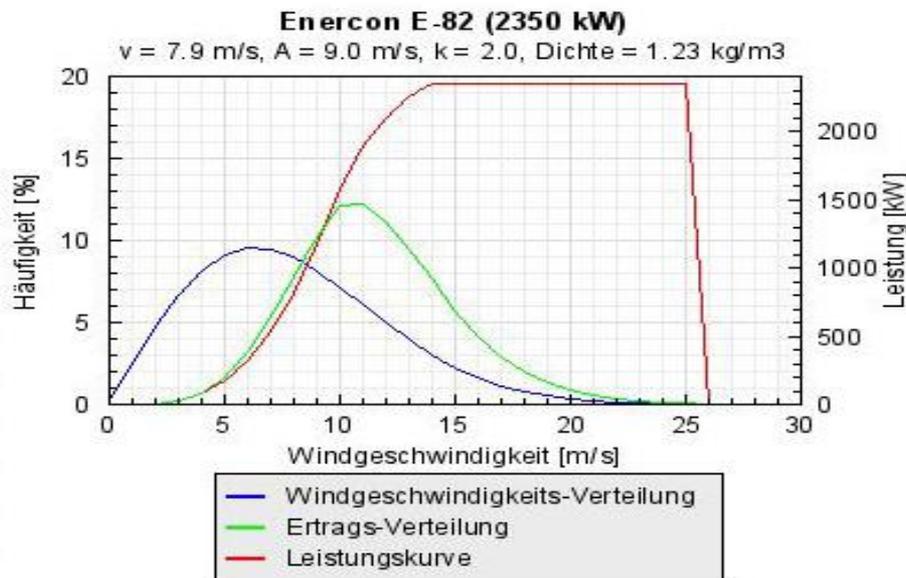
σ = Standardabweichung



Ertrag auf 140 m für E 82 geschätzt

Hersteller	Enercon
Typ	E-82
Installierte Leistung	2'350 kW
Rotordurchmesser	82 m
Energieertrag	8'221'985 kWh/Jahr
Kapazitätsfaktor ¹	39.9%
Volllaststunden ²	3'496 h/Jahr
Betriebsstunden ³	8'515 h/Jahr

- Der Kapazitätsfaktor errechnet sich aus Volllaststunden dividiert durch die Jahresstundenzahl
- Der Energieertrag ist gleich Volllaststunden multipliziert mit der installierten Generatorleistung
- Die Betriebsstunden sind die erwarteten Energieproduktionsstunden



Quelle: Ertragsrechner suisse éole
<http://www.wind-data.ch/tools/powercalc>

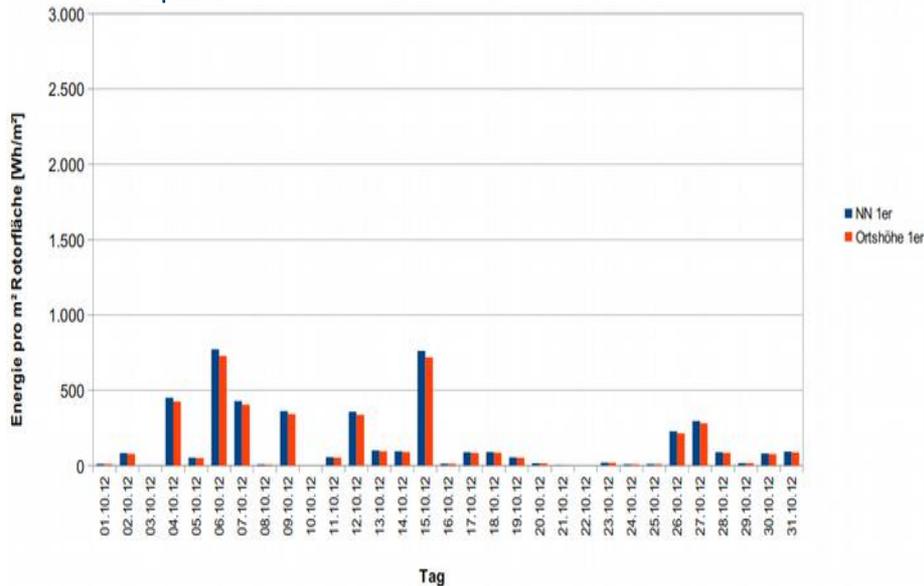


Fehlerbetrachtung 1' und 10' Intervall

Energie pro Tag (10-2012)

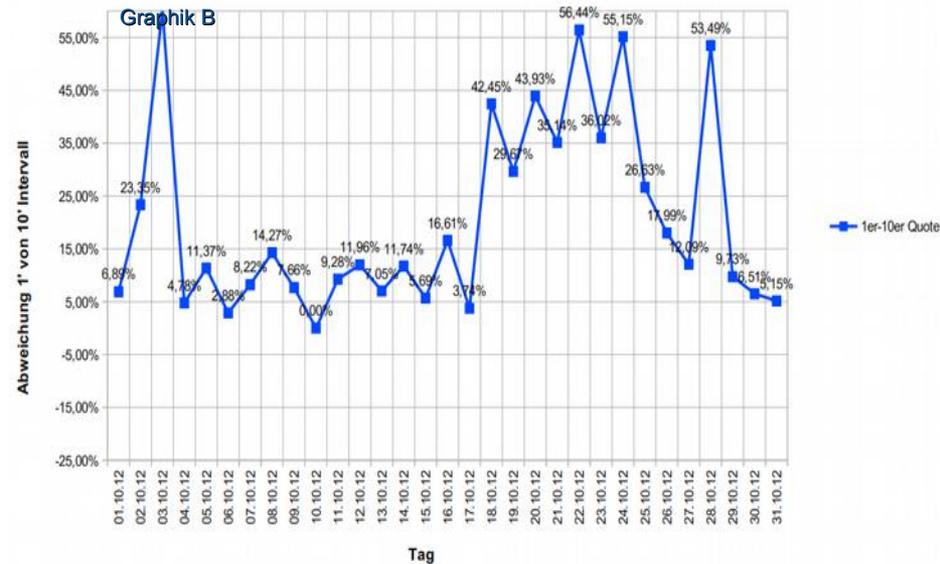
Messung Garkofen
N 48° 09' 56" E 11° 49' 39", Ortshöhe 542 m über NN

Graphik A



Fehler-Quote 10-2012

1' & 10' Intervall
Garkofen N 48° 09' 56" E 11° 49' 39" Ortshöhe 542 m über NN



Die Windgeschwindigkeiten werden im Allgemeinen über einen Zeitraum von 10' gemittelt und dann in den weiteren Bewertungsverfahren zur Bestimmung von Höffigkeit und Ertrag genutzt. Die Winddaten der Messstationen stehen aber als Minuten- bzw. als Sekundenwerte zur Verfügung. Graphik A zeigt die zeitgenauen Tageswerte aus Minutenintervallen. In Graphik B sind die Abweichungen der 1' und 10' Intervalle dargestellt. In diesem Fall haben die 10' Intervalle einen beträchtlichen positiven Fehler. Es werden folglich zu hohe Werte gemessen. Der Fehler zwischen 10' und 1' Intervall tendiert gegen Null, wenn der Windmassenstrom während der Messzeit stetig und frei von Turbulenzen ist.

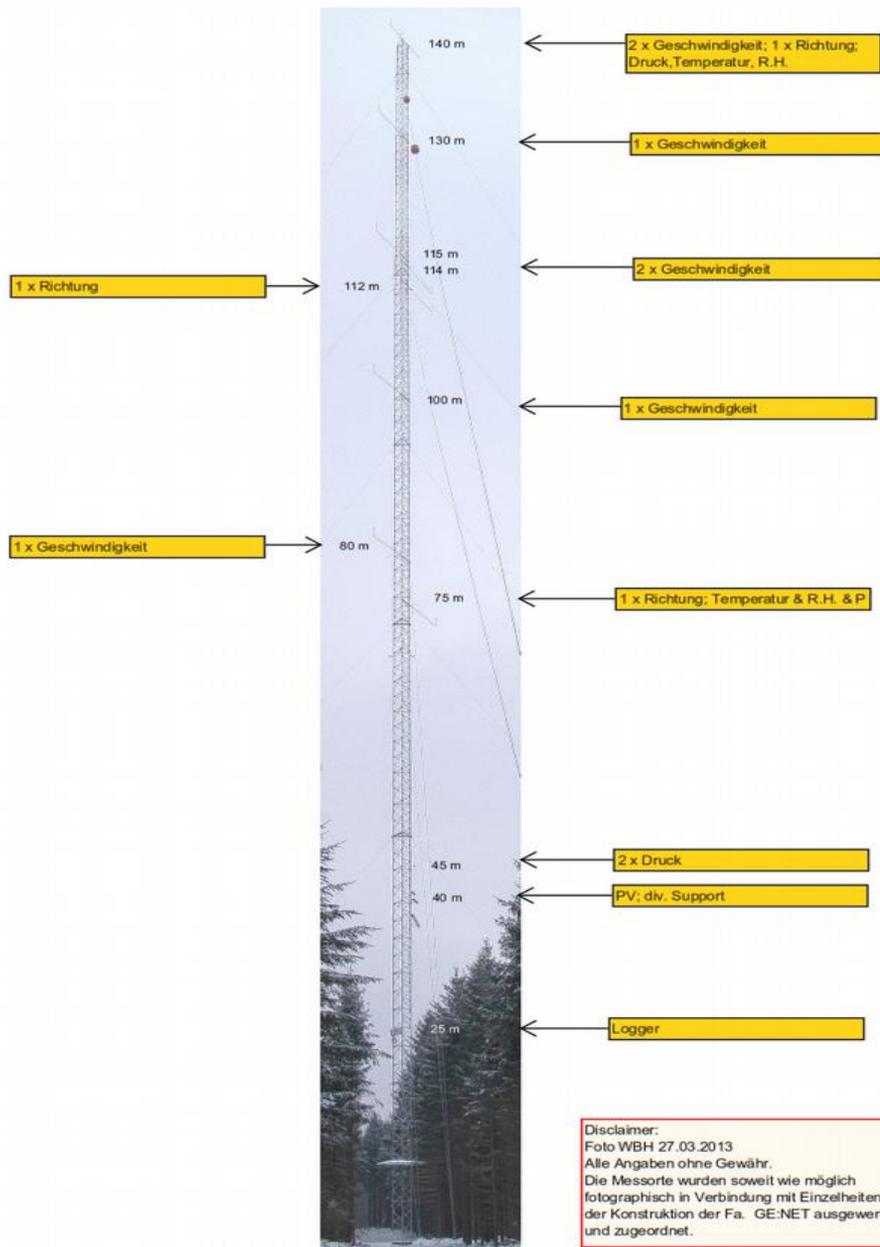


-
- Grundlagen
 - Volatilität, Kinetik, Aerodynamik
 - Betzes Gesetz, Rechenverfahren
 - Leistung und Energie
 - **Messorte**
 - Koordinaten
 - Höffigkeit
 - Ertrag
 - Prognose
 - Zusammenfassung



Messorte





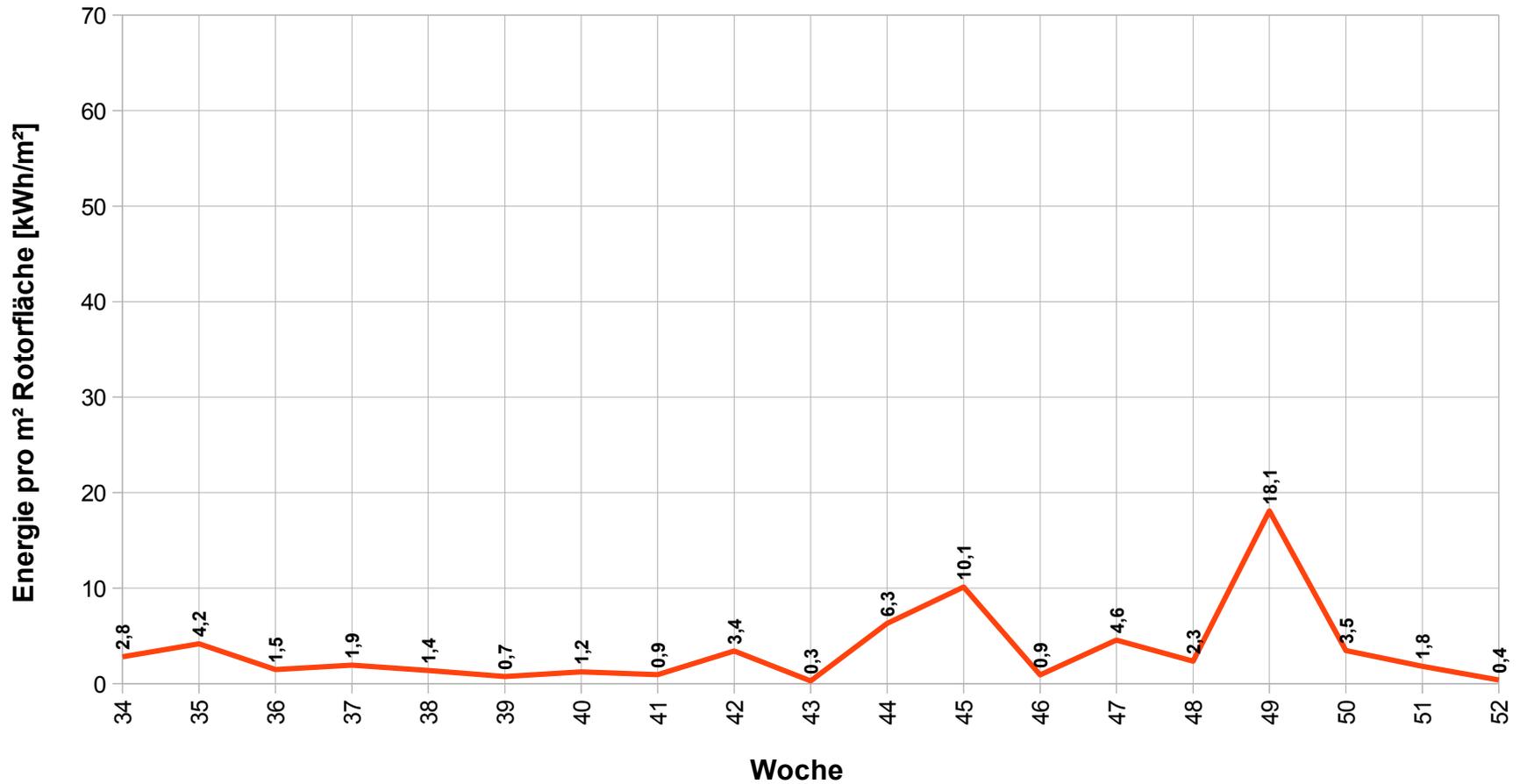
Begehung am 27.03.2013

- Der Messmast steht auf den Koordinaten
N48° 07' 17"
E11° 51' 42"
533m über NN
- Messmast errichtet durch die Fa. GE:NET
- Auswertung erfolgt durch die Fa. ANEMOS
- Vereinbarung GCE
Treffen mit GCE und Fachschaft
 - Analyse der Daten aus der laufenden Messung
 - Intervall: 2-3 Monate



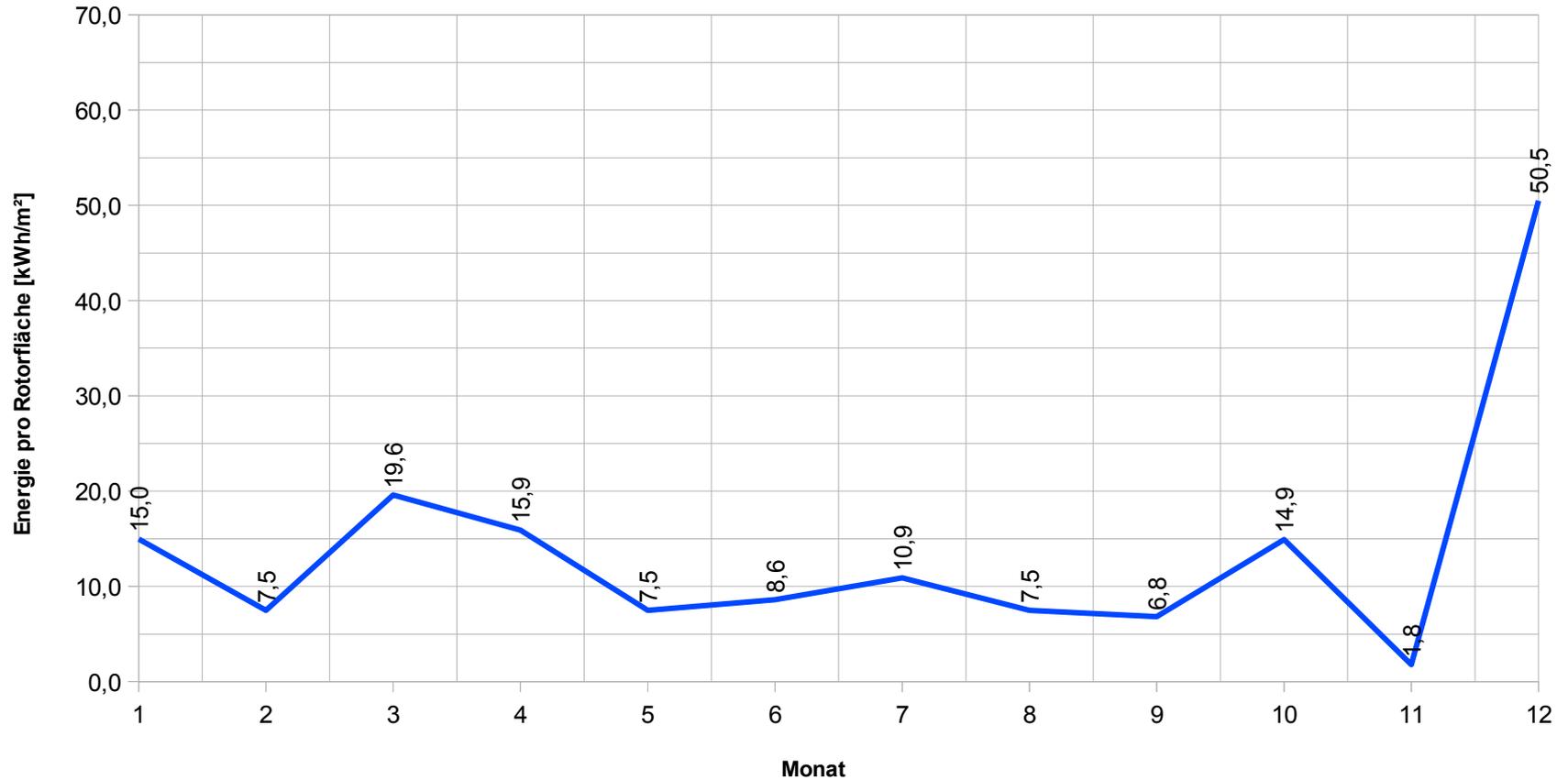
Spez. Energieäquivalent Garkofen pro Woche

2010 N48°09'56" E11°49'39" 542 müber NN

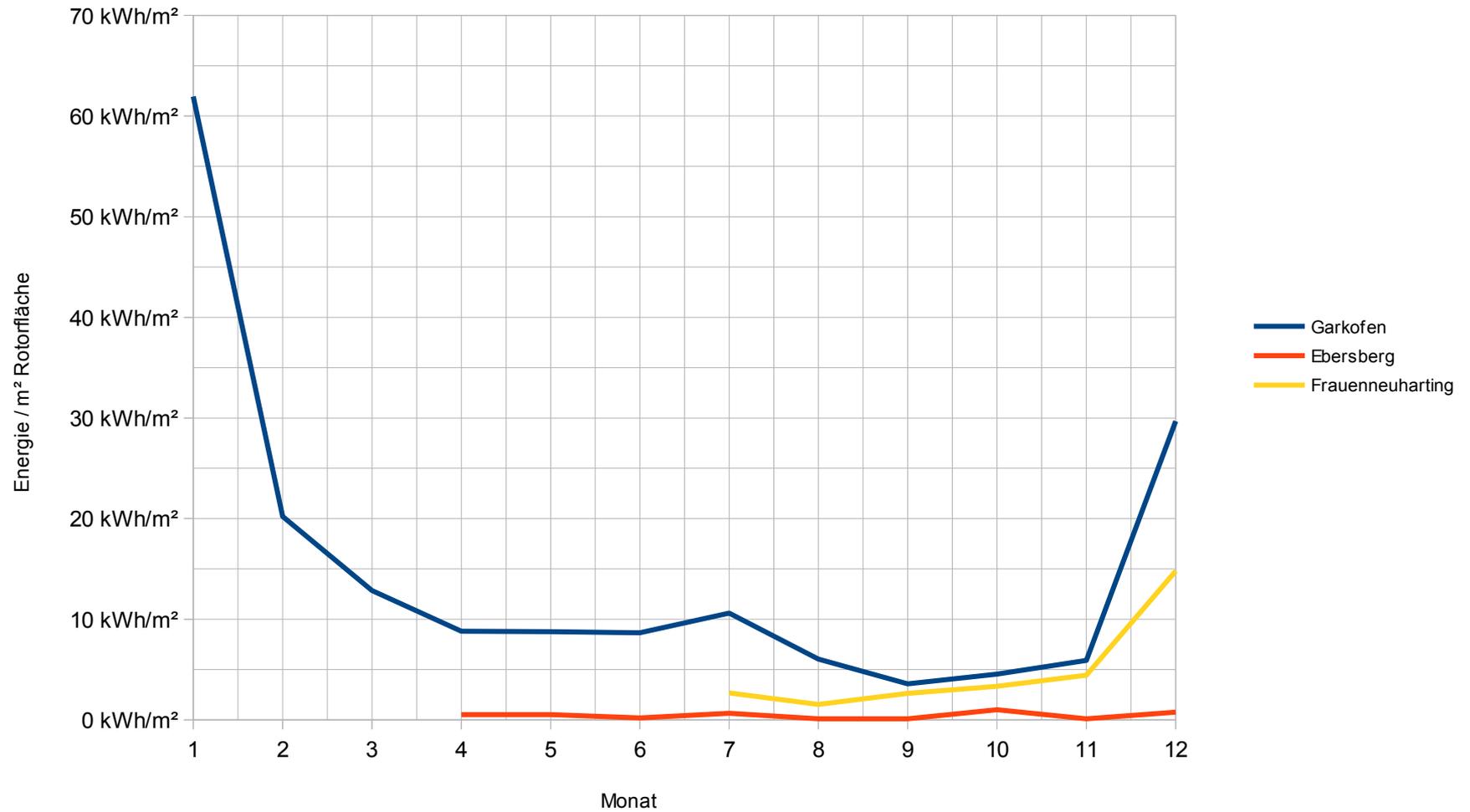


Spez. Ertragsäquivalent Garkofen pro Monat

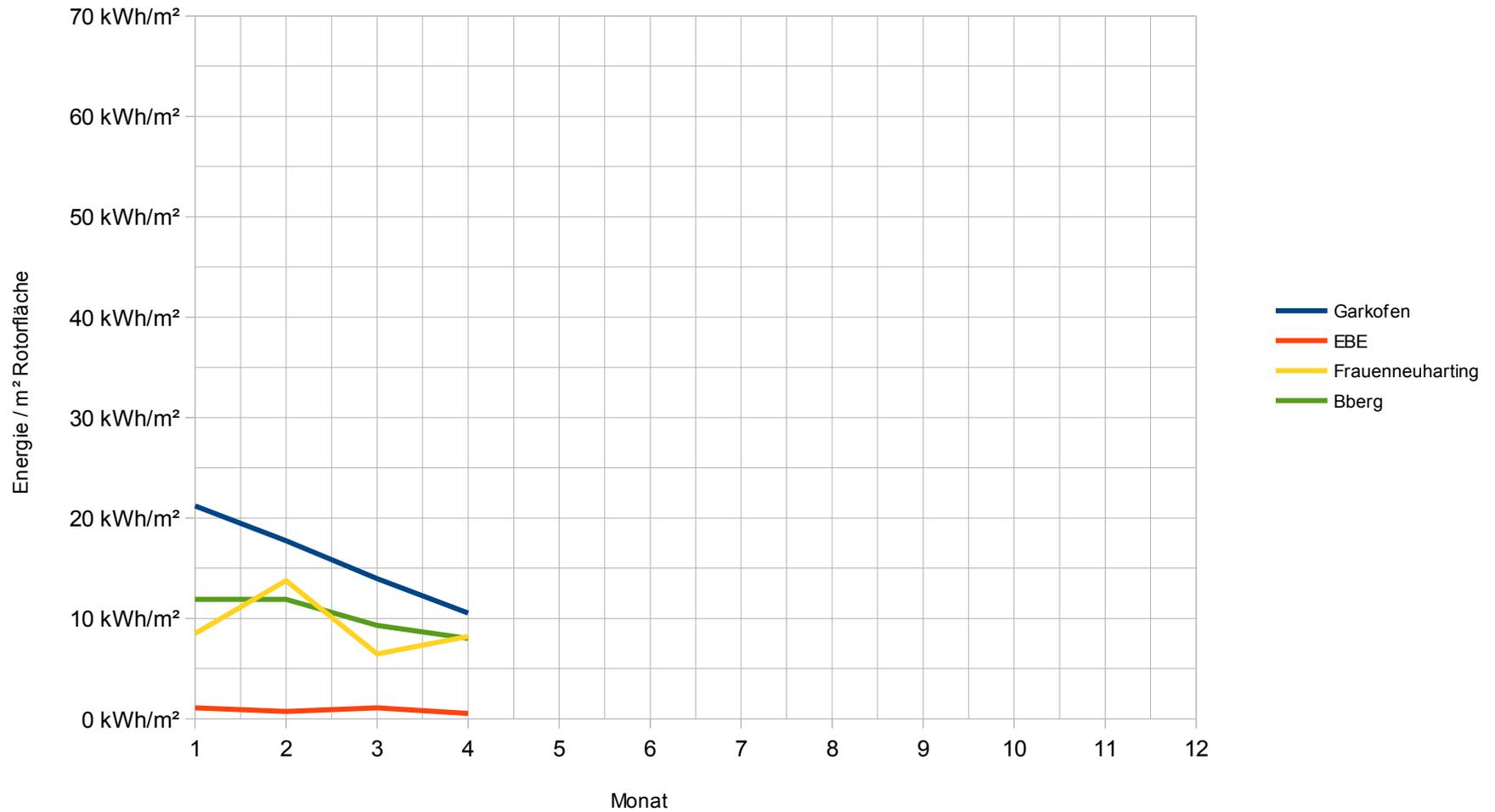
2011 N48°09'56" E11°49'39" 542 müber NN



Jahresertrag 2012



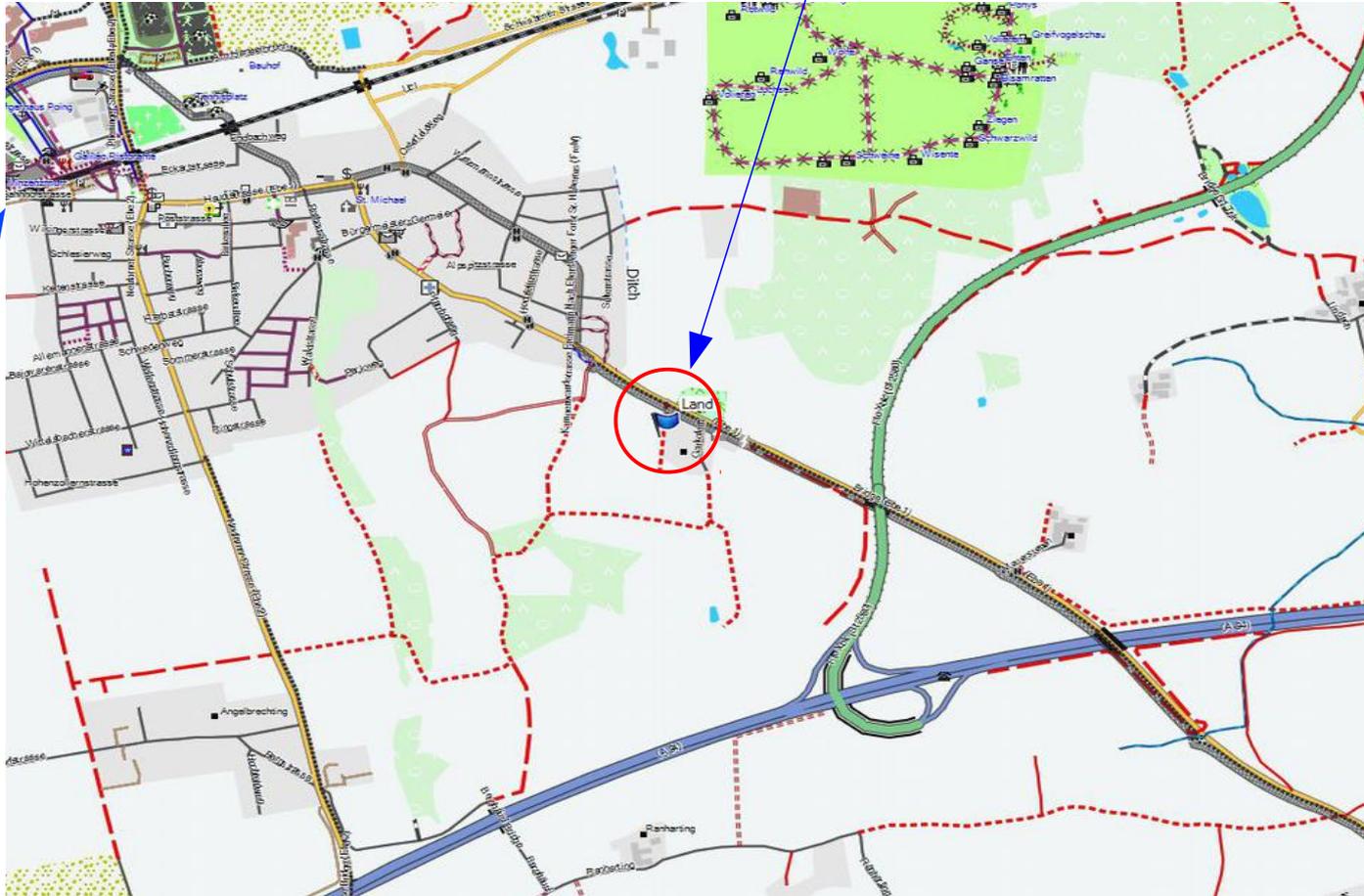
Jahresertrag 2013



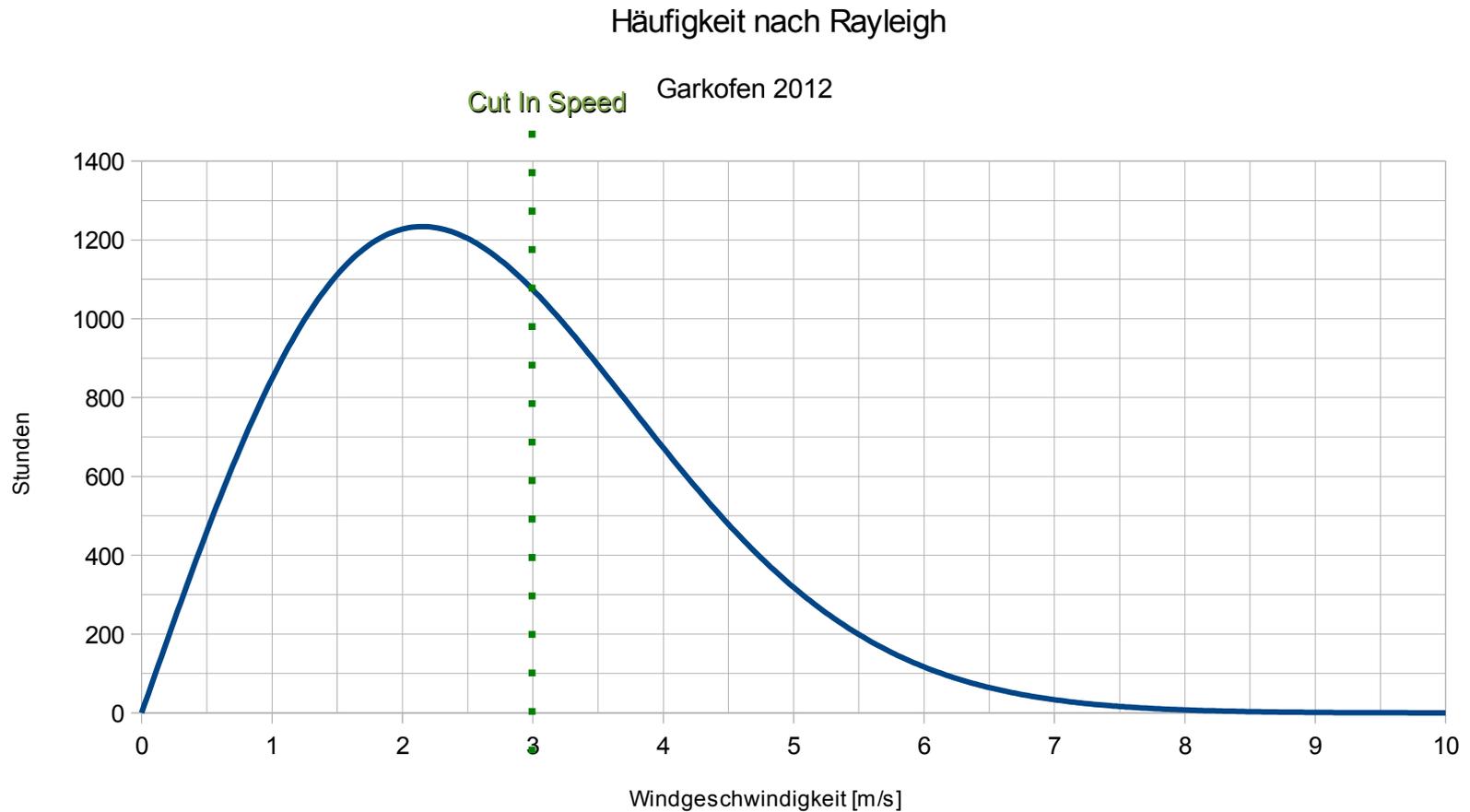
Koordinaten Garkofen

Garkofen N 48° 09' 56 " E 11° 49' 39" auf 542 m über NN

Poing

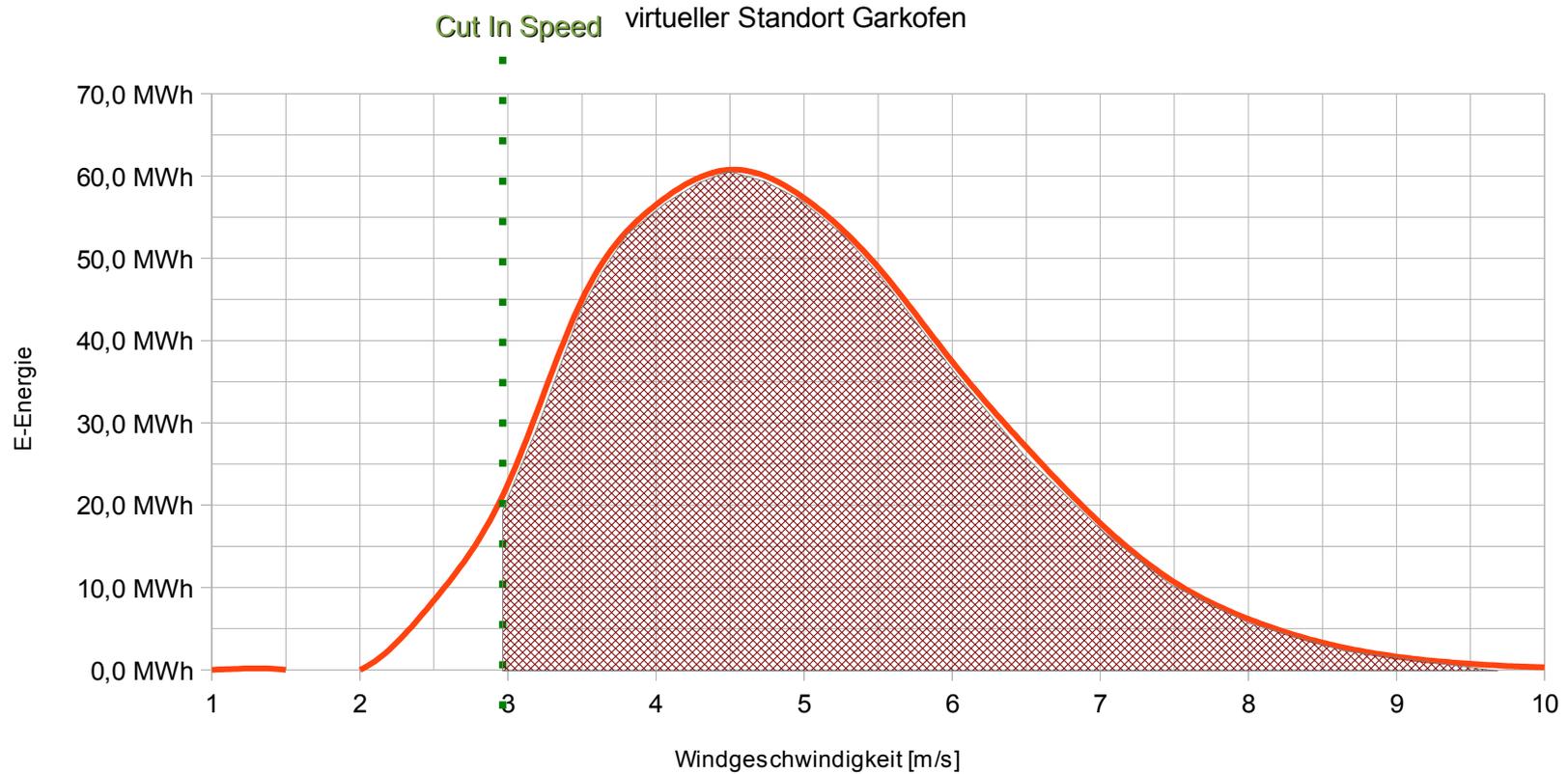


Jahresstunden Garkofen 2012



Ertrag Garkofen 2012

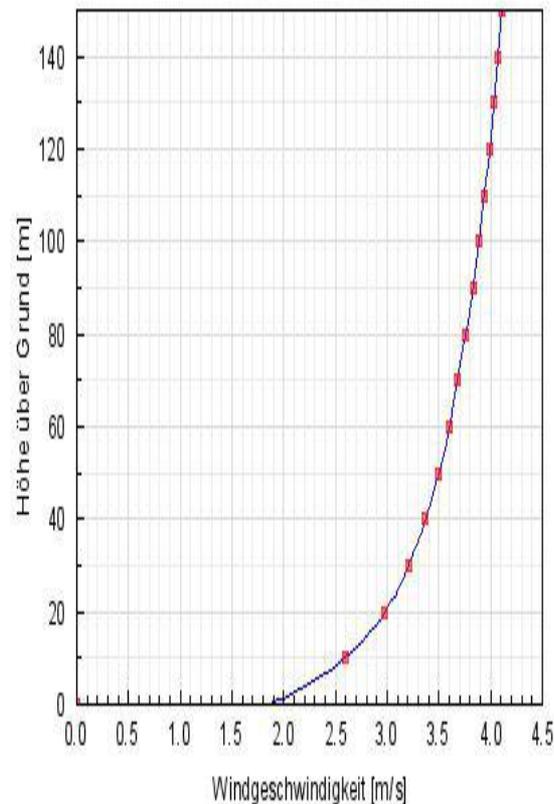
Ertrag E82



Prognose auf 140 m Garkofen 2012

Höhe über Grund	Windgeschwindigkeit
150 m	4.11 m/s
140 m	4.07 m/s
130 m	4.03 m/s
120 m	3.99 m/s
110 m	3.94 m/s
100 m	3.89 m/s
90 m	3.83 m/s
80 m	3.76 m/s
70 m	3.68 m/s
60 m	3.60 m/s
50 m	3.50 m/s
40 m	3.37 m/s
30 m	3.21 m/s
20 m	2.98 m/s
10 m	2.59 m/s

Vertikales Profil der
Windgeschwindigkeit



Jahresmittelwert $\bar{v} = 2,98 \text{ m/s}$

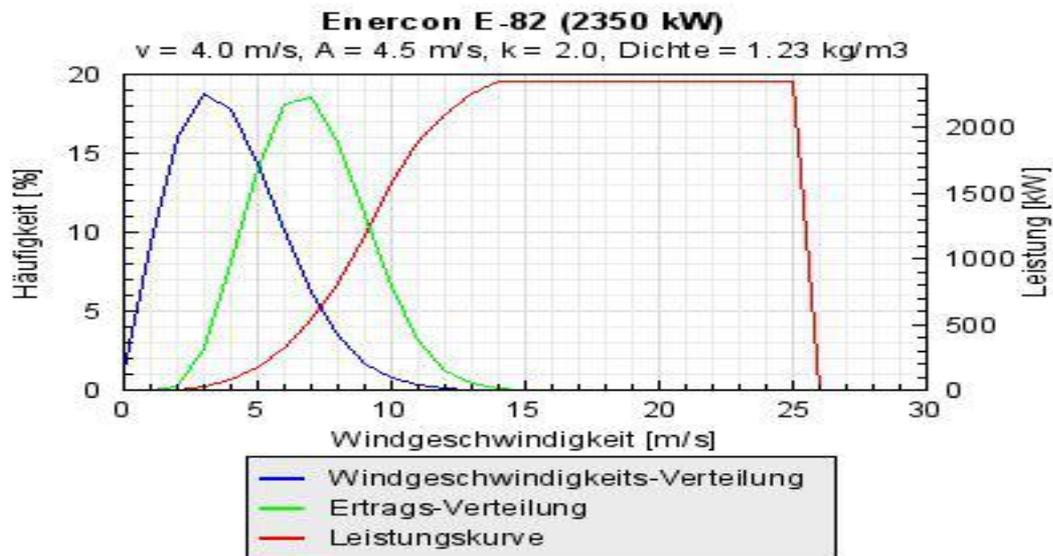
Bei vorgegebener Topographie und Jahresmittel $\bar{v}_{20} = 2,98 \text{ m/s}$ könnte auf 140 m Nabenhöhe eine Windgeschwindigkeit von $\bar{v}_{140} = 4,07 \text{ m/s}$ erwartet werden. Selbst bei *cut in speed* von 2 m/s ist der Ertrag unsicher.



Ertrag auf 140 m mit E82 (Garkofen)

Resultat

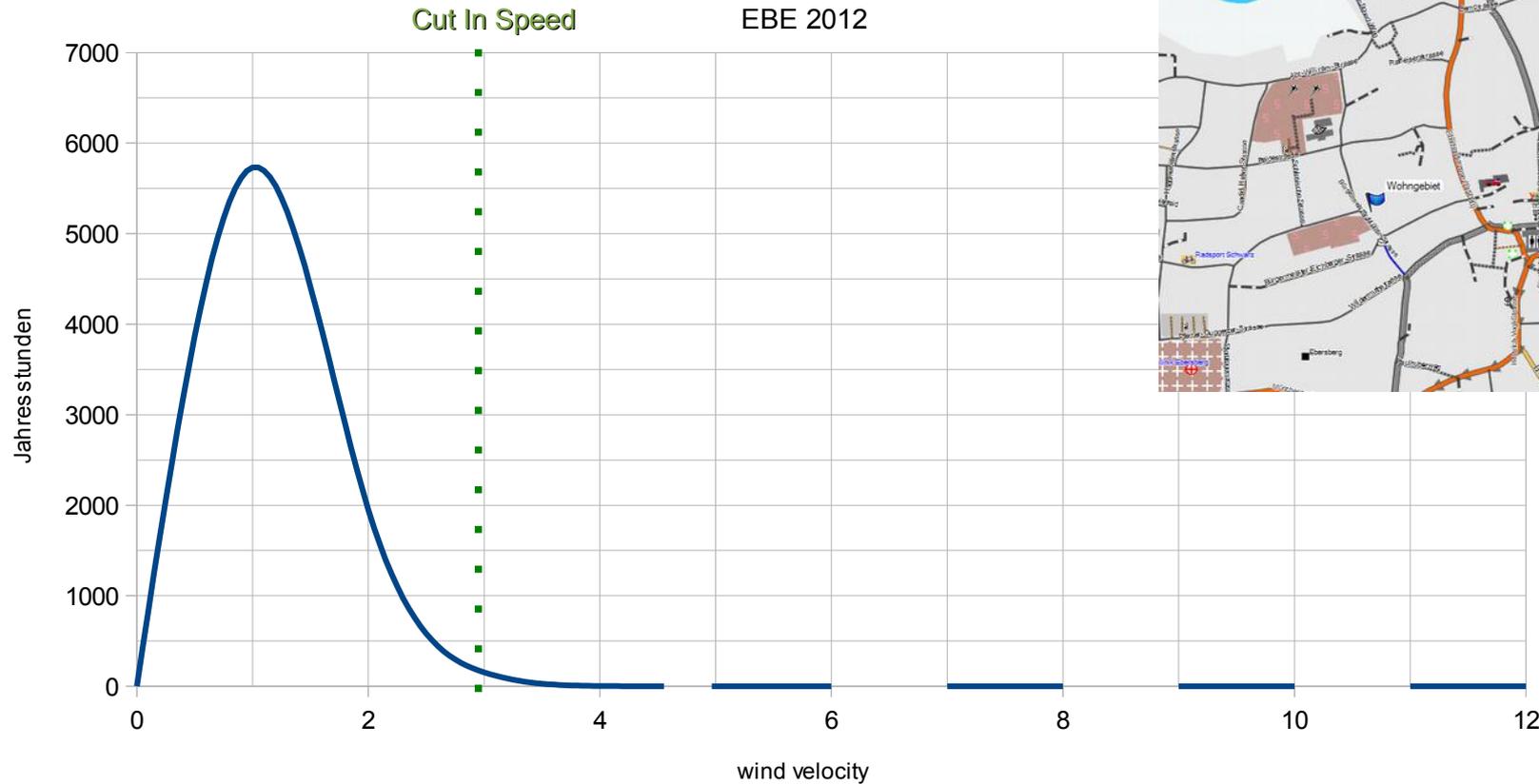
Hersteller	Enercon
Typ	E-82
Installierte Leistung	2'350 kW
Rotordurchmesser	82 m
Energieertrag	1'568'773 kWh/Jahr
Kapazitätsfaktor ¹	7.6%
Volllaststunden ²	667 h/Jahr
Betriebsstunden ³	7'844 h/Jahr



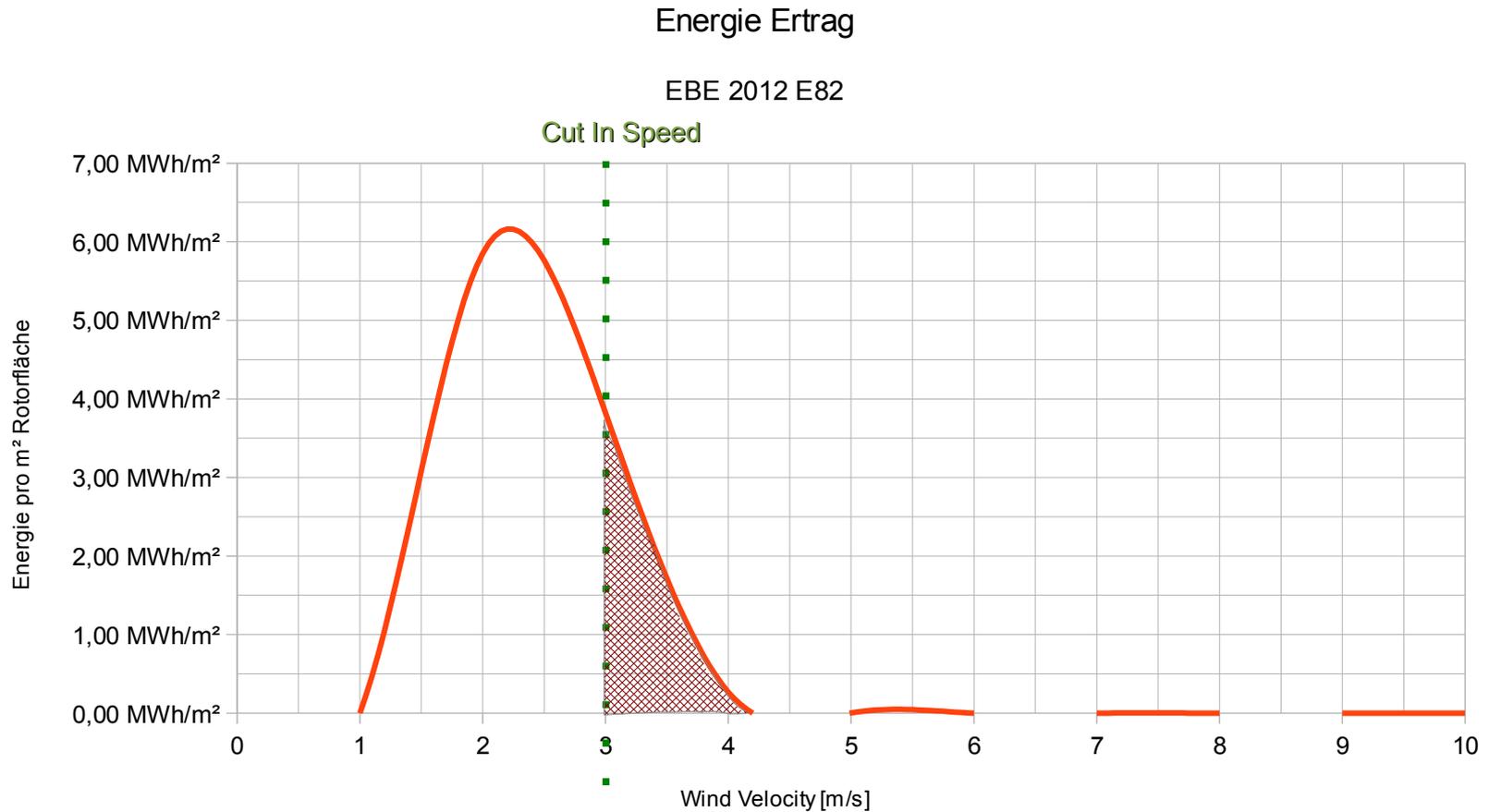
Jahresstunden Ebersberg 2012

N 48°04'44" E11°57'56" 571 über NN
14,5 km SE von Garkofen

Häufigkeit nach Rayleigh



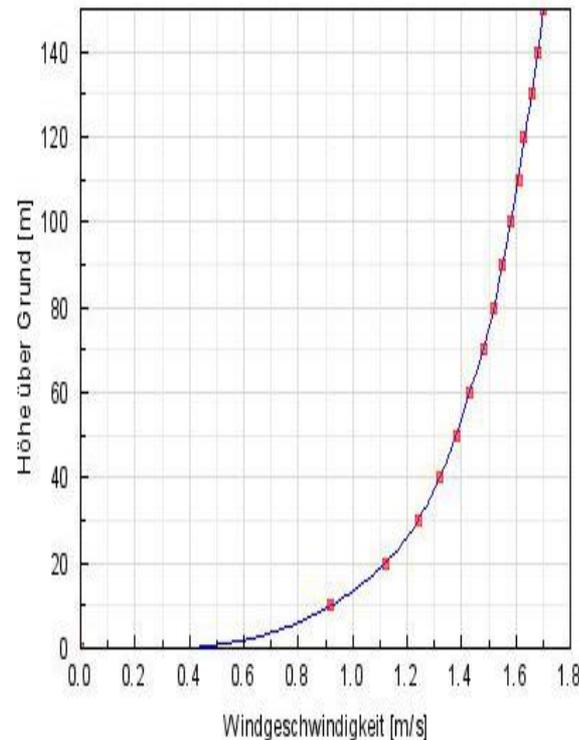
Ertrag Ebersberg 2012



Prognose auf 140 m Ebersberg 2012

Höhe über Grund	Windgeschwindigkeit
150 m	1.70 m/s
140 m	1.68 m/s
130 m	1.66 m/s
120 m	1.63 m/s
110 m	1.61 m/s
100 m	1.58 m/s
90 m	1.55 m/s
80 m	1.52 m/s
70 m	1.48 m/s
60 m	1.43 m/s
50 m	1.38 m/s
40 m	1.32 m/s
30 m	1.24 m/s
20 m	1.12 m/s
10 m	0.92 m/s

Vertikales Profil der
Windgeschwindigkeit



Jahresmittelwert $\bar{v} = 1,12 \text{ m/s}$

Bei vorgegebener Topographie und Jahresmittel $\bar{v}_{20} = 1,12 \text{ m/s}$ könnte auf 140 m Nabenhöhe eine Windgeschwindigkeit von $\bar{v}_{140} = 1,68 \text{ m/s}$ erwartet werden. Selbst bei *cut in speed* von 2 m/s ist der Ertrag unsicher.

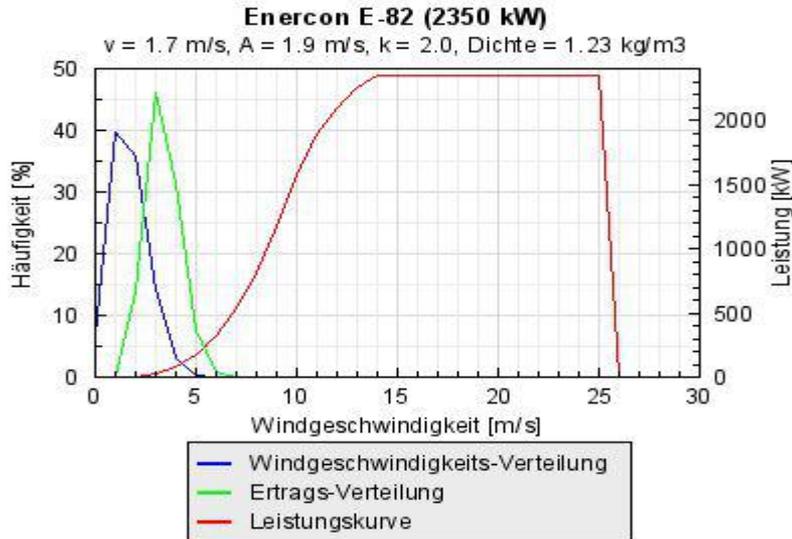


Ertrag auf 140 m mit E82 (Ebersberg)

Resultat

Hersteller	Enercon
Typ	E-82
Installierte Leistung	2'350 kW
Rotordurchmesser	82 m
Energieertrag	67'653 kWh/Jahr
Kapazitätsfaktor ¹	0.3%
Volllaststunden ²	29 h/Jahr
Betriebsstunden ³	4'684 h/Jahr

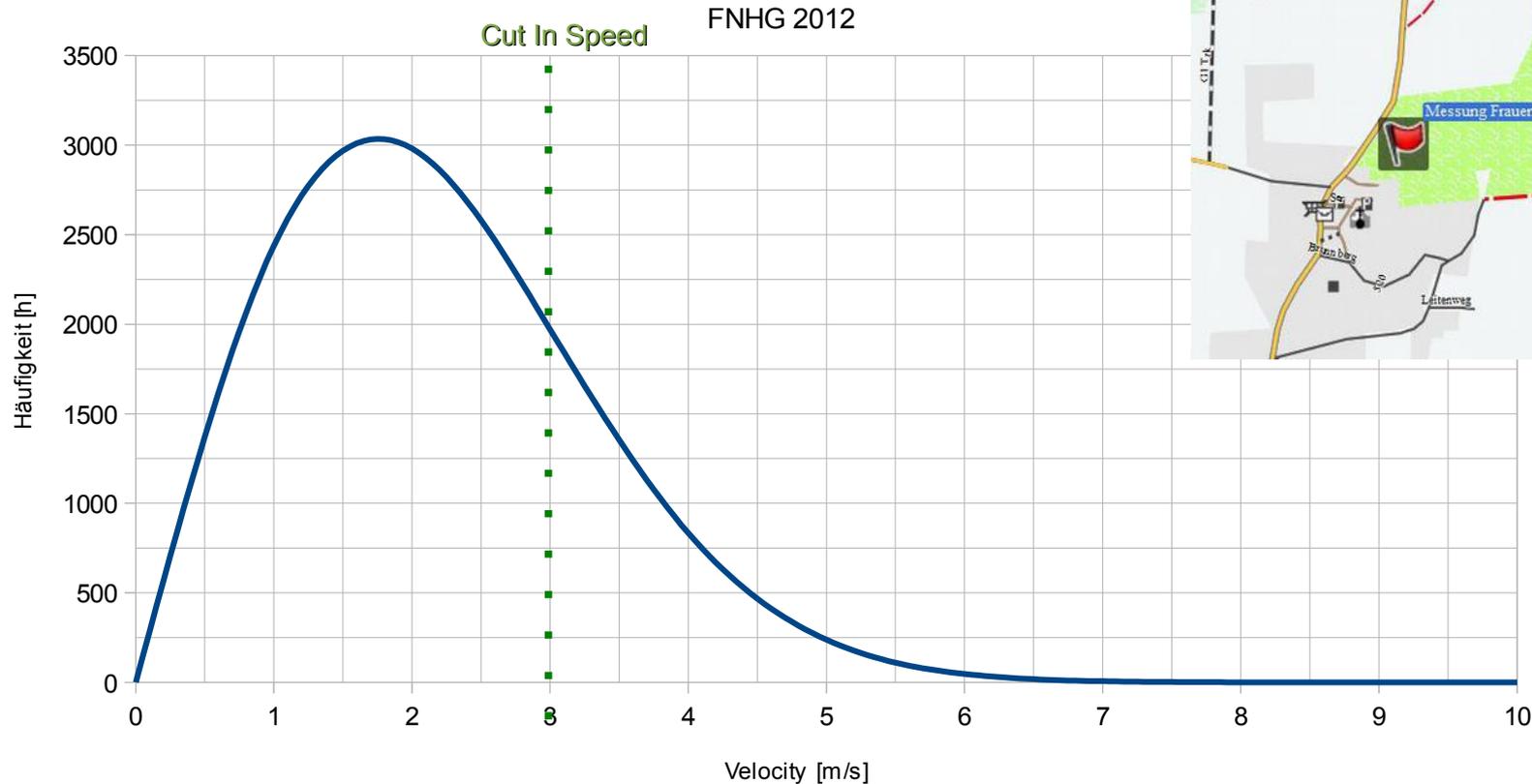
- Der Kapazitätsfaktor errechnet sich aus Volllaststunden dividiert durch die Jahresstundenzahl
- Der Energieertrag ist gleich Volllaststunden multipliziert mit der installierten Generatorleistung
- Die Betriebsstunden sind die erwarteten Energieproduktionsstunden



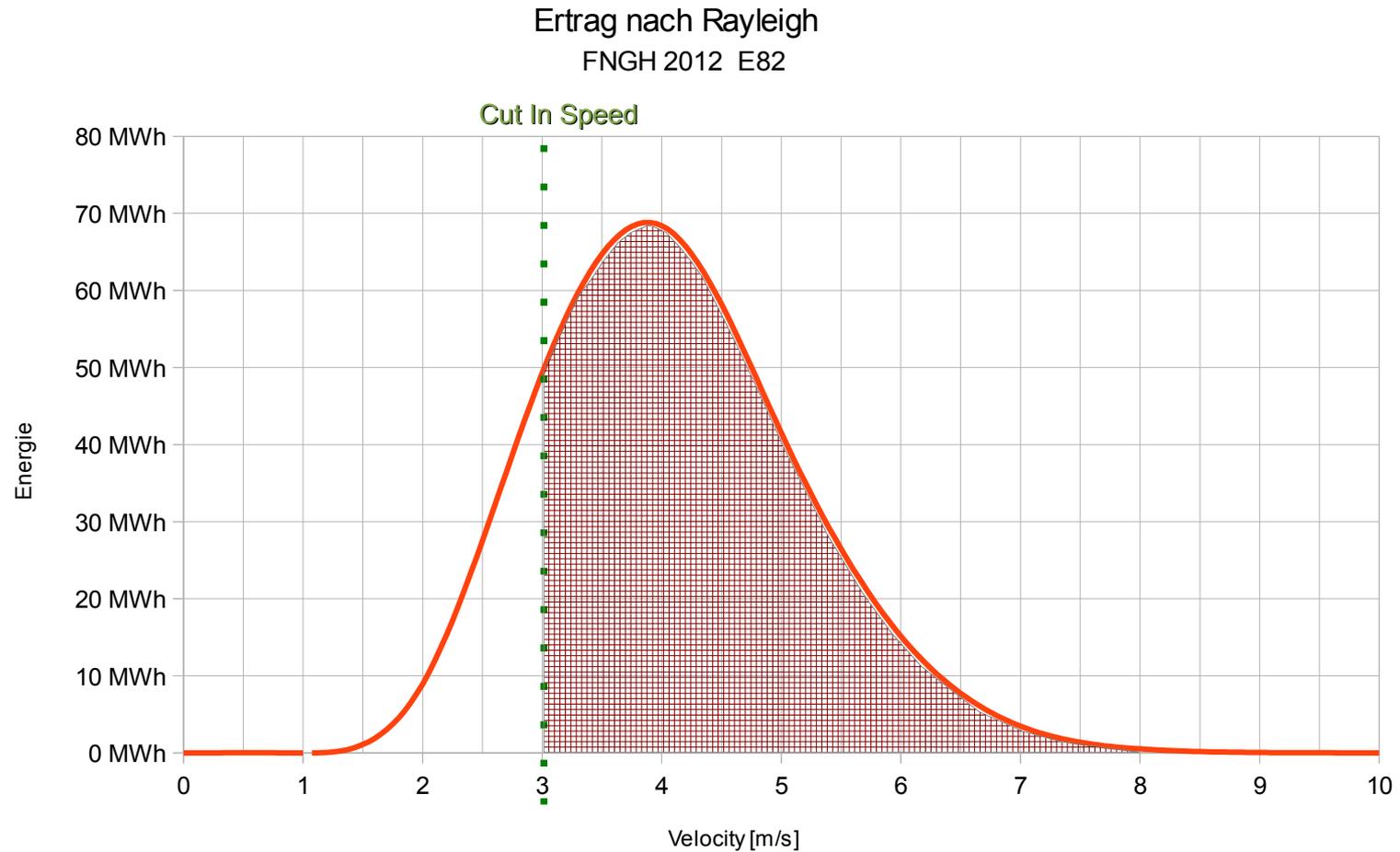
Jahresstunden Frauenneuharting 2012

Häufigkeit nach Rayleigh

N48 02 25.3 E12 02 58.8 521 m über NN
21 km SE von Garkofen

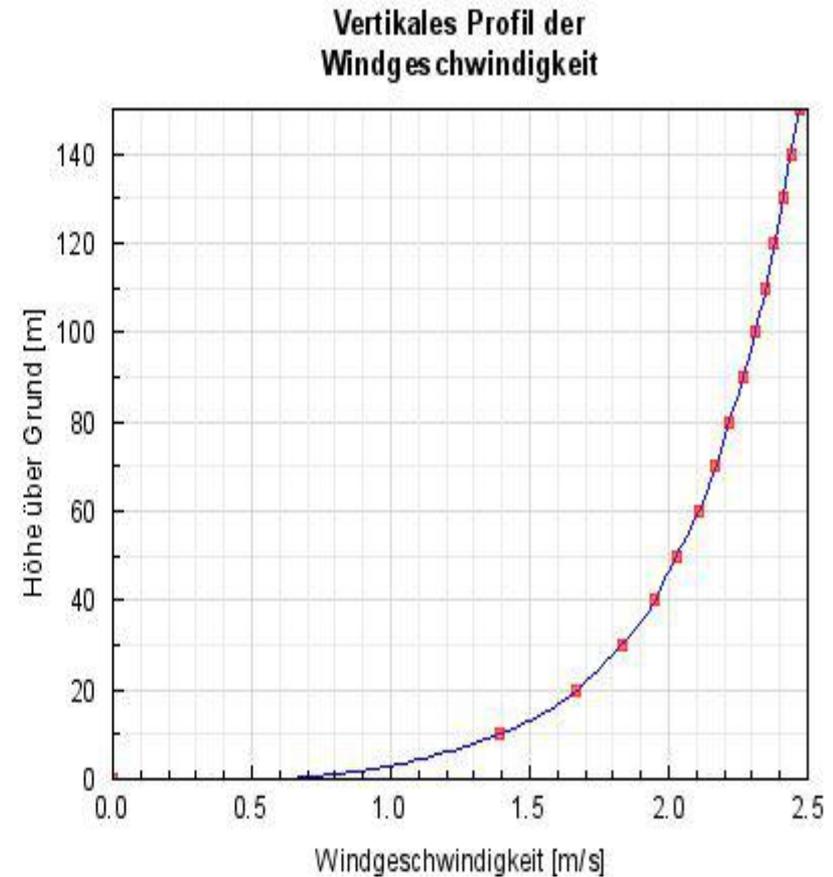


Ertrag Frauenneuharting 2012



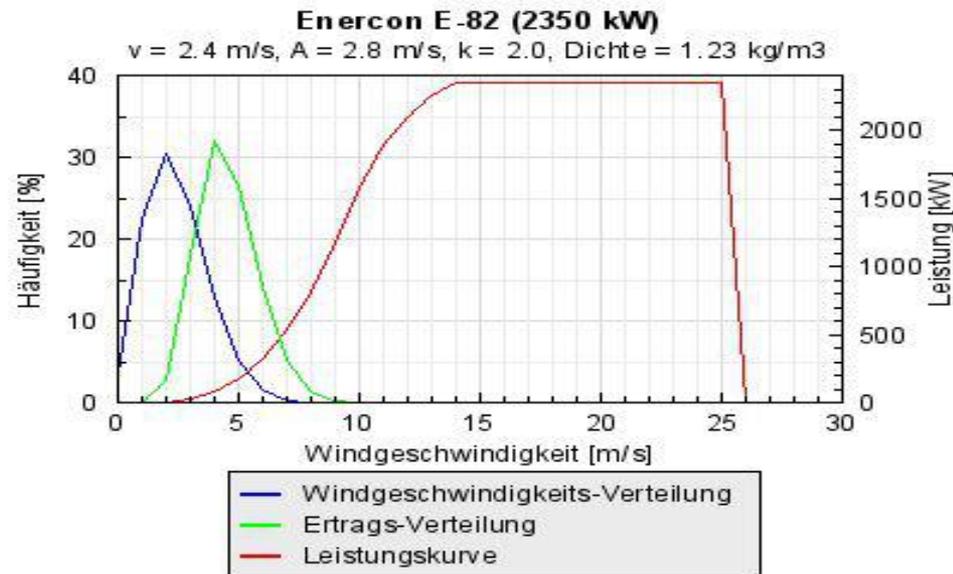
Hochrechnung auf 140 m Frauenneuharting 2012

Höhe über Grund	Windgeschwindigkeit
150 m	2.47 m/s
140 m	2.44 m/s
130 m	2.41 m/s
120 m	2.38 m/s
110 m	2.35 m/s
100 m	2.31 m/s
90 m	2.27 m/s
80 m	2.22 m/s
70 m	2.17 m/s
60 m	2.11 m/s
50 m	2.03 m/s
40 m	1.95 m/s
30 m	1.83 m/s
20 m	1.67 m/s
10 m	1.39 m/s



Abschätzung auf 140 m Frauenneuharting 2012

Hersteller	Enercon
Typ	E-82
Installierte Leistung	2'350 kW
Rotordurchmesser	82 m
Energieertrag	291'774 kWh/Jahr
Kapazitätsfaktor ¹	1.4%
Volllaststunden ²	124 h/Jahr
Betriebsstunden ³	6'510 h/Jahr



Vergleich der Jahresdaten für E 82

Ort	Garkofen	Ebersberg	Frauenneuharting	Kommentar
Leistung [MW]	2350	2350	2350	Die Ergebnisse lassen den
$V_{\text{mittel 140m}}$ [m/s]	4,07	1,68	2,44	Einfluss der Topographie deutlich
Kapazität [%]	7,6	0,3	1,4	erkennen. Im Vergleich erzielt Gar-
Volllaststunden [h]	667	29	124	kofen die höchsten Erträge. Jedoch
Betriebsstunden [h]	7844	4684	6510	sind die Volllaststunden > 2000 h bei
Ertrag [MWh]	1568,8	67,7	291,8	weitem nicht erreichbar.



-
- Grundlagen
 - Volatilität, Kinetik, Aerodynamik
 - Betzes Gesetz, Rechenverfahren
 - Leistung und Energie
 - Messort
 - Koordinaten
 - Höffigkeit
 - Ertrag
 - Prognose
 - **Zusammenfassung**



Zusammenfassung (1)

- Die Berechnungsverfahren müssen an die jeweiligen Anlagenkennlinien angepasst werden, um reale Erträge zu erhalten.
 - Die Luftdruckangaben beziehen sich in der Regel immer auf Normal Null und müssen auf die Orts- bzw. Nabenhöhe umgerechnet werden. Mit größer werdender Höhe nimmt der Druck ab und damit auch der zu erwartende Ertrag!
 - Grundsätzlich sollten in 1' Intervallen gemessen und die Daten ausgewertet werden. Bei un stetigen turbulenten Strömungsverhältnissen stellt eine 10' Intervall-Bemessung eine beträchtliche Fehlerquelle dar, die zu Fehlinterpretation führen kann.
 - Hohe Volatilität bei mittleren Strömungsgeschwindigkeiten (Garkofen bis Frauenneuharting) lassen keine oder ungenügende wirtschaftliche Nutzung erkennen.



Zusammenfassung (2)

- Die Messungen und ihre Auswertungen zeigen gute Übereinstimmung mit den bisherigen Erkenntnissen.
- Alle drei Stationen haben stark intermittierende Strömungsschwankungen.
- Trotz örtlicher kurzer Distanz (~21 km) konnten erhebliche Unterschiede des spezifischen Leistungsvermögen festgestellt werden.
 - Die vorhandene Geländeformation und Rauigkeit wirkt sich deutlich auf die Windgeschwindigkeit und damit auf die Kapazität der möglichen Anlagen aus.



Zusammenfassung (3)

- Der vielfach zitierte Bayerische Windatlas hat erhebliche Fehlerquellen und ist als Basis für Prognosen irrelevant.
 - Eine neue Version wird gegen Ende des Jahres erwartet.
- **Ein realer Standort ist nur nach langfristiger eindeutiger Messung festzulegen, da ansonsten Ertragsprognosen nicht zutreffen können!!**



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit.

???

