

# **Kritische Analyse der Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen anhand der Windhöufigkeit**

**Dipl. – Ing. Willy Fritz**

**Vaterstetten**

**20. 10. 2012**

# Hintergrund/Motivation

- **Windenergie wird sehr kontrovers diskutiert.**
- **Befürworter: saubere regenerative Energie, Wind ist kostenlos, etc. Entsprechend optimistische Prognosen.**
- **Gegner: nicht planbar, großräumige “Verspargelung“ der Landschaft, optische und akustische Belästigung der Anwohner, teilweise unrentabel. Entsprechend pessimistische Prognosen.**
- **Gegenstand des Vortrages: Wirtschaftlichkeit, Rentabilität anhand erbrachter Ertragsdaten.**

# Technik/Physik

Leistung einer Windkraftanlage (Strömungsmechanik):

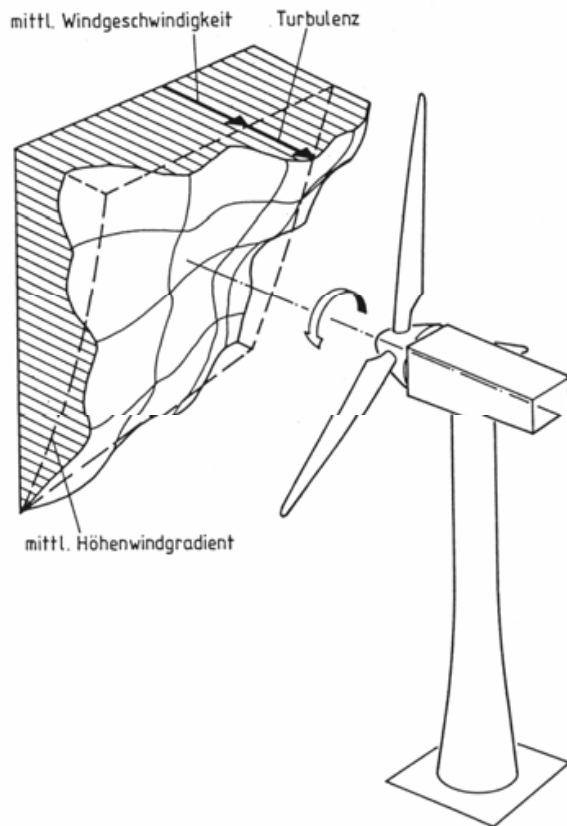
$$P = c_p \cdot c_t \cdot \pi \cdot r^2 \cdot \rho \cdot v^3$$

- r: Rotorradius in [m].  
c<sub>p</sub>: Aerodynamischer Wirkungsgrad des Rotors, ein Wert zwischen 0.4 und 0.5.  
c<sub>t</sub>: Turbinenwirkungsgrad (zwischen 0.8 und 0.97).  
ρ: Luftdichte (1.225 kg/m<sup>3</sup> in Meereshöhe).  
v: Windgeschwindigkeit senkrecht zur Rotorebene.

- Beeinflussbar durch Technik: Rotordurchmesser.
- Windgeschwindigkeit v indirekt durch höhere Nabenhöhe.
- Leistung proportional zur 3. Potenz der Windgeschwindigkeit,  
**10 % Fehler in Geschwindigkeit ergibt 30% Fehler in Ertrag!**

# Technik/Physik

**Windgeschwindigkeit ist nicht konstant über die Rotorfläche**



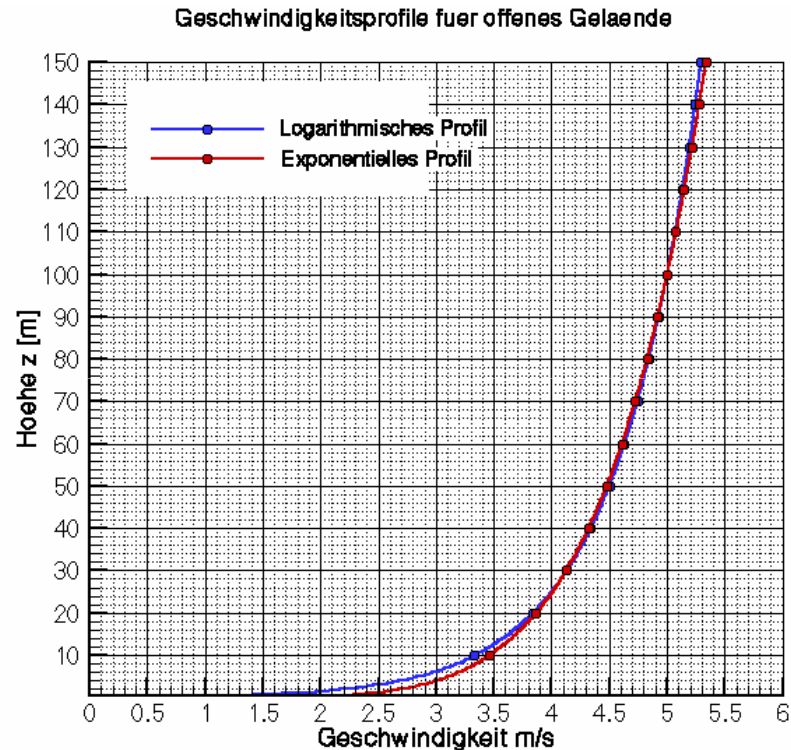
**Geschwindigkeit wird aufgeteilt in:**

- **Mittlere Windgeschwindigkeit.**
- **Turbulente Schwankungen.**
- **Turbulenz beeinflusst Belastung des Rotors.**
- **Mittlere Geschwindigkeit weist Höhenprofil. auf**

Bild aus: [www.energiwerkstatt.org](http://www.energiwerkstatt.org)  
"Energiesysteme – Windenergie, 03 – Windmessung"

# Technik/Physik

## Höhenprofil der Windgeschwindigkeit:



## Erfassung des Geschwindigkeitsprofils:

$$v(z) = v_r \cdot \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)}$$

= logarithmisches Höhenprofil,  
folgt aus der Strömungsmechanik.

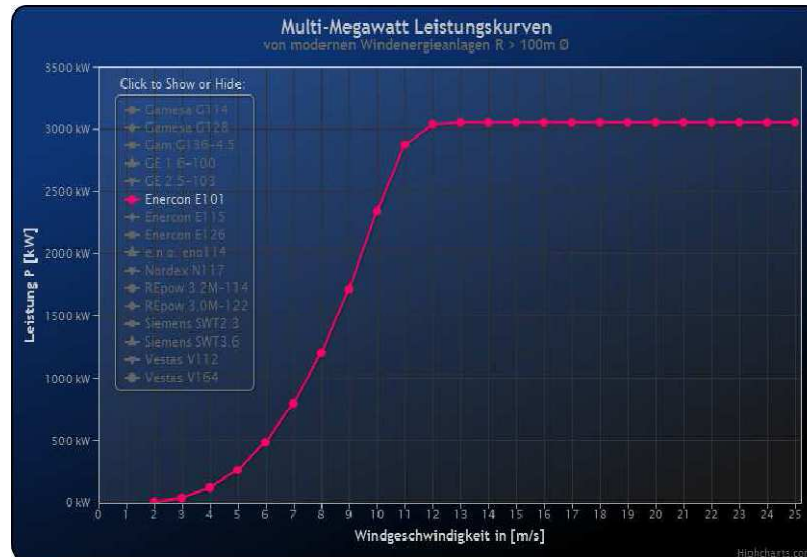
$$v(z) = v_r \cdot \left(\frac{h(z)}{h_r}\right)^{r_0}$$

= exponentielle Höhenformel, empirische  
Beziehung wird verbreitet angewandt.

Mit beiden Formeln kann aus einer in der Höhe  $z_r$  gemessenen Referenz-Geschwindigkeit  $v_r$  die Geschwindigkeit in anderen Höhen ermittelt werden.  $Z_0$  und  $r_0$  sind von der Oberflächenbeschaffenheit (Feld/Wald) abhängig.

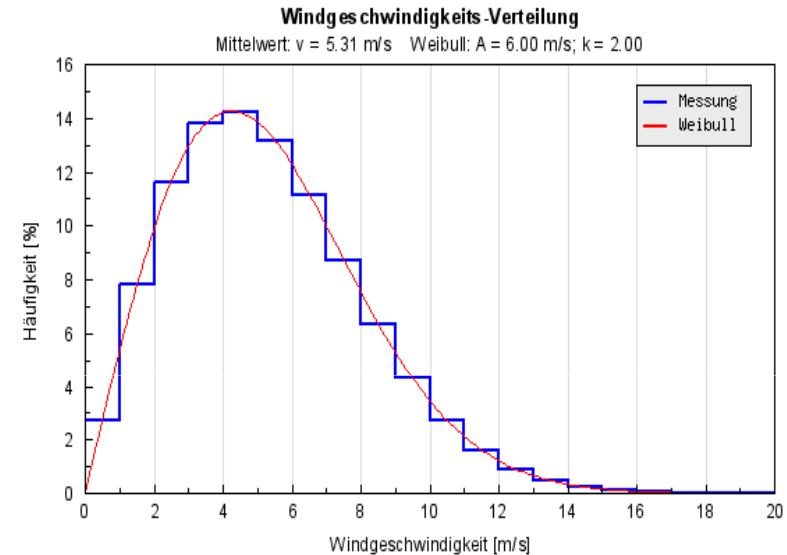
# Technik/Physik

## Prognose des Jahresertrages:



Leistungskennlinie einer Enercon E-101

<http://www.windenergie-im-binnenland.de/powercurve.html>



Aus: <http://www.wind-data.ch/tools/weibull.php>

Anhand der Leistungskennlinie der WKA und einer über das Jahr angenommenen Häufigkeitsverteilung (entweder gemessen oder Statistik) erfolgt die Prognose des Jahresertrages. Hierzu gibt es im Internet sog. Ertragsrechner, z. B.

<http://www.wind-data.ch/tools/>

Umgekehrt kann bei bekanntem Ertrag die zu Grunde liegende mittlere Jahresgeschwindigkeit rückermittelt werden.

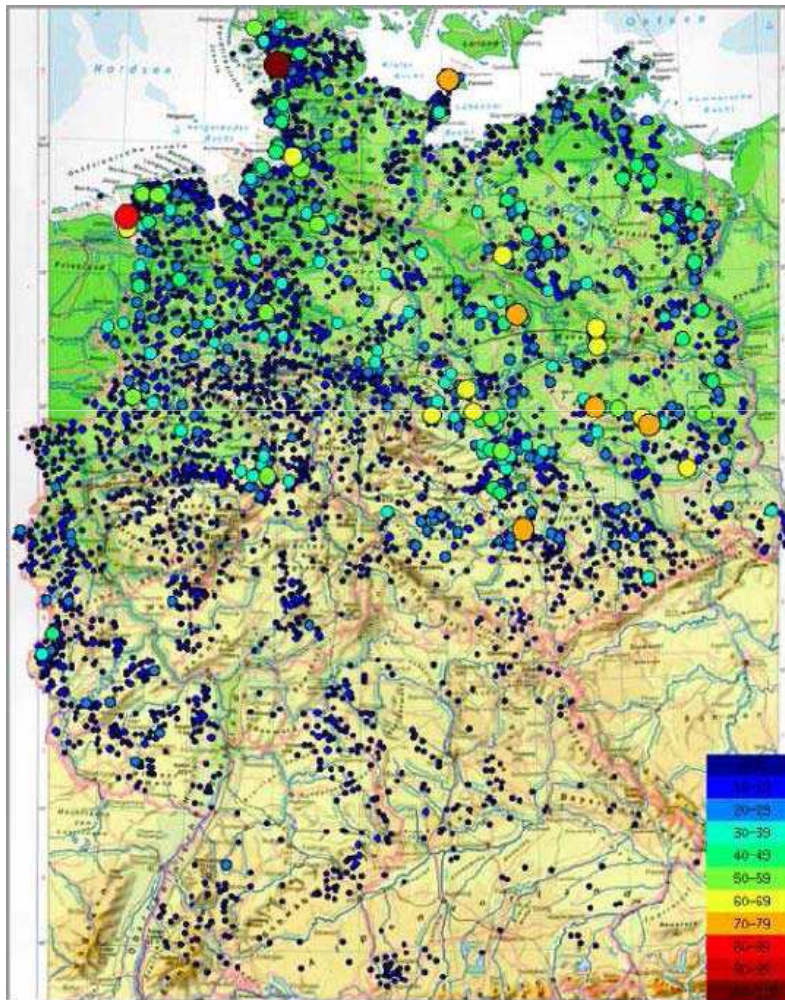
# Technik/Physik

## Beurteilung der Wirtschaftlichkeit, Volllaststunden:

- Wegen der Häufigkeit der mäßigen Windstärken können WKAs ihre hohe Nennleistung nur selten erbringen.
- Nennleistung sagt also nichts aus über die Leistungsfähigkeit.
- Auch "...können so und soviel Haushalte mit Strom versorgt werden.." ist kein Maß für Effektivität.
- Volllaststunden (VLh) sind ein Maß für die Wirtschaftlichkeit eines Standortes.
- **Definition: Quotient aus Jahresertrag dividiert durch Nennleistung.**
- Anhand der erbrachten Erträge einfach zu ermitteln.
- Dennoch teilweise optimistische Angaben und Schätzungen
- Volllaststunden geben an, wie viele Stunden im Jahr eine Anlage hätte mit Nennlast laufen müssen um den Jahresertrag zu erbringen, den Rest des Jahres hätte sie dann stillstehen können.
- Beispiele: WKA 1.550 VLh (Bundesdurchschnitt 2011), KKW Grundremmingen 7.400 VLh. (Quelle Wikipedia). Ein Jahr hat 8760 h.

# Situation in Deutschland

## Verteilung der Windkraftanlagen in Deutschland (2010)



**Konzentration in Küstenländern,  
Norddeutscher Tiefebene, in Mittelgebirgen  
und an Westwindlagen.**

**Dünn gesät in Baden-Württemberg und  
Bayern.**

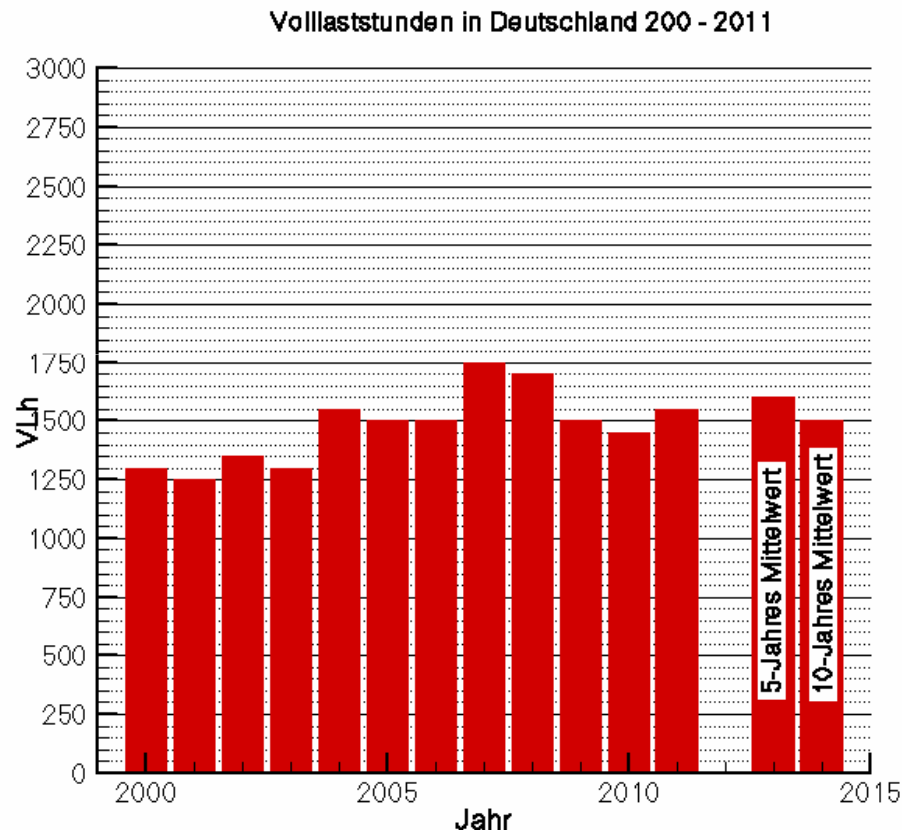
**Beide Bundesländer hatten bisher WKAs  
vernachlässigt, da eher Schwachwindländer.**

**Nun: "schlechtes Gewissen" der Politiker?  
Bedingungsloser Ausbau der WKAs ohne  
Rücksicht auf Wirtschaftlichkeit?**



# Situation in Deutschland

## Volllaststunden in Deutschland (Bundesdurchschnitt)



Datenquellen:

Fraunhofer IWES (Institut für Windenergie und Systeme), EEX Strombörse Leipzig. (European Energy Exchange).

Die VLhs wurden anhand von tatsächlich abgerechneten Erträgen ermittelt, nicht aus irgendwelchen Hochrechnungen.

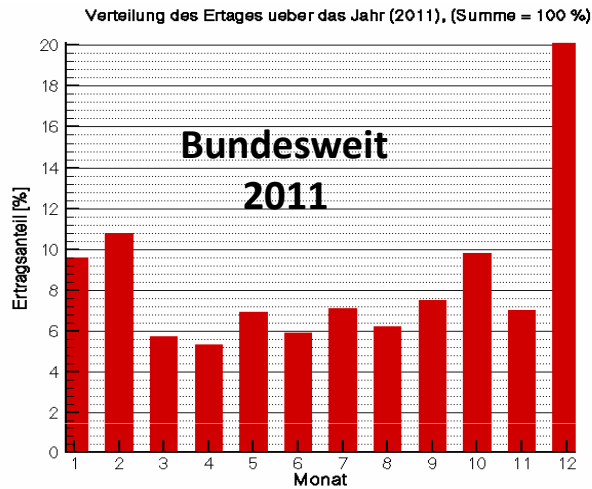
Ein "Technologiesprung" durch den Einsatz modernerer Windkraftanlagen ist nicht zu erkennen. (In Prognosen wird von 2.200 VLh bundesweit ausgegangen.

Das Deutsche Windenergieinstitut (DEWI) Setzt für einen wirtschaftlichen Betrieb 2000 VLh an.

Mittelwert kommt aus Werten oberhalb des Mittelwertes (Küstenländer, Offshore, bis zu 3.000 VLh, Und aus Werten deutlich unterhalb des MW (Binnenländer BW, BY ) zustande.

# Situation in Deutschland

## Verteilung der Windhöffigkeit über das Jahr



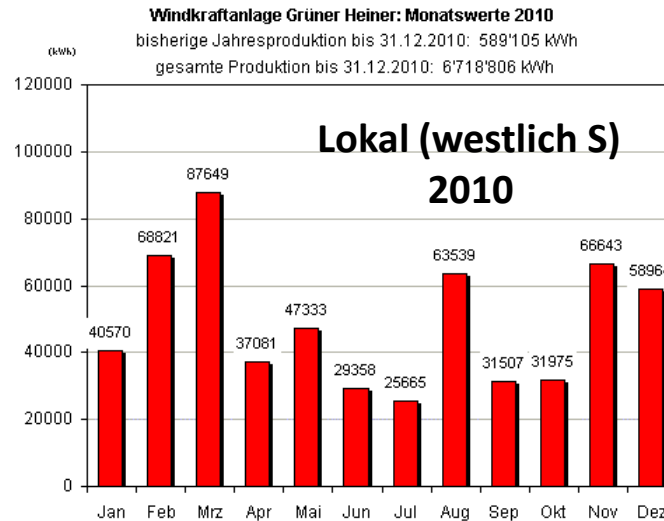
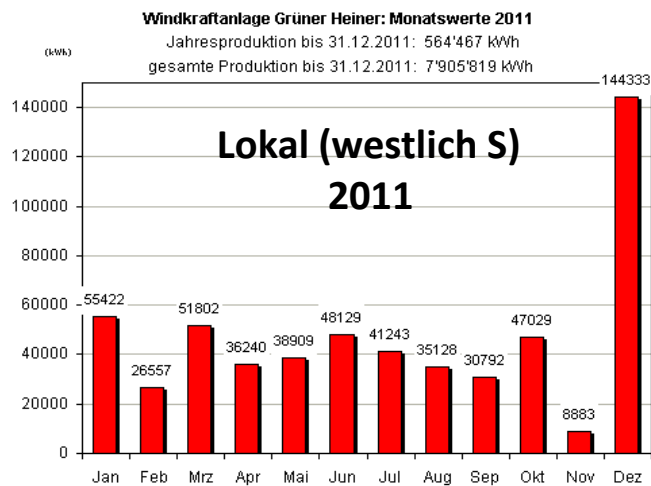
Windhöffigkeit in Deutschland unterliegt erheblichen Schwankungen, ist extrem von saisonalen Extremen abhängig.

Datenbasis: IWR Windertragsindex.

<http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index.html>

Verteilung und Extreme unterliegen jährlichen Schwankungen.

Windenergie ist kaum planbar!

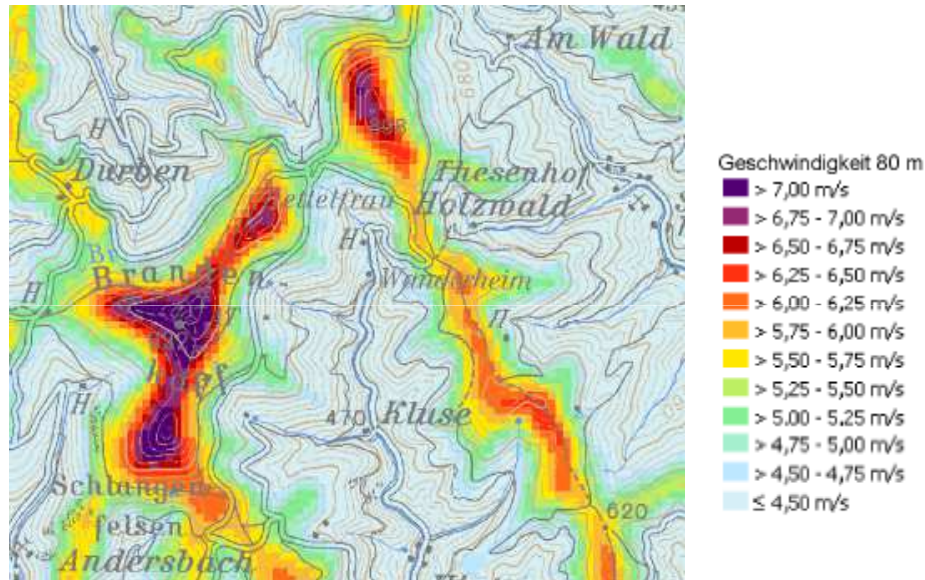


Lokale Ertragsdaten: [http://www.gruenerheiner.de/heiner\\_production.htm](http://www.gruenerheiner.de/heiner_production.htm)

# Situation in Süddeutschland

## Prognosehilfe Windatlas

- Windatlanten (z. B. BW oder BY) geben flächige Verteilung der Windgeschwindigkeit an
- Es handelt sich um errechnete Werte mit entsprechenden Unsicherheiten.
- Werden hinsichtlich Güte und Genauigkeit erheblich angezweifelt.



Ausschnitt aus Windatlas Baden-Württemberg  
(brsweb.lubw.baden-wuerttemberg.de/)

Z. B. BW, Brandenkopf Nordschwarzwald:

- 945 m hoher Kegelberg.
- Erreichte mit 1 MW Anlage 2009 2300 VLh.
- “Vorzeiganlage“ in BW
- Gemessene Windgeschwindigkeit in 70 m Nabhöhe: 5,9 m/s.
- Im Windatlas angegeben: > 7,00 m/s.

Oder:

- Titisee, Südschwarzwald.
- 100 m Nabhöhe, Windatlas 6 – 6,5 m/s
- Enercon Gutachten: 5,5 m/s.

(“Windenergieanlagen Planung und Einfluss auf den Luftsport“,  
Vortrag von Hanjsörg Jung, 2012)

- Windgeschwindigkeiten deutlich unter den optimistischen Prognosen!
- “Der Bayerische Windatlas wird als Planungsinstrument ständig verwendet, ist aber wenig bis nicht geeignet (z.B. bei bewaldeten Höhenzügen); Fehlplanungen im großen Stil sind zu befürchten! “

([http://solarinitiativen.rosolarwiki.de/wp-content/uploads/120127\\_Niebauer\\_Vortrag.pdf](http://solarinitiativen.rosolarwiki.de/wp-content/uploads/120127_Niebauer_Vortrag.pdf))

# Situation in Süddeutschland

## Optimistische Zukunftsprognosen

**“Der Bayerische Energieatlas weist für Bayern bei Nabenhöhen von 140 m vielerorts Windhöffigkeiten größer 5 m/s aus. Moderne Windräder weisen eine Leistung von 2 MW und größer auf. Die Volllaststunden in Bayern bewegen sich von 1800 h im Süden bis 2500 h im Norden.“**

(Zitat aus Bund Naturschutz in Bayern e. v.  
“Pro Windkraft in Bayern“)

### Oder:

- **Bei Nutzung von 2% der Fläche Baden-Württembergs ergeben sich 23 GW installierbare Leistung**
- **Die Erträge liegen im Mittel bei 1953 Volllaststunden.**
- **Daraus ergeben sich 45 TWh (potenzieller Energieertrag)**

Aus: “Windenergiepotenzial Baden-Württemberg“, Flyer des Bundesverbandes der WindEnergie e.V  
Im Auftrag der Landesregierung von BW.

**Zur Erinnerung: der Bundesdurchschnitt betrug 2011 1.550 Volllaststunden, ermittelt aus abgerechneten Erträgen nicht aus Potenzialanalysen.**

# Situation in Süddeutschland

..Und die Realität in Bayern..

2010 (Die Daten für 2011 sind noch nicht öffentlich verfügbar):

Installierte Windanlagen in Bayern:	410
Installierte Nennleistung:	488 MW
(Datenquelle: DEWI Report 2010)	
Windstromertrag:	602.000 MWh
(Datenquelle: Agentur für erneuerbare Energie)	

**Dies ergibt  $602.000\text{MWh}/488\text{MW} = 1.233\text{ VLh!!!}$**

Tatsächlich in 2010 erbracht und nicht hochgerechnet.

# Situation in Süddeutschland

Wie sieht die Realität aus?



**Windpark Simmersfeld, Nordschwarzwald, BW, Lkrs. Calw, auf einer 900 m Hochebene.  
Derzeit noch der größte Windpark in BW, als "Leuchtturmprojekt" gefeiert.**

(Bild aus: [http://www.energie-rhoen.de/doc/absi2010/Windkraft\\_Bayern\\_Haekner.pdf](http://www.energie-rhoen.de/doc/absi2010/Windkraft_Bayern_Haekner.pdf)).

# Situation in Süddeutschland

## Wie sieht die Realität aus? Beispiel Simmersfeld



(Ausschnitt aus Google Maps)

**Insgesamt 14 WKAs,  
4 Vestas V80 (100 m Nabenhöhe, 80 m Rotor),  
10 Vestas V90 (125 m Nabenhöhe, 90 m Rotor).  
<http://wikimapia.org/19247428/de/Windpark-Simmersfeld>  
Jeweils 2 MW Nennleistung, insgesamt installierte  
Leistung: 28 MW.  
Ertragsprognose: 64 GWh oder ca. 2.300 VLh.**

**Seit 4 Jahren liegt der Ertrag weit unter den Erwartungen. (Quelle Stuttgarter Nachrichten)**

<http://www.stuttgarter-nachrichten.de/inhalt.windkraft-laues-lueftchen-statt-steifer-brise.525b4070-3303-4935-8667-9fd689f903a3.html>

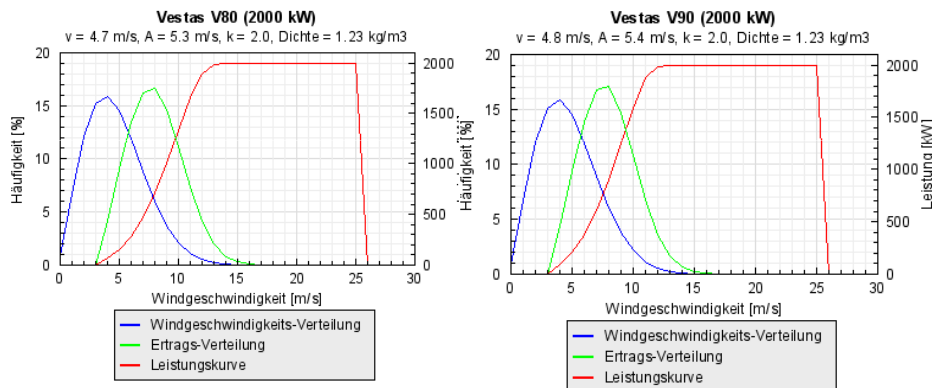
**So z. B. 2010: 34 GWh. Dies ergibt 1.214 VLh, weit unter der vom DEWI angegebenen Wirtschaftlichkeitsschwelle von 2000 VLh!**

**Es wurden 2 unabhängige Windgutachten erstellt. Angeblich wurden 6 m/s gemessen. Anhand der in <http://www.energymap.info> veröffentlichte Ertragsdaten der einzelnen Turbinen lässt sich für 2010 eine maximale mittlere Windgeschwindigkeit von 4,8 m/s rückrechnen. Der Windpark wurde nur aufgrund einer völligen Fehleinschätzung der Windhöflichkeit gebaut!**

# Situation in Süddeutschland

## Wie sieht die Realität aus? Beispiel Simmersfeld, Höheneinfluß

In Simmersfeld stehen WKAs mit unterschiedlichen Nabenhöhen (100 m, 125 m). (Vestas V80 und Vestas V90 mit jeweils 2 MW Nennleistung, Rotordurchmesser 80 m, 90 m). Anhand der in <http://www.energymap.info> veröffentlichten Ertragsdaten und unter Kenntnis der Leistungskennlinie kann die jeweils herrschende Windgeschwindigkeit rückgerechnet werden. (<http://www.wind-data.ch/tools/powercalc.php>)



**Ertragsdaten (maximale Erträge):**  
**V80: 2,226 GWh 100 m Nabenhöhe**  
**V90: 2,769 GWh 125 m Nabenhöhe**

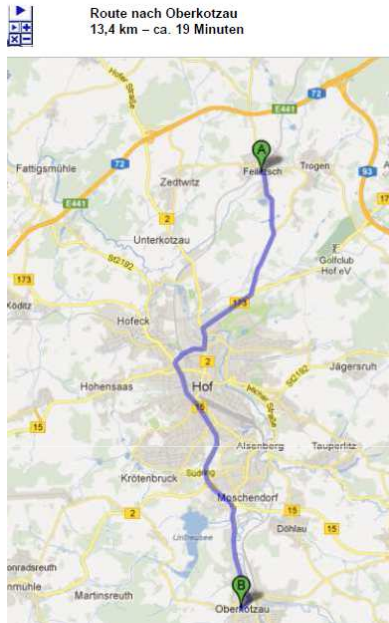
Scheinbar höherer Ertrag in 125 m Nabenhöhe. Allerdings bei nahezu gleicher mittlerer Geschwindigkeit. (Die genauen Werte sind 4,72 und 4,75 m/s). D.h. der höhere Ertrag kommt durch den größeren Rotor, die Geschwindigkeitszunahme mit der Höhe ist hier vernachlässigbar!

**Ergo: Man sollte die so optimistisch eingeschätzten höheren Geschwindigkeiten mit zunehmender Höhe nicht überbewerten!**



# Situation in Süddeutschland

## Beispiel Oberkotzau bei Hof



**Aus:**

[http://www.thewindpower.net/windfarm\\_de\\_3252\\_haidberg-oberkotzau.php](http://www.thewindpower.net/windfarm_de_3252_haidberg-oberkotzau.php)

**Generalities:**

**Name des Windparks : Haidberg Oberkotzau**

**Land : Deutschland**

**Region / Bereich : Bayern**

**Insgesamt Energie : 6 MW**

**Ungefähre jährliche Produktion : 15 GWh**

**(für den angenommenen Wert von  
2 500 Volllaststunden im Jahr)**

(Ausschnitt aus Google Maps)

**Datum der Inbetriebnahme : 2007, 3 Windkraftanlage(n) Vestas V90/2000**

**(Nennleistung 2000 kW, Durchmesser 90 m), Turmhöhe : 105 m**

**Gesamte installierte Energie : 6 000 kW**

*Update des Datensatzes : 10/2010*

***The Wind Power ist eine weltweite Datenbank über Windkraftanlagen und Windparks.***

***Es beinhaltet Daten über Windparks, Hersteller und deren Produktportfolio,***

***Projektentwickler und Betreiber. (Eigenwerbung)***

# Situation in Süddeutschland

## Beispiel Oberkotzau bei Hof

Realität, Erträge von 2010 (aus <http://www.energymap.info>)

07.12.2007;21925;95145;Oberkotzau;Haideck 0;E21875011000000000000371310600000;Windkraft;;2.000;05 (MS);;E.ON Bayern AG;;TenneT TSO GmbH;2.654.092;3.021.894;1.510;WiK101-----07;OK  
27.12.2007;21925;95145;Oberkotzau;Haideck 0;E21875011000000000000377043400000;Windkraft;;2.000;05 (MS);;E.ON Bayern AG;;TenneT TSO GmbH;2.653.299;2.898.579;1.449;WiK101-----07;OK  
27.12.2007;21925;95145;Oberkotzau;Haideck 0;E21875011000000000000377043500000;Windkraft;;2.000;05 (MS);;E.ON Bayern AG;;TenneT TSO GmbH;2.653.299;2.898.579;1.449;WiK101-----07;OK

**Hervorgehoben: Nennleistung (kW) und Jahresertrag 2010 (kWh)**

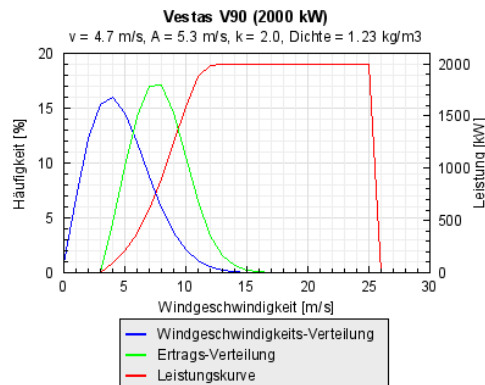
**Dies ergibt 1.327 VLh! Errechnet aus tatsächlichen Ertragsdaten.**

**Gesamtertrag: 8 GWh (gerundet).**

**(Das DEWI sieht die Wirtschaftlichkeit bei 2.000 VLh)**

**Anhand des Jahresertrages kann wieder die tatsächliche mittlere**

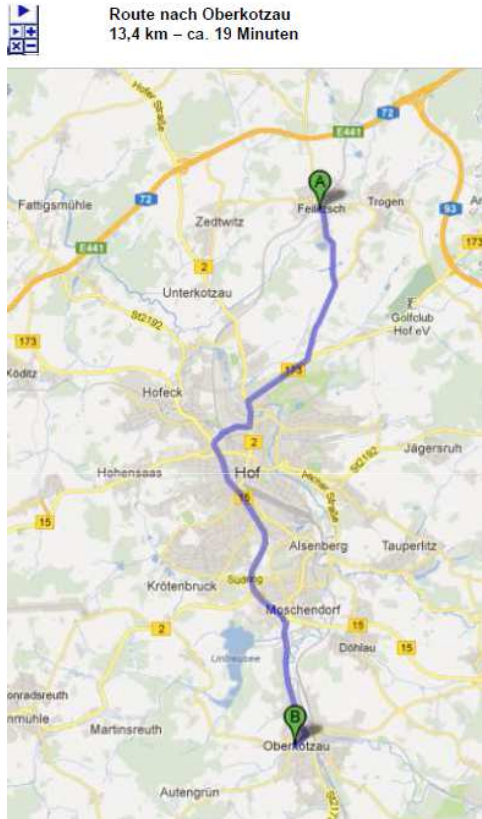
**Geschwindigkeit rückgerechnet werden (<http://www.wind-data.ch/tools/powercalc.php>):**



**Um also diesen Ertrag zu erbringen, muß in Nabenhöhe (105) m eine mittlere Windgeschwindigkeit von 4,7 m/s geherrscht haben.**

# Situation in Süddeutschland

## Beispiel Oberkotzau/Feilitzsch bei Hof



Rechnet man die 4,7 m/s von Oberkotzau (105 m Nabenhöhe) Nach den gängigen Methoden auf 140 m Nabenhöhe um, ergeben sich 5,11 m/s.

Im Luftlinie nur 10 km entfernten zukünftigen Windpark Feilitzsch geht man dagegen von 6,6 m/s in 140 m Höhe aus:

(Ausschnitt aus Google Maps)

**“Die Gutachter errechneten eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,6 Metern pro Sekunde.“**

[http://www.ecoreporter.de/index.php?id=233&no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=41029&tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=2](http://www.ecoreporter.de/index.php?id=233&no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=41029&tx_ttnews%5BbackPid%5D=2)

# Situation in Süddeutschland

## Beispiel Schweitenkirchen

- Schweitenkirchen-Hueb, A9, Ausfahrt Pfaffenhofen/Ilm
- Enercon E-66/18.70
- Nabenhöhe 98 m, Rotordurchmesser 70 m
- Nennleistung 1.800 kW

Daten und Bild aus:

<http://www.beermann-energiesysteme.de/windkraft/referenzen5.htm>



Ertragsdaten (2010) Quelle: <http://www.energymap.info>

01.06.2002;24067;85301;Schweitenkirchen;Flur-Nr. 260 Gemarkung Sünzhausen;E21875011000000000000301424700000;Windkraft;;  
1.800;05 (MS);;E.ON Bayern AG;;TenneT TSO GmbH;2.288.802;2.571.348;1.428;WiK72a-----02;OK

**Hervorgehoben: Nennleistung (1.800 kW), Jahresertrag (2.288.802 Kwh)**

**Dies ergibt 2.288.802 kWh/1.800 kW = 1.271 VLh!**

# Situation in Süddeutschland

## Beispiel Fröttmaning

- Fröttmaninger “Berg“ (erhebt sich 70 m über Umgebung)
- Enercon E-66
- Nabenhöhe 70 m, Rotordurchmesser 66 m
- Nennleistung 1.500 kW
- “Produziert im Jahr rund 2.300 MWh elektrischer Energie“  
(1 MWh = 1.000 kWh)

Angaben und Bild aus:

[http://de.wikipedia.org/wiki/Windkraftanlage\\_Fröttmaning](http://de.wikipedia.org/wiki/Windkraftanlage_Fröttmaning)



Ertragsdaten (2010) Quelle: <http://www.energymap.info>

01.05.1999;21179;80939;München;Freisinger Landstraße 189;E21016010000000000000Prov102500001;Windkraft;;1.500;05  
(MS);;SWM Infrastruktur GmbH (SW München);;TenneT TSO GmbH;1.726.466;1.922.417,2;1.281;WiK71a-----01;OK

**Hervorgehoben: Nennleistung (1.500 kW), Jahresertrag (1.726.466 kWh).**

**Dies ergibt  $1.726.466 \text{ kWh} / 1.500 \text{ kW} = 1.151 \text{ VLh}$ ! (2011: 1223 VLh).**

**Langjähriges Mittel: 1.281 VLh.**

# Situation in Süddeutschland

## Folgerungen für Vaterstetten

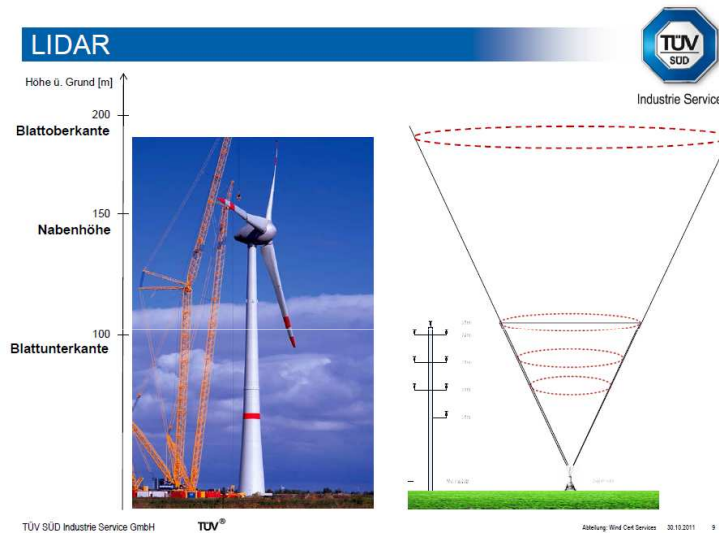
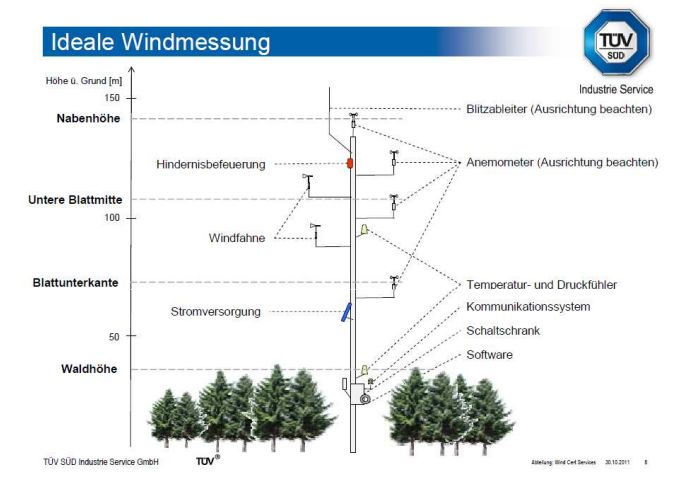
- Die Windverhältnisse können nicht völlig anders sein, als in Fröttmaning.
- Volllaststunden lassen sich nicht 1:1 übertragen, da andere Anlage.
- Aus Ertragsdaten für Fröttmaning rückgerechnete mittlere Geschwindigkeit: ca. 5 m/s.
- Nabenhöhe (Fröttmaning) 70 m, Hügel erhebt sich 70 m über Umgebung.
- In Nabenhöhe also etwa Verhältnisse wie in 140 m über Umgebung.
- Ergibt für Vaterstetten eine zu erwartende mittlere Geschwindigkeit von 5 m/s in 140 m Nabenhöhe.
- Passt in das Raster der Potentialanalyse des Gutachters Markert (4,5 – 5,5 m/s).
- Laut Ausführungen in Vortrag von Johann Richter (24. 10. 2011) zu wenig für wirtschaftlichen Betrieb.

# Situation in Süddeutschland

## Folgerungen für Vaterstetten

Windmessung sollte nach Anforderungen “Ideale Windmessung” des TÜV SÜD erfolgen, unabhängig von wem die Messung durchgeführt wird.

<http://www.windenergietage.de/20F1261220.pdf>



- Profilmessung von Blattunterkante bis Nabhöhe mit Anemometermessung.
- LIDAR Messung von Nabhöhe bis Blattoberkante.
- Nur so ist eine genaue Erfassung des Geschwindigkeitsprofils über die Rotorhöhe möglich.
- Für genaue Ertragsprognosen ist ein genaues Geschwindigkeitsprofil erforderlich. (Geschwindigkeit geht in 3. Potenz in die Ertragsberechnung ein).
- Auch Messungen sind nicht exakt! TÜV SÜD z. B. gibt die maximale Ungenauigkeit mit 8,5 % an. <http://www.windenergietage.de/20F1261220.pdf>
- **D.h. ca. 24% Unsicherheit in der Ertragsprognose, auch bei Messung der Geschwindigkeit.**

# Fazit

- **Neben einigen windhöffigen Standorten wie z.B. Uffenheim (Lkr. NEA, 2050 VLh in 2010) Adelshofen (Lkr. AN, 2016 VLh in 2010), etc. Liegt die Zahl der VLh in den meisten Bayerischen Standorten deutlich unter 2000 VLh. (Erkennbar auch am Landesdurchschnitt von 1233 VLh in 2010).**
- **Anhand der erwiesenen Windhöffigkeit der näheren Umgebung ist zu erwarten, dass auch in Vaterstetten keine 2000 VLh erreicht werden.**
- **Der Windmessung kommt somit erhöhte Bedeutung zu.**
- **Die wichtigsten Ergebnisse (mittlere Windgeschwindigkeit, Ertragsprognose) sollten offengelegt werden, um potentiellen Anlegern eine Beurteilung des Risikos zu ermöglichen.**



**Vielen Dank für Ihre  
Aufmerksamkeit!**