

WINDPARK BUOCHER HÖHE, WINDMESSUNG

WILLI FRITZ

Die Leistung einer Windturbine ist gegeben durch die Beziehung:

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

Hierin ist P die Leistung, sie ergibt sich anhand der Dimensionen in [Nm/s] oder in [Watt].

- r: Rotorradius in [m]
- c_p : Aerodynamischer Wirkungsgrad des Rotors, ein Wert zwischen 0.4 und 0.5
- c_t : Turbinenwirkungsgrad (zwischen 0.8 und 0.97)
- ρ : Luftdichte (1.22 kg/m³ in Meereshöhe)
- v: Windgeschwindigkeit senkrecht zur Rotorebene.

Die Wirkungsgrade hängen von der Windgeschwindigkeit ab, bei niedrigen Geschwindigkeiten gelten die kleineren Werte, bei höheren Geschwindigkeiten die größeren Werte. Mit diesen Daten kann man nun für jede Windgeschwindigkeit die Leistung einer Turbine ermitteln. Nun ist aber die Windgeschwindigkeit nicht konstant, sondern variiert über die Rotorhöhe, bei hügeligem Gelände auch über die Rotorbreite, wie Abb. 1 zeigt.

Deshalb teilt man die Windgeschwindigkeit auf in eine mittlere Windgeschwindigkeit und überlagerte zeitlich schwankende Turbulenzen. Die mittlere Windgeschwindigkeit wird dann in der Regel durch die sogenannte logarithmische Höhenformel beschrieben, nach der man bei einer in einer bestimmten Höhe bekannten Geschwindigkeit die Geschwindigkeiten in anderen Höhen ausrechnen kann. Auf diese Art berücksichtigen die Turbinenhersteller bei der Ermittlung der Leistungskennlinie die Variation der Geschwindigkeit über die Rotorhöhe, in Abhängigkeit von der Geschwindigkeit in Nabenhöhe. So erhält man beispielsweise für die Enercon E 101 die in Abb. 2 dargestellte Leistungskennlinie:

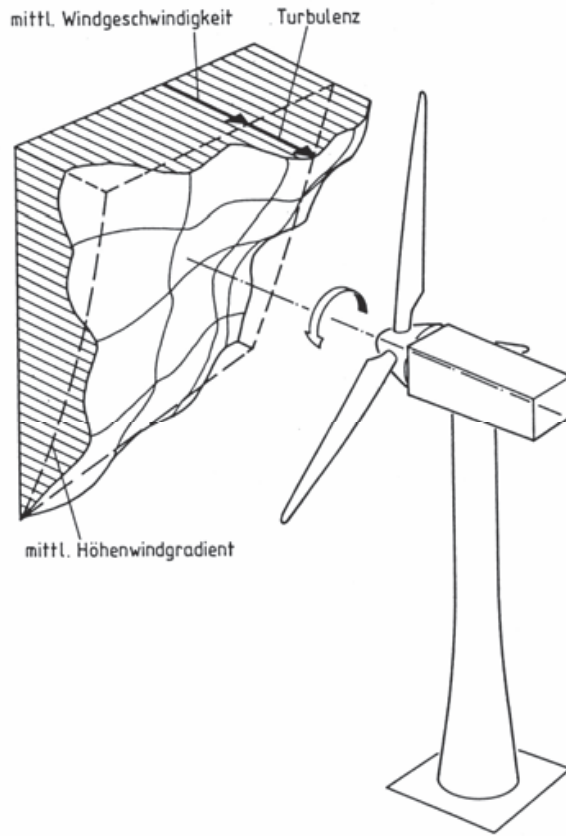


Abb. 1: nicht konstant Windgeschwindigkeit über Rotorhöhe und bei hügeligem Gelände auch über die Rotorbreite

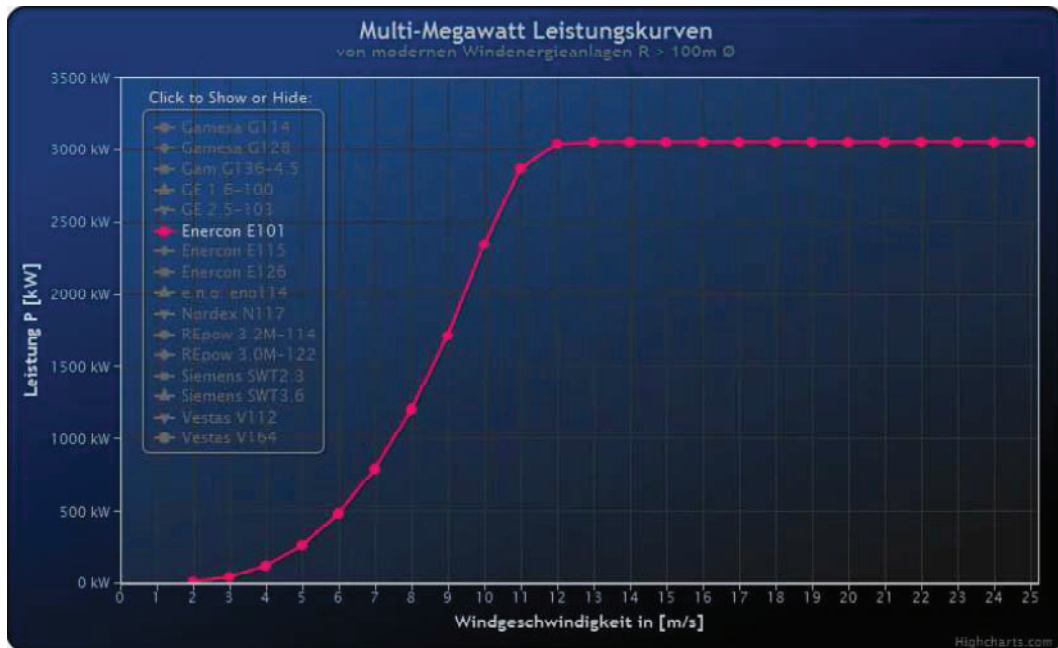


Abb. 2: Leistungskennlinie der Enercon E 101

Hier sieht man die Problematik aller Windturbinen im Binnenland: Was nützt die hohe Nennleistung (hier 3 MW), wenn vorwiegend Schwachwind herrscht. Bei 5 m/s leistet die E 101 gerade mal 500 kW. Die Ertragsabschätzung kann man aber nicht nur anhand der mittleren Geschwindigkeit vornehmen, hierzu ist auch die Geschwindigkeitsverteilung über das Jahr erforderlich (entweder gemessen oder anhand einer statistischen Verteilungskurve (Weibull- oder Rayleigh-Verteilung wie im EEG erlaubt).

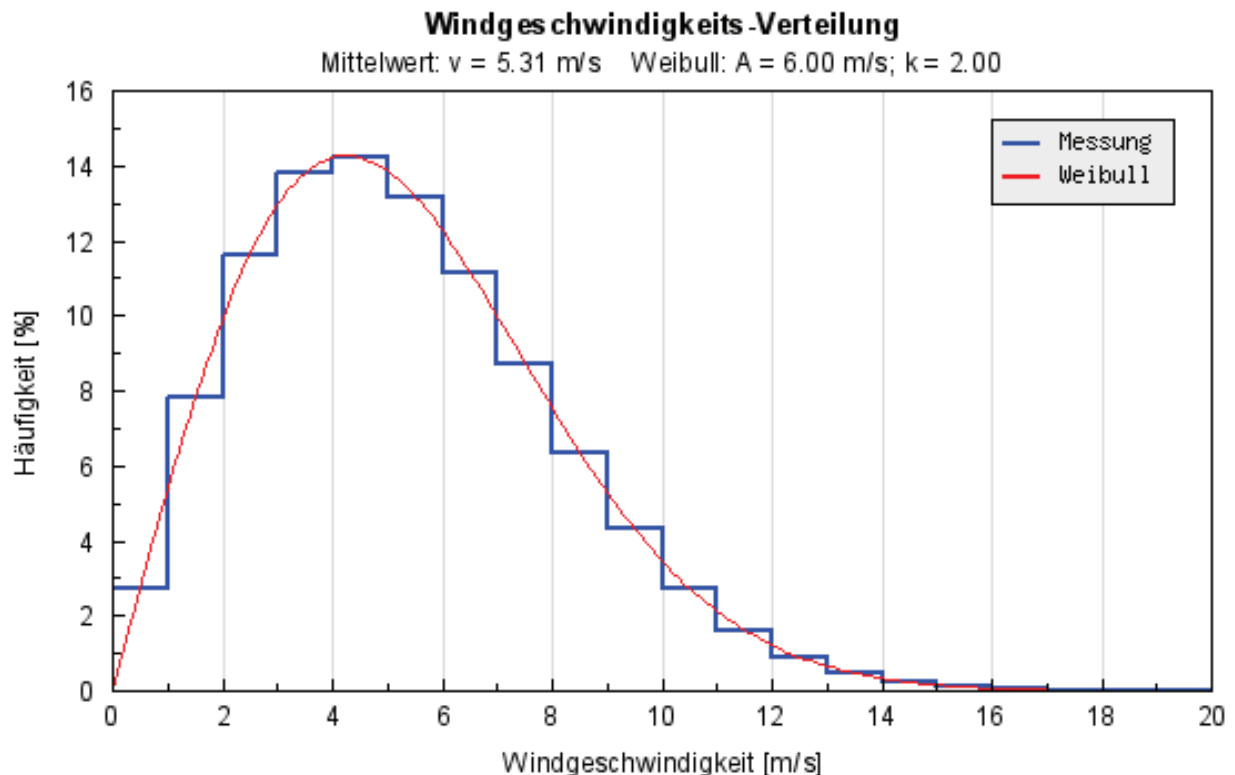


Abb. 3: Ertragsabschätzung anhand der mittleren Geschwindigkeit (Weibull- oder Rayleigh-Verteilung)

Die blaue Treppenkurve stellt eine gemessene Geschwindigkeitshäufigkeit, abgestuft in Intervalle von 1 m/s, über das Jahr dar. So herrschte z.B. an 14% des Jahres eine Windgeschwindigkeit von 4 m/s, an 1 % des Jahres eine Geschwindigkeit von 12 m/s. Die rote Kurve ist eine mathematische Annäherung durch eben eine solche im EEG beschriebene Rayleigh- oder Weibullverteilung. Diese können anhand der mittleren Geschwindigkeit ermittelt werden. Mit Hilfe dieser über das Jahr gewichteten Geschwindigkeitsverteilung und der Kennlinie der Turbine kann nun der Jahresertrag bestimmt werden. Hierzu gibt es Rechenprogramme die dies tun. Für die o.g. mittlere Geschwindigkeit von 5.3 m/s (in Nabenhöhe) ergibt sich für eine Enercon 101 die in Abb. 4. dargestellte Bilanz:

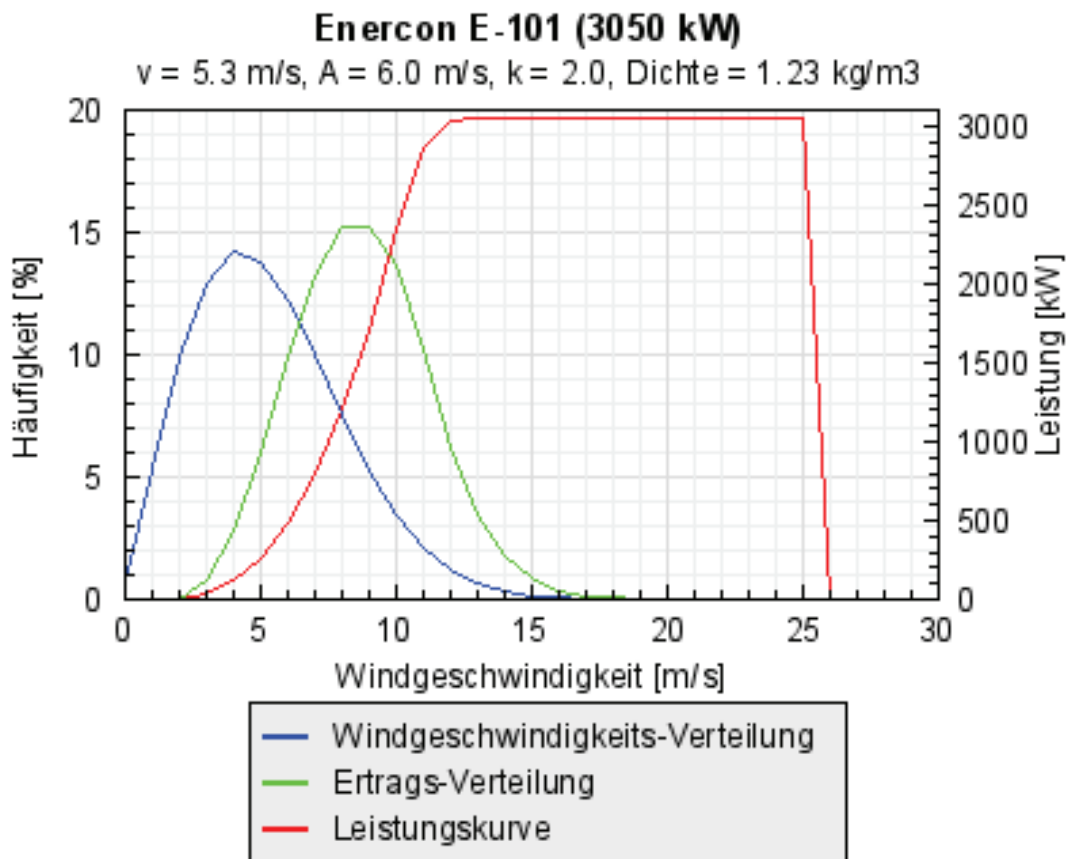


Abb. 4: Bilanz eine Enercon 101 für die mittlere Geschwindigkeit von 5.3 m/s (in Nabenhöhe)

Die blaue Kurve zeigt nochmals die Geschwindigkeitsverteilung über das Jahr, die rote Kurve ist die Leistungskennlinie der Turbine (diese wird bei 25 m/s abgestellt) und die grüne Kurve zeigt die Ertragsverteilung über die Windgeschwindigkeiten. Aufgrund der höheren Leistung liefern auch die eher selten auftretenden Windgeschwindigkeiten von 10 m/s und mehr noch einen nennenswerten Beitrag zum Ertrag. (Die mittlere Geschwindigkeit von 5 m/s ist hier mal ein fiktiv angenommen, ohne jeglichen Bezug zur Buocher Höhe). In Zahlen ergibt sich:

Energieertrag: 5'200'475 kWh/Jahr

Kapazitätsfaktor: 19.5%

Volllaststunden: 1'704 h/Jahr

Das wäre beispielsweise für diese Anlage deutlich unterhalb des 60% Referenzertrages. Wie diese Ausführungen zeigen, hängt also eine Ertragsprognose entscheidend von der Geschwindigkeit, deren Verteilung über die Höhe und deren Gewichtung über das Jahr ab. Da die Geschwindigkeit in dritter Potenz eingeht, haben kleine Fehler große Auswirkungen und die fast durchweg zu optimistischen Windgutachten belegen dies.

Nun stellt aber jene Höhenformel für das Windprofil nur eine grobe Annäherung dar, sie mag für ebenes Gelände noch einigermaßen zutreffen, aber für bewaldetes, bergiges Gelände dürfte sie zu ungenau sein. Also ist schon mal die Hochrechnung der Geschwindigkeit für 140 m Nabenhöhe aus einer Messung in 100 m Höhe riskant und fehlerbehaftet. Ebenso können die Geschwindigkeitsprofile über die Rotorhöhe durch lokale Einflüsse verdreht sein, die effektive Normalgeschwindigkeit wäre dadurch geringer. Ebenso kann die Häufigkeitsverteilung über das Jahr deutlich von einer mathematischen Normverteilung abweichen.

Aus diesen Gründen ergeben sich für die Windmessung folgende Anforderungen:

- Es muss in Nabenhöhe gemessen werden.
- Es muss ein Geschwindigkeitsprofil über die Höhe gemessen werden, mindestens von Rotorunterkante bis Nabe. Die Punktedichte sollte so sein, dass das Geschwindigkeitsprofil mathematisch modelliert (approximiert) werden kann.
- Ebenfalls sollte die Geschwindigkeitsverteilung von der Nabe bis Rotoroberkante (190 m) mit LIDAR gemessen werden. Nur so können möglichst genaue Leistungsdaten ermittelt werden.
- Die Messung der Geschwindigkeit nach Betrag und Richtung, sowie die Häufigkeitsverteilung über das Jahr wird als selbstverständlich angenommen.
- Ebenso sind Turbulenzmessungen erforderlich. (Wichtig für die mechanischen Lastschwankungen auf Rotorblätter und Turm, Lebensdauer der Anlage).

All dies empfiehlt übrigens auch der TÜV Süd:

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

(Vortrag Windenergietage Oktober 2010 Berlin, Folien 7, 8 und 9) In Folie 7 ist zumindest schematisch dargestellt, wie sich die mittlere Geschwindigkeit in konstanter Höhe bei längerer Laufzeit über dem Wald verringert. Daraus erfolgt für die Buocher Höhe zwingend, dass mindestens an 2 Stellen Messungen durchgeführt werden, am westlichen Rand des geplanten Windparkgeländes und am östlichen Rand. Nur so gewinnt man Anhaltspunkte über den Geschwindigkeitsdefekt infolge Wald und Gelände.

Gesetzlich ist dies nicht vorgeschrieben, aber im Rahmen einer verantwortungsvollen Planung sollte es selbstverständlich sein.