

Windpark Buocher Höhe, Bemerkungen zur Wirtschaftlichkeit.

Noch zu den Bemerkungen, bei 140 m Nabenhöhen müsste man die Abschlüge aus dem Windatlas nicht mehr berücksichtigen:

Die Strömungsverhältnisse in komplexem Gelände sind schwierig im Detail abzuschätzen aber sie verändern die Anströmverhältnisse für den Rotor. Spezielle topographische Formen wie Senken oder schräg zur Anströmrichtung verlaufende Hänge beeinflussen das Strömungsfeld. Waldgebiete verursachen je nach Windrichtung sich stark verändernde Höhenprofile der Windgeschwindigkeit. Berg- rücken oder andere Hindernisse führen beider Überströmung zu turbulenten Nachlaufgebieten. Diese und ähnliche Effekte verhindern eine gleichmäßige Rotoranströmung, wie sie bei Testbedingungen auf dem in der Regel ebenen und hindernisfreien Testgelände vorhanden sind. Die Erfahrung hat gelehrt, daß die Leistungskennlinie einer Windkraftanlage dadurch merklich verschlechtert werden kann.

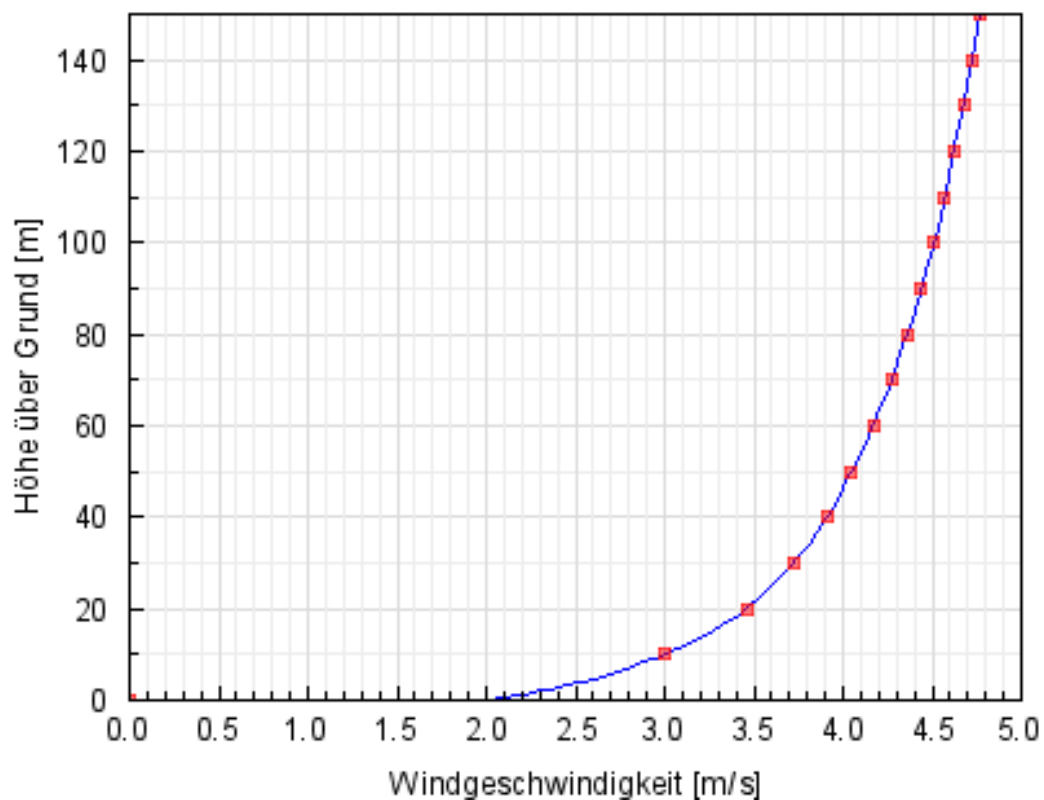
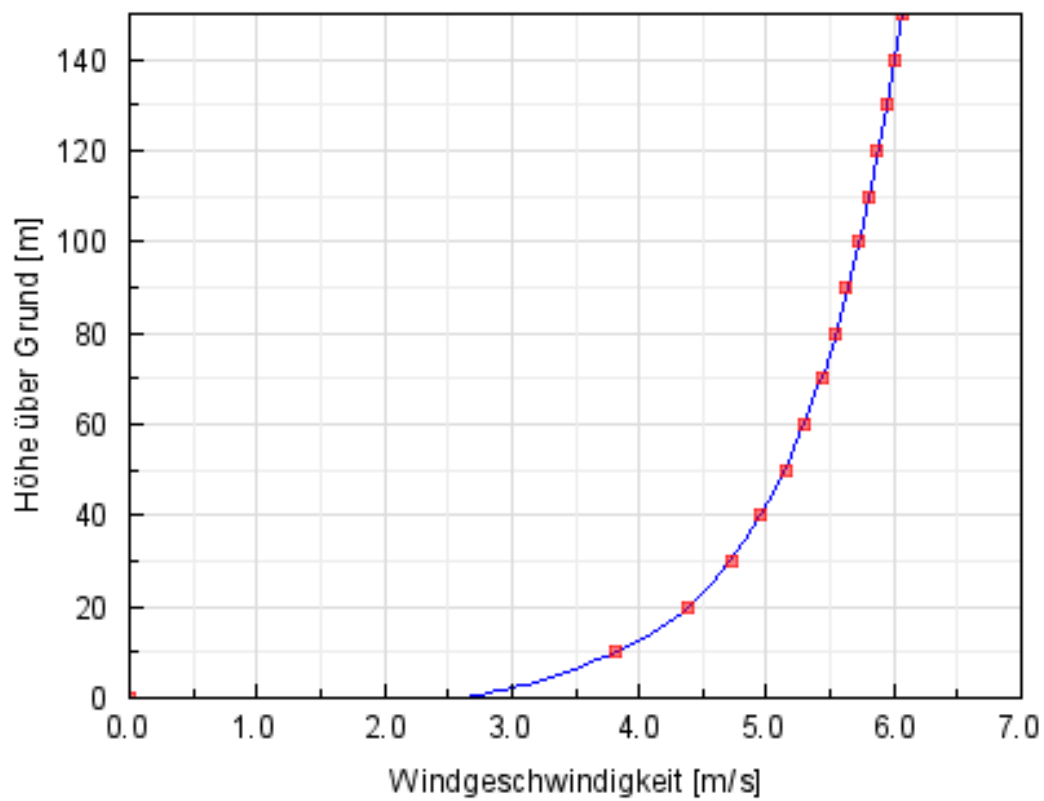
Aus: Windkraftanlagen
Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit
Hau, E.
2008, XXII, 910 S. 560 Abb., Hardcover
ISBN: 978-3-540-72150-5

Also, in etwa das, was ich auch schon schrieb. Aus diesen Gründen wurden ja die Unsicherheiten im Windatlas angegeben. Nun ist ja der Wind über die Höhe nicht konstant, sondern es gibt ein vertikales Windprofil, welches näherungsweise durch jene logarithmische Formel beschrieben werden kann:

$$v_2 = v_1 \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}$$

Hierbei handelt es sich um den üblichen physikalischen Ansatz zur Beschreibung des atmosphärischen Windprofils. Die Referenzgeschwindigkeit v_1 ist bei der Referenzhöhe h_1 gemessen. v_2 ist die Windgeschwindigkeit in der Höhe h_2 . z_0 ist die oben erwähnte Rauigkeitslänge. Nachfolgend sind zwei verschiedene, nach dieser Formel berechnete Profile dargestellt.

Das erste Bild zeigt ein Windprofil mit einer Windgeschwindigkeit von 6 m/s in 140 m Höhe über Grund (Nabenhöhe der E-101). Die Geschwindigkeit in 30 m Höhe beträgt 4,72 m/s.



Nimmt man nun z. B. an, das eben durch die im Windatlas angegebenen Unsicherheiten die lokale Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe eben um 1 m/s geringer ist, ergibt sich in 30 m Höhe eine Windgeschwindigkeit von 3,72 m/s. Dies hat natürlich Auswirkungen auf das gesamte Windprofil, im unteren Bild ist das sich nun ergebende Profil dargestellt. In 140 m Höhe ergibt sich nun nur noch eine Geschwindigkeit von 4,72 m/s, also 1,28 m/s weniger! Also die Abminderung um 1 m/s ist keinesfalls überzogen.

Die Praxis zeigt doch, dass die Windhöffigkeit immer wieder deutlich zu optimistisch prognostiziert wird (Artikel Stuttgarter Nachrichten über Simmersfeld, Artikel Schwäbische Zeitung über zugerungen Wind auf der Alb) oder folgende Äußerung über den Windpark "Am Hochsträss" auf der schwäbischen Alb, der von den Stadtwerken Fellbach betrieben wird:

Für den Windpark wurden anhand von zwei Windgutachten Stromerzeugungsmengen von etwa 4 Millionen kWh jährlich prognostiziert. In der Praxis haben sich diese Werte bis jetzt nicht bestätigt

(Zitat aus <https://www.stadtwerke-fellbach.de/umwelt/windenergie/>)

Deshalb sollte die Windhöffigkeit wirklich kritisch hinterfragt und nicht einfach otimistisch geschätzt werden, bevor schwerwiegende Eingriffe in Umwelt und Lebensgewohnheiten der Menschen vorgenommen werden. Dies erfolgt nachfolgend für den auf der Buocher Höhe geplanten Waiblinger Windpark (WWP).

Windhöffigkeit:

Wie bereits in der Stellungnahme erwähnt, können sich die von den Verfassern des Windatlas angegebenen Unsicherheiten für die Buocher Höhe bis zu einer Übervorhersage von 1 m/s in der mittleren Windgeschwindigkeiten addieren. Damit läge der geplante Windpark deutlich unter der 60% Ertragsschwelle, welche nach wie vor als Wirtschaftlichkeitsgrenze angesehen wird.

Hierzu der Bezug zu Fakten:

Für die laut "John Becker Ingenieure" geplante Enercon E-101 kann man anhand der gesetzlichen Normen und der Leistungskennlinie der Turbine den Referenzertrag ermitteln. (Alle Daten sind im Internet verfügbar). Es ist der Jahresertrag den diese Turbine bei Normbedingungen laut EEG erbringt. (7 m/s mittlere Geschwindigkeit in Nabenhöhe, Rayleigh Windverteilung über das Jahr). Die Rayleigh Verteilung nimmt eine bestimmte Verteilung unterschiedlicher Windgeschwindigkeiten über das Jahr an, große Häufigkeit von Windgeschwindigkeit nahe des Mittelwertes, geringe Häufigkeit von Extremwerten nach oben und unten . Führt man diese Berechnung für die E-101 durch (gibt im Internet Rechenprogramme die dies tun), so erhält man für die E-101:

Referenzjahresertrag: 9,5 GWh oder 9.500 MWh (Gigawattstunden, bzw. Megawattstunden). Mittlerweile habe ich auch im Internet Angaben des Herstellers gefunden, danach beträgt die jährliche Referenzleistung 9,4 Gwh, die verwendete Berechnungsmethode des Jahresertrages ist also genügend genau.

Die Nennleistung der Turbine beträgt 3 MW.

Jener 60% Referenzertrag, die unterste Rentabilitätsgrenze die erreicht werden muß wäre dann 5.700 MWh (wie gesagt pro Turbine, egal wie viele es sind). Um dies zu erreichen, wären dann 5.700 MWh : 3 MW = 1.900 Vollaststunden nötig! Deshalb setzt ja auch das Deutsche Institut für Windenergie die Wirtschaftlichkeitsgrenze bei 2000 VLh fest. Bis hierher sind dies alles Fakten, die Ermittlung des Referenzertrages ist laut EEG so festgeschrieben, die Definition von Vollaststunden ist Jahresertrag dividiert durch Nennleistung.

Weiterhin wird der zu erwartende Jahresertrag des WWP mit 65 GWh angegeben, bei geplanten 10 Turbinen E-101 mit jeweils 3 MW Nennleistung. Dies würde 65.000 MWh : 30 MW = 2167 VLh bedeuten und eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,8 m/s

Sowohl die 1900 VLh für 60% Referenzertrag als auch die ca. 2200 VLh für den prognostizierten Jahresertrag dürften völlig utopisch sein, solche Zahlen wurden bisher in BW **vergleichbaren** Gegenden nicht erreicht.

Hierzu einige Beispiele (Jahr/Jahresertrag(MWh)/Nennleistung(MW)/VLh):

Simmersfeld: 2011/28.800/28/ 1.029 (Ertragsdaten aus Stuttgarter Nachrichten)

Geislingen-Aufhausen: 2010/8.00/6,55/1.231

Böhmenkirch: 2010/8.000/7/1.142

Amstetten: 2010/5.172/5/1.034

Schwäbisch Hall: 2010/888/1/888

Dies sind alles Werte aus der "näheren" Umgebung der Buocher Höhe. Die Zahlen stammen von Energy Map (<http://www.energymap.info>), welche von der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie betrieben wird. Hier wird eine sehr umfangreiche Datei mit einem Register sämtlicher Anlagen für erneuerbare Energie Deutschlands (Sonne, Wind, Biogas etc) mit ihren **Ertragsdaten für 2010** aufgelistet sind.

Diese Daten belegen doch uneindeutig, dass die für den WWP angenommenen Vollastzeiten völlig utopisch sind, weil eben die im Windatlas angegebenen Winddaten viel zu optimistisch sind. Für all diese Anlagen wurden selbstverständlich vorab Windgutachten mit wesentlich optimistischeren Ertragsdaten erstellt, doch die Realität sieht anders aus, sie laufen alle unwirtschaftlich, Simmersfeld fuhr in den letzten vier Jahren jährliche Verluste von 1,3 Mio € ein.

Es ist nun mal Fakt, dass Baden Württemberg ein Schwachwindland ist, in dem die Windkraft in weiten Teilen einfach unwirtschaftlich ist. Auch die windreiche Hohenloher Ebene erreicht die magische 2000 VLh nicht ganz, wie die nachfolgenden Beispiele zeigen:

Weikersheim-Neubronn: 2010/20.000/11,2/1.785

Ellwangen: 2010/11.020/6/1.837

Boxberg: 2010/15.250/10/1.525

Anhand der Berechnungsmethode für den Jahresertrag kann bei bekanntem Jahresertrag iterativ die zugrunde liegende mittlere Geschwindigkeit ermittelt werden.

Im Falle von Böhmenkirch (laut Eigenwerbung der windreichste Ort der Alb) wären dies 4,5 m/s, bei Geislingen-Aufhausen 4,7 m/s. Auch dies zeigt, wie utopisch die Windangaben für die Buocher Höhe sind. Nun wird gerne eingewendet, all diese Anlagen hätten Nabenhöhen von höchstens 80 Metern, in 140 m Höhe wäre alles viel besser. Auch dies ist ein weitverbreiteter Irrtum. Über die o.g. logarithmische Formel ergibt sich dann für 140 m Höhe ein Wert von 5,09 m/s (anstelle von 4,7 und 4,88 m/s (anstelle von 4,5),).

Nimmt man nun diesen Wert von 4,88 m/s als zu erwartenden Mittelwert für die Buocher Höhe an (mehr Wind als am Albtrauf dürfte kaum herrschen), hat man so ziemlich genau den Abschlag von ca. 1m /s gegenüber dem bei der Ertragsprognose angenommenen Wert von 5,8 m/s.

Mit diesem an die Realität angepassten Wert (4,88 m/s) ergibt sich dann für die E-101 eine Windhöflichkeit von 1.363 VLh. Also ein Wert unterhalb jeder Wirtschaftlichkeit. Kommt noch die von Roland prognostizierte Nachtabschaltung hinzu verbleiben noch 909 VLh! Dies ergäbe dann einen Jahresertrag von 41 GWh (10 Anlagen, ohne Nachtabschaltung) bzw. 27 GWh (mit Nachtabschaltung). Also jedenfalls deutlich unterhalb der Prognose von J. Becker Ingenieure.

Bei diesen Überlegungen handelt es sich um eine auf belegbare, erreichte Leistungsdaten abgestützte Abschätzung und nicht um eine auf eine auf optimistischen Prognosen basierende.

Jedenfalls wird klar, dass vor jeder weiteren Planung eine belastbare zuverlässige Windmessung durchgeführt werden muß. Hierbei sollte über die gesamte Rotorhöhe gemessen werden, da die übliche Extrapolation von an einem Punkt gemessenen Werten eben zu den verbreiteten zu optimistischen Vorhersagen führen. Ebenso sollte über mehrere Jahre gemessen werden, denn die Ertragsdaten zeigen immer wieder, dass erhebliche jährliche Schwankungen auftreten.