

# **Zu erwartende Ertragsverteilung der geplanten Windräder in Den Vorranggebieten RM-07 und LB-20**

Dipl.-Ing. Willy Fritz

## **Übersicht**

Für die in den Vorranggebieten RM-07 und LB-20 geplanten Windräder wurde anhand einer realistischen Abschätzung der mittleren Windgeschwindigkeit eine Ertragsanalyse durchgeführt. Dabei wurde von einer Anlage des Typs Vestas V172-7.2 mit 175 m Nabenhöhe ausgegangen. Der Schwerpunkt der Untersuchungen lag dabei neben einer Aussage über die zu erwartenden Ertragsverhältnisse auch in einer Analyse der aus der Ertragsermittlung ableitbaren Leistungsverteilung.

In der Windenergie werden immer die erzielten Jahreserträge als Vergleichs- und Planungsgrundlagen verwendet. Nun wird der erzeugte Strom zwar als Ertragspaket (monatlich oder jährlich) abgerechnet, aber eben nicht am Ende eines Abrechnungszeitraumes im Paket abgeliefert, sondern im Jahresverlauf muss ständig ein Gleichgewicht zwischen geforderter und erzeugter Leistung bestehen, sonst bricht das Netz zusammen. Bei regelbaren konventionellen Kraftwerken ist dies kein Problem, sie können innerhalb ihrer Nennleistung beliebig geregelt werden, allerdings je nach Trägheit mit unterschiedlicher Geschwindigkeit.

Die extrem wetterabhängigen Erzeugungseinheiten von Wind- und Solarstrom können dagegen allenfalls bei Überproduktion teilweise oder großflächig abgeregelt, bei Mangel dagegen nicht hochgefahren werden. Wie sich dies am Beispiel bei den in den beiden in Rede stehenden Vorranggebieten geplanten Windrädern auf die tatsächliche Stromversorgung auswirkt, wird in dieser Abhandlung dargestellt. Die Ergebnisse belegen, dass es sich bei der Windenergie vor allem in Schwachwindgebieten trotz hoher Subventionen um eine sehr ineffiziente Methode der Stromerzeugung handelt.

## **Über den Verfasser**

Jahrgang 1949, hat an der Universität Stuttgart Luft- und Raumfahrttechnik studiert, mit u. a. den Studienschwerpunkten Aerodynamik, Gasdynamik, numerische Strömungsmechanik, Thermodynamik, Reaktionskinetik, Stofftransport und Verbrennung, numerische Methoden; Diplomarbeit auf dem Gebiet der Gebäudeaerodynamik. (Abschluss: Dipl.-Ing.)

Während einer 40-jährigen Berufstätigkeit arbeitete er 30 Jahre lang in der deutschen Luft- und Raumfahrtindustrie auf dem Gebiet der numerischen Strömungssimulation. Dabei erwarb er sich im Rahmen nationaler und internationaler Verbundprojekte umfassende Kenntnisse sowohl in der Entwicklung als auch in der Anwendung von hochwertigen numerischen Rechenmethoden zur Behandlung von hochturbulenten Strömungen um Luftfahrzeuge im Hochanstellwinkelbereich (manövrierende Kampfflugzeuge, Wiedereintrittsprobleme, ZweiPhasen-Strömungen mit Verbrennung in Triebwerken) als auch Strömungen im Niedergeschwindigkeitsbereich wie Landekonfigurationen mit Klappenausschlägen und ausgefahrenen Fahrwerken.

Insbesondere war er an der Entwicklung von Turbulenzmodellen für Navier-Stokes Methoden, wie sie auch im Windatlas verwendet werden, beteiligt. Er war Senior Mitglied beim AIAA (American Institute for Aeronautics and Astronautics) und dort im Panel Applied Aerodynamics mehrere Jahre als Chairman für die Organisation internationaler Konferenzen mit zuständig. Unter anderem für das Reviewing von Konferenzpapieren aus aller Welt zu dem Themenkomplex „Applied Aerodynamics“, zu dem auch das Thema „Windturbines“ gehörte.

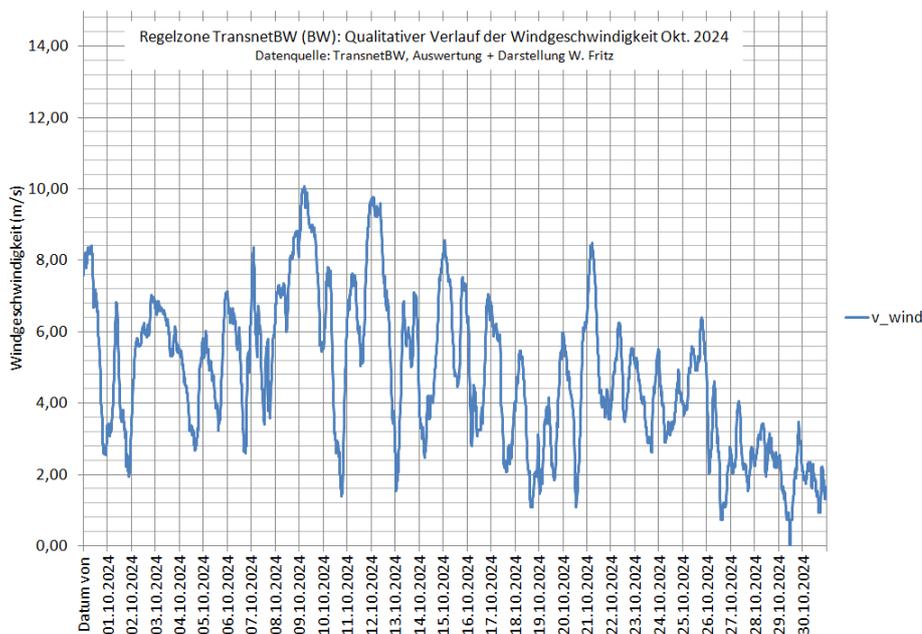
Vaterstetten, 12. 07. 2025

# 1. Allgemeines

Um die Ertragsberechnung etwas durchsichtiger und verständlicher zu gestalten, wurde der eigentlichen Ertragsberechnung ab Abschnitt 2 in dem folgenden Abschnitt 1 eine allgemeine Beschreibung der Vorgehensweise vorangestellt. Die eigentliche Ertragsberechnung und Analyse findet dann in Abschnitt 2 statt, in Abschnitt 3 wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt. Im Anhang in Abschnitt 4 wird ein Qualitätsnachweis für die angewandten Rechenmethoden erbracht. Die angewandte Methodik entspricht zudem vollständig der Norm IEC 61400-12.1 und den Standards der technischen Richtlinie TR 6 Rev. 12. Die beispielhafte Diagramme in Abschnitt 1 wurden für eine mittlere Windgeschwindigkeit  $v_m = 5,75 \text{ m/s}$  erstellt und entsprechen nicht den tatsächlichen Ergebnissen.

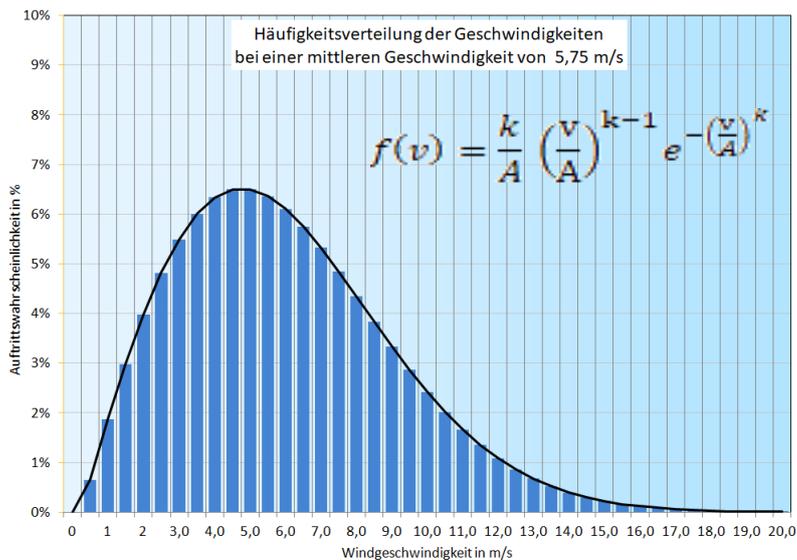
## 1.1 Die Häufigkeitsverteilungen

Für Ertragsvorhersagen und Analysen muss man den Wind analytisch erfassen können. Aufgrund der willkürlichen Schwankungen der Windgeschwindigkeiten ist dies nicht direkt möglich. Abbildung 1 zeigt beispielhaft den qualitativen Verlauf der Windgeschwindigkeit aller Windräder in BW für den Oktober 2024.



**Abbildung 1:** Räumlich gemittelter Geschwindigkeitsverlauf sämtlicher ca. 800 Windräder der Regelzone von TransnetBW im Oktober 2024

Dieser stochastische Verlauf kann nicht durch eine definierbare mathematische Funktion beschrieben werden. **→Man ist auf statistische Methoden angewiesen.** Hierbei wird nicht der zeitliche Verlauf der Geschwindigkeiten, sondern lediglich das Auftreten einzelner Geschwindigkeitsklassen mathematisch erfasst, wie nachfolgend beschrieben ist.



**Abbildung 2:** Statistische Darstellung der Häufigkeitsverteilung der Geschwindigkeit.

Man beschreibt nun nicht die Geschwindigkeitsverteilung direkt durch eine mathematisch definierte Funktion, sondern man betrachtet mit welcher Häufigkeit einzelne Windklassen im Jahresverlauf auftreten. In Abb.2 ist dies für die Häufigkeitsverteilung bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,75 m/s dargestellt.

Hierzu wird das gesamte Spektrum des Windes wie in Abbildung 2 dargestellt, in einzelne Windklassen von jeweils 0,5 m/s aufgeteilt (0 – 0,5 m/s, 0,5 – 1,0 m/s, 1,0 – 1,5 m/s usw.) und diese entsprechend ihrer Häufigkeit dargestellt. Geschwindigkeiten über 20 m/s kommen praktisch nicht mehr vor. Daraus kann nun die Häufigkeitsverteilung durch eine mathematische Funktion, die von 2 Parametern abhängt, definiert werden. (Schwarze Kurve in Abb. 2). Diese beiden Parameter sind einmal der sogenannte Skalierungsparameter ( $A$ ), der sich aus der mittleren Geschwindigkeit berechnen lässt und aus einem für die Region und die Höhenlage typischen Formparameter ( $k$ ). Dieser Formparameter  $k$  variiert für die in Frage kommenden Nabenhöhen je nach Region (Flachland, Hügelland, Gebirgslagen) in sehr engen Grenzen zwischen  $k = 1,85$  und  $k = 2,1$ . Für die Mittelgebirgslagen im Binnenland ist  $k = 1,95$ . eine gute Wahl.

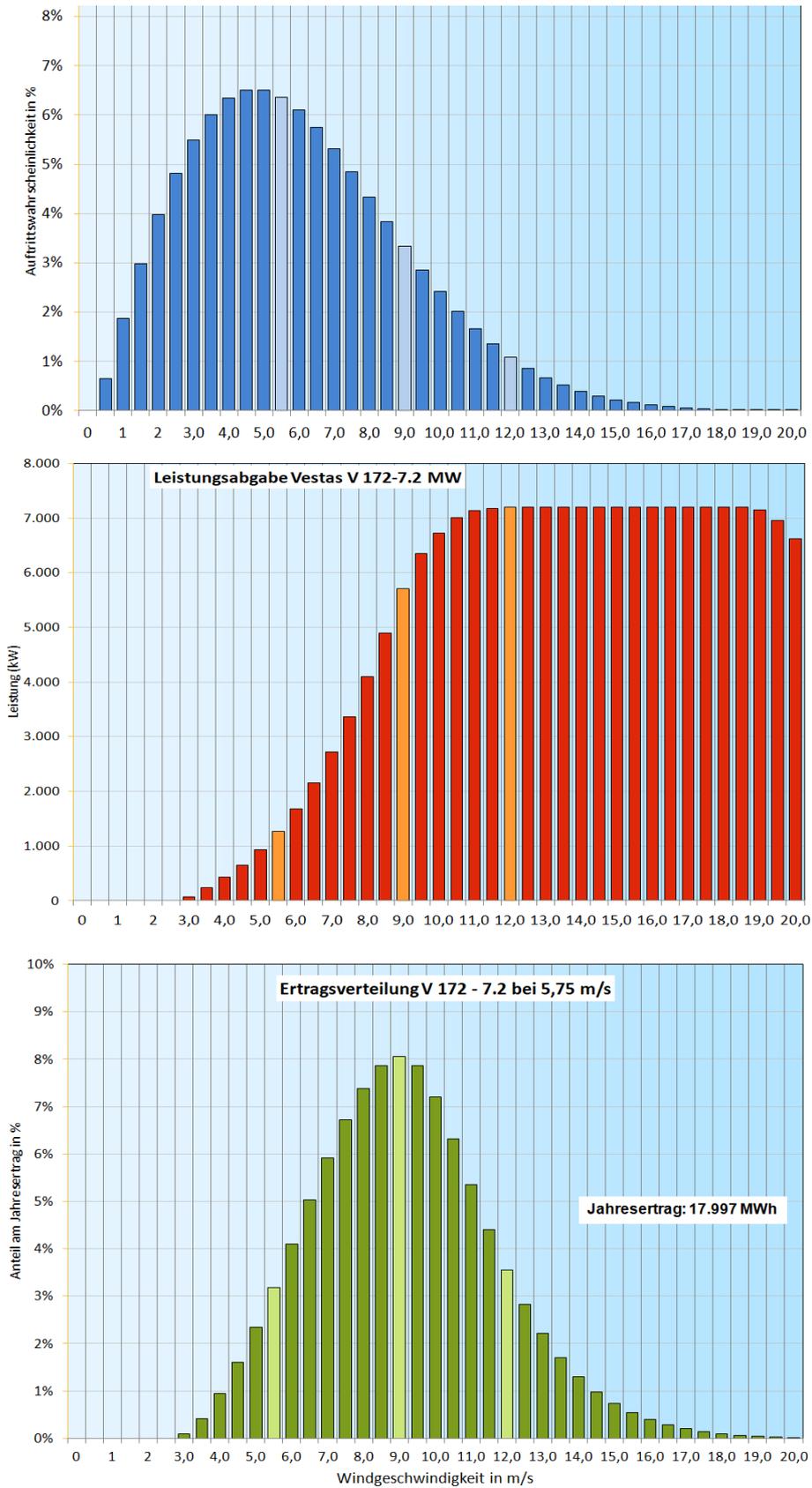
Damit kann man jetzt die Häufigkeitsverteilung durch eine mathematische Funktion die sogenannte Weibull Verteilung, beschreiben. In Wirklichkeit verläuft sie nicht so glatt wie in Abb. 2 dargestellt, aber sie stellt nach allgemeiner Meinung die bestmögliche Approximation der beobachteten Häufigkeitsverteilung dar. Die Skala an der linken Achse in Abb.2 gibt an mit welcher Häufigkeit in (%) die jeweilige Windklasse im Jahresverlauf vorkommt. Ein Jahr hat 8760 h oder 365 Tage. Eine Häufigkeit von 6,5 % für die Windklasse von 5,0 m/s bis 5,5 m/s in Abb.2 bedeutet, dass diese Windklasse an  $0,065 \cdot 8760 = 569,4$  Stunden im Jahr vorkommt. Das sind schon mal 23,7 Tage. Addiert man nun z. B. die Häufigkeiten sämtlicher Geschwindigkeitsklassen von 0 – 5 m/s auf, so erhält man 165 Tage, an denen die Windgeschwindigkeit geringer oder gleich 5 m/s ist. D. h. 5 ½ Monate, in denen kaum Wind weht! Das ist maximal Windstärke 3 oder eine schwache Brise.

Bei höheren mittleren Windgeschwindigkeiten wird der Hügel flacher, wandert weiter nach rechts und die rechte Flanke wird fülliger. (Höhere Windgeschwindigkeiten werden häufiger). Bei niedrigeren Werten wandert der Hügel etwas nach links und die linke Flanke wird erheblich fülliger (die geringen Geschwindigkeiten kommen immer häufiger vor).

**Wichtig:** Man kann zwar sagen, wie häufig die einzelnen Geschwindigkeitsklassen auftreten, aber nicht zu welchen Zeiten und in welcher Reihenfolge sie auftreten

## 1.2 Die Kennlinie

Eine weitere wichtige Größe ist die Kennlinie einer Anlage. Sie ist zusammen mit der Häufigkeitsverteilung der Geschwindigkeiten und der Häufigkeitsverteilung des Ertrages in Abb. 3 dargestellt (rote Säulen, mittleres Diagramm). Sie gibt an, welche Leistung in kW bei welcher Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe erzeugt wird und wird von den Herstellern angegeben. Sie beginnt nach einer Anlaufgeschwindigkeit (meist 3 m/s) bei 0 kW und steigt dann zunächst in Form einer kubischen Parabel an: Doppelte Windgeschwindigkeit bedeutet achtfache Leistung und umgekehrt. Beim Erreichen der sogenannten Nennleistung (die maximale Leistung des Generators) wird sie dann abgeregelt und bleibt auch bei weiter zunehmender Windgeschwindigkeit konstant. Bei Erreichen der Abschaltgeschwindigkeit wird die Leistung allmählich wieder auf den Wert Null zurückgenommen. Man sieht, dass erst so ab 6 m/s mehr als 50% der Nennleistung abgegeben werden. Bis 3 m/s wird überhaupt kein Strom erzeugt. Wichtig auch die Erkenntnis, nicht immer wenn sich ein Windrad dreht, wird auch genügend Strom erzeugt.



**Abbildung 3:** Prinzip der Ertragsermittlung aus Geschwindigkeitsverteilung und Kennlinie

In der Abb. 3 sind nun Kennlinie und die Häufigkeitsverteilungen direkt übereinander dargestellt. Hier kann man sofort erkennen, dass die geringeren Geschwindigkeiten (unter 5,5 m/s, links von den ersten der farblich hervorgehobenen Säulen) kaum Strom erzeugen, aber sehr häufig vorkommen! Umgekehrt kommen die höheren Geschwindigkeiten, die sehr viel Strom erzeugen könnten eher selten vor, die Nennleistung wird nur äußerst selten erreicht.

**Dies ist das Kernproblem der Windenergie: Häufigkeitsverteilung des Windes und Kennlinie der Anlage passen nicht zusammen!**

Dieses grundsätzliche Problem der Windenergie lässt sich auch durch noch so große Anlagen nicht ändern! Lediglich bei besserer Windhöffigkeit (höherer Windgeschwindigkeit) schiebt sich der blaue Hügel der Häufigkeitsverteilung weiter nach rechts und wird im Bereich der höheren Windgeschwindigkeiten fülliger, wodurch diese dann mehr zum Ertrag beisteuern.

Das Zusammenwirken von Häufigkeitsverteilung und der Kennlinie bei der Ertragsermittlung geht ebenfalls aus der Abb. 3 hervor.

Für jede Geschwindigkeitsklasse wird anhand der Häufigkeit ihres Auftretens (Stunden pro Jahr) über die Kennlinie ermittelt, welchen Stromertrag sie liefert. Dies ergibt die grüne Ertragsverteilung im unteren Diagramm. In der Abbildung 3 kann dies an 3 unterschiedlichen Geschwindigkeitsklassen durch die farblich hervorgehobenen Säulen nachverfolgt werden, so ergibt sich z. B. für die Klasse 5 m/s – 5,5 m/s, die durch die linke hervorgehobene Säule dargestellt ist, aus dem oberen Diagramm eine Einzelhäufigkeit von 6.4 %. Das sind  $0,064 \cdot 8760 = 560,6$  h. Für die Windklasse 8,5 m/s – 9 m/s sind es nur 0,034 % oder 292,6 h und für die Klasse 11,5 m/s - 12 m/s 0,011 % oder 95,5 Stunden, in denen die jeweiligen Windklassen herrschen.

Aus der Kennlinie im mittleren Diagramm wird dann ermittelt, welche Leistung während des jeweiligen Zeitintervalls abgegeben wird. Aus der Multiplikation der Leistung mit dem entsprechenden Zeitintervall ergibt sich dann der Ertragsanteil für die jeweilige Geschwindigkeitsklasse, die im unteren Diagramm als grüne Säule angegeben ist. Um die großen Zahlen bei der Beschriftung der Vertikalachse zu umgehen, wurden die Ertragsanteile in Prozent des Jahresertrages dargestellt. Dieser Prozess wird für jede Geschwindigkeitsklasse durchlaufen, so ergeben sich die Ertragsanteile für sämtliche Geschwindigkeitsklassen.

Alle diese Anteile werden dann aufsummiert und ergeben den gesamten Jahresertrag, der dann durch die Gesamtfläche der grünen Säulen gegeben ist. Insgesamt eine aufwändige Rechnung, die aber aus immer gleichen Rechenschritten besteht und leicht über ein Excel Sheet programmiert werden kann. Im Internet gibt es solche online Ertragsrechner, in die man die Kennlinie einer Anlage, die mittlere Windgeschwindigkeit und den eingangs erwähnten Formparameter  $k$  für die Häufigkeitsverteilung eingibt.

Aus Abb.3 wird nun das oben erwähnte Problem der Windstromerzeugung verdeutlicht: Die häufig vorkommenden Windgeschwindigkeiten von unter 6 m/s tragen kaum zum Ertrag bei. So wird unterhalb von 3 m/s (Anlaufgeschwindigkeit) überhaupt kein Strom erzeugt. Andererseits wird die hohe Nennleistung des Generators kaum genutzt, da die entsprechend hohen Windgeschwindigkeiten nur selten vorkommen. Durch die Berechnungsmethode ergibt sich dann eine Tabelle, aus der hervorgeht welche Strommenge von welcher Geschwindigkeitsklasse erzeugt wurde.

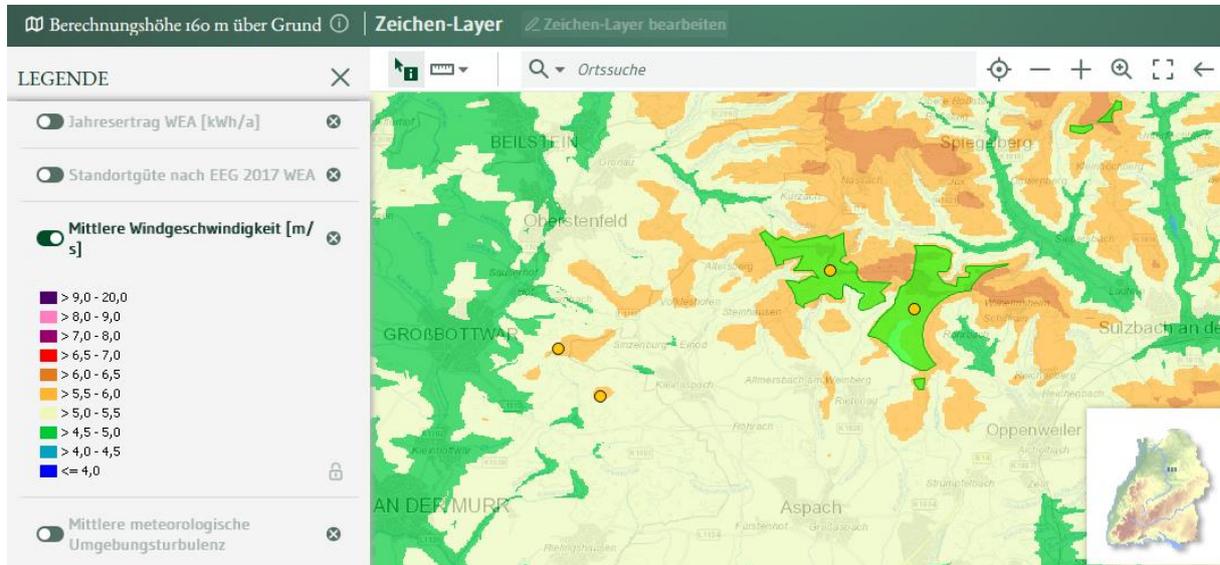
Aus den Darstellungen in Abb. 3 entsteht der Eindruck, dass die Verläufe doch sehr glatt und planbar erscheinen. Dem ist aber in Wirklichkeit nicht unbedingt so. Weiterhin ist lediglich die Einzelhäufigkeit der einzelnen Windklassen dargestellt. Der Zeitpunkt, die Dauer und ihre Abfolge kann nicht ermittelt werden, sondern es ergibt sich für den tatsächlichen Geschwindigkeitsverlauf die in Abb.1 dargestellte Volatilität.

Grund hierfür ist eben die physikalisch bedingte Verschiebung zwischen Häufigkeitsverteilung und Kennlinie. **Deshalb ist die Stromerzeugung per Windkraft grundsätzlich ineffektiv, vor allem in Schwachwindgebieten.** Man kann zwar durch noch größere Anlagen, die entsprechend teurer werden, eine höhere Nennleistung erreichen, diese aber aufgrund der Häufigkeitsverteilung kaum umsetzen. Eine Konkurrenzfähigkeit wird in den süddeutschen Schwachwindgebieten lediglich durch entsprechende Subventionen erreicht, die Stromausbeute im Vergleich zum Ressourceneinsatz bleibt dagegen gering.

## 2. Ertragsermittlung und Analyse

### 2.1 Allgemeines

Entsprechend der bisherigen Ausführungen wurde eine Ertragsanalyse für eventuelle Standorte in den Vorranggebieten RM-07 und LB-20 Durchgeführt.



**Abbildung 4:** Lage von RM 07 und LB-20, eingezeichnet im Windatlas

Die VRG sind als hellgrüne, schwarz umrandete Flächen und gelb markierte Punkte in Abbildung 4 im Windatlas dargestellt. Das VRG LB 20 ist durch die zwei gelben Punkte links markiert. Das Gebiet ist so klein, dass die grünen Flächen durch die zwei Punkte überdeckt werden. Rechts sind die beiden Anteile des wesentlich größeren VRG RM-07 erkennbar. Ebenfalls dargestellt sind hier die Ergebnisflächen für die mittlere Windgeschwindigkeiten als Intervallschichten von jeweils 0,5 m/s Dicke, wie aus der Legende am rechten Rand hervorgeht. Üblicherweise kann man in der interaktiven Version des Windatlases einen beliebigen Punkt anklicken und dort die lokalen Werte genau ablesen. Leider war das derzeit aus nicht ersichtlichen Gründen nicht möglich und Abhilfe war nicht absehbar. Somit ist die Ablesegenauigkeit etwas eingeschränkt. Liegt z. B. ein Objektpunkt in der hellbraunen Farbschicht, so lässt sich lediglich annehmen, dass sein Wert zwischen 5,5 m/s und 6,0 m/s liegt. In solchen Fällen ist die Annahme eines Mittelwertes, also hier 5,75 m/s eine gute Wahl. Zusätzlich kann man noch entsprechende Bandbreiten ermitteln, indem man z. B. neben dem Mittelwert auch die oberen und unteren Extremwerte betrachtet.

### 2.2 Anlagentyp

Für LB-20 steht der Typ der Windenergieanlage noch nicht fest, für RM-07 sind Anlagen des Typs Vestas V172 – 7.2 MW mit 175 m Nabenhöhe geplant. Bei dieser Anlage handelt es sich um eine der größten Anlagen, die derzeit im Binnenland im Einsatz sind. Für die Ertragsanalysen für LB-20 wurde deshalb derselbe Anlagentyp angenommen. Sollte dort letztendlich eine andere (kleinere) Anlage eingesetzt werden, wären die Ergebnisse eher schlechter als besser.

Bei der V172 – 7,2 handelt es sich um eine sogenannte Schwachwindanlage, die angeblich auch an Schwachwindstandorten eine wirtschaftliche Stromerzeugung ermöglichen sollen.

## 2.2.1 Technische Daten

Die Anlage weist folgende technische Daten auf:

Typ:	Vestas V172 – 7.2
Nabenhöhe:	175 m
Rotordurchmesser:	172 m
Rotorfläche:	23.235 m <sup>2</sup>
Nennleistung:	7.200 kW (7,2 MW)
Referenzertrag:	27.214 MWh/a)

Der Referenzertrag ist derjenige Ertrag, den die Anlage bei einer im EEG definierten Referenzgeschwindigkeit in einer Referenzumgebung erbringt. Diese Referenzgeschwindigkeit in 175 m Höhe (Nabenhöhe) beträgt für die vorstehende Anlage:  $v_{ref} = 7,419$  m/s.

Die wichtigste Kenngröße einer Anlage ist die bereits in Abschnitt 1 erwähnte Kennlinie, die angibt, bei welcher Windgeschwindigkeit welche Leistung abgegeben wird. Sie wird von den Herstellern angegeben und ist –wenn auch manchmal über mehrere Ecken- im Internet verfügbar. Nachfolgend ist sie für die V172-7.2 angegeben:

### Vestas V172 – 7.2

v [m/s]	P [kW]
3,0	22
3,5	73
4,0	134
4,5	209
5,0	302
5,5	415
6,0	552
6,5	714
7,0	906
7,5	1123
8,0	1370
8,5	1648
9,0	1950
9,5	2268
10,0	2586
10,5	2868
11,0	3071
11,5	3201
12,0	3266
12,5	3291
13,0	3298
13,5	3299
14,0	3300

14,5	3300
15,0	3300
15,5	3300
16,0	3300
16,5	3300
17,0	3300
17,5	3300
18,0	3300
18,5	3300
19,0	3300
19,5	3300
20,0	3300
20,5	3300
21,0	3300
21,5	3300
22,0	3300
22,5	3300
23,0	3300
23,5	3300
24,0	3300
24,5	3300
25,0	3300

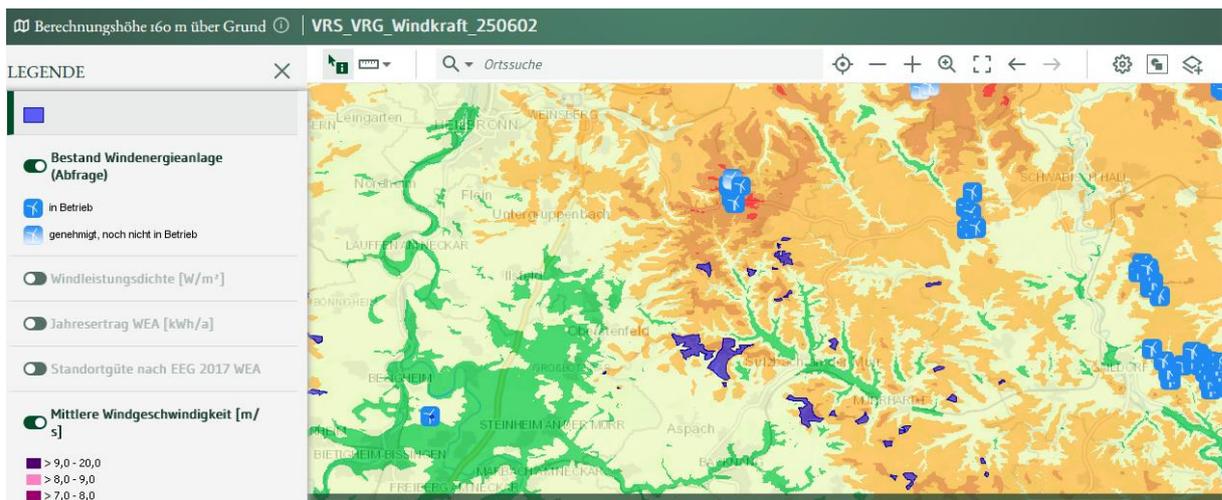
**Tabelle 1:** Leistungskennlinie der Vestas V172-7.2

Sie beginnt bei einer Geschwindigkeit von 3 m/s. Darunter wird kein Strom erzeugt, die Anlage steht still.

### 2.3 Ermittlung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

Weiterhin wird zur Ertragsermittlung die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe benötigt. Leider liegen hier keine Windmessungen in unmittelbarer Nähe vor, an denen man sich hätte orientieren können. Der Windatlas könnte zwar entsprechende Werte beisteuern, ist aber erwiesenermaßen zu optimistisch, die Werte können also nicht einfach übernommen werden.

Deshalb werden umliegende sich im Realbetrieb befindliche Windräder als Referenz herangezogen. Aus den öffentlich verfügbaren Jahreserträgen lässt sich iterativ die dazu gehörige mittlere Jahreswindgeschwindigkeit ermitteln. Iterativ insofern, dass man ausgehend von einer angenommenen Geschwindigkeit eine Ertragsrechnung durchführt, dann die Geschwindigkeit solange variiert, bis man den Ertrag möglichst genau trifft. In der Abhandlung „[Kenngößen\\_Erträge](#)“ ist dies genauer beschrieben. Dieses Vorgehen wird so auch im Windatlas angewandt, um für die Verifizierung Daten aus existierenden Windrädern zu erhalten. Die in Frage kommenden Windräder können aus der nachfolgenden Abbildung 5 entnommen werden. Es handelt sich um eine Darstellung aus dem Windatlas, in welcher in die Ergebnisdarstellung für die mittlere Windgeschwindigkeit noch die Positionen der existierenden Windräder eingezeichnet sind.



**Abbildung 5:** Windparks in der Umgebung von RM 07 und LB-20, eingezeichnet im Windatlas

Hier sind die Vorfangflächen lila eingezeichnet. Die Farbgebung erfolgt automatisch bei jedem erneuten Starten des Windatlasses und kann nicht beeinflusst werden. Die in Frage kommenden Referenzwindräder sind:

- Ingersheim, 1 x Enercon E82 – 2.0 MW (9 Uhr Position in der Karte)
- Bretzfeld-Unterheimbach 3 x Nordex N149 – 4.5 MW (12 Uhr Position)
- Michelfeld 3 x Vestas V136 – 3.6 MW
- Mainhardt 3 x Vestas V136 – 3.6 MW (Beide 2 Uhr Position)

Die Erträge sind üblicherweise in den sogenannten Bewegungsdaten, die vom Netzbetreiber TransnetBW veröffentlicht werden enthalten. Nach Möglichkeit wurden die Ergebnisdaten von 2022 verwendet, denn dies soll nach Angaben der Windindustrie in BW ein sogenanntes 100% Windjahr, also ein durchschnittliches Windjahr sein. Bretzfeld ging allerdings erst im März 2022 in Betrieb, für Ingersheim waren nur die Ertragsdaten von 2023 verfügbar. Deshalb wurden die für diese Standorte die Erträge von 2023 verwendet und entsprechend des Anemos Windindex auf ein 100 % Windjahr umgerechnet.

Die so ermittelten Windgeschwindigkeiten wurde dann noch auf eine gemeinsame Nabenhöhe von 160 m umgerechnet (Ingersheim von 138 m, Bretzfeld 149 m). Die Höhe von 160 m deshalb, weil sie als Ergebnishöhe im Windatlas enthalten ist, und weil 160 m die Referenzhöhe für die Beurteilung der Windhöffigkeit darstellt. (Die mittlere gekappte Windleistungsdichte sollte in 160 m Höhe größer als  $215 \text{ W/m}^2$  sein).

Aus den Verhältnissen der dann nach o. g. Methode berechneten Realgeschwindigkeiten zu den im Windatlas angegebenen Geschwindigkeiten ergeben sich dann die sogenannten Referenzfaktoren. Werden diese auf die Standorte LB-20 und RM-07 entsprechend der Lage der Referenzstandorte statistisch verteilt, so erhält man für

**LB-20:  $\text{fac}_{\text{ref}} = 0,92$  und für RM-07:  $\text{fac}_{\text{ref}} = 0,88$ .**

Das bedeutet, der Windatlas ist bezogen auf die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort LB-20 um 8 % zu optimistisch, am Standort RM-07 um 12%. Für die an den beiden Standorten real zu erwartenden Geschwindigkeiten gilt dann:

Standort	Geschwindigkeit Aus Windatlas (m/s)	Referenzfaktor	Real zu erwartende Geschwindigkeit (m/s)	Mittlere Luftdichte (kg/m <sup>3</sup> )
LB-20	5,75	0,92	<b>5,29</b>	1,197
RM-07	6,25	0,88	<b>5,5</b>	1,187
RM-07 (extrem)	6,5	0,88	<b>5,72</b>	1,187

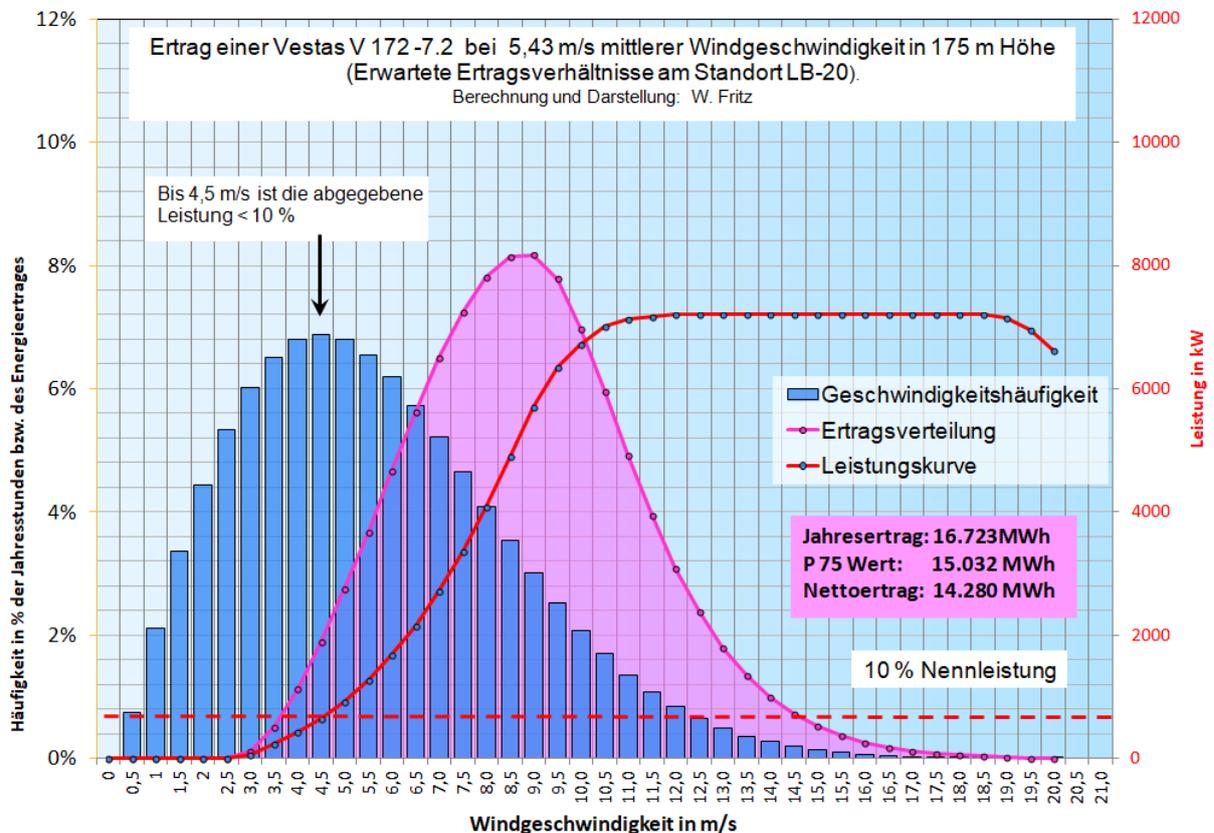
**Tabelle 2:** Zu erwartende Geschwindigkeiten für LB-20 und RM-07

In der Tabelle sind auch zusätzlich die Luftdichten in den mittleren Standorthöhen eingezeichnet. Wie in Abschnitt 2.1 erwähnt, ergaben sich aufgrund der momentanen Defekte im Windatlas die Problem bei der Ermittlung der Windgeschwindigkeiten, die nur als Mittelwerte der einzelnen Schichten ermittelt werden konnten. Um hier eine obere Schranke zu erhalten, wurde für den Standort RM-07 eine zusätzliche Ertragsermittlung mit dem im Windatlas auftretenden Maximalwert als Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe durchgeführt. Deshalb die zusätzliche Bezeichnung RM-07 (extrem). Diese Windgeschwindigkeiten aus dem Windatlas multipliziert mit den Referenzfaktoren ergeben dann die real zu erwartenden Geschwindigkeiten.

Mit diesen in Tabelle 1 angegebenen Geschwindigkeitswerten wurden die Ertragsermittlungen durchgeführt. Als Formparameter für die Weibullverteilung der Geschwindigkeiten wurde  $k = 1,95$  angenommen, ein Wert, der auch im Windatlas für die Region verwendet wird.

### 2.3 Ertragsermittlung und Analyse

Nachfolgend sind die Ergebnisse der in Abschnitt 1 beschriebenen Ertragsermittlung grafisch und in Tabellenform dargestellt:



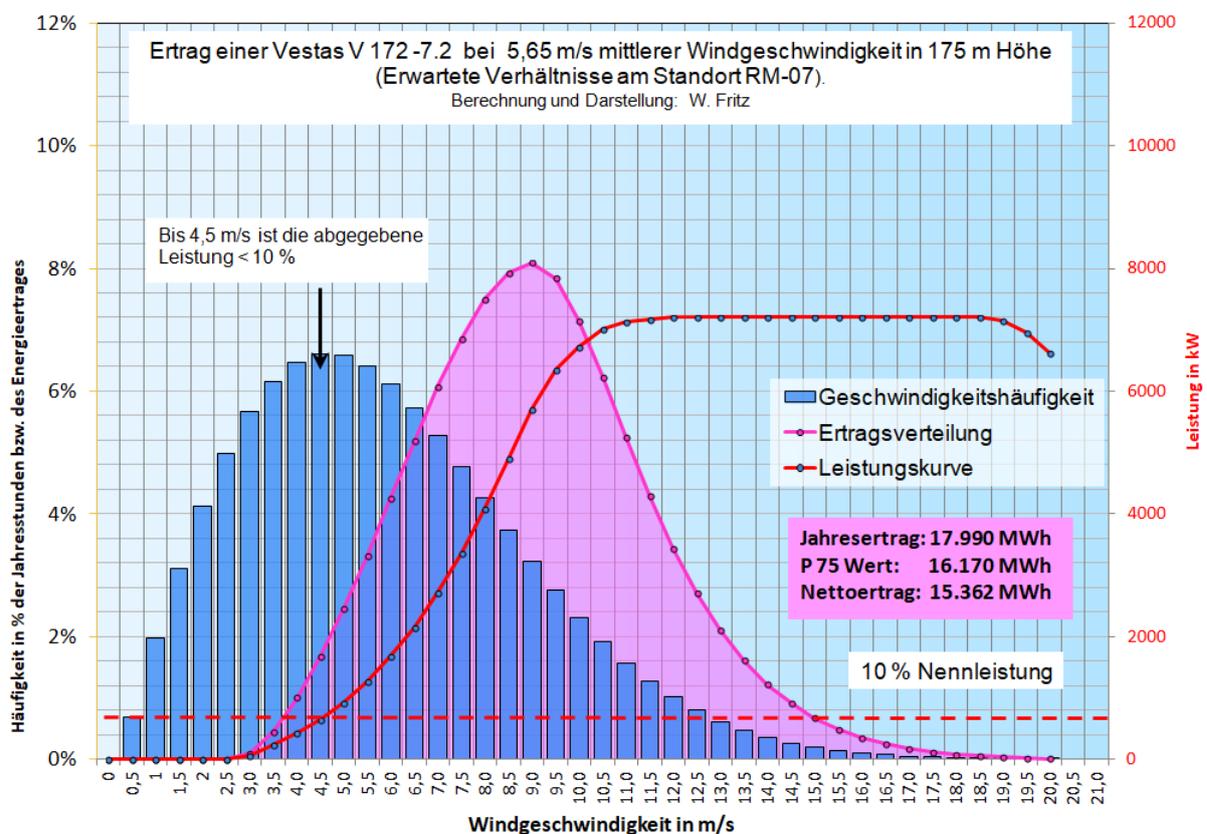
**Abbildung 6:** Ertragsermittlung für LB-20

Die in Abschnitt 1 beschriebenen Kurvenverläufe sind hier in einem Diagramm dargestellt. Die Windhäufigkeit wieder als blaue Säulen, die Kennlinie als rote Kurve und die Ertragsverteilung als magentafarbene Kurve mit markiertem Flächeninhalt.

Der als Jahresertrag bezeichnete Ertrag ist der Ertrag, der sich wie oben beschrieben, aus der mittleren Geschwindigkeit  $v_m = 5,43 \text{ m/s}$  ergibt. Es ist der Bruttoertrag. Der P75 Wert ist der Wert, der mit 75%-iger Wahrscheinlichkeit erreicht werden wird, er ergibt sich aus dem Bruttoertrag in etwa durch einen 10%-igen Sicherheitsabschlag und wird in Windgutachten i. d. R. als Ertrag angegeben. Der Netto Ertrag ist schließlich dieser Ertrag abzüglich der genehmigungsrechtlich verordneten Einschränkungen wie Fledermausflug, Schattenwurf, lärmreduzierter Betrieb usw. Dies wird mit einem 5% Abschlag vom Bruttoertrag berücksichtigt.

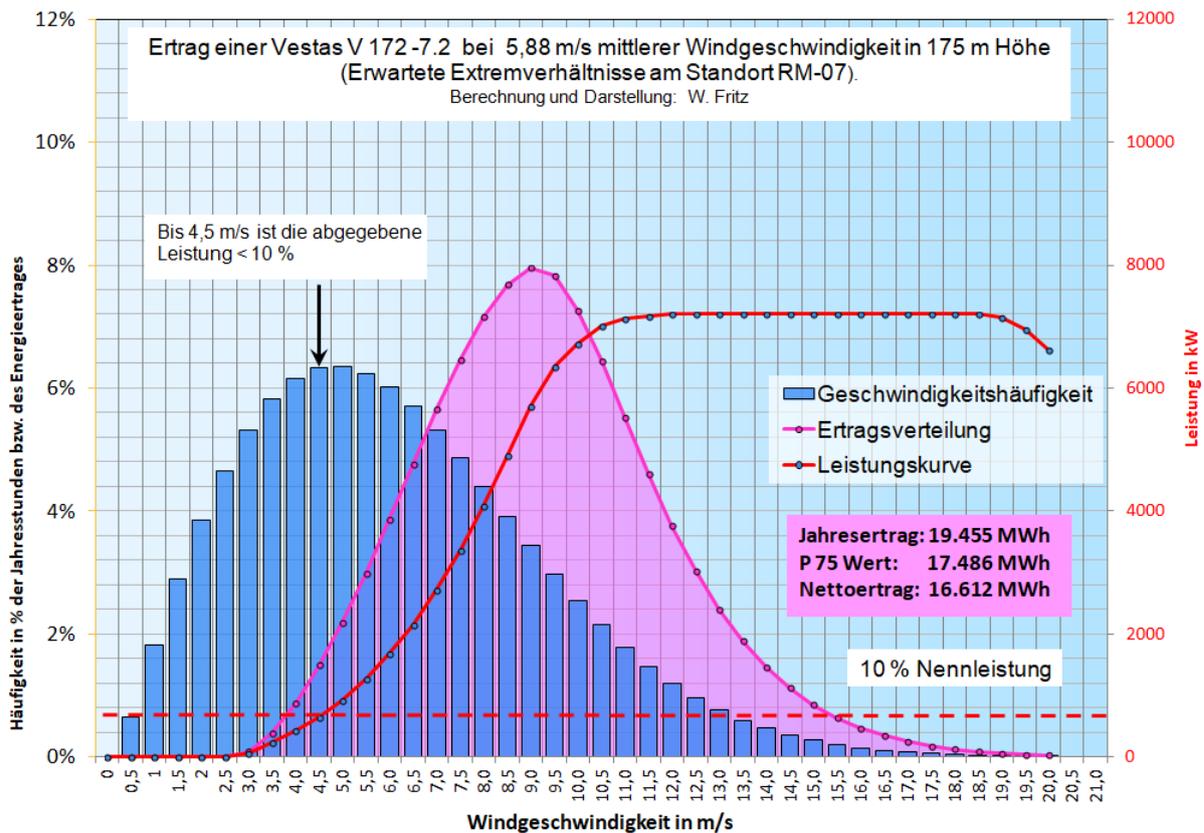
Mit den P-Werten hat es folgende Bewandnis: Bei der Ertragsberechnung weiß man ja nie genau wie die Windverteilung über das Jahr tatsächlich aussieht. Aus dem Windgutachten hat man zwar einen langjährigen Mittelwert (über 30 Jahre), aber man weiß nicht wie oft dieser Mittelwert über- oder unterschritten wird. Bei einer P50 Wahrscheinlichkeit (P: Abk. Für Probability, Wahrscheinlichkeit) geht man von dem höchstmöglichen Ertrag aus, Der tritt dann aber eben nicht jedes Jahr ein sondern nur zu 50 %. D. h. innerhalb von 10 Jahren wird dieser Ertrag an 5 Jahren erreicht oder überschritten und eben auch in 5 Jahren nicht erreicht oder unterschritten. Bei der höheren Wahrscheinlichkeit von 75% (P75) ist der Ertrag geringer, aber er wird innerhalb von 10 Jahren an 7,5 Jahren erreicht oder überschritten.

Nach dem gleichen Muster sind in der nachfolgenden Abbildung 7 die Ergebnisse für dem Standort RM-07, erhalten mit den Mittelwerten der Geschwindigkeiten, dargestellt:



**Abbildung 7: Ertragsermittlung für RM-07**

Die Werte sind etwas besser als für LB-20 in Abbildung 6.



**Abbildung 8:** Ertragsermittlung für RM-07 mit Extremwert für die Geschwindigkeit

In Abbildung 8 sind schließlich die Verhältnisse für die zu erwartenden extremen verhältnisse am Standort RM-07 dargestellt.

Nachfolgend sind sämtliche Ergebnisse für alle 3 Fälle tabellarisch dargestellt. Zu den einzelnen Größen hier einige Hinweise und Erläuterungen:

- **Standhöhe:** Geographische Höhe des Anlagenstandortes.
- **Gesamthöhe:** Gesamthöhe der Anlage, Turm plus halber Rotordurchmesser.
- **Nennleistung:** Die maximale Leistung, die der Generator abgeben kann. Diese wird in der Regel bei 11m/s bis 12 m/s Windgeschwindigkeit, der Nennwindgeschwindigkeit, erreicht. Schneller dreht der Rotor nicht um ein Überdrehen des Generators zu vermeiden.
- **Referenzertrag:** Anlagenspezifischer Ertrag, den die Anlage in einem laut EEG definierten Norm-Geschwindigkeitsfeld bei Standardluftdruck erbringt. Der Referenzertrag ist abhängig von den technischen Daten der Anlage und der Kennlinie der Anlage und der Nabhöhe. Er wird vom Hersteller angegeben, kann aber anhand der EEG Definitionen und bei Kenntnis der Kennlinie einer Anlage auch selber ermittelt werden. Es ist quasi der Normertrag, den eine Anlage mit gegebener Größe erbringen sollte.
- **fac\_ref:** Referenzfaktor, Verhältnis von reale Geschwindigkeit zu im Windatlas angegebener Geschwindigkeit.
- **alpha:** Exponent für die Höhenextrapolation der Geschwindigkeit nach dem sog. Hellmann Profil:  $v(z) = v(0) + (h(z)/h(0))^{\alpha}$ . Dabei beschreibt der Index (0) eine bekannte Höhe, der Index (z) eine Höhe z für welche die Geschwindigkeit extrapoliert werden soll.

- **E<sub>el</sub>**: Die abgegebene elektrische Leistung
- **Nettoertrag**: Der Ertrag, den die Anlage als elektrische Leistung abgeliefert hat. Also bereits ohne sämtliche Verluste infolge Stillstand Der wegen angeordneter Stillstände infolge Netzüberlastung entgangene sogenannte Phantomstrom wird durch die Bundesnetzagentur entschädigt und erscheint nicht in den EEG Bilanzen.
- **Bruttoertrag**: Um die Stillstandanteile aufgewerteter Nettoertrag.
- **Volllaststunden (VLh)**: Verhältnis von Jahresertrag zu installierter Nennleistung. Der Wert (in h) gibt an, wie viele Stunden die Anlage mit der Nennleistung hätte laufen müssen um den Jahresertrag zu erbringen, die übrige Zeit des Jahres hätte sie dann stillstehen können. War früher ein Indikator für die Wirtschaftlichkeit, Standorte unter 2.000 VLh galten als unwirtschaftlich. (Das Jahr hat 8760 h). Offshore Windräder erreichen bis zu 4.000 VLh, im Binnenland liegt der Bundesdurchschnitt unter 2.000 h, im Süden sogar deutlich darunter. Mittlerweile werden aber die VLh speziell im Binnenland durch spezielle Schwachwindanlagen „getuned“ Man kombiniert relativ kleine Generatoren mit großen Rotoren. Die Nennleistung wird im Binnenland aufgrund der Windhäufigkeit nur selten erreicht, der große Rotor sorgt dann für einen höheren Ertrag bei geringeren Windgeschwindigkeiten, dividiert durch die geringere Nennleistung ergibt dies eine erhöhte Anzahl von Volllaststunden. Insofern stellt die 2.000 VLh Grenze keinem Maßstab mehr da. Die Hersteller preisen ihre Anlagen mit 2500 VLh für das Binnenland an, die bei entsprechender Windhöffigkeit auch erreicht werden.
- **Standortgüte**: Verhältnis von Nettoertrag zu Referenzertrag in (%).Ist nach wie vor eine sehr geeignete Größe zur objektiven Beurteilung eines Standortes. Gute Standorte haben Standortgüten von 100 % und mehr, die schlechten Binnenstandorte liegen darunter. Lange Zeit galten 60 % Standortgüte als Mindestvoraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb, Banken und Investoren verlangten zur Finanzierung gar den Nachweis einer Standortgüte von 80 % Die EEG Vergütung erfolgt nach dieser Standortgüte, und zwar dergestalt, dass die schlechtesten Standorte am höchsten vergütet werden und umgekehrt. Mittlerweile sind die Subventionen so hoch, dass so ziemlich jedes Windrad finanziellen Gewinn erzielt. Im bayerischen Windatlas heißt es: bereits ab 40% Standortgüte ist eine wirtschaftliche Stromerzeugung möglich. Das mag zwar aufgrund der hohen Subventionen zutreffen, aber das Verhältnis von Aufwand (Anlagengröße) zum Stromertrag ist schlichtweg indiskutabel.
- **Durchschnittliche Leistung**: Jahresertrag dividiert durch Anzahl der Jahresstunden (8760). Gibt die Leistung an, die bei durchgehendem konstantem Betrieb erbracht worden wäre.
- **Auslastung**: Verhältnis von durchschnittlicher Leistung zur Nennleistung. Der Anteil der Nennleistung der im Jahresmittel erbracht wurde. Liegt im Binnenland bestenfalls bei 25 %, meist eher nahe bei 20 %.
- **Anzahl Haushalte**: Anzahl der Haushalte, die mit dem Jahresertrag versorgt werden könnten wenn er denn kontinuierlich verteilt erbracht worden wäre. Der durchschnittliche Verbrauch eines 3-Personenhaushaltes wurde hier mit 3.500 kWh/a angenommen. (Ein statistischer Durchschnittswert).
- **Mittlere spezifische Windleistungsdichte (E<sub>mittl</sub>)**: Gibt die durchschnittliche Leistung des Windes pro m<sup>2</sup> Querschnittfläche an, die am Standort zur Verfügung steht. Im Prinzip die am besten geeignete Größe zur Beurteilung eines Standortes, da sie von den technischen Daten einer Anlage völlig unabhängig ist und nur die reine Strömungsqualität beurteilt. In ihr wird beispielsweise der Effekt der dritten Potenz der Geschwindigkeit in der Leistungsermittlung berücksichtigt, ebenso der Effekt der mit der Höhe variablen Dichte. Sie muss recht aufwändig über eine Integration der 3. Potenz der jeweiligen Geschwindigkeitsklasse über alle Geschwindigkeitsklassen ermittelt werden, wobei der Wert der Geschwindigkeitsklasse von der Häufigkeitsverteilung abhängt.

- **Mittlere gekappte Windleistungsdichte ( $E_{\text{kapp}}$ ):** Mit der o. g. mittleren Leistungsdichte könnte man durch Multiplikation mit der Rotorfläche direkt die theoretisch im Wind steckende Leistung ermitteln. Nun bewirken aber Geschwindigkeiten oberhalb der Nennleistung der Anlage keine Zunahme der elektrischen Leistung mehr, d. h. für den Generator bleibt die Geschwindigkeit bei der Nenngeschwindigkeit stehen. Dies wird durch Einführung einer Kappungsgeschwindigkeit bei der Ermittlung der Windleistungsdichte berücksichtigt. Ist die Geschwindigkeit höher als die Kappungsgeschwindigkeit, wird sie gleich der Kappungsgeschwindigkeit gesetzt. Als Kappungsgeschwindigkeit wurden 15 m/s gewählt, mit folgendem Hintergrund: Manche Windräder erreichen die Nennleistung erst bei 12,5 und 13 m/s (die Siemens WT Serie z. B.). Stehen sie in Parkanordnung kann sich infolge der gegenseitigen Beeinflussung das Erreichen der Nennleistung weiter nach hinten verschieben. Ebenso in Höhenlagen wegen der geringeren Luftdichte. Insofern hat man eine Kappungsgeschwindigkeit von 15 m/s gewählt, da dann bei jeder Anlage und an jedem Standort die Nennleistung erreicht sein dürfte. Grundsätzlich ist die gekappte Windleistungsdichte keine physikalisch definierte Größe, man kann die Kappungsgeschwindigkeit beliebig definieren. Um nun damit die Windhöflichkeit zu beurteilen muss man einen Vergleichsmaßstab definieren, da anhand des reinen Zahlenwertes die absolute Qualität eines Standortes nicht beurteilt werden kann. Hier wurde nun als Mindestschwelle ein Wert von  $E_{\text{kapp}} = 215 \text{ W/m}^2$  in 160 m über Grund festgelegt. Anhand der mathematischen Definition wird dieser Wert im Binnenland bei einer Standhöhe von etwa 500 m bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,75 m/s erreicht. Bei den mittlerweile üblichen Großanlagen entspricht dies einer Standortgüte von 60 – 65 %. Diese mittlere gekappte Windleistungsdichte wird sowohl im bayerischen Windatlas als auch im Windatlas von BW als Zielgröße mit ausgegeben. In BW dient seit 2019 die Mindestschwelle von  $215 \text{ W/m}^2$  gar als ausschließliche Beurteilungsgröße für die Eignung eines Standortes für die Windenergie.

Anlage: Vestas V172 7,2 MW

	RM-07	RM-07 (extrem)	LB-20	
Rotordurchmesser	172	173	172	(m)
Rotorfläche	23.235	23.506	23.235	(m <sup>2</sup> )
Standhöhe	475	475	385	(m)
Nabenhöhe	175	175	175	(m)
Luftdichte	1,187	1,187	1,198	(kg/m <sup>3</sup> )
Gesamthöhe	261	261,5	261	(m)
Nennleistung	7.200	7.200	7.201	(kW)
Referenzertrag	27.214	27.214	27.214	(MWh)
vm_160 (Windatlas)	6,25	6,5	5,75	(m/s)
fac_ref	0,88	0,88	0,92	(-)
vm_160 (real)	5,5	5,72	5,29	(m/s)
alpha	0,3	0,3	0,3	(-)
vm_175 (real)	5,65	5,88	5,43	(m/s)
E_kapp(160)	188	210	172	(W/m <sup>2</sup> )
E_el (Brutto)	17.990	19.455	16.723	(MWh)
E_el (P75 Wert)	16.170	17.486	15.032	(MWh)
E_el (Netto)	15.362	16.612	14.280	(MWh)
Standortgüte	56,45	61,04	52,47	(%)
Volllaststunden	2.134	2.307	1.983	(h)
Auslastung	24,36	26,34	22,64	(%)
Durchschn. Leistung	1.754	1.896	1.630	(kW)
Anzahl Haushalte	4.930	5.332	4.258	(-)

Tabelle 3: Ergebnisse für alle 3 Fälle

Bei den grün unterlegten Zeilen in Tabelle 3 handelt es sich um technische Daten, Vorgaben, bzw. Referenzwerte. Die orangefarbenen sind die berechneten Werte, braun hervorgehobenen Zeilen sind die beiden wichtigsten Größen zur Standortbeurteilung: Die mittlere gekappte Windleistungsdichte (wird im Windatlas mit  $E_{kapp}$  bezeichnet, deshalb auch hier diese Bezeichnung).

**Früher galt eine Standortgüte von 60% als Mindestempfehlung** für einen wirtschaftlichen Betrieb. Banken und Investoren verlangten gar den Nachweis von einer 80 % Standortgüte. Seit den überzogenen Subventionen (Habeck Osterpaket 2022) ist dies alles nicht mehr von Bedeutung. Wie man aus der Tabelle erkennt, wird bestenfalls eine Standortgüte von 61 % erreicht, ein für die Größe der Anlage eher schwacher Wert. Anhand der Standortgüte werden die Höhe der Zuschläge nach dem EEG 36h ermittelt. Hier ein Auszug davon:

**Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023)  
§ 36h Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land**

(1) Der Netzbetreiber berechnet den anzulegenden Wert aufgrund des Zuschlagswerts für den Referenzstandort nach Anlage 2 Nummer 4 für Strom aus Windenergieanlagen an Land mit dem Korrekturfaktor des Gütefaktors, der nach Anlage 2 Nummer 2 und 7 ermittelt worden ist. Es sind folgende Stützwerte anzuwenden, wobei ein Gütefaktor von weniger als 60 Prozent nur für Windenergieanlagen in der Südregion anzuwenden ist.

Gütefaktor	50 Prozent	60 Prozent	70 Prozent	80 Prozent	90 Prozent	100 Prozent	110 Prozent	120 Prozent	130 Prozent	140 Prozent	150 Prozent
Korrekturfaktor	1,55	1,42	1,29	1,16	1,07	1	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79

Für die Ermittlung der Korrekturfaktoren zwischen den jeweils benachbarten Stützwerten findet eine lineare Interpolation statt. Der Korrekturfaktor beträgt

1. oberhalb des Gütefaktors von 150 Prozent 0,79,
2. für Anlagen in der Südregion unterhalb des Gütefaktors von 50 Prozent 1,55 und
3. für sonstige Anlagen unterhalb des Gütefaktors von 60 Prozent 1,42.

Gütefaktor ist das Verhältnis des Standortertrags einer Anlage nach Anlage 2 Nummer 7 zum Referenzertrag nach Anlage 2 Nummer 2 in Prozent.

**Tabelle 4: Korrekturfaktor gemäß EEG § 36h**

Der Korrekturfaktor dient als Multiplikator für die sog. Grundvergütung. Diese beträgt derzeit 7,35 ct/kWh. Also mit diesem Betrag wird ein 100 % Standort vergütet. Ein 50 % (und schlechterer) Standort erhält den maximalen Korrekturfaktor von 1,55 also insgesamt eine Vergütung von  $7,25 \cdot 1,55 = 11,39$  ct/kWh. (Das sogenannte Referenzertragsmodell). Damit wird auch bei noch so geringer Stromproduktion ein Gewinn des Betreibers sichergestellt. Die Stromproduktion wird damit aber nicht verbessert!

**Die mittlere Windleistungsdichte  $E_{kapp}$**  gilt seit 2019 als alleiniges Maß für die Windhöffigkeit eines Standortes und zwar gilt die Empfehlung von  $215 \text{ W/m}^2$  als Mindestschwelle für die Eignung einer Fläche zur Windenergieerzeugung. Diese Mindestschwelle wird vom Regionalverband Stuttgart konsequent als Grundvoraussetzung für eine Eignung verwendet. Als Bewertungsgrundlage gilt allerdings der Windatlas, oder Ersatzweise der Nachweis durch ein Gutachten. Wie man aus Tabelle 3 erkennt, wird die Mindestschwelle unter optimalen Annahmen der Windhöffigkeit mit  $210 \text{ W/m}^2$  knapp verfehlt, bleibt aber ansonsten deutlich unterhalb der Mindestschwelle.

Zur Ermittlung der Windleistungsdichte gibt es eine klare physikalische Definition und eine daraus folgende Mathematische Definition, die im Windatlas ab Seite 33ff angegeben ist. In der Beschreibung [Ermittlung\\_Windleistungsdichte](#) ist sie ebenfalls beschrieben. Zusätzlich sind im Windatlas ab Seite 35 ff Arbeitstabellen angegeben, anhand derer die Windleistungsdichte aus der mittleren Geschwindigkeit ermittelt wird. Wichtig sind hierzu die in

[Bemerkungen\\_zur\\_Windleistungsdichte](#) gegebenen Hinweise.

Vereinzel werden auch noch die Anzahl der Volllaststunden als Qualitätsnachweis für den Standort verwendet, ab 2.000 VLh wäre eine wirtschaftliche Stromerzeugung möglich. Dieses Kriterium ist längst veraltet, da die VLh durch das Verhältnis von Rotorgröße zu Nennleistung beeinflusst werden kann. Man nimmt einen möglichst großen Rotor und hält die Nennleistung so gering wie möglich, da sie im windschwachen Binnenland äußerst selten ausgeschöpft wird. Das Ganze wird dann Schwachwindanlage genannt und die Hersteller werben, damit dass mit ihnen auch im Binnenland 2.500 VLh und mehr erreicht werden könnten. Hier wird ein besserer Standort lediglich vorgetäuscht.

So gesehen sind die in Tabelle 3 angegebenen Werte ebenfalls für die Anlagengröße eher schlechte Werte.

Bemerkenswert ist auch die Auslastung mit allenfalls 26 %. D. h. dass im Jahresmittel lediglich 26 % der Nennleistung von 7.200 kW abgegeben werden.

## 2.4 Lastgang

Die Ertragsermittlung erfolgt ja durch eine Summation der Ertragsanteile der einzelnen Windklassen, wie in Abschnitt 1 erläutert. Aus einer statistischen Auswertung dieser Anteile erhält man Angaben über die Verteilung der Leistungsabgabe. Einige wenliche Eckpunkte sind in den nachfolgenden Tabellen dargestellt.

LB-20:

Tage	Anteil	Ertrag (MWh)	%	H. H.
58	0	0	0,0	0
154	< 0,1	616	3,7	400
203	<0,2	1.692	10,1	834
162	>0,2	15.034	89,9	9.268
100	>0,4	12.222	73,1	12.261
44	>0,6	6.971	41,7	15.893
365		16.726	100,0	4.582
<b>12</b>	<b>Nennlast</b>	<b>2.022</b>	12,1	

**Tabelle 5:** Lastgangzeiten für LB-20

In der 1. Spalte sind die Anzahl der zusammengefassten Tage angegeben an denen die in der 2. Spalte angegebenen Nennleistungen abgegeben werden. In der 3. Spalte steht der Ertrag in (MWh), der in dieser Zeit abgegeben wurde und in der 4. Spalte dessen Anteil am Jahresertrag. Spalte 5 gibt an, wie viele Haushalte dann in dieser Zeit hätten versorgt werden können.

Im Klartext heißt dies:

- An insgesamt 203 Tagen werden weniger als 20 % der Nennleistung abgegeben. In dieser Zeit können 834 Haushalte (von 4582) mit Strom versorgt werden.
- Darin enthalten 154 Tage mit weniger als 10 % der Nennleistung. .in dieser Zeit können 400 Haushalte versorgt werden.
- Darin enthalten 58Tage mit komplettem Stillstand, Null Haushalte können versorgt werden.
- An 162 Tagen werden mehr als 20 % der Nennleistung abgegeben.
- Darin enthalten sind 100 Tage mit mehr als 40% und 44 Tage mit mehr als 60 % der Nennleistung.
- Lediglich an 12 Tagen läuft die Anlage unter Vollast (gibt die Nennleistung ab).
- Insgesamt können mit der Jahresproduktion theoretisch 4.582 Haushalte versorgt werden, aber halt nur theoretisch. (Statistische 3-Personen Haushalte).

RM-07

Tage	Anteil	Ertrag (MWh)	%	H. H.
54	0	0	0,0	0
145	< 0,1	583	3,2	401
193	<0,2	1.621	9,0	842
172	>0,2	16.373	91,0	9.502
110	>0,4	13.582	75,5	12.369
51	>0,6	8.116	45,1	15.801
365		17.994	100,0	4.930
<b>15</b>	<b>Nennlast</b>	<b>2.584</b>	<b>14,4</b>	

**Tabelle 6:** Lastgangzeiten für RM-07

RM-07 (extrem)

Tage	Anteil	Ertrag	%	H. H.
51	0	0	0,0	0
137	< 0,1	555	2,9	406
183	<0,2	1.563	8,0	855
182	>0,2	17.900	92,0	9.821
120	>0,4	15.121	77,7	12.587
59	>0,6	9.430	48,5	15.852
365		19.463	100,0	5.332
<b>20</b>	<b>Nennlast</b>	<b>3.273</b>	<b>16,8</b>	

**Tabelle 7:** Lastgangzeiten für RM-07 (extrem)

Der Schwachpunkt der Windenergie wird durch diese Darstellung offensichtlich: Über einen Großteil des Jahres wird viel zu wenig Strom erzeugt, an wenigen Monaten dann viel zu viel. Ohne eine entsprechende Speichertechnik macht ein weiterer Ausbau der Windkraft keinen Sinn

### 3 Wirtschaftlichkeitsabschätzung

Nachfolgend ist eine Wirtschaftlichkeitsabschätzung für den durchschnittlichen Fall für RM-07 durchgeführt. Angaben zu Kosten werden selten bis nie veröffentlicht. Bestenfalls die Investitionskosten. Besonders über die Betriebskosten werden kaum Angaben gemacht, man hätte da so Erfahrungswerte heißt es auf Nachfrage.

Deshalb ist man hier vorwiegend auf Studien von z. B. der Deutschen WindGuard angewiesen. Dort werden Betriebskosten zwischen 3% und 4% der Gesamtinvestitionskosten angegeben. Hier wurden 3,5 % angenommen. Die Anlagekosten stammen von einem Projektierer für eine ähnlich große Anlage (Nordex N 175-6.8).

In den Betriebskosten sind Pachtzahlungen von 130.000 Euro enthalten. Da aber mittlerweile auch im südlichen Binnenland Pachtzahlungen von 200.000 € üblich sind, wurden 70.000 € an zusätzlicher Pachtzahlung angenommen. Die übliche Verzinsung sei angeblich in den Betriebskosten enthalten.

Diese Wirtschaftlichkeitsberechnung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sie soll lediglich dazu dienen, zu demonstrieren, dass die ständig gerühmte Wirtschaftlichkeit nicht auf einer hohen Stromerzeugung beruht, sondern nur durch überzogene Subventionen ermöglicht wird, wie die linke Spalte der Tabelle belegt.

#### Windräder RM-07, Wirtschaftlichkeitsabschätzung Betriebskosten **3,5 %** der Gesamt Invest. Kosten

<b>Nennleistung</b>	<b>7.200 kW</b>
<b>Jahresertrag Nettoertrag:</b>	<b>15.362 MWh</b>
<b>Anlagekosten:</b>	<b>11.000.000 Euro</b>
<b>Inv. Nebenkosten/kW</b>	<b>500 Euro</b>
<b>Betriebskosten (% Invest)</b>	<b>3,50 %</b>
<b>Pacht (zusätzlich)</b>	<b>70.000 Euro</b>

	Mit Sondervergütung	Ohne Sondervergütung	
EEG Vergütung ct./kwh	10,91	7,35	ct
EEG Ertrag	1.675.994,20	1.129.107,00	Euro
Invest-Kosten gesamt	14.600.000,00	14.600.000,00	Euro
Kosten/Jahr (20 J. )	730.000,00	730.000,00	Euro
Betr. Kosten	385.000,00	385.000,00	Euro
Pacht	70.000,00	70.000,00	
<b>Bilanz</b>	<b>490.994,20</b>	<b>-55.893,00</b>	<b>Euro</b>

**Tabelle 8: Wirtschaftlichkeitsabschätzung für RM-07**

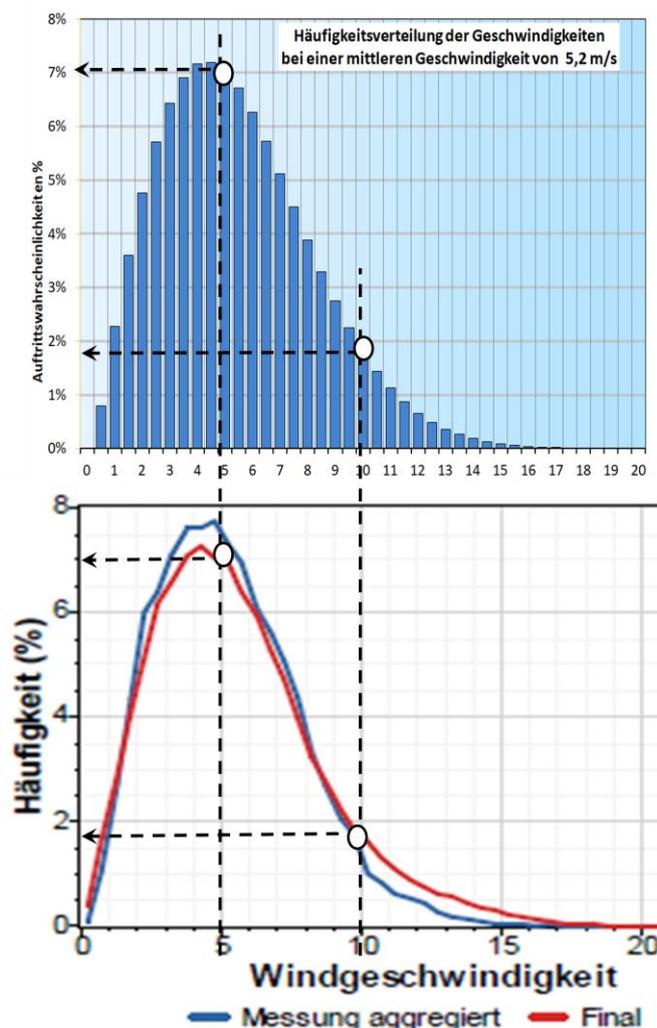
Der Standort weist eine Standortgüte von 56,45 % auf liegt also so grob in der Mitte zwischen 60 % und 50 %. Nach der Tabelle 4 ergibt die einen Korrekturfaktor von 1,485 (Mittelwert von 1,55 und 1,42) und damit eine Vergütung von  $7,35 * 1,485 = 10,91$  ct/kWh. Die Investitionsnebenkosten umfassen: Planungskosten, Gutachten, Infrastruktur(Zwegung), Netzanbindung, Sonstiges und schlagen mit 500 € /kW Nennleistung zu Buche.

Der Unterschied mit und ohne Sondervergütung ist enorm. Mit dieser Sondervergütung ergibt sich ein stattlicher Gewinn, ohne ihn ein Verlust, zumindest würde niemand auf die Idee kommen ohne diese Sondervergütung an dem Standort ein Windrad hinzustellen.

#### 4. Anhang: Qualitätsnachweis

Die Ertragsermittlung und die daraus folgende statistische Auswertung sind ja zentral an der mathematischen Beschreibung der Häufigkeitsverteilung durch eine Weibull Funktion aufgehängt. Diese Funktion ist durch zwei Parameter definiert, ansonsten durch einen funktionalen Zusammenhang gegeben. Bleibt die Frage, wie zuverlässig sind eigentlich diese ganzen Berechnungen?

Um die Richtigkeit dieser Rechnungen zu beweisen wurde hier eine gemessene Häufigkeitsverteilung nachgerechnet. In 2014 wurde das von der Firma Anemos erstellte Windgutachten für den Ebersberger Forst im Landratsamt EBE öffentlich vorgestellt. Darin enthalten ist auch die gemessene Häufigkeitsverteilung des Windes. Während der Windmessungen wurde nicht nur die momentane Windgeschwindigkeit, sondern auch die Häufigkeit der einzelnen Windklassen gemessen und aufgezeichnet. (Entsprechende Messgeräte machen das automatisch).



**Abbildung 9:** Vergleich zwischen berechneter und gemessener Häufigkeitsverteilung. (Aus Anemos Windmessung Ebersberger Forst 2013-2014)

Über eine Mastmessung wurden die Geschwindigkeiten sowie die dazugehörigen Häufigkeitsverteilungen gemessen. Die in 140 m Höhe bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,2 m/s gemessene Häufigkeit ist in Abb. 5 in dem unteren Diagramm dargestellt. (Rote Kurve). Die für die gleiche mittlere Windgeschwindigkeit nach

der hier vorgestellten Berechnungsmethode erhaltene Häufigkeitsverteilung ist im oberen Diagramm in Form der blauen Säulen für die einzelnen Geschwindigkeitsklassen dargestellt.

Der Kurvenverlauf in der Messung ist nicht ganz so „rund“ wie in der Rechnung aber sonst ist die Übereinstimmung sehr gut, sowohl in Form, als auch bezüglich der Werte zweier wichtiger Randpunkte. D. h. bei Kenntnis der mittleren Windgeschwindigkeit kann man sehr genau die zu erwartende Häufigkeitsverteilung ermitteln und es ergeben sich daraus die dargestellten Ertragsverhältnisse.

Anschließend noch eine Folie der Münchner Stadtwerke aus dem offiziellen Wind und Ertragsgutachten für das Windrad auf dem Frottmaninger Schuttberg.

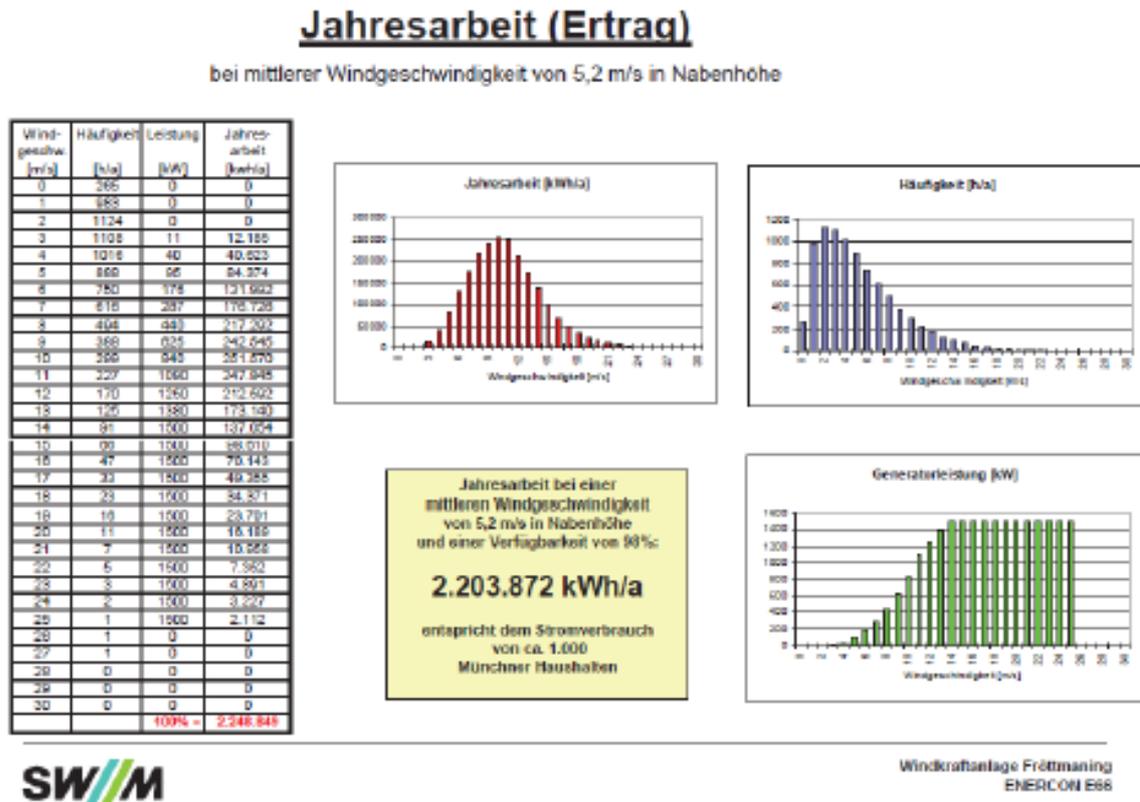


Abbildung 10: Folie der Stadtwerke München aus offiziellem Windgutachten

In der rechten Spalte sind Häufigkeit der Geschwindigkeit und die Kennlinie übereinander abgebildet. In der Mitte oben, die Ertrags-Häufigkeit Am linken Rand die in Abschnitt 1 erwähnte Tabelle, die sich aus der Berechnung ergibt. Also auch hier: Die Verläufe der Diagramme sehen genauso aus, wie sie in der vorliegenden Abhandlung dargestellt sind.

**Es handelt sich also bei den präsentierten Ergebnissen nicht um irgendwelche Annahmen oder theoretische Spekulationen, sondern um unwiderlegbare physikalische und mathematische Fakten!**