

Windkraft am Schienerberg

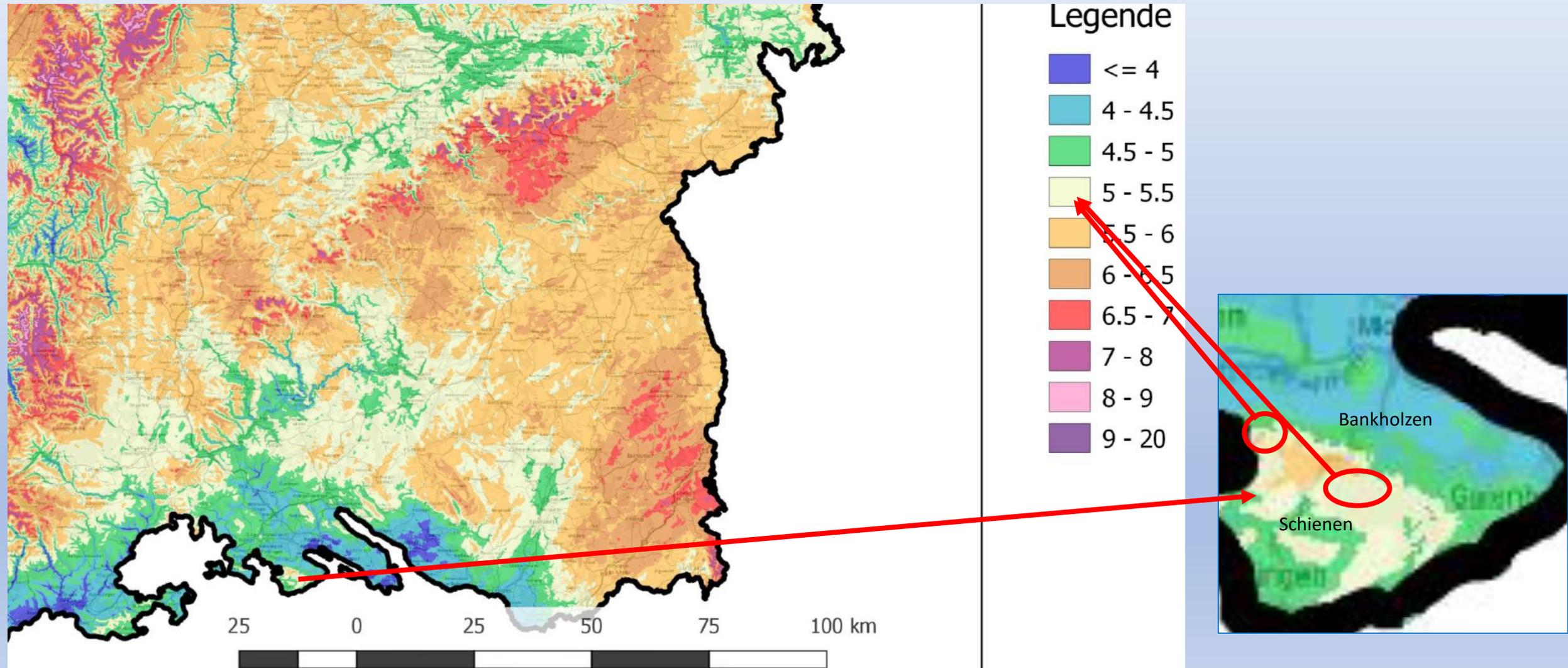
Dr. F.-K. Koschnick (Dipl. Physiker)

Copyright © 2024 Dr. F.-K. Koschnick. All rights reserved.

- Berechnung der Volllaststunden pro Jahr für ein Schwachwindrad der Klasse 6,8 MW am Schienerberg mit Weibull (**Fazit: ca. 30% weniger**, als vom Projektierer ABO Energy angegeben)
- Berechnung der Stromgestehungskosten für Windräder am Schienerberg
- Gefahren durch die hohe meteorologische Turbulenz (Alterung der Windkraftanlagen)
- Erdbebenmessstation in Stein am Rhein
- Wasserschutzgebiet und Risiken, da die Zone III direkt an die Kernzone I grenzt
- Hohe und teure Ausgleichsmaßnahmen wegen Rodung von sehr hochwertigem Wald
- Enormes Risiko für den UNESCO-Welterbe-Status der Reichenau
- Fazit: Eine Investition in Windkraftträder auf dem Schienerberg ist ein finanzielles Hochrisikoprojekt, das auch die Reputation des Investors enorm schädigen kann

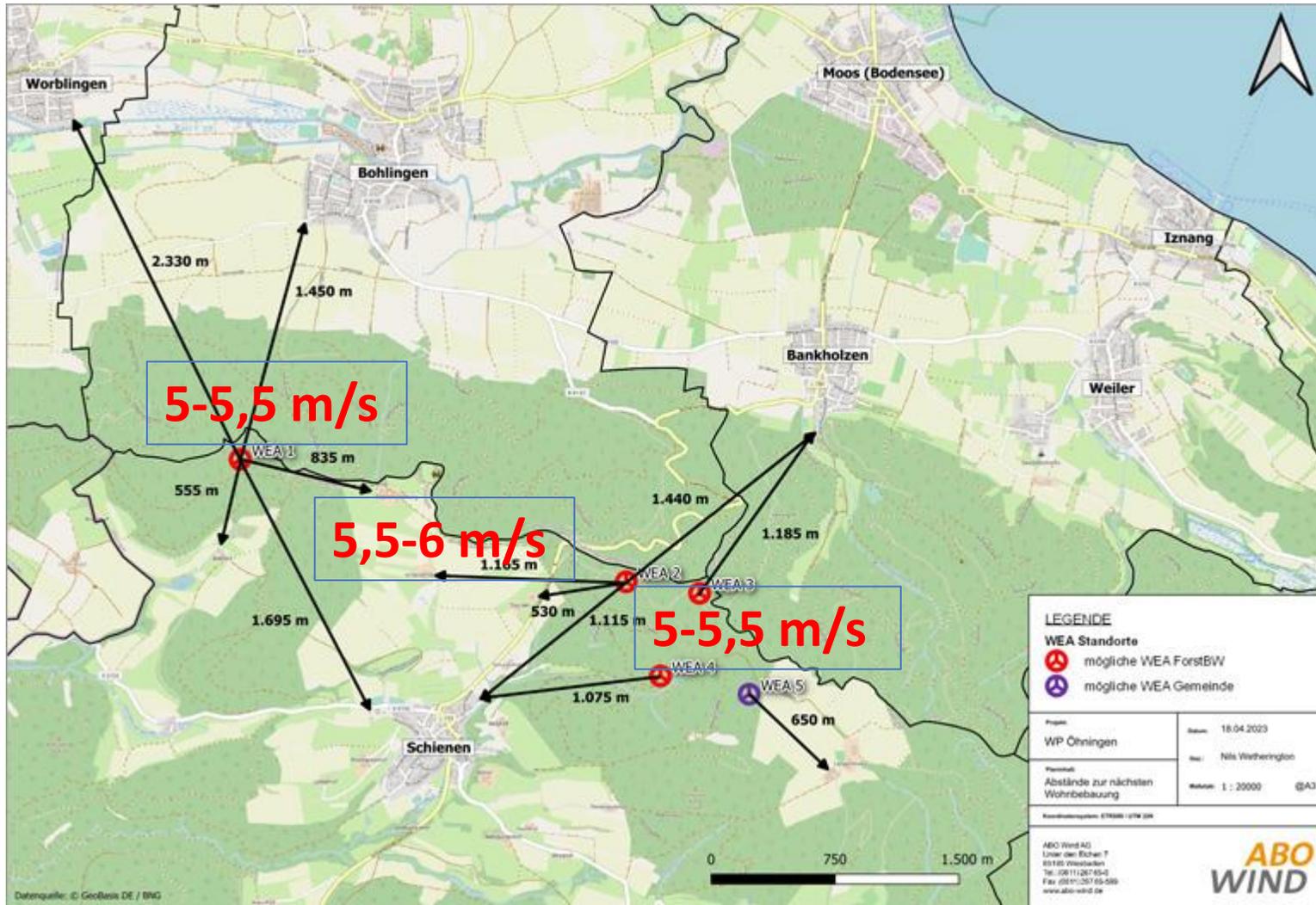
Windatlas BW, mittlere Windgeschwindigkeit (m/s) 160m über Grund (Seite 56)

Berechnung der
Volllaststunden pro Jahr



Windatlas BW, mittlere Windgeschwindigkeit (m/s) 160m über Grund (Seite 56)

Berechnung der
Volllaststunden pro Jahr



Bei den eingezeichneten, geplanten Standorten für die Windräder ergeben sich laut BW-Windatlas mittlere Windgeschwindigkeiten zwischen 5 m/s und 5,5 m/s. Diese mittleren Windgeschwindigkeiten habe ich in die Planungsansicht von ABO Energy links eingetragen. Der Bereich mit der größten Windhöffigkeit (5,5 m/s – 6 m/s) kommt für die Standorte wegen der zu nahen Abstände zu einigen Höfen nicht in Frage.

Betrachtungen zu Windgeschwindigkeiten und Luftdichte

Berechnung der
Volllaststunden pro Jahr

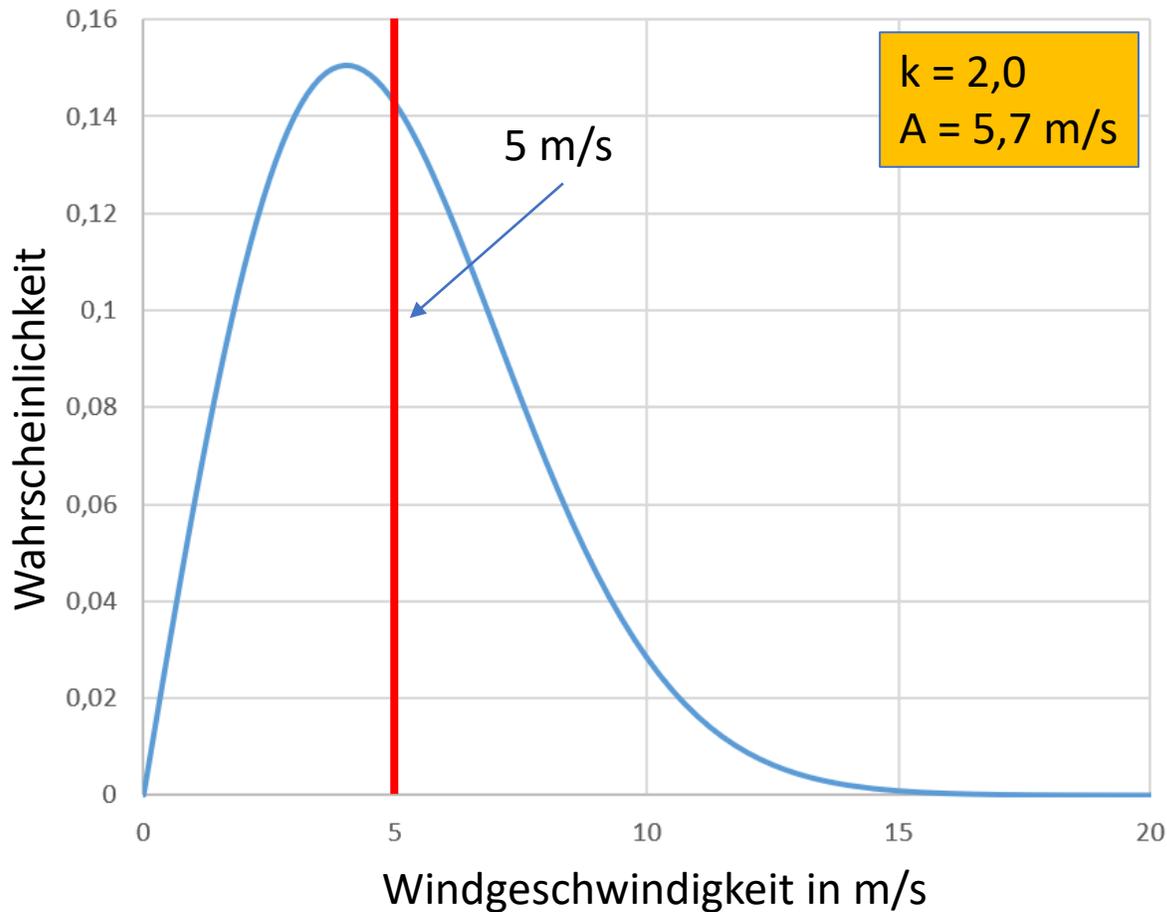
- Aus Windatlas (Seite 56) kann man für die mittlere Windgeschwindigkeit in 160 m über Grund $v = 5 - 6$ m/s für die Höhen des Schienerbergs entnehmen. Für die geplanten Standorte der Windräder muss man sogar etwas geringere Werte annehmen: $5 - 5,5$ m/s.
<https://www.energieatlas-bw.de/documents/24384/139536/Endbericht+Windatlas+BW+2019>
- Luftdichte in 800m Höhe (640m Schienerberg + 160m Narbenhöhe = 800m): 92% relativ zu NN
Luftdichterechner: <https://wind-data.ch/tools/luftdichte.php>, $\rho(800\text{m}, 12^\circ\text{C}, 921\text{ hPa}) = 1,125\text{ kg/m}^3$
Die Leistungsangaben der Hersteller beziehen sich oft auf NN: $\rho(0\text{m}, 15^\circ\text{C}, 1013\text{hPa}) = 1,225\text{ kg/m}^3$
Bei beiden Angaben wird die Luftfeuchtigkeit mit 0% angenommen (ansonsten ist die Luftdichte kleiner, da die H_2O -Moleküle eine kleinere Molekülmasse haben als O_2 und N_2). Bei 800m wurde berücksichtigt, dass die Temperatur um ca. 3°C niedriger ist als bei NN, ansonsten wäre die Luftdichte noch kleiner.
- Die Windverteilung in Mitteleuropa kann sehr gut durch eine Weibullverteilung $f(v)$ beschrieben werden:
 $f(v) = k/A \cdot (v/A)^{k-1} \cdot \exp(-(v/A)^k)$, v ist die Windgeschwindigkeit, k ist der Formparameter und A ist die auf die Weibullverteilung skalierte mittlere Windgeschwindigkeit $A = 1,128 \cdot v_{\text{mittel}}$. Für k kann in sehr guter Näherung der Wert 2,0 angenommen (Weibull- geht in Rayleigh-Verteilung über). Ich habe die Simulationen auch mit $k=1,9$ und $k=2,1$ durchgeführt. Die relativen Änderungen gegenüber $k=2,0$ liegen nur bei ca. $\pm 3\%$. Daher rechne ich mit $k=2,0$. Der Parameter A wurde so gewählt, dass eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s aus der Weibull-Verteilung resultiert.
→ Weibullverteilung: $f(v) = k/A \cdot (v/A)^{k-1} \cdot \exp(-(v/A)^k)$, mit $k=2,0$ und $A=6,2$ m/s

Bemerkung: Für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5 m/s, mit der man auch rechnen muss, ergibt sich $A = 5,7$ m/s!!!

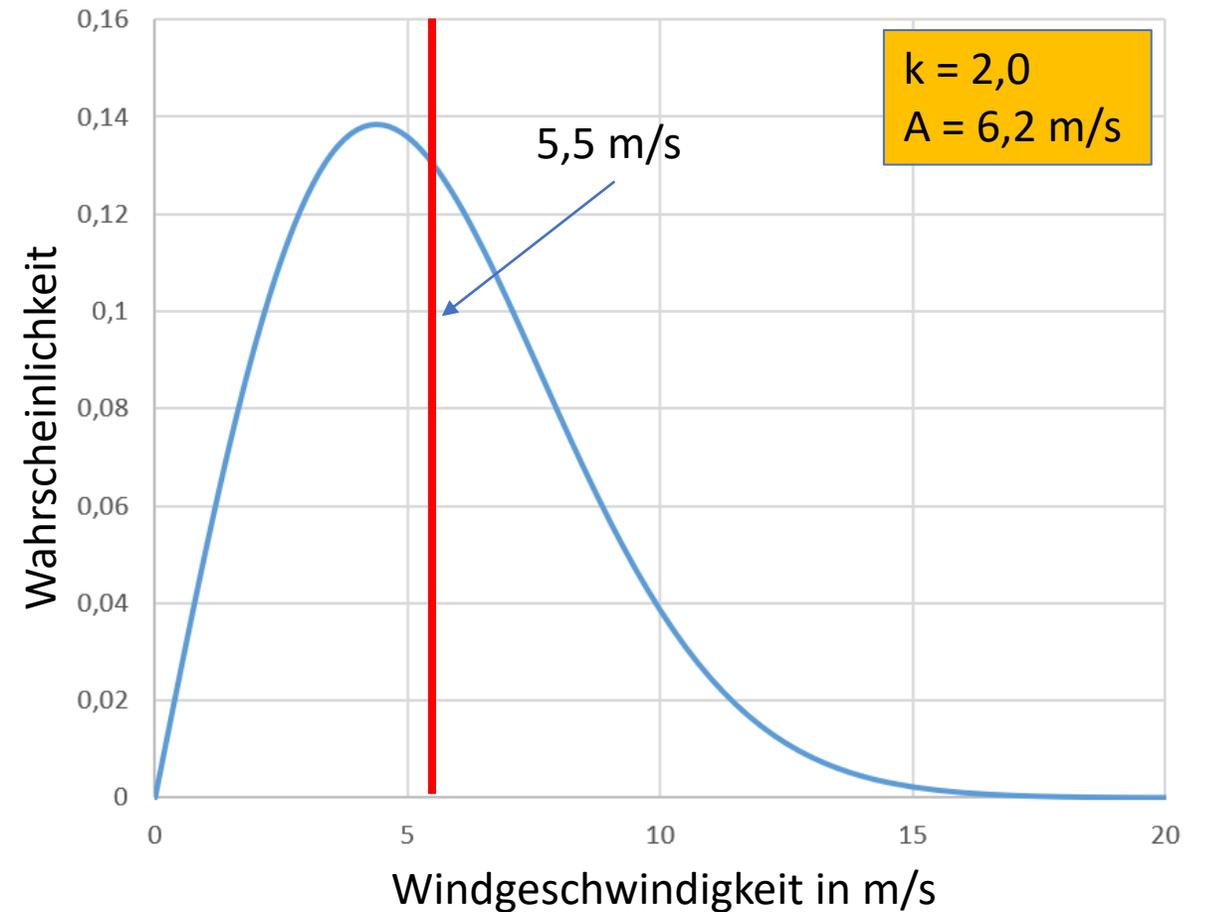
Windgeschwindigkeitsverteilung nach Weibull bei mittleren Windgeschwindigkeiten von 5 m/s und 5,5 m/s

Berechnung der Volllaststunden pro Jahr

Windverteilung mit mittlerer Windgeschwindigkeit von 5 m/s



Windverteilung mit mittlerer Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s



Bemerkung: Die mittlere Windgeschwindigkeit entspricht nicht dem Maximum der Weibull-Verteilung, da die Verteilung nicht symmetrisch zum Maximum ist!

Berechnung der mittleren Windleistungsdichte

Berechnung der
Volllaststunden pro Jahr

Mit der Formel für die Berechnung der Windleistungsdichte aus dem BW-Windatlas 2019, Seite 33 unten (mit Kappungsgrenze 15 m/s)

$$E_{kapp} \approx \frac{1}{2} \rho \left(0,1 \text{ m/s} \sum_{j=1}^{150} u_j^3 \frac{k}{A} \left(\frac{u_j}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u_j}{A}\right)^k} + (15 \text{ m/s})^3 e^{-\left(\frac{15 \text{ m/s}}{A}\right)^k} \right)$$

mit den Stützstellen

$$u_j = 0,05 \text{ m/s} + (j - 1) * 0,1 \text{ m/s} \quad \text{für } j = 1, \dots, 150$$

und den Weibullverteilungen auf der vorherigen Folie wurden die folgenden Windleistungsdichten berechnet:

Für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s: 180 W /m² ± 3 %

Für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,0 m/s: 140 W /m² ± 3 %

Das liegt in beiden Fällen deutlich unter der Schwelle für einen wirtschaftlichen Betrieb von Windenergieanlagen.

Leistungsdaten einer Nordex-Anlage in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und der Luftdichte

Berechnung der
Volllaststunden pro Jahr für
Nordex N163, 6.X (6,8MW)

Beispiel Windenergieanlage (WEA) Nordex N163 6.X, wie sie für den Windpark Öhningen laut ABO Energy geplant sind. Die Leistungsdaten habe ich von diesem Link am 22.07.2024 abgerufen:

https://uvp.niedersachsen.de/documents-ige-ng/igc_ni/69946C06-3D23-4D35-953E-864F269C9072/06_2_Schallemissionen-Leistungskurven-Schubbeiwerte_N163-6x_LKVE.pdf

Alternativer Link:

https://www.kreis-paderborn.de/kreis_paderborn-wAssets/docs/66-umweltamt/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-immissionsschutz/amtliche-bekanntmachungen-und-auslegungen/Abgeschlossene-Verfahren/40640-23-600/06.1_F008_277_A12_DE_R03_Schallemissionen-Leistungskurven-Schubbeiwerte_N163-6.X.pdf

Da die Daten mit der ISO 16016 geschützt sind, darf ich diese nicht weitergeben. Ich kann nur auf die Links verweisen. Daher habe ich auch bei meinen Berechnungen (Screenshots der Excel-Tabellen) die Daten geschwärzt. Für meine Berechnungen habe ich die Spalte für die Luftdichte = $1,125 \text{ kg/m}^3$ in Tabelle „Leistungskurven – Mode 1“ auf Seite 6 genutzt (Narbe auf 800m Höhe bezogen auf NN).

Vorgehen bei der Berechnung der Volllaststunden

Berechnung der
Volllaststunden pro Jahr für
Nordex N163, 6.X (6,8MW)

Weibullverteilung: $f(v) = k/A \cdot (v/A)^{k-1} \cdot \exp(-(v/A)^k)$, mit $k=2$ und $A=6,2$ m/s.

Im Folgenden habe ich mit der Weibullverteilung die Leistungsdaten aus der Tabelle für die Luftdichte auf 800m Höhe ($1,125 \text{ kg/m}^3$) für jede der angegebenen Windgeschwindigkeiten gewichtet, danach summiert und mit der Intervallbreite multipliziert. Das entspricht einer numerischen Integration der Leistung mit der Weibull-Windverteilung. Das Ergebnis dieser numerischen Integration entspricht der mittleren Leistung, die ein Windrad bei der angenommenen Windverteilung liefert. Die Effizienz des Windrades ist dann das Verhältnis der mittleren Leistung zur Nennleistung. Multipliziert man die Effizienz mit der Anzahl der Stunden im Jahr, so bekommt man die Volllaststunden¹⁾. Die Rechnung wurde mit Excel ausgeführt. Ich habe Screenshots der Excel-Datei in den folgenden drei Folien der Präsentation eingefügt. Die Intervallbreite war einmal 1 m/s (erster Screenshot) und danach 0,5 m/s als Check (zweiter Screenshot), jeweils mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s (entspricht $A = 6,2$ m/s). Beim dritten Screenshot habe ich mit einer Intervallbreite von 1 m/s aber mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5 m/s (entspricht $A = 5,7$ m/s) gerechnet, um den Worst Case zu beschreiben. (Weiter unten für die Berechnung der Standortgüte habe ich die Berechnung mit der mittleren Windgeschwindigkeit 7,2 m/s für einen 100%-Standort durchgeführt.)

1): Volllaststunden: Anzahl der Stunden, die ein Windrad benötigt, um den Energieertrag eines Jahres zu produzieren, wenn das Windrad konstant mit voller Leistung arbeiten würde.

Berechnung für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s mit Integrationsschrittweite 1 m/s

Berechnung der Volllaststunden pro Jahr für Nordex N163, 6.X (6,8MW)

Windgeschwindigkeit	gewichtete Windgeschwindigkeit	Weibull Häufigkeit	für 800m Höhe (1,125kg/m ³) Nordex N163/6.X (Mode 1, 6,8MW)	Gewichtete Leistungen
0	0	0	0	0
1	0,050693075	0,050693075	0	0
2	0,187548966	0,093774483	0	0
3	0,370516263	0,123505421	0,024	0,0029641
4	0,549033526	0,137258382	0,246	0,03376556
5	0,678792508	0,135758502	0,598	0,08118358
6	0,7342124	0,122368733	1,094	0,13387139
7	0,712592931	0,10179899	1,774	0,18059140
8	0,63002191	0,078752739	2,674	0,21058482
9	0,512383316	0,05693148	3,761	0,21525792
10	0,385876452	0,038587645		0,18531098
11	0,270380891	0,024580081		0,14460461
12	0,176888459	0,014740705		0,09522495
13	0,108336332	0,008333564		0,05614322
14	0,062244064	0,004446005		0,03023283
15	0,033603373	0,002240225		0,01523352
16	0,017068794	0,0010668		0,00725423
17	0,008166336	0,000480373	6,8	0,00326633
18	0,003683367	0,000204632	6,8	0,00139149
19	0,001567407	8,24951E-05	6,8	0,00056096
20	0,00062967	3,14835E-05	6,8	0,00021408
21	0,000238932	1,13777E-05	6,321	7,20323E-05
22	8,56777E-05	3,89444E-06	5,794	2,25644E-05
23	2,90448E-05	1,26282E-06	5,27	6,5506E-06
24	9,31174E-06	3,87989E-07	4,76	1,84683E-06
25	2,82415E-06	1,12966E-07	4,264	4,81686E-07
26	8,10507E-07	3,11733E-08	3,774	1,17648E-07

Geschwärzt, wegen Weitergabeverbot der Nordex-Daten aufgrund ISO 16016

Bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von $v = 5,5\text{m/s}$ und einer typischen Windverteilung, wie sie in Mitteleuropa vorherrscht, liefert ein Nordex-Windrad (N163, X.6) mit 800m Narbenhöhe bezogen auf NN, bei einer Luftfeuchtigkeit von 0% und einer Temperatur von 12° C pro Jahr ca. 1806 Volllaststunden (brutto), was einer Brutto-Energie von 12,28 Mio kWh pro Jahr entspricht.

Mittlere Windgeschwindigkeit in m/s

5,494606643

Mittlere Leistung in MW

1,401759984

Effizienz

21%

Volllaststunden

1805,80

Weibullverteilung: $f(v) = k/A \cdot (v/A)^{k-1} \cdot \exp(-(v/A)^k)$, mit $k=2$ und $A=6,2\text{ m/s}$, v ist die Windgeschwindigkeit

Gewichtete Leistung = $f(v) \cdot \text{Leistung}(v)$, v ist die Windgeschwindigkeit

Berechnung für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s mit Integrationschrittweite 0,5 m/s

Berechnung der Volllaststunden pro Jahr für Nordex N163, 6.X (6,8MW)

Windgeschwindigkeit	gewichtete Windgeschwindigkeit	Häufigkeit	Nordex N163/6.X (Mode 1, 6.8MW)	Gewichtete Leistungen
0	0	0	0	0
0,5	0,012922964	0,025845928	0	0
1	0,050693075	0,050693075	0	0
1,5	0,110410067	0,073606711	0	0
2	0,187548966	0,093774483	0	0
2,5	0,276384853	0,110553941	0	0
3	0,370516263	0,123505421	0,024	0,002584
3,5	0,463428148	0,132408042	0,118	0,0158214
4	0,549033526	0,137258382	0,246	0,0377552
4,5	0,622139077	0,138253128	0,406	0,056110
5	0,678792508	0,135758502	0,558	0,076155
5,5	0,716486477	0,130270269	0,629	0,0760324
6	0,7342124	0,122368733	1,054	0,1337153
6,5	0,732375034	0,112673082	1,408	0,15804
7	0,712532931	0,10179899	1,774	0,1605940
7,5	0,677419318	0,090322576	2,158	0,1683505
8	0,63002191	0,078752739	2,674	0,205848
8,5	0,573858961	0,067512819	3,212	0,245911
9	0,512383316	0,05693148	3,768	0,285522
9,5	0,44879791	0,047241885	4,352	0,285522
10	0,385876452	0,038587645	4,962	0,285522
10,5	0,325853616	0,031033678	5,598	0,285522
11	0,270380891	0,024580081	6,262	0,285522
11,5	0,220538285	0,019177242	6,954	0,285522
12	0,176888459	0,014740705	7,674	0,285522
12,5	0,139558643	0,011164691	8,422	0,285522
13	0,108336332	0,008333564	9,198	0,285522
13,5	0,082766898	0,006130881	10,002	0,285522
14	0,062244064	0,004446005	10,834	0,285522
14,5	0,046087337	0,003178437	11,694	0,285522
15	0,033603373	0,002240225	12,582	0,285522
15,5	0,024130677	0,001556818	13,498	0,285522
16	0,017068794	0,0010668	14,442	0,285522
16,5	0,01189429	0,000720866	15,414	0,285522
17	0,008166336	0,000480373	16,414	0,285522
17,5	0,005524784	0,000315702	17,442	0,285522
18	0,003683367	0,000204632	18,498	0,285522
18,5	0,002420222	0,000130823	19,582	0,285522
19	0,001567407	8,24951E-05	20,694	0,285522
19,5	0,001000593	5,13125E-05	21,834	0,285522
20	0,00062967	3,14835E-05	23,002	0,285522
20,5	0,00039064	1,90556E-05	24,198	0,285522
21	0,000238932	1,13777E-05	25,422	0,285522
21,5	0,000144089	6,70181E-06	26,674	0,285522
22	8,56777E-05	3,89444E-06	28,054	0,285522
22,5	5,02351E-05	2,23267E-06	29,462	0,285522
23	2,90448E-05	1,26282E-06	30,898	0,285522
23,5	1,65604E-05	7,04698E-07	32,362	0,285522
24	9,31174E-06	3,87989E-07	33,854	0,285522
24,5	5,16374E-06	2,10765E-07	35,374	0,285522
25	2,82415E-06	1,12966E-07	36,922	0,285522
25,5	1,5234E-06	5,97411E-08	38,498	0,285522
26	8,10507E-07	3,11733E-08	40,102	0,285522

Geschwärzt, wegen Weitergabeverbot der Nordex-Daten aufgrund ISO 16016

Check mit kleinerer Intervallbreite von 0,5 m/s. Das Ergebnis (Volllaststunden) ist bis auf 0,04% dasselbe, wie in der Folie davor mit einer Schrittweite von 1m/s. Damit ist gezeigt, dass die Schrittweite für die numerische Integration ausreicht.

Mittlere Windgeschwindigkeit in m/s
5,494606503

Mittlere Leistung in MW
1,402313232

Effizienz 21% Volllaststunden 1806,51

Berechnung für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,0 m/s mit Integrationsschrittweite 1 m/s

Berechnung der Volllaststunden pro Jahr für Nordex N163, 6.X (6,8MW)

Windgeschwindigkeit	gewichtete Windgeschwindigkeit	Weibull Häufigkeit	für 800m Höhe (1,125kg/m ³) Nordex N163/6.X (Mode 1, 6,8MW)	Gewichtete Leistungen
0	0	0		
1	0,059691606	0,059691606		
2	0,217706901	0,10885345		
3	0,419971301	0,139990434	0,024	0,0033597
4	0,601904993	0,150476248	0,246	0,03701715
5	0,712926555	0,142585311	0,598	0,085266018
6	0,731762353	0,121960392	1,094	0,133424669
7	0,66756319	0,09536617	1,774	0,169179586
8	0,549504147	0,068688018	2,674	0,18367176
9	0,412132324	0,04579248	3,781	0,173141369
10	0,28351646	0,028351646		0,139093173
11	0,179744755	0,016340432		0,096130763
12	0,105388176	0,008782348		0,056733968
13	0,05729815	0,00440755		0,029693666
14	0,028946791	0,002067628		0,01405987
15	0,013610789	0,000907386		0,006170224
16	0,00596435	0,000372772		0,002534849
17	0,002438425	0,000143437	6,8	0,0009753
18	0,000930917	5,17176E-05	6,8	0,00035168
19	0,000332119	1,74799E-05	6,8	0,000118866
20	0,000110798	5,5399E-06	6,8	3,76713E-05
21	3,4583E-05	1,64681E-06	6,831	1,0426E-05
22	1,01039E-05	4,59267E-07	5,794	2,66099E-06
23	2,76428E-06	1,20186E-07	5,27	6,33381E-07
24	7,08434E-07	2,95181E-08	4,76	1,40506E-07
25	1,70127E-07	6,80507E-09	4,264	2,90168E-08
26	3,82932E-08	1,47281E-09	3,774	5,5594E-09

Geschwärzt, wegen Weitergabeverbot der Nordex-Daten aufgrund ISO 16016

Bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von $v = 5 \text{ m/s}$ und einer typischen Windverteilung, wie sie in Mitteleuropa vorherrscht, liefert ein Nordex-Windrad (N163, X.6) mit 800m Narbenhöhe bezogen auf NN, bei einer Luftfeuchtigkeit von 0% und einer Temperatur von 12° C pro Jahr ca. 1457 Volllaststunden (brutto), was einer Brutto-Energie von 9,91 Mio kWh pro Jahr entspricht. Dieses Ergebnis entspricht vermutlich der unteren Grenze, aber es ist in der Realität nicht auszuschließen.

Mittlere Windgeschwindigkeit in m/s

5,051493465

Mittlere Leistung in MW

1,130974321

Effizienz

17%

Volllaststunden

1456,96

Weibullverteilung: $f(v) = k/A \cdot (v/A)^{k-1} \cdot \exp(-(v/A)^k)$, mit $k=2$ und $A=5,7 \text{ m/s}$, v ist die Windgeschwindigkeit

Gewichtete Leistung = $f(v) \cdot \text{Leistung}(v)$, v ist die Windgeschwindigkeit

Netto-Volllaststunden und Vergleich der Ergebnisse mit den Angaben vom Projektierer ABO Energy

Berechnung der Volllaststunden pro Jahr für Nordex N163, 6.X (6,8MW)

In den gezeigten Berechnungen wurden Brutto-Werte ermittelt. Laut Windatlas auf Seite 28/29 in Kap. 3.1.3 erhält man die Netto-Werte, indem man Verluste durch Betriebseinschränkungen in der Größenordnung von 10% bis 15% annimmt. Betriebseinschränkungen können durch Abschattungseffekte benachbarter Anlagen, durch Immissions- und Artenschutz oder Schattenwurf auf Häuser oder Wartung entstehen. Gehen wir von Verlusten in der Größenordnung von 10% aus, so ergeben sich pro Windrad ca. 1625 Netto-Volllaststunden bzw. 11,05 Mio kWh pro Jahr. Für die untere Grenze (mittlere Windgeschwindigkeit bei 5 m/s) würden sich Werte von 1311 Netto-Volllaststunden bzw. 8,91 Mio kWh pro Jahr ergeben.

Da ich von ABO Energy keine Winddaten bekommen habe (wurde per Mail abgelehnt), berechne ich deren Energieprognose aus den von ihnen veranschlagten Vergütungen an die umliegenden Gemeinden. Ich zitiere von der Webseite des Projektierer ABO Energy (<https://www.aboenergy.com/de/info-center/projekte/baden-wuerttemberg/windpark-ohningen/index.php>):

„Das Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2023 (EEG 2023) bietet die Möglichkeit, Kommunen im 2.500-Meter Radius um einen Windpark entsprechend ihres Flächenanteils mit 0,2 Cent für jede produzierte Kilowattstunde finanziell zu beteiligen. Sie entscheiden frei, wie sie das Geld einsetzen. Wenn die fünf Anlagen in Öhningen realisiert werden, kämen den Gemeinden Öhningen knapp 79.000 Euro, Moos etwa 35.000 Euro, Singen rund 32.000 Euro, Rielasingen-Worblingen circa 4.000 und Gaienhofen etwa 3.000 Euro jährlich zu.“

Das ergibt eine Gesamtsumme von 153.000 €. Teilt man diese Summe durch die 0,002 € pro produzierte kWh, so ergibt sich durch die 5 Windräder ein Jahresertrag von 76,5 Mio kWh. Das würde pro Windrad einen Ertrag von 15,3 Mio kWh ergeben. Im ABO-Energy-Poster für den Windpark Öhningen (https://www.aboenergy.com/media/projekte/ohningen/poster_ohningen.pdf) wird von 15,4 Mio kWh pro Anlage gesprochen. Daraus würde sich wiederum eine Effizienz von 25,7% oder 2250 Netto-Volllaststunden berechnen. (2250h = 15,3 Mio kWh / 6800 kW, mit der Leistung einer Anlage von 6,8 MW = 6800 kW)

Meine Ergebnisse mit der positiven Abschätzung von 5,5 m/s entsprechen nur 72% dieses Wertes!!!

Verluste Brutto -> Netto Angaben im BW-Windatlas

Berechnung der
Volllaststunden pro Jahr für
Nordex N163, 6.X (6,8MW)

<https://www.energieatlas-bw.de/wind/windatlas/ubersicht-der-ermittelten-kenngro-en>

- Jahresertrag in kWh/a

Der mittlere Jahresertrag wurde für drei gängige Windenergieanlagen als Referenzanlagen durch die Anwendung der luftdichtekorrigierten Leistungskennlinie auf das Windangebot des Rasterpunktes ermittelt. Es handelt sich hierbei um Bruttoerträge, die keine der üblicherweise auftretenden Verluste beinhalten. Zu den Verlusten zählen Abschattungseffekte, Verfügbarkeits- und Netzverluste sowie verschiedene Betriebseinschränkungen. Diese Verluste liegen projektabhängig in einem Bereich zwischen ca. 10 % und 15 %.

Bemerkungen zu den Ergebnissen in Bezug auf Windenergieanlagen (WEAs) in Schwachwindgebieten

Berechnung der Volllaststunden pro Jahr

Auch wenn hier speziell ein Nordex-Windrad betrachtet wurde, verhalten sich Schwachwindräder von anderen Herstellern ähnlich, so dass mit Volllaststunden in einem ähnlichen Bereich am Schienerberg gerechnet werden muss. Ich habe die Leistungskurven und Diagramme von Leistungsbeiwerten diverser Schwachwindkrafträder von diversen Herstellern verglichen. Da gibt es keine relevanten Unterschiede. Ich möchte bemerken, dass beispielsweise das betrachtete Nordex-Windrad technologisch auf einem sehr guten Stand ist, allerdings kann es die Physik der Windkraft auch nicht überlisten und kommt damit an den physikalischen Gesetzmäßigkeiten nicht vorbei. Ein Gebiet wie der Schienerberg ist einfach nicht geeignet für effiziente Windkraft.

Auch bei der Energiewende, muss man den gesunden Menschenverstand nutzen. Man bedenke, dass man in 60%-Gebieten (Schienerberg 57%, siehe nächste Folie) um den Faktor 1,667 mehr Nennleistung an WEAs installieren muss als in 100%-Gebieten, um die gleiche elektrische Energie zu erhalten. Das ist nicht nur ein Kostenfaktor (siehe Stromgestehungskosten, übernächste Folie), sondern es wird auch um den Faktor 1,667-mal mehr Natur zerstört, insbesondere wenn WEAs in wertvollen Waldgebieten gebaut werden. Auf Letzteres gehe ich noch ein.

Berechnung der Standortgüte des Schienerbergs mit Brutto-Volllaststunden

https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemitteilungen/2017/20161222_bwe_informat_ionspapier_eeg_2017_referenzstandort.pdf

Berechnung der Stromgestehungskosten für WEAs am Schienerberg

Referenzstandort (100% Standortgüte): 6,45 m/s mittlere Windgeschwindigkeit bei 100m Nabenhöhe.

Berechnung der Windgeschwindigkeit für 160m über Grund nach Hellmann: $v_{160} = 6,45 \text{ m/s} * (160/100)^{0,25} = 7,2 \text{ m/s}$ ($v_{\text{mittel, Referenz}}$)

Nach: *Referenzstandort und Referenzertrag (EEG 2017 Anlage 2, Seite 1, URL siehe oben)*

$v_{\text{mittel, Referenz}}$ ist 7,2 m/s in 160m Höhe über Grund für 100% Standortgüte. Daraus berechnet man mit Weibull ($k=2,0$ und $A = 8,13 \text{ m/s}$) ca. 3180 Brutto-Volllaststunden.

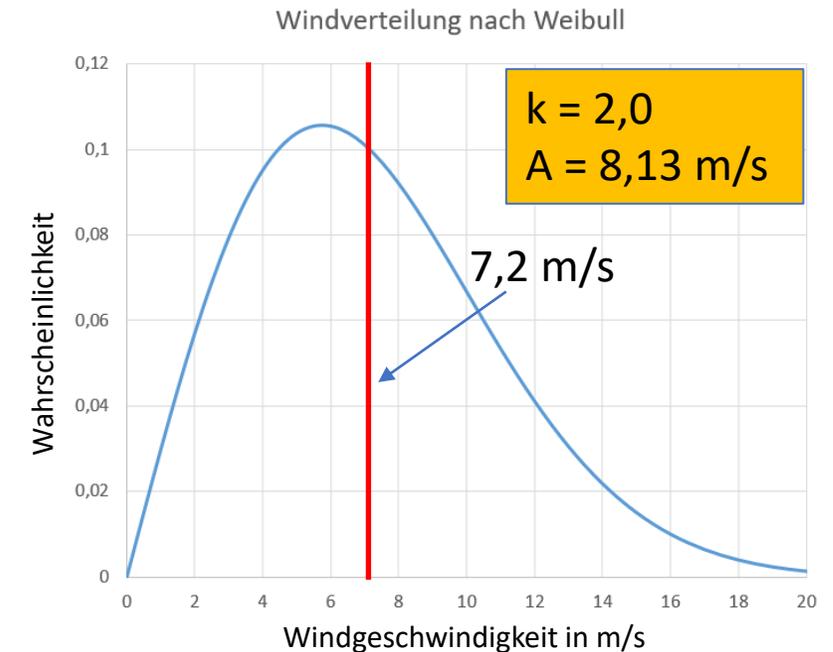
Aus den Berechnungen weiter oben folgten diese Ergebnisse für den Schienerberg:

$v_{\text{mittel}} = 5,0 \text{ m/s}$ -> 1457 Brutto-Volllaststunden (Minimalwert)

$v_{\text{mittel}} = 5,5 \text{ m/s}$ -> 1805 Brutto-Volllaststunden (Maximalwert)

➔ Standortgüte (5,0m/s) = $100\% * (1457/3180) = 46\%$ (Minimalwert)

➔ Standortgüte (5,5m/s) = $100\% * (1805/3180) = 57\%$ (Maximalwert)

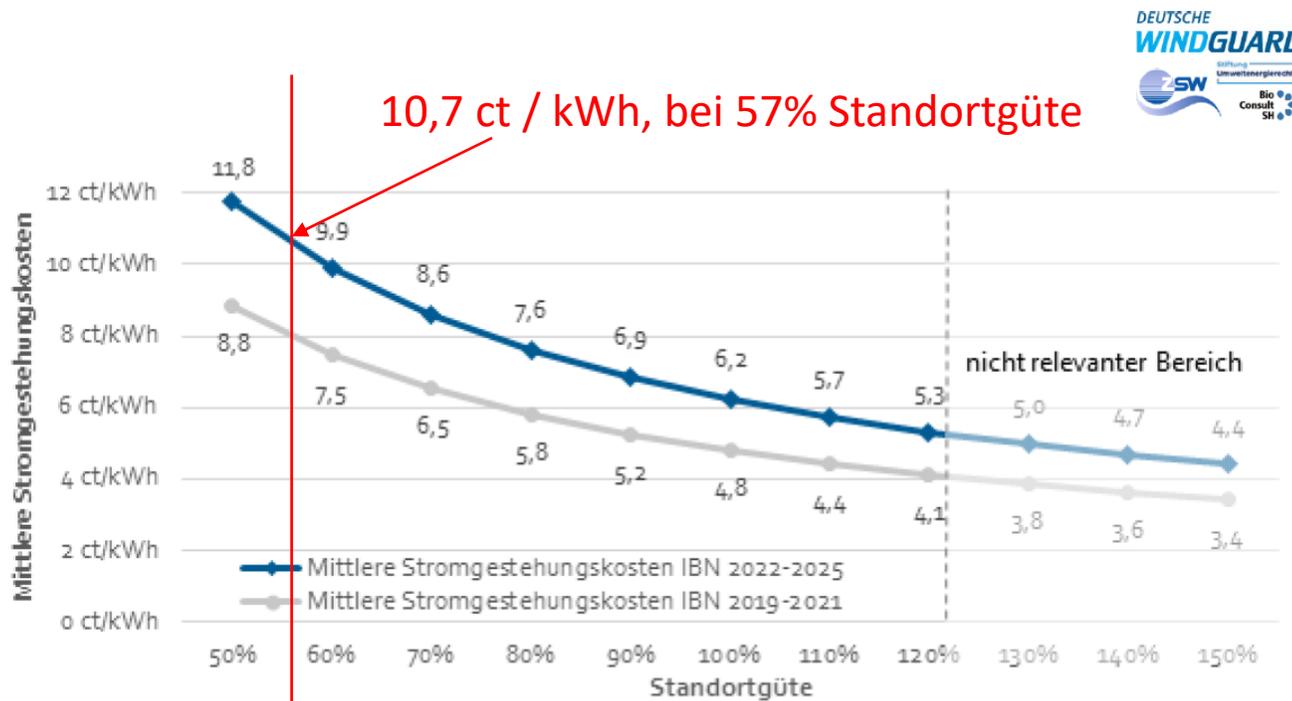


Berechnungen mit Weibull ergeben bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 7,2 m/s (160m über Grund, Referenzstandort mit 100% Güte) **3180 Brutto-Volllaststunden.**

Stromgestehungskosten nach Windguard

https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2023/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20Stand%202023.pdf

Berechnung der Stromgestehungskosten für WEAs am Schienerberg



10,7 ct / kWh, bei 57% Standortgüte

Datengrundlage: Eigene Erhebung und Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 14: Mittlere Stromgestehungskosten 2019-2021 und 2022-2025 nach Standortgüte

Die deutsche Windguard hat im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz die Kostensituation von Windenergie an Land untersucht (Link siehe oben). Dabei wurden Befragungen durchgeführt. Die Daten stammen von 125 Projekten, 403 WEAs mit 1667 MW installierter Leistung. Auf Seite 39 in dem Bericht sind in Abb. 14 als Ergebnis die Stromgestehungskosten über der Standortgüte aufgetragen.

Nimmt man den Maximalwert der in der Folie vorher berechneten Standortgüte von 57%, so kommt man auf Stromgestehungskosten (StGK) von 10,7 ct / kWh. Das ist ein sehr hoher Wert. Ein Investor muss mit den Stromgestehungskosten unter der Stromvergütung bleiben, was bei 10,7 ct / kWh nicht gelingen wird. Im Worst Case (46%) liegen die StGK bei 12 ct / kWh.

Effizienz von Windkraftanlagen

Anaylsen von zwei Fraunhofer-Instituten

Analysen von zwei
Fraunhofer-Instituten

Auf den folgenden zwei Folien fasse ich zwei Studien zu Windenergie-Potenzialen zusammen:

- **FLÄCHENPOTENZIALE DER WINDENERGIE AN LAND 2022** vom Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE (Kassel) vom September 2022, Auftraggeber: Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/02-planung/20220920_BWE_Flaechenpotentiale_Windenergie_an_Land.pdf
- **STROMSTUDIE FÜR BADEN-WÜRTTEMBERG VERSORGUNGSSITUATION BIS ZUM JAHR 2040** vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Freiburg i.B.) vom Januar 2024, Auftraggeber: Baden-Württembergischer Industrie- und Handelskammertag (BWIHK)
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2024/IHK-Stromstudie_v06.pdf

Energie-Effizienz eines Windkrafttrads (Fraunhofer-Institut Kassel)

Analysen von zwei
Fraunhofer-Instituten

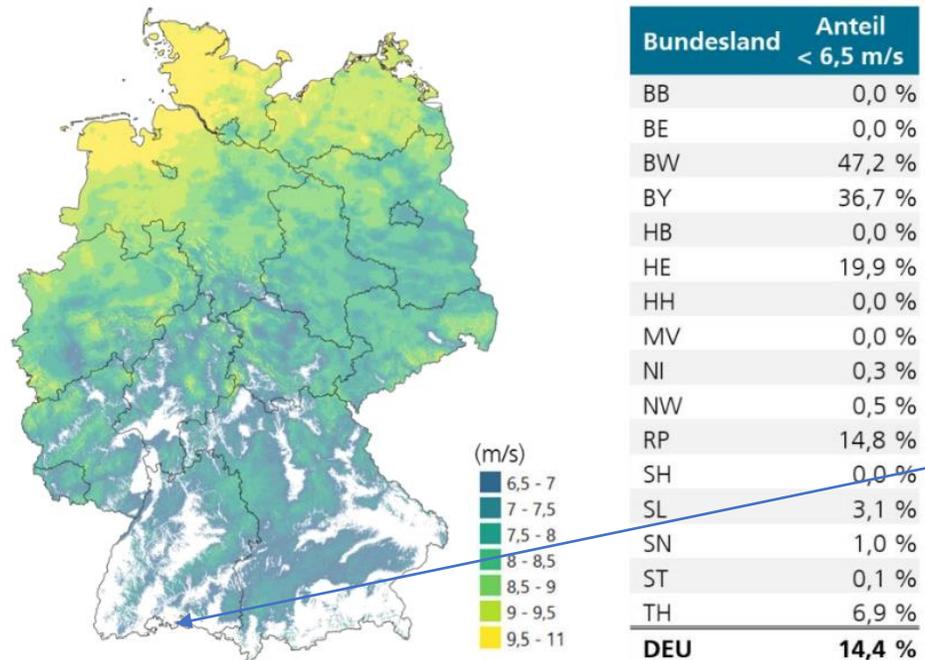


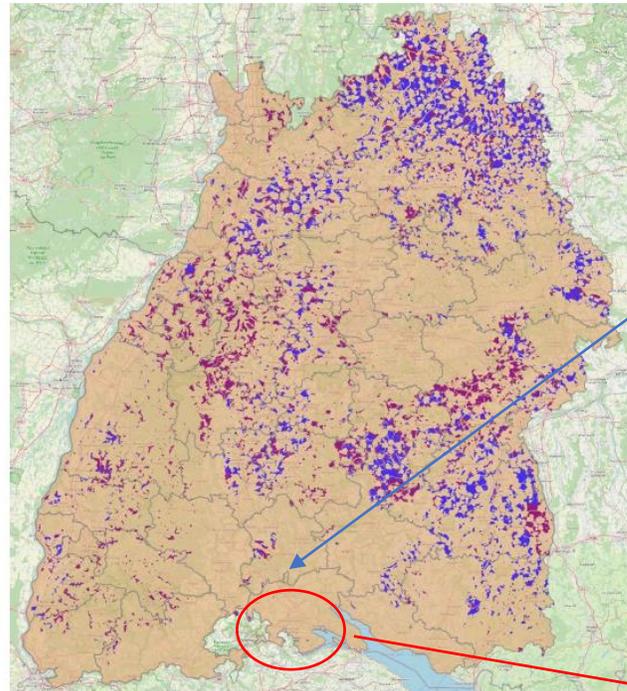
Abbildung 6: Gebiete mit Windgeschwindigkeit < 6,5 m/s (weiß dargestellt) sowie betroffene Flächenanteile je Bundesland. (Daten: globalwindatlas.info; © GeoBasis-DE / BKG (2021)).

Empfehlung des Fraunhofer-Instituts (Kassel): Für den wirtschaftlichen Betrieb einer Schwachwind-Anlage ist mindestens eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,5m/s nötig. In der Grafik sind die Gebiete weiß eingefärbt, die diese Mindestwindgeschwindigkeit nicht erreichen. Der Pfeil zeigt auf den Schienerberg!

https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/02-planung/20220920_BWE_Flaechenpotentiale_Windenergie_an_Land.pdf

Energie-Effizienz eines Windkrafttrads (Fraunhofer-Institut ISE, Freiburg i.B.)

Analysen von zwei
Fraunhofer-Instituten



■ Generell geeignete (53 %) ■ Bedingt geeignete Wind-Potenzialfläche (47 %)

Abbildung 16: Generell und bedingt geeignete Windpotenzialflächen
in Baden-Württemberg (eigene Darstellung, Hintergrund OpenStreetMap Karte)

Windpotentialflächen: Fraunhofer-Institut für Solare
Energiesysteme ISE und BWIHK: Stromstudie für Baden-
Württemberg, Seite 42.

Auch nach dieser Analyse ist der Schienerberg nicht geeignet.

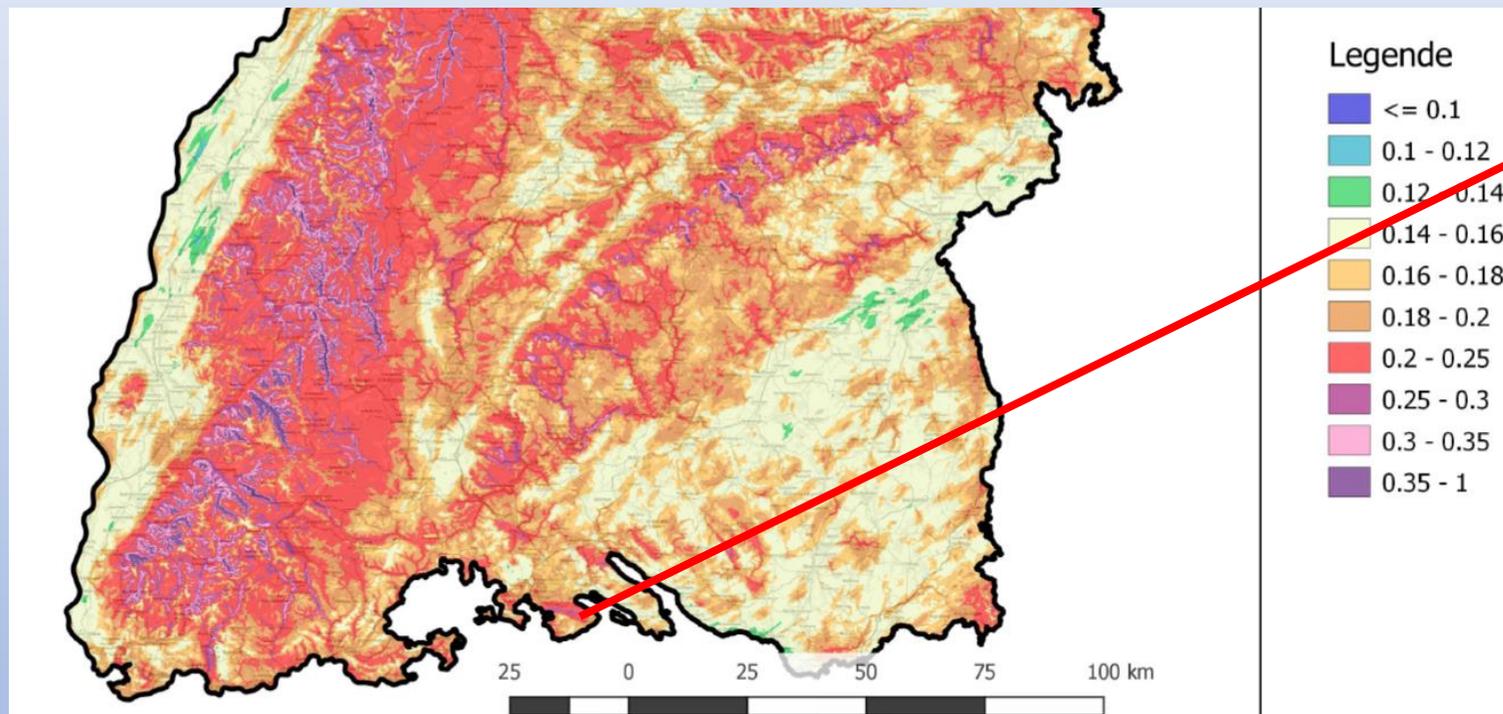
Verenafohren ist
geeignet (blaue Farbe)

Eine kleinräumige Stelle am Schienerberg ist
bedingt geeignet (rot-lila Farbe), diese Stelle
kann jedoch nicht genutzt werden, da diese
zu nahe an Höfe grenzt. Der Vorteil dieser
Stelle wäre, dass diese waldfrei ist.



Windatlas BW, mittlere meteorologische Umgebungsturbulenz 160m über Grund (Seite 57)

Gefahren durch hohe meteorologische Umgebungsturbulenzen



Die mittlere meteorologische Umgebungsturbulenz bei den geplanten Standorten beträgt mehr als 0,25. Ab einem Wert von 0,25 wird vom Bau von Windkraftanlagen abgeraten. Da dann die Belastung der Windkraftanlage durch wechselnde Winde auf Dauer zu groß wird.

<https://www.energieatlas-bw.de/wind/windatlas/ubersicht-der-ermittelten-kenngrößen#:~:text=Die%20mittlere%20meteorologische%20Turbulenzintensit%C3%A4t%20beschreibt,Windparks%20zus%C3%A4tzlich%20die%20Nachlaufturbulenz%20ein.>

Mittlere meteorologische Umgebungsturbulenz

Gefahren durch hohe meteorologische Umgebungsturbulenzen

Definition der mittleren meteorologischen Umgebungsturbulenz:

$$I = \frac{\sigma}{u}$$

u : Mittelwert der Windgeschwindigkeit im Mittelungszeitraum (10 Minuten)

σ : Standardabweichung im Mittelungszeitraum (10 Minuten)

Die meteorologische Umgebungsturbulenz belastet Windkraftanlagen. Sie ist ein Maß für die Böigkeit des Windes. Wenn der Wind ungleichmäßig bläst, werden die Rotoren, die Lager, etc. besonders belastet, was zu höherem Wartungsaufwand / Wartungskosten und einer geringeren Lebensdauer der Anlagen führt. Rauigkeit der Landschaftsoberfläche begünstigt eine höhere Turbulenz. Insbesondere die Baumwipfel verstärken diese (Wald).

Nach dem Energieatlas BW wird empfohlen ab einem $I = 0,25$ keine Windparks zu bauen.

(<https://www.energieatlas-bw.de/wind/windatlas/ubersicht-der-ermittelten-kenngro-en#:~:text=Die%20mittlere%20meteorologische%20Turbulenzintensit%C3%A4t%20beschreibt,Windparks%20zus%C3%A4tzlich%20die%20Nachlaufturbulenz%20ein.>)

Mittlere meteorologische Umgebungsturbulenz

Gefahren durch hohe meteorologische Umgebungsturbulenzen

<https://www.energieatlas-bw.de/documents/24384/139536/Endbericht+Windatlas+BW+2019>

Laut Windatlas, Seite 57 liegt die mittlere meteorologische Umgebungsturbulenz dort, wo die Windräder am Schienerberg geplant sind, im Bereich von $I = 0,25 - 0,3$. Das ist ein sehr hoher Wert. Einige Windkrafthersteller garantieren die Leistungsdaten nur bis zu recht niedrigen Turbulenzen.

Ich zitiere aus dem Windatlas (Seite 28, Kap. 3.1.2):

„Überschreitet die Turbulenz gewisse Grenzwerte, die in den statischen Typenprüfungen der Windenergieanlagen festgelegt sind, kann dies die Lebensdauer der Anlage verkürzen, in extremen Fällen kann es zu Standsicherheitsproblemen kommen.“

Mehrere Windradhersteller garantieren die Leistungsdaten ihrer Windräder beispielsweise nur bis zu einer Umgebungsturbulenz von ca. 0,1. Selbst wenn die Turbulenzen für Windräder toleriert und eine geringere Lebensdauer der Anlagen akzeptiert würde, würde sich der Ertrag der Windräder durch die Turbulenzen erniedrigen. Hierzu habe ich allerdings keine quantitativen Daten.

Ein weiteres Zitat ist auf der nächsten Folie gezeigt.

Windatlas BW, mittlere meteorologische Umgebungsturbulenz

Gefahren durch hohe meteorologische Umgebungsturbulenzen

Sie sind hier: LUBW > Erneuerbare Energien > Energieatlas > Wind > Windatlas > Hintergrundinformationen > Übersicht der ermittelten Kenngrößen

► SUCHEN

Wind

Anlagen und Potenziale

Windatlas

Windatlas Baden-Württemberg

Hintergrundinformationen

Einführung

Modellierung

Übersicht der ermittelten Kenngrößen

Referenzanlagen

ERWEITERTES DATEN- UND KARTENANGEBOT



► Angebot öffnen

Sie sind hier: LUBW > Erneuerbare Energien > Energieatlas > Wind > Windatlas >

Hintergrundinformationen > Übersicht der ermittelten Kenngrößen

Übersicht der ermittelten Kenngrößen

Für den Windatlas wurden zahlreiche Kenngrößen in verschiedenen Berechnungshöhen ermittelt. Als Berechnungshöhen wurden in Anlehnung an den Windatlas von 2011 die Höhenlage 100 m sowie Höhenlagen berechnet, die für die Planung aktuell auf dem Markt befindlicher und in naher Zukunft erwarteter Anlagen relevant sind. Hierzu wurden die Höhenlagen 140 m, 160 m, 180 m und 200 m ausgewählt. Im Energieatlas wird die Karte mit der mittleren gekappten Windleistungsdichte in der Höhe von 160 m über Grund dargestellt, da dieser Parameter für aktuelle Planungen als Orientierungswert für die Tauglichkeit eines Standorts empfohlen wird. Alle weiteren Rechengrößen und Höhenlagen stehen im **Erweiterten Daten- und Kartenangebot** auch zum Download zur Verfügung.

Im Folgenden werden die Kenngrößen des Windatlas erläutert:

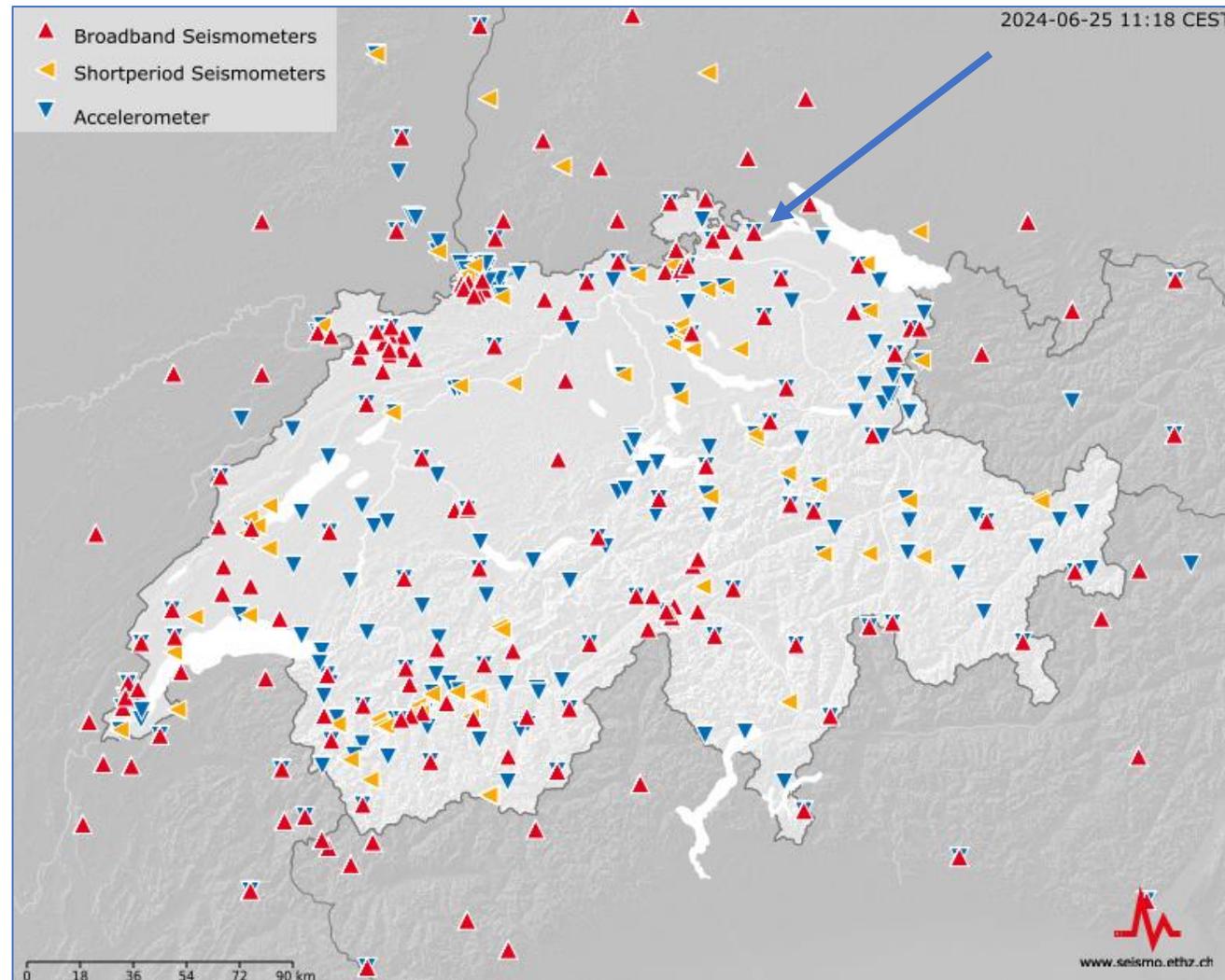
- **Mittlere Windgeschwindigkeit in m/s**
Die mittlere Windgeschwindigkeit stellt den Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeiten in einer bestimmten Höhe an einem Standort dar.
- **Mittlere Windleistungsdichte in W/m²**
Die mittlere Windleistungsdichte ist ein meteorologischer Parameter, der sich aus den an einem Standort auftretenden Windgeschwindigkeiten in der entsprechenden Häufigkeit und der Luftdichte berechnet. In Bezug auf Windenergieanlagen ist sie ein Maß dafür, wie viel Leistung der Wind beim Durchströmen des Rotors pro Rotorkreisfläche an einem Standort im Mittel für die Nutzung durch Windenergieanlagen bereitstellt.
- **Mittlere gekappte Windleistungsdichte in W/m²**
Bei der mittleren Windleistungsdichte bleibt unberücksichtigt, dass sich die Leistungsabgabe einer Windenergieanlage oberhalb der Windgeschwindigkeit, bei der die Anlage ihre Nennleistung erreicht, dem sog. Nennwind, aus technischen Gründen nicht mehr weiter erhöht. Um diesen Aspekt zu berücksichtigen, wird bei dem Parameter der mittleren gekappten Windleistungsdichte zusätzlich der Kappungswert der Windgeschwindigkeit von 15 m/s festgelegt. Windgeschwindigkeiten oberhalb des Kappungswertes werden in der Berechnung mit dem Kappungswert angesetzt.
- **Meteorologische Umgebungsturbulenzintensität**
Die mittlere meteorologische Turbulenzintensität beschreibt kurzzeitige Schwankungen der Windgeschwindigkeit um den 10-Minuten-Mittelwert. Sie nimmt üblicherweise mit der Höhe ab. In der Praxis wirkt auf Anlagen in Windparks zusätzlich die Nachlauferturbulenz ein. Ab Turbulenzen von $\geq 0,25$ ist der Standort nicht mehr für den Bau von Windenergieanlagen geeignet. Bei Turbulenzen zwischen 0,2 und 0,25 ist der Standort nur noch bedingt geeignet.
- **Jahresertrag in kWh/a**
Der mittlere Jahresertrag wurde für drei gängige Windenergieanlagen als Referenzanlagen durch die Anwendung der Luftdichtekorrigierten Leistungskennlinie auf das Windangebot des Rasterpunktes ermittelt. Es handelt sich hierbei um Bruttoerträge, die keine der üblicherweise auftretenden Verluste beinhalten. Zu den Verlusten zählen Abschattungseffekte, Verfügbarkeits- und Netzverluste sowie verschiedene Betriebseinschränkungen. Diese Verluste liegen projektabhängig in einem Bereich zwischen ca. 10 % und 15 %.

<https://www.energieatlas-bw.de/wind/windatlas/ubersicht-der-ermittelten-kenngrößen>

Schweizerischer Erdbebendienst

<http://www.seismo.ethz.ch/de/home/>

Erdbebenmessstation in
Stein am Rhein

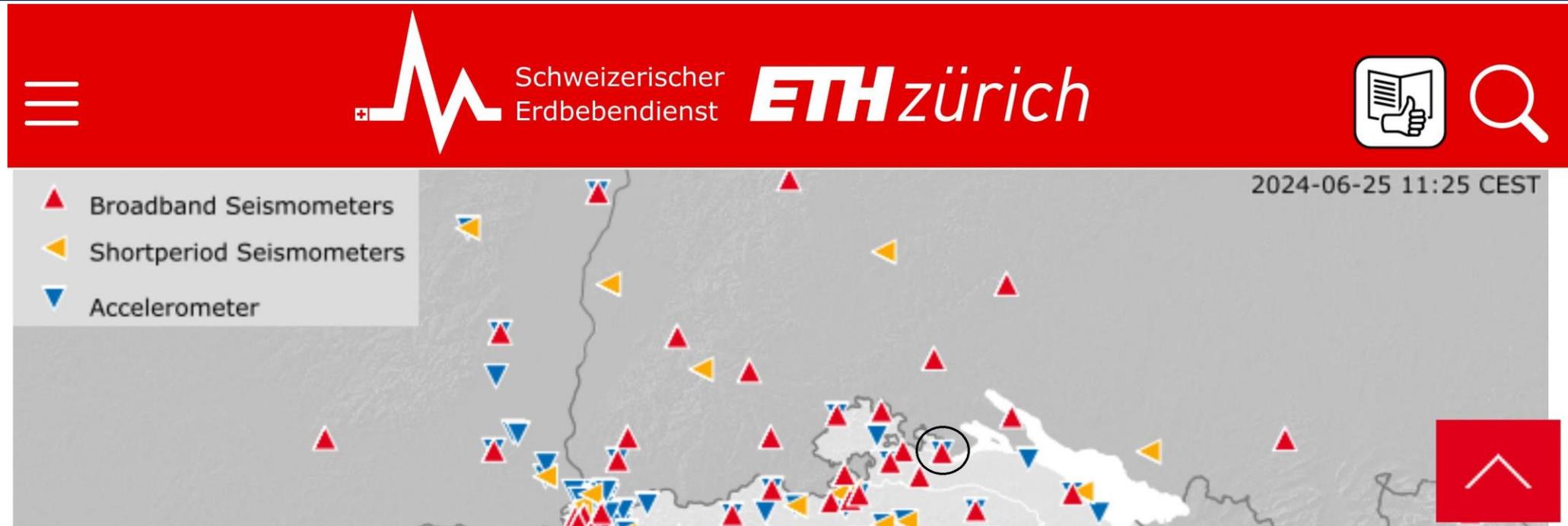


Leider sind bei allen Planungen (sowohl die vom Regionalverband Hochrhein-Bodensee als auch die von ABO Energy) nur Erdbebenwarten in Deutschland berücksichtigt worden. ABO Energy beschreibt leider nur zwei Stationen, Black Forest und Isny. Erdbebenwarten stehen in erheblichem, öffentlichem Interesse (auch die der Schweiz), da der geplante Windpark in einem Erdbebengebiet der Zone 2 liegt. Es ist allgemein bekannt, dass Windkraftträder beim Betrieb Schwingungen an den Boden weitergeben, die im Frequenzband seismischer Wellen liegen und Seismografen erheblich stören. In Stein am Rhein (Pfeil) gibt es eine Erdbebenwarte mit zwei Geräten, ein Breitband-Seismograf und ein Accelerometer. Letzteres wird zur Frühwarnung von Erdbeben genutzt, um Sekunden und Minuten vor dem eigentlichen Erdbeben zu warnen. Wenn diese Messungen durch WEAs eingeschränkt werden, ist das eine Fahrlässigkeit gegenüber der lokalen Bevölkerung und birgt Zündstoff!

Erdbebenwarte Stein am Rhein

<http://www.seismo.ethz.ch/de/home/>

Erdbebenmessstation in
Stein am Rhein



Eingekreist ist die Messstation in Stein am Rhein, die in einem 5 km-Radius zu den geplanten Windrädern liegt. Daran, dass auch ein Accelerometer betrieben wird, kann man erkennen, wie wichtig den Schweizern das Frühwarnsystem ist! Falls diese Problematik öffentlich wird, kann das für erheblichen Zündstoff sorgen.

Karte der Erdbebenzonen:

https://mlw.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mlw/intern/Dateien/03_Bauen-Wohnen/Bautechnik_und_Bauoekologie/Karte_der_Erdbebenzonen.pdf

Das sagt ABO Energy zu Erdbebenstationen

Erdbebenmessstation in Stein am Rhein



Deutschland  Kontakt

Entwicklung & Errichtung Energiepark-Management Unternehmen Info-Center Fläche prüfen

Häufige Fragen

Können die Windenergieanlagen die seismologischen Messstationen stören? 

Nein. Die Landesregierung hat den zum 9. Mai 2019 außer Kraft tretenden Windenergieerlass vom 12. Dezember 2012 nicht erneuert und ein Informationsportal im Internet eingerichtet. Laut einem Hinweisschreiben der Landesregierung vom 18. Februar 2019 wird der im Erlass festgeschriebene Schutzabstand um das Black Forest Observatory (BFO) von einem Drei-Kilometer-Radius auf einen Radius von fünf Kilometer erweitert. Dieser erweiterte Schutzabstand gilt in der Praxis jedoch nur in Bezug auf das Black Forest Observatory und nicht hinsichtlich anderer seismologischer Messstationen.

Die nächstgelegenen seismologischen Messstationen zum Windpark Öhningen sind Isny im Allgäu (Entfernung 88 Kilometer) und das Black Forest Observatory (Entfernung 81 Kilometer). Der Windpark Öhningen ist daher um ein Vielfaches außerhalb des geforderten Schutzabstands von fünf Kilometern und hat keine Auswirkungen auf die seismologischen Messstationen.

Warum wurde zum Black Forest Observatory ein Schutzabstand festgelegt, wenn Windanlagen angeblich seismologische Messstationen nicht stören?

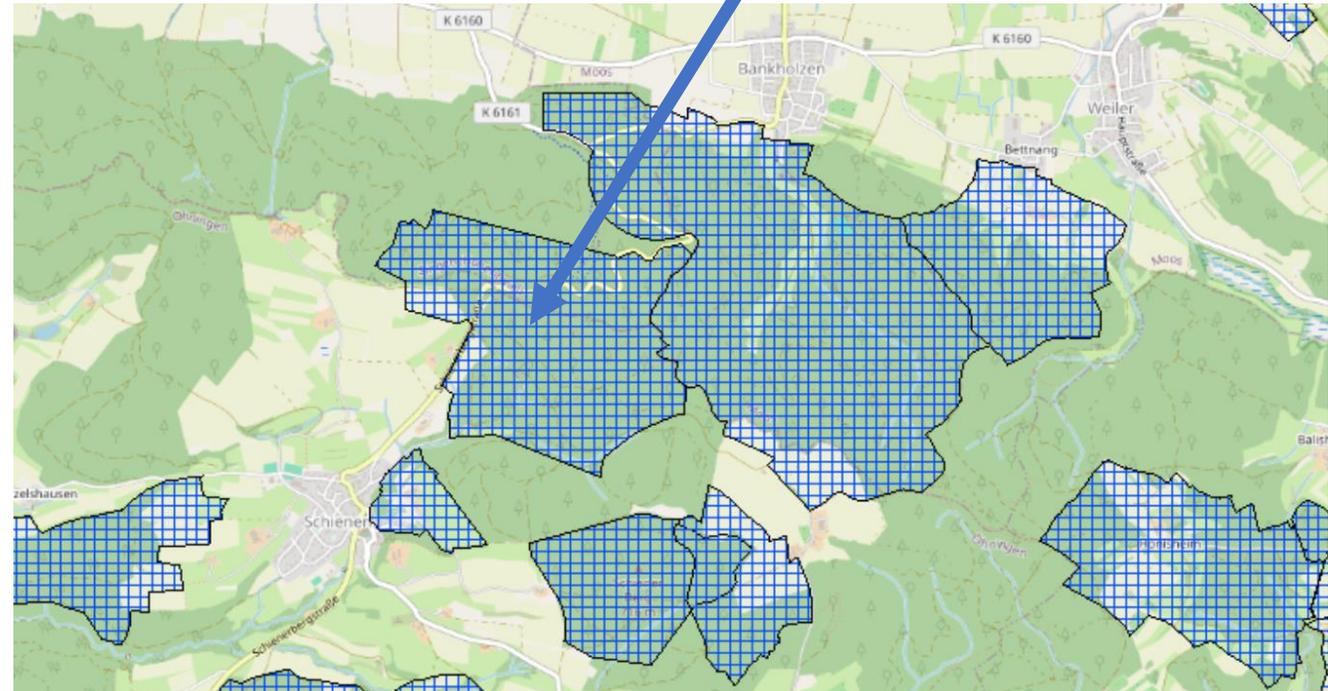
Das ist sachlich falsch, da Stein am Rhein nicht berücksichtigt wurde!

Wasserschutzgebiet

Wasserschutzgebiet und
damit verbundene Risiken

<https://rips-metadaten.lubw.de/kartendienste;jsessionid=3BDDDD6CB771B2747F0329A0ED289C99?lang=de&topic=Geobasiskarten&bgLayer=osmLayer&E=492108.67&N=5282763.73&zoom=9&layers=c368e897af1af941e9419eea25798f61>

Wasserschutzgebiet Bruderwiese (335111), das allerdings nur aus der Kernzone I und der Schutzzone III besteht. Warum auf die innere Schutzzone II damals (2013) verzichtet wurde, ist mir nicht klar.



Wasserschutzgebiet

Wasserschutzgebiet und
damit verbundene Risiken

<https://www.yumpu.com/de/document/read/20896979/ein-frohes-osterfest-gaienhofen> (Höri Woche Jahrgang 12, Nummer 13: Amtliche Bekanntmachungen Gemeinde Öhningen, Seite 13)

2013 wurde das Wasserschutzgebiet Bruderwiese (335111) ausgewiesen. Es wurde auf den Schutzbereich II direkt um die Kernzone I verzichtet, so dass drei der geplanten Windräder im Schutzgebiet III stehen würden. Rein rechtlich ist dort der Bau von Windrädern möglich. Jedoch bekommt die Gemeinde Schienen von dort Trinkwasser (Tiefbrunnen Bruderwiese, direkt am unteren Ende des Hangs, der von der „Ewigkeit“, wo drei WEAs geplant sind, herabführt). Auch wenn keine Schutzzone II ausgewiesen ist, so ändert das nichts an der Tatsache, dass die massiven Erdbewegungen für das Fundament, die Nivellierung des Kranplatzes und das Erweitern der Zufahrten ein hohes Risiko für eine bakterielle Kontamination des Grundwassers darstellt. Beispielsweise wären diese Erdarbeiten in der Schutzzone II verboten. Auch wenn sich an die Schutzzone III gleich die Schutzzone I (Kernzone) anschließt, ist die Gefahr einer bakteriellen Kontamination oder anderer Verunreinigungen gegeben. Dem Grundwasser ist es egal, dass die innere Schutzzone II fehlt.

Hier besteht ein nicht zu unterschätzendes Risiko mit Blick auf Finanzen und Reputation des Inverstors.

Schienerberg als wertvolles Landschaftsgebiet

Ausgleichsmaßnahmen
wegen Rodungen von
hochwertigem Wald

**Managementplan für das FFH-Gebiet 8319-341
„Schiener Berg und westlicher Untersee“ und
Teile des Vogelschutzgebietes 8220-401
„Untersee des Bodensees“**

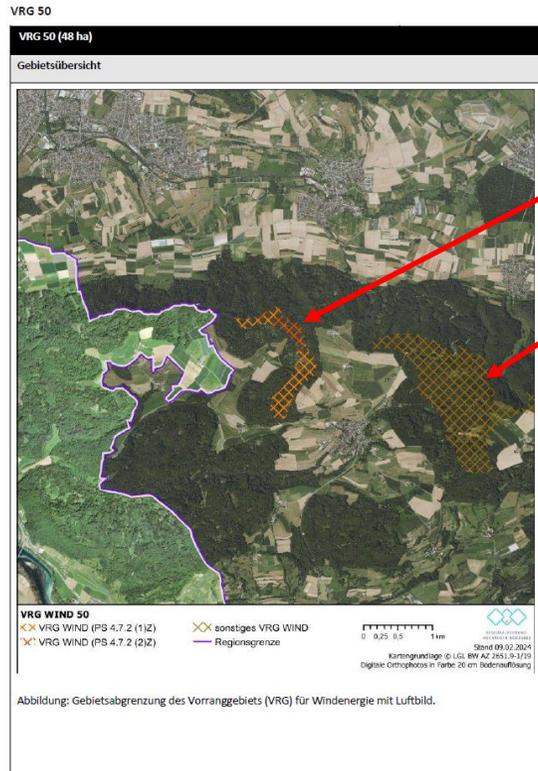
[https://www.lubw.baden-
wuerttemberg.de/documents/10184/865873/8319341_04_uebersichtskarte.pdf/de732b11-4e21-46ae-8bc0-
d116aaa9a635?download=true](https://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/documents/10184/865873/8319341_04_uebersichtskarte.pdf/de732b11-4e21-46ae-8bc0-d116aaa9a635?download=true)

Der Wald am Schienerberg, der für die Standorte der Windkraftanlagen geplant ist, ist Landschaftsschutzgebiet und besteht aus Buchenwald hoher Güte. Um dieses Landschaftsschutzgebiet gibt es zahlreiche Natura-2000-Gebiete.

Beispiel: Für den Windpark in Verenafohren mussten Ausgleichsgebiete mit einem Faktor 1,5 für die gerodete Fläche wiederaufgeforstet werden (Aussage von Solar-Complex, dem Projektierer von Verenafohren, bei einer Windparkführung).

Vorranggebiete 50 und 51

Teilregionalplan Windenergie des Regionalverbands Hochrhein-Bodensee
 Anhang II Strategische Umweltprüfung



Das Gutachten für die Vorranggebiete 50/51, in dem ABO Energy Windräder plant, ist äußerst kritisch. Es besteht die Möglichkeit, dass VR50 und VR51 zurückgenommen werden.

Teilregionalplan Windenergie des Regionalverbands Hochrhein-Bodensee
 Anhang II Strategische Umweltprüfung

VRG 50 (48 ha)

- Lage des VRG im 200 m Umfeld einer Lebensstätte windkraftsensibler Fledermausarten eines FFH-Gebiets

Artenschutz	A	B	C
-			
-			
-			
-			

Fachplanung: I 0

1 Gebiet mit überdurchschnittlicher Dichte schutzwürdiger Biotope / Artvorkommen (bedeutsam für Freiraumverbund und europäisches Schutzgebietsnetz)

Umweltprognose			
sehr konfliktbehaftetes Vorranggebiet (Natura 2000-Verträglichkeitsprüfung notwendig, Konfliktlösung zu erwarten, Lösung artenschutzfachlicher Konflikte im weiteren Verfahren durch Vorhabenträger zu klären); regional besonders erhebliche negative Umweltauswirkung zu erwarten	Konfliktbehaftetes Vorranggebiet: regional erhebliche negative Umweltauswirkung zu erwarten	Geeignetes Vorranggebiet: keine regional erheblichen Umweltauswirkung zu erwarten	Sehr geeignetes Vorranggebiet: regional erheblich positive Umweltauswirkungen zu erwarten

Hinweise für nachgelagerte Planungsebenen
 Allgemeine Hinweise: siehe Umweltbericht Kapitel 4,6
 Gebietspezifische Hinweise:
 • keine

Teilregionalplan Windenergie des Regionalverbands Hochrhein-Bodensee
 Anhang II Strategische Umweltprüfung

VRG 51 (180,5 ha)

- Lage des Vorranggebiets im 200 m - 1 km Umfeld eines FFH-Gebiets mit Lebensraumtypen windkraftsensibler Arten

Artenschutz	A	B	C
-			
-			
-			

Fachplanung: I 0

1 Gebiet mit überdurchschnittlicher Dichte schutzwürdiger Biotope / Artvorkommen (bedeutsam für Freiraumverbund und europäisches Schutzgebietsnetz)

Umweltprognose			
sehr konfliktbehaftetes Vorranggebiet (Natura 2000-Verträglichkeitsprüfung notwendig, Konfliktlösung zu erwarten); regional besonders erhebliche negative Umweltauswirkung zu erwarten	Konfliktbehaftetes Vorranggebiet: regional erhebliche negative Umweltauswirkung zu erwarten	Geeignetes Vorranggebiet: keine regional erheblichen Umweltauswirkung zu erwarten	Sehr geeignetes Vorranggebiet: regional erheblich positive Umweltauswirkungen zu erwarten

Hinweise für nachgelagerte Planungsebenen
 Allgemeine Hinweise: siehe Umweltbericht Kapitel 4,6
 Gebietspezifische Hinweise:
 • keine

<https://rv.hochrhein-bodensee.de/cloud/index.php/s/dGNxPb4O7wm66Cw>,
 Anhang II Steckbriefe, Seite 155-160

Wie positioniert sich der NABU?

<https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/wind/231108-nabu-windenergie-positionspapier.pdf>

Ausgleichsmaßnahmen
wegen Rodungen von
hochwertigem Wald

Der NABU ist grundsätzlich für den Ausbau der Windenergie, aber er hat auch ein Positionspapier veröffentlicht. Insbesondere Kap. 3. *Ausschluss naturschutzfachlich sensibler und besonders konfliktreicher Gebiete vom Ausbau* auf Seite 4 ist sehr aufschlussreich:

Aus Sicht des NABU ist es unerlässlich, dass im Rahmen der räumlichen Steuerung sensible und besonders kritische Bereiche vom Ausbau der Windenergie ausgeschlossen werden ...

Es lohnt sich, dieses Papier einmal sorgfältig zu lesen (der Link ist oben in der Überschrift).

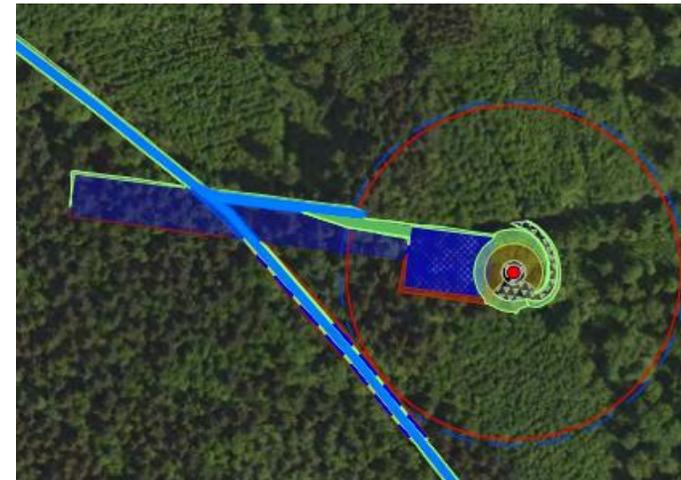
Flächenverbrauch eines Windrades und Ausgleichsmaßnahmen

Ausgleichsmaßnahmen
wegen Rodungen von
hochwertigem Wald

https://gewerbeaufsicht.baden-wuerttemberg.de/documents/20121/428654/Hinweise_zum_Bau_von_Windenergieanlagen_im_Wald.pdf



Seite 5



Flächennutzung während des Betriebs (aus poster-oehningen.pdf von ABO Energy)

- Laut ABO Energy (Website) Kranplatz (2): 8000m²
- Fundament (1) geschätzt: 200m²
- Kranaufbaufläche (3), keine Informationen, geschätzt: mindestens wie Kranplatzfläche

-> Dauerhafte Flächennutzung pro WEA mindestens 1ha, kann aber bis 1,5ha gehen, da Kranaufbaufläche unbekannt

Flächenverbrauch eines Windrades und Ausgleichsmaßnahmen

Ausgleichsmaßnahmen
wegen Rodungen von
hochwertigem Wald

[https://gewerbeaufsicht.baden-wuerttemberg.de/documents/20121/428654/Hinweise zum Bau von Windenergieanlagen im Wald.pdf](https://gewerbeaufsicht.baden-wuerttemberg.de/documents/20121/428654/Hinweise_zum_Bau_von_Windenergieanlagen_im_Wald.pdf)

Beispiel: forstrechtliche Eingriffs-/Ausgleichsbilanzierung

Eingriff: dauerhafte Waldumwandlung (§ 9 LWaldG) von 3,5 ha

ZUSTAND UND EINGRIFFSBEWERTUNG NACH FLÄCHEN UND FAKTOREN				
Bestandestyp	Alter	Fläche	Faktor	Ausgleichsflächenbedarf
Buchen-Reinbestand	ca. 135 Jahre	1,4 ha	2,5	3,5 ha
Buchen-Mischwald (Bu 65%, Fi 35%)	ca. 70 Jahre	0,8 ha	1,5	1,2 ha
Fichten-Reinbestand	ca. 90 Jahre	0,6 ha	1,5	0,9 ha
Kahlfläche		0,7 ha	1,0	0,7 ha
Summe		3,5 ha	Ø 1,8	6,3 ha

Ausgleich

Maßnahmentyp	Fläche	Anrechnungsfaktor	Ausgleichsfläche
Neuaufforstung	3,5 ha	1,0	3,5 ha
Waldumbau	4,4 ha	0,5	2,2 ha
Nutzungsverzicht (Waldrefugium)	2,0 ha	0,3	0,6 ha
Summe			6,3 ha

Beim Schienerbergwald handelt es sich meistens um reinen Buchenbestand, der mindestens bei einem Ausgleichs-Faktor 2 liegt. Da die Anlagen vollständig im Wald gebaut werden sollen, muss für die gesamte Rodungsfläche dieser Faktor 2 oder mehr in Betracht gezogen werden.

Probleme mit Windkraftanlagen im Wald des Schienerbergs

Ausgleichsmaßnahmen
wegen Rodungen von
hochwertigem Wald

Ich rechne pro Windkraftanlage am Schienerberg mit einer dauerhaften Rodungsfläche von mindestens 1 ha Wald (untere Grenze), realistischer wären 1,5 ha. Zusätzlich kann man für die Verbreiterung und das Anlegen von neuen Zufahrtsstrecken mindestens nochmal 1 ha Wald-Rodung für alle Windräder zusammen annehmen. Das ergibt bei 5 Anlagen insgesamt mindestens 6 ha dauerhaft gerodeten Wald von besonderer Güte. Bei einem Ausgleichsfaktor 2 müssten dann mindestens 12 ha (evtl. sogar bis 18 ha) hochwertiger Wald neu aufgeforstet werden. Da der Schienerberg viele Natura-2000-Gebiete besitzt, wird es sehr schwierig werden, diese Flächen zu finden. Da es am Schienerberg beispielsweise keine Fichten-Monokulturen gibt, ist auch eine Waldverbesserung meines Erachtens nicht zielführend. Sollte hier mit Ausgleichsflächen gespart werden, ist mit rechtlichen Schritten zu rechnen.

- Niedrige Zahl von Volllaststunden: etwas mehr als 1600h, im schlechtesten Fall etwas mehr als 1300h, im besten Fall liegen die Stromgestehungskosten bei ca. 10,7 ct/kWh, im schlechtesten bei ca. 12 ct/kWh
- Die umliegenden Gemeinden bekommen nur ca. 70% der versprochenen Vergütung (EEG 2023)
- Hohe Turbulenzen, die die Lebensdauer der Windkraftanlagen mindern
- Erdbebenwarte in Stein am Rhein, Risiko, dass es da Probleme geben könnte
- Wasserschutzgebiet III, dieses grenzt aber direkt an die Kernzone I, Gefahr für Tiefbrunnen Bruderwiese
- Teure und komplizierte Ausgleichsmaßnahmen
- Weitere hohe Risiken wegen äußerst kritischer Umweltgutachten (Regionalverband: <https://rv.hochrhein-bodensee.de/cloud/index.php/s/dGNxPb4O7wm66Cw>, Anhang II, Seite 155-160)
- Hohes Risiko bezüglich des UNESCO-Welterbe Reichenau. Falls dieses aufgrund der gestörten Sichtachsen wegen der WEAs aberkannt wird, ist der finanzielle Schaden und der Reputationsverlust des Investors beispiellos. Man denke an den Verlust des Welterbe-Status für das Dresdner Elbtal: <https://www.deutschlandfunk.de/unesco-beschluss-vor-zehn-jahren-dresdner-elbtal-verliert-100.html>

Insgesamt ergibt sich damit, dass die Investition in Windräder am Schienerberg ein enormes Finanzrisiko darstellt. Es muss damit gerechnet werden, dass enorme Aufwände und ggf. Schadensfälle entstehen. Gerichtliche Auseinandersetzungen sind vorprogrammiert und das alles bei einem mäßigen Ertrag, der sogar in den Verlustbereich führen kann.

Verwendete Literatur, Zitate

Windkraft am Schienerberg

Windatlas Baden-Württemberg, Berechnung Energie-Effizienz mit Weibull-Windverteilung (mittlere gekappte Windleistungsdichte)

https://www.guenter-baechle.de/blog/uploads/Endbericht_Windatlas_BW_2019.pdf

Fraunhofer-Institut: FLÄCHENPOTENZIALE DER WINDENERGIE AN LAND 2022

https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/02-planung/20220920_BWE_Flaechenpotentiale_Windenergie_an_Land.pdf

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE und BWIHK: Stromstudie für Baden-Württemberg

https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2024/IHK-Stromstudie_v06.pdf#page41

Windenergie, Empfehlung Turbulenzen:

https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/01-windkraft-vor-ort/bwe_abisz_3-2015_72dpi_final.pdf (Seite 15)

Staatliche Naturschutzverwaltung Baden-Württemberg, Schienerberg, Natura-2000-Gebiet:

https://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/documents/10184/865873/8319341_03_text.pdf/bf1a0893-814d-4eb9-b693-b16361e1a3e5?download=true

Regionalverband Hochrhein-Bodensee

<https://hochrhein-bodensee.de/regionalplanung/regionalplan-teilfortschreibung3-2/>, Link Umweltbericht (PDF), <https://rv.hochrhein-bodensee.de/cloud/index.php/s/dGNxPb4O7wm66Cw>

Abo Energy Web-Seite: Windpark Öhningen

<https://www.aboenergy.com/de/info-center/projekte/baden-wuerttemberg/windpark-oehningen/index.php>

Schweizerischer Erdbebendienst

<http://www.seismo.ethz.ch/de/home/>

Karte der Erdbebenzonen

https://mlw.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mlw/intern/Dateien/03_Bauen-Wohnen/Bautechnik_und_Bauoekologie/Karte_der_Erdbebenzonen.pdf

Gewerbeaufsicht Baden-Württemberg, Eingriffs- und Ausgleichsbilanzierung

https://gewerbeaufsicht.baden-wuerttemberg.de/documents/20121/428654/Hinweise_zum_Bau_von_Windenergieanlagen_im_Wald.pdf

Wasserschutzgebiete

https://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/documents/10184/865873/8319341_04_uebersichtskarte.pdf/de732b11-4e21-46ae-8bc0-d116aaa9a635?download=true

<https://www.yumpu.com/de/document/read/20896979/ein-frohes-osterfest-gaienhofen>, Landratsamt Konstanz, amtliche Bekanntmachungen

Nordex N163 6.X Leistungsdatenblatt

https://uvp.niedersachsen.de/documents-ige-ng/igc_ni/69946C06-3D23-4D35-953E-864F269C9072/06_2_Schallemissionen-Leistungskurven-Schubbeiwerte_N163-6x_LKVE.pdf

Kostensituation Windkraft

https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2023/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20Stand%202023.pdf

Referenzstandort

https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemitteilungen/2017/20161222_bwe_informationspapier_eeg_2017_referenzstandort.pdf