

# Windhöffigkeit 2018 am Standort der Windkraftanlage Verenafohren

Fachkommentar

Dipl. Math. Ulrich Murschall

Fachbeirat, Forum Erneuerbare Energien Hegau-Bodensee

## Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung.....	3
2	Ausgangslage.....	5
2.1	Omega-Wetterlage.....	5
2.2	Abschaltzeiten für Artenschutz sowie für Wartungs- und Servicearbeiten.....	5
2.3	Pressemitteilung der EnBW .....	5
2.4	BDB-Index.....	5
3	Stellungnahmen zu den einzelnen Argumenten der Hegauwind.....	6
3.1	Omega-Wetterlage.....	6
3.2	Abschaltzeiten für Artenschutz sowie für Wartungs- und Servicearbeiten.....	6
3.3	Pressemitteilung der EnBW .....	7
3.4	BDB-Index.....	7
3.4.1	Allgemeines zum BDB-Index.....	7
3.4.2	Schlussfolgerungen der Hegauwind aus dem BDB-Index.....	8
3.4.3	Kritik an den Schlussfolgerungen der Hegauwind.....	9

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Der BDB-Index für Region 24 .....	9
Abbildung 2:	Region 24 des BDB-Index .....	9
Abbildung 3:	Mittlerer Wind- und Ertragsindex 2018 nach anemos .....	11
Abbildung 4:	Ertragsindex 2018 für eine 3.0 MW Windkraftanlage auf 100m Nabenhöhe. Bezugszeitraum für das 100% Niveau ist 1998-2017 .....	12
Abbildung 5:	Mittlere Windgeschwindigkeit an der Messstation Schaffhausen in m/s.....	13
Abbildung 6:	Überschreitung der Windgeschwindigkeiten an der Messstation Schaffhausen bezogen auf den langjährigen Windmittelwert von 1987-2017 in m/s .....	13

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Mittlerer anemos Wind- und Ertragsindex 2018 für Deutschland und Bundesländer .....	10
------------	--	----

# 1 Zusammenfassung

Das Jahr 2018 war in der Region um 8% überdurchschnittlich windig (MeteoSchweiz Messstation Schaffhausen). Der Ertrag des Windparks Verenafohren hätte im Jahr 2018 also deutlich über dem Plan liegen müssen.

Tatsächlich aber hat die Hegauwind GmbH & Co. KG (im folgenden Hegauwind genannt) in einer Pressemitteilung vom 24.1.2019 von einem Minderertrag der Windkraftanlage Verenafohren für 2018 von -18% unterhalb des Plans berichtet. Diesen Minderertrag hat die Hegauwind mit folgenden Argumenten zu erklären versucht:

- **Omega-Wetterlage**

Der geringe Ertrag der Windkraftanlagen sei auf eine außergewöhnliche Wetterlage, die sogenannte Omega-Wetterlage, zurückzuführen

- **Abschaltzeiten für Artenschutz sowie für Wartungs- und Servicearbeiten**

Ein weiterer Grund für die Ertragseinbußen in 2018 seien Abschaltzeiten der Windkraftanlage gewesen.

- **Pressemitteilung der EnBW**

Es wird auf eine Pressemitteilung der EnBW Bezug genommen, in der für 2018 schwache Windverhältnisse beschrieben wurden.

- **BDB-Index**

Es wird auf den BDB-Index V2017 Bezug genommen, der für 2018 einen negativen Index von -5% ausweist.

**Alle 4 genannten Argumente der Hegauwind können widerlegt werden:**

- **Omega-Wetterlage**

Omega-Wetterlagen sind erstens keine außergewöhnlichen Wetterlagen, sondern treten praktisch jedes Jahr in Deutschland auf, und zweitens korrelieren die Omega-Wetterlagen nicht mit negativen BDB-Indizes.

- **Abschaltzeiten für Artenschutz sowie für Wartungs- und Servicearbeiten**

Abschaltzeiten sind in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu den Windkraftanlagen bei Verenafohren schon mit mehr als 7% berücksichtigt worden, wie den damaligen Entscheidungsunterlagen für die Gemeinderäte der beteiligten Kommunen zu entnehmen ist. Lediglich eine unrealistische Planung,

die diese absehbaren Abschaltzeiten nicht berücksichtigt, kann zu Ertragseinbußen führen.

- **Pressemitteilung der EnBW**

Die erwähnten „schwachen Windverhältnisse“ in der Pressemitteilung der EnBW beziehen sich ausdrücklich insbesondere auf Off-Shore Anlagen. Die Pressemitteilung der EnBW erlaubt keine Aussage über die Windverhältnisse in Verenafohren, da die erwähnten Off-Shore-Anlagen rund 1000 km entfernt liegen. Außerdem stammt die Pressemitteilung der EnBW vom 12.11.2018, so dass die relativ windstarken Monate November und Dezember 2018 nicht berücksichtigt sind.

- **BDB-Index**

Der negative BDB-Index der Region 24 bezieht sich auf fast ganz Baden-Württemberg und ist somit nicht auf den Standort Verenafohren anwendbar. Zieht man einen vergleichbaren Index (anemos Ertragsindex) mit einer feineren räumlichen Auflösung heran, sieht man, dass der Wind am Standort Verenafohren im Jahr 2018 um etwa 4% - 9% über dem langjährigen Mittel liegt. Dies stimmt sehr gut mit den Messwerten der MeteoSchweiz an der Messstation Schaffhausen überein. Die MeteoSchweiz Messwerte weisen für 2018 eine mittlere Windgeschwindigkeit von 8% über dem langjährigen Mittel aus.

Somit ist die Begründung der Hegauwind für den niedrigen Ertrag von -18% unter Plan durch angebliche außergewöhnliche Ereignisse und schwache Windverhältnisse im Jahr 2018 unzutreffend und irreführend.

Im Gegenteil, trotz überdurchschnittlichem Wind in unserer Region im Jahr 2018 (+8% laut MeteoSchweiz in Schaffhausen) wird ein Ergebnis von -18% unter Plan erzielt. Dies wirft die Frage auf, wie hoch die langjährigen Verluste wohl sein werden, wenn sich zukünftig normale Windverhältnisse (d.h. nahe dem langjährigen Mittelwert) einpendeln. Als erstes Indiz für solche normalen Windverhältnisse kann die Windstärke im Januar 2019 herangezogen werden. Hier wurden bei weitem nicht die außergewöhnlich hohen Windgeschwindigkeiten vom Januar 2018 erreicht. Der Ertrag von Verenafohren lag im Januar 2019 entsprechend deutlich unter dem Plan (-18%).

## 2 Ausgangslage

Die Hegauwind hat in ihrer Presseerklärung vom 24.1.2019 berichtet, dass die Stromerträge des Windparks Verenafohren im Jahr 2018, dem ersten Betriebsjahr, um 18% unter den Prognosen lagen. Die Hauptursache war laut Hegauwind, dass es 2018 „deutlich weniger Wind“ gegeben habe als normal. Diese Behauptung stützt die Hegauwind unseres Wissens auf folgende Quellen.

### 2.1 Omega-Wetterlage

Auf der Homepage der Hegauwind wird hauptsächlich eine Omega-Wetterlage im Jahr 2018 für die geringen Erträge verantwortlich gemacht<sup>1</sup>.

### 2.2 Abschaltzeiten für Artenschutz sowie für Wartungs- und Servicearbeiten

Ergänzend zur Omega-Wetterlage werden Abschaltzeiten wegen Artenschutz sowie für Wartungs- und Servicezeiten geltend gemacht<sup>2</sup>.

### 2.3 Pressemitteilung der EnBW

Es wird eine Pressemitteilung der EnBW vom 12.11.2018 zitiert, in der von schwachen Windverhältnissen für das Jahr 2018 berichtet wird<sup>3</sup>.

### 2.4 BDB-Index

Es wird der BDB-Index V2017 für die Region 24 herangezogen, der 5% weniger Stromerzeugung für das Jahr 2018 ausweist<sup>4</sup>.

---

<sup>1</sup> Siehe <http://www.verenafohren.de/news/>

<sup>2</sup> Siehe <http://www.verenafohren.de/news/>

<sup>3</sup> Auf Nachfrage einer regionalen Tageszeitung mitgeteilt

<sup>4</sup> Auf Nachfrage einer regionalen Tageszeitung mitgeteilt

### 3 Stellungnahmen zu den einzelnen Argumenten der Hegauwind

Im Folgenden wird zu den einzelnen Argumenten der Hegauwind Stellung genommen.

#### 3.1 Omega-Wetterlage

Omega-Wetterlagen liegen laut Wikipedia<sup>5</sup> fast in jedem Jahr vor. Im Folgenden werden einige Omega-Wetterlagen beispielhaft aufgeführt und in Verbindung mit dem BDB-Index gesetzt. Falls die Behauptungen der Hegauwind stimmen, sollte sich ein klarer Zusammenhang zwischen Omega-Wetterlagen und negativen BDB-Indizes ergeben.

- Im Jahr 2003 lag eine Omega-Wetterlage vor, der BDB-Index lag hier bei 0%.
- Eine typische Omega Wetterlage herrschte laut Deutschem Wetterdienst im WM-Sommer 2006<sup>6</sup>. Wenn man aber Abbildung 1 betrachtet, sieht man, dass der BDB-Index trotz dieser typischen Omega-Wetterlage einen Wert von +6% erreichte.
- Nach unbeständiger Witterung im März und April 2008 kam es ab Ende April zu einer Omega-Wetterlage. Diese führte zum trockensten Mai seit Jahren vor allem in Ostdeutschland und hielt bis in den Juni hinein an. Der BDB-Index liegt hier bei +8%.
- Im Jahr 2015 lag im Zeitraum von Ende Juni bis August eine Omega-Wetterlage vor. Der BDB-Index liegt hier bei -1%.

An diesen beispielhaften Omega-Wetterlagen sieht man, dass es keinen kausalen Zusammenhang zwischen Omega-Wetterlagen und negativem BDB-Index gibt.

Den Minderertrag der Windkraftanlage Verenafohren mit dem Auftreten einer Omega-Wetterlage zu erklären, ist somit unrichtig und irreführend.

#### 3.2 Abschaltzeiten für Artenschutz sowie für Wartungs- und Servicearbeiten

Weiter macht die Hegauwind für den Minderertrag der Windkraftanlagen Abschaltzeiten auf Grund von Artenschutz bzw. wegen Wartungs- und Servicearbeiten geltend. Die technische Verfügbarkeit der Anlage wird mit 97% angegeben<sup>7</sup>.

In einer Wirtschaftlichkeitsberechnung des Unternehmens PricewaterhouseCoopers (PwC) aus dem Jahr 2014 für die Windkraftanlagen bei Verenafohren werden aber bereits Abschläge in Höhe von mehr als 7% berücksichtigt, nämlich

- 4.0% Ertragsminderung bzgl. Anlagenverfügbarkeit
- 1.5% Ertragsminderung wegen allg. Verluste
- 2.0% Ertragsminderung wegen Abschaltung durch Vereisung und Fledermaus-Aktivitäten

---

<sup>5</sup> <https://de.wikipedia.org/wiki/Omegalage>

<sup>6</sup> <https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv2=101946&lv3=101968>

<sup>7</sup> <http://www.verenafohren.de/news/>

Die geltend gemachten Verluste sind also schon in die Planzahlen-Berechnung für die Windkraftanlagen eingeflossen und können nicht nochmals zusätzlich geltend gemacht werden, außer man ist für die Ertragsplanung von dem unrealistischen Fall ausgegangen, dass die oben genannten Risikofaktoren nicht auftreten. In diesem Fall müsste man aber von einer grob fahrlässigen Planung ausgehen.

### 3.3 Pressemitteilung der EnBW

Die Pressemitteilung der EnBW AG vom 12.11.2018, auf die die Hegauwind verweist, erwähnt tatsächlich „schwache Windverhältnisse“ für 2018, dies jedoch - so wörtlich - „insbesondere bei den Offshore-Anlagen“, also auf See und ungefähr 1000 km von Verenafohren entfernt. Für die lokale Windsituation in Verenafohren sind diese Aussagen der EnBW demnach irrelevant.

### 3.4 BDB-Index

#### 3.4.1 Allgemeines zum BDB-Index

Im Folgenden einige allgemeine Bemerkungen zum BDB-Index, um den Index richtig einzuordnen.

##### 3.4.1.1 Was ist der BDB-Index

Der BDB-Index ist eine Prozentzahl und gilt jeweils für eine Region und einen Monat. Der BDB-Index ist ein statistischer Mittelwert, der angibt, um wie viel der monatliche Ertrag aller meldenden Windkraftanlagen in einer bestimmten Region vom langjährigen Mittelwert abweicht.

Der langjährige Mittelwert, also das 100%-Niveau, ist von grundlegender Bedeutung für den BDB-Index. Der 100%-Zeitraum ist beim BDB-Index Version 2017 auf die Jahrgänge 2002 bis 2016 festgelegt worden<sup>8</sup>.

##### 3.4.1.2 Trendanalyse des BDB-Index

Der zeitliche Verlauf des BDB-Index zeigt einen deutlichen Abwärtstrend im Windertragspotential. Je nach Indexregion weisen die Daten einen linearen Abwärtstrend von -3% bis -22% auf. Das Gros der Regionen liegt zwischen -15% bis -20%. Eine derartige Abnahme des Ertragspotentials wäre fatal für die Nutzung der Windenergie. Ein Trend im Windenergieertrag kann durch die natürlichen Schwankungen des Windes begründet sein. Eine zufällige Häufung von z.B. windschwachen Jahren kann in einem begrenzten Datensatz als Abwärtstrend erscheinen, wird jedoch durch im weiteren Verlauf wieder auftretende windstarke Jahre

---

<sup>8</sup> Siehe <http://www.btrdb.de/PDF/Index%20V2017%20Einfuehrung.pdf>

kompensiert. Der beim BDB-Index auftretende Trend nach unten ist jedoch zu stark, als dass er durch zufällige Schwankungen des Windangebots erklärt werden könnten<sup>9</sup>.

#### 3.4.1.3 Besonderheiten des BDB-Index

Der BDB Index beruht auf monatlichen Ertragsdaten, ohne das Betriebsverhalten der jeweiligen Windenergieanlage zu berücksichtigen. Die überwiegende Zahl der Anlagen dürfte jedoch Verluste aufweisen, die technisch bedingt sein mögen oder auf leistungsreduzierenden behördlichen Auflagen oder auf externen Eingriffen wegen Einspeisemanagements beruhen. Diese Verluste reduzieren den Monatsertrag saisonal durchaus erheblich. So wirken z.B. Restriktionen wegen Fledermausflug nur im Sommer, während Maßnahmen zum Einspeisemanagement überwiegend in den windstarken Wintermonaten vorkommen. Alle Ertragsverluste reduzieren den BDB Index, der damit aber nicht mehr ein Maß für das Windpotential darstellt, sondern eher das nicht-optimale Betriebsverhalten von Windenergieanlagen widerspiegelt. Solange das Betriebsverhalten der Windenergieanlagen, auf deren Ertragsdaten der BDB Index beruht, nicht bekannt ist und durch entsprechende Korrektur berücksichtigt wird, bleibt der Index eine wertlose Maßzahl<sup>10</sup>.

#### 3.4.2 Schlussfolgerungen der Hegauwind aus dem BDB-Index

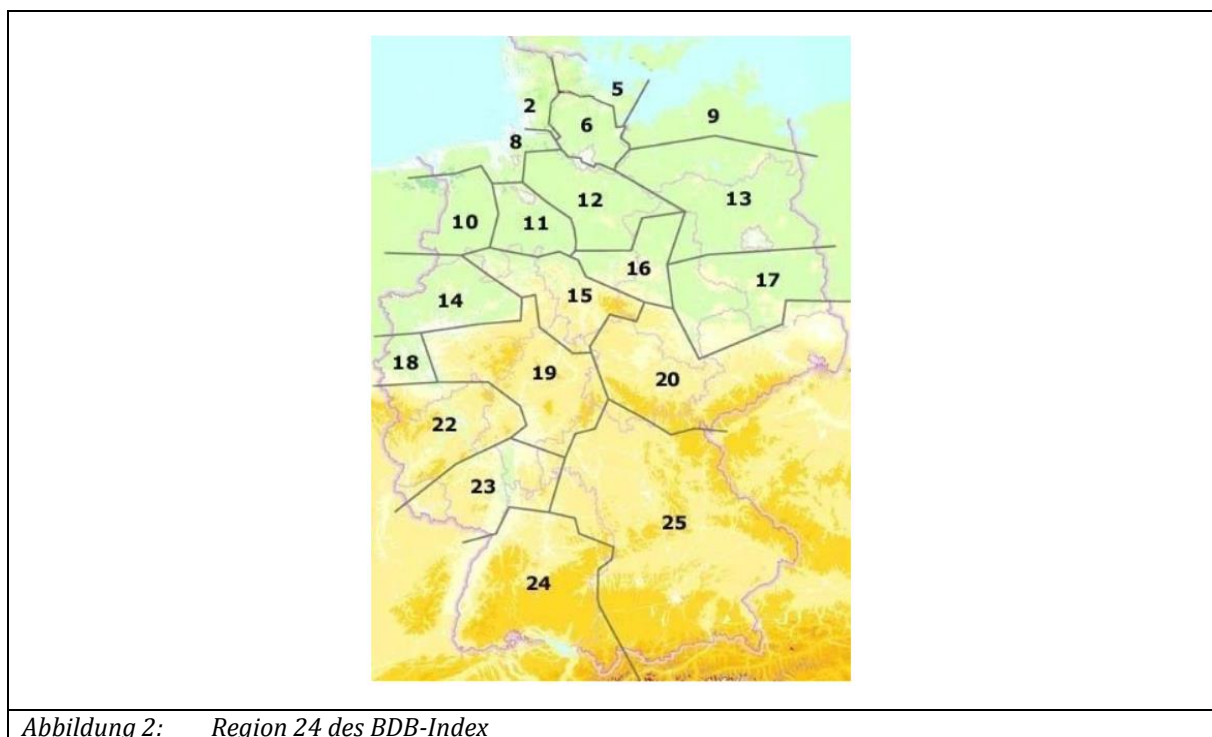
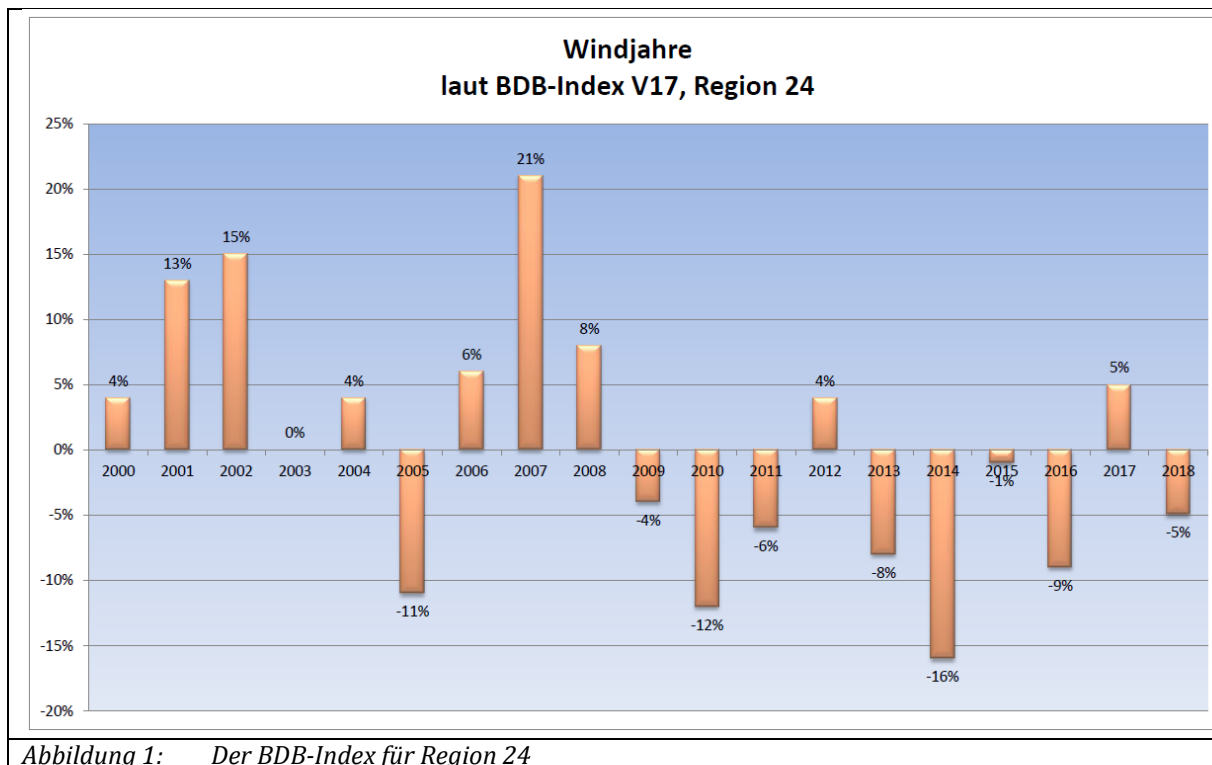
Die Hegauwind bezieht sich auf die Abbildung 1, auf der für das Jahr 2018 in der Region 24, siehe Abbildung 2, ein negativer Ertrag von 5% ausgewiesen wird. Die Hegauwind schließt daraus, dass der Wind am Standort Verenafohren deshalb ebenfalls unterhalb des langjährigen Mittelwerts liegt. Diese Schlussfolgerung ist falsch, wie im Folgenden gezeigt wird.

---

<sup>9</sup> Siehe [http://www.anemos.de/files/windatlanten/2017-05-15\\_BDB\\_Artikel\\_anemos.pdf](http://www.anemos.de/files/windatlanten/2017-05-15_BDB_Artikel_anemos.pdf)

<sup>10</sup> Siehe [http://www.anemos.de/files/windatlanten/2017-05-15\\_BDB\\_Artikel\\_anemos.pdf](http://www.anemos.de/files/windatlanten/2017-05-15_BDB_Artikel_anemos.pdf)





### 3.4.3 Kritik an den Schlussfolgerungen der Hegauwind

Der BDB-Index ist, wie der Betreiber dieses Index selbst ausführt, ein Ertragsindex (kein Windindex) für eine bestimmte Region. Aus diesem Grund kann

1. aus dem Index nicht direkt auf den Wind

2. erst recht nicht auf den herrschenden Wind an einem bestimmten Standort

geschlossen werden. Das wird im Folgenden belegt.

Aus der Tabelle 1 kann man entnehmen, dass der anemos Ertragsindex (ein dem BDB vergleichbarer Index) für das Jahr 2018 einen ähnlichen negativen Ertrag für gesamt Baden-Württemberg ausweist wie der BDB-Index, nämlich -6% weniger Ertrag anstatt -5%.

Bundesländer	Windindex 2018 [%]	Ertragsindex 2018 [%]
Baden-Württemberg	96.7	94.0
Bayern	97.4	95.9
Berlin	97.2	92.7
Brandenburg	97.1	92.3
Bremen	97.8	92.9
Hamburg	97.5	91.3
Hessen	97.3	93.2
Mecklenburg-Vorpommern	96.1	90.7
Niedersachsen	97.2	92.3
Nordrhein-Westfalen	96.2	91.5
Rheinland-Pfalz	96.6	93.4
Saarland	97.9	99.4
Sachsen	97.2	91.7
Sachsen-Anhalt	97.4	92.5
Schleswig-Holstein	96.8	91.7
Thüringen	96.6	91.7
Deutschland (flächengewichtet)	97.0	93.1

*Tabelle 1: Mittlerer anemos Wind- und Ertragsindex 2018 für Deutschland und Bundesländer<sup>11</sup>*

Schaut man sich aber die Verteilung der Erträge in der Region 24 detaillierter an, siehe Abbildung 4, dann erkennt man, dass die Erträge regional sehr unterschiedlich verteilt sind. Insbesondere erkennt man an Abbildung 4, dass am Standort Verenafohren der Ertragsindex für 2018 leicht positiv ist, nämlich ca. im Bereich von 0% - 5%.

Aus Tabelle 1 und Abbildung 3 sieht man aber auch, dass der Ertragsindex in der Regel unterhalb des Windindex liegt, im Mittel um etwa 4%. Daraus folgt, dass die

<sup>11</sup> Wind- und Ertragsindex für das Jahr 2018 (anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH)

Windgeschwindigkeit am Standort Verenafohren im Jahr 2018 um rund 4% - 9% (nämlich 0% - 5% plus 4%) über dem langjährigen Mittel liegen dürfte.

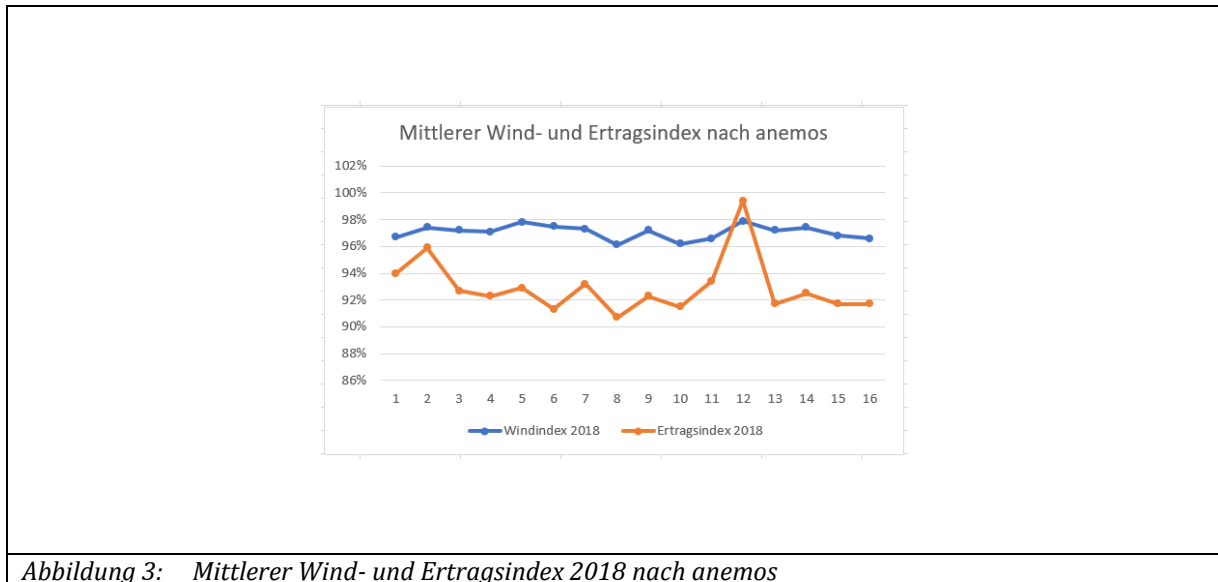
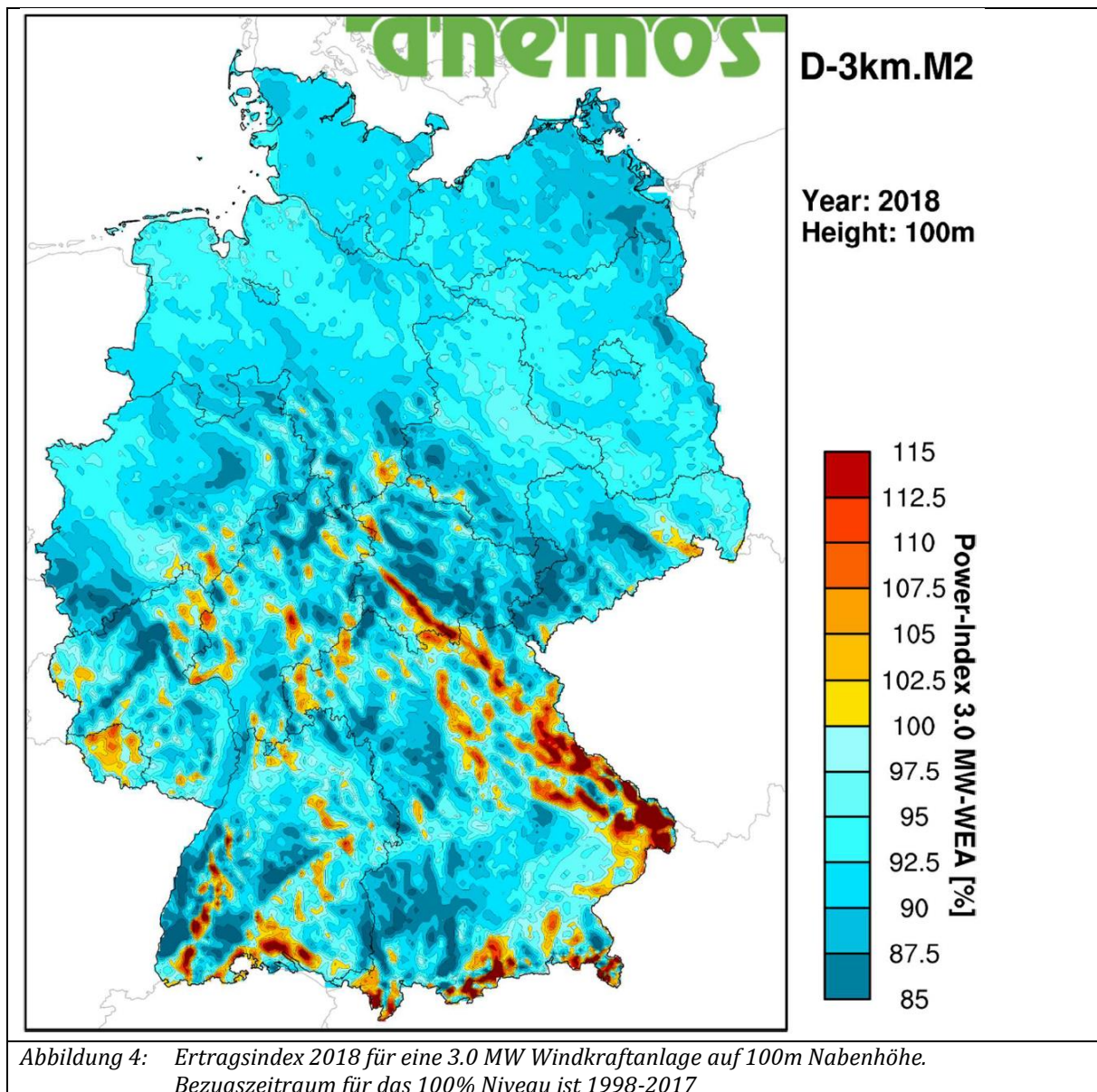
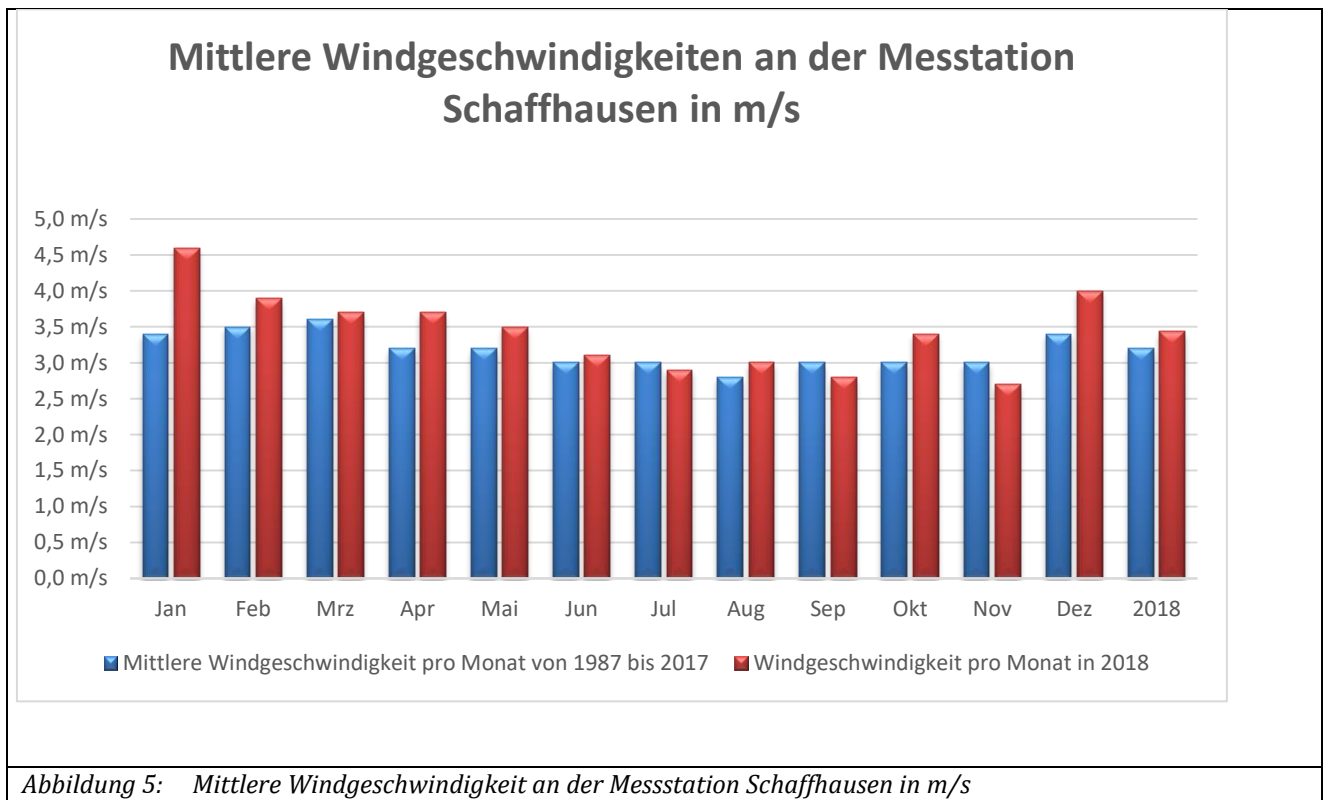


Abbildung 3: Mittlerer Wind- und Ertragsindex 2018 nach anemos

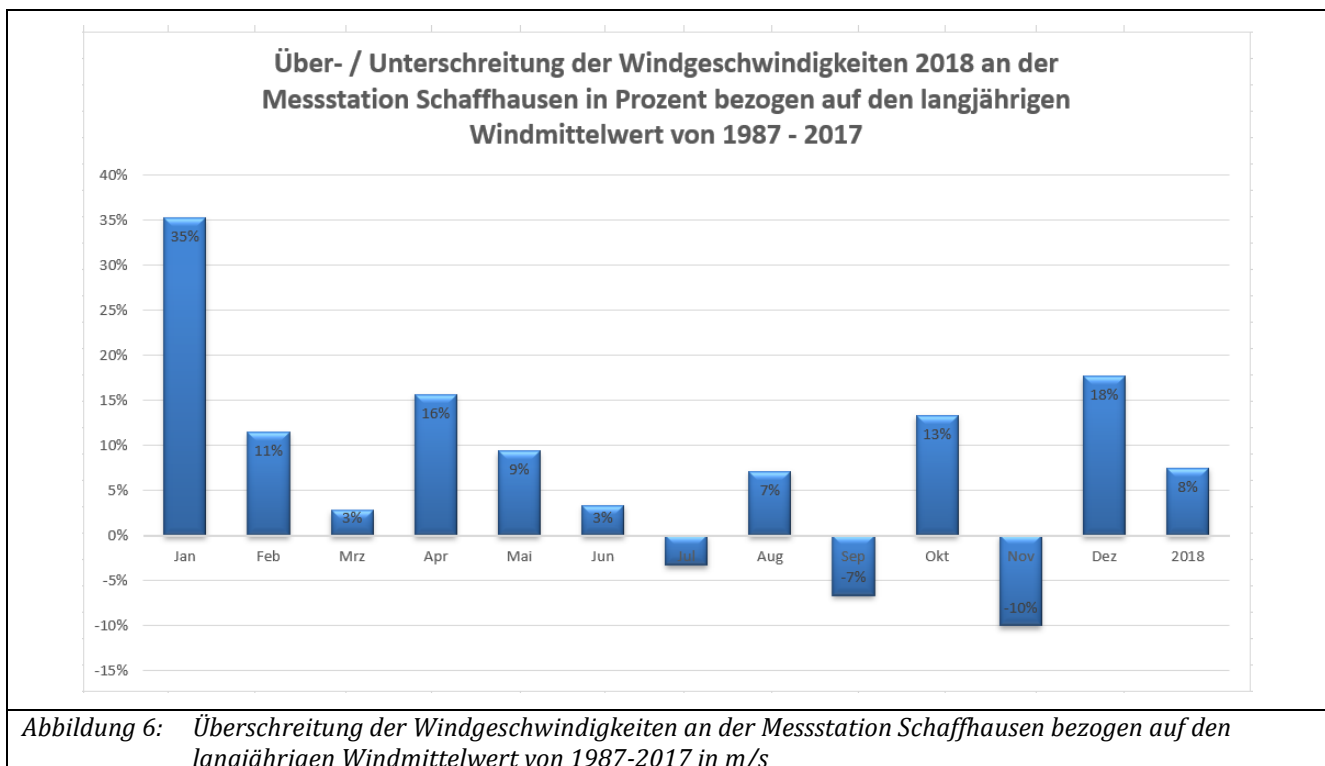


Die folgenden zwei Abbildungen zeigen die Messergebnisse der MeteoSchweiz am Standort Schaffhausen. Den Datensatz, der den Abbildungen zu Grunde liegt, kann man unter<sup>12</sup> downloaden.

<sup>12</sup> <https://wind-data.ch/messdaten/monate.php?wmo=66200>



In der folgenden Abbildung sieht man die prozentuale Abweichung des Windes in Schaffhausen vom langjährigen Mittelwert.



Aus Abbildung 6 sieht man, dass die Messwerte der MeteoSchweiz mit dem anemos Index gut übereinstimmen. Die MeteoSchweiz Daten weisen für 2018 eine Windgeschwindigkeit von 8% über dem langjährigen Mittel aus und der anemos Wind-Index eine Windgeschwindigkeit im Bereich von 4% - 9% über dem langjährigen Mittel.

Damit ist die Argumentation der Hegauwind, die sich auf den BDB-Index für die Region 24 (fast ganz Baden-Württemberg) bezieht, unrichtig und irreführend.

Um die tatsächlichen Windverhältnisse in der Region Verenafohren einzuschätzen, kann man - wie oben dargelegt - entweder auf lokale Windmessungen in der Nähe der Windkraftanlagen zurückzugreifen (z.B. auf die validierten Messungen der MeteoSchweiz in Schaffhausen), oder auf einen Index, der die lokalen Verhältnisse am Windkraft Standort widerspiegelt (z.B. den anemos Windindex). Beide zeigen, dass das Jahr 2018 in der Region Verenafohren deutlich überdurchschnittlich windig war.

## Literaturverzeichnis

- |   |   |
|---|---|
| [1] Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Windkraftanlagen Standort Wiechs – IG Hegauwind Szenario Thüga Energie GmbH Oktober 2014 | PricewaterhouseCoopers<br>Aktiengesellschaft<br>Wirtschaftsprüfungsgesellschaft               |
| [2] Windindex der Betreiber-Datenbasis, BDB-Index V2017<br>Einführung in den BDB-Index der Betreiber Datenbasis (BDB)       | Betreiber-Datenbasis<br>J. Keiler In Zusammenarbeit mit<br>Dipl.-Ing. H. Häuser               |
| [3] Wind- und Ertragsindex Report für das Jahr 2018   | Anemos Gesellschaft für<br>Umweltmeteorologie<br>Dr. Heinz-Theo Mengelkamp                    |
| [4] Immer noch IWET?  | anemos Gesellschaft für<br>Umweltmeteorologie<br>Dr. Anselm Grötzner<br>CUBE Engineering GmbH |
| [5] Pressemitteilung Windpark Verenafohren 24.01.2019   | Hegauwind   |
| [6] Pressemitteilung EnBW vom 12.11.2018  | EnBW  |