

# WINDATLAS versus REALITÄT

Eine kritische Betrachtung des überarbeiteten Windatlas 2019 von Baden-Württemberg



Zusammenfassung  
erweiterte Ausgabe

Dr.-Ing. Detlef Ahlborn  
Dipl. Ing. (FH) Jörg Saur  
Prof. Dr. Michael Thorwart



## Danksagung

Wir danken Herrn Prof. Konrad Kleinknecht für die kritische Durchsicht des Manuskriptes und für einige wertvolle Hinweise.

Auch danken wir den Rechtsanwälten von *windkraft-anwalt.de*, Sven Staehlin, LL.M. und Prof. Dr. Michael Elicker für ihr aufschlussreiches Vorwort.

Inhalt	Seite
<u><a href="#">Vorwort</a></u>	<u><a href="#">6</a></u>
<u><a href="#">Kurzfassung</a></u>	<u><a href="#">8</a></u>
<u><a href="#">Empfehlung für Entscheidungsträger und -behörden</a></u>	<u><a href="#">9</a></u>
<u><a href="#">Einleitung und Überblick</a></u>	<u><a href="#">15</a></u>
<u><a href="#">Datengrundlage Windmessung</a></u>	<u><a href="#">17</a></u>
<u><a href="#">Fehler und Ungenauigkeiten</a></u>	<u><a href="#">19</a></u>
<u><a href="#">Mittlere gekappte Windleistungsdichte – Auswirkung</a></u>	<u><a href="#">21</a></u>
<u><a href="#">Neuer Orientierungswert für die Standortgüte</a></u>	<u><a href="#">22</a></u>
<u><a href="#">Validierung des Orientierungswertes anhand realer Zahlen</a></u>	<u><a href="#">23</a></u>
<u><a href="#">Erfüllung von Orientierungswerten</a></u>	<u><a href="#">24</a></u>
<u><a href="#">Häufigkeitsverteilung von Windgeschwindigkeiten</a></u>	<u><a href="#">28</a></u>
<u><a href="#">Winddaten des Deutschen Wetterdienstes DWD für die Prognose</a></u>	<u><a href="#">33</a></u>
<u><a href="#">Realitätstest</a></u>	<u><a href="#">37</a></u>
<u><a href="#">Fazit</a></u>	<u><a href="#">45</a></u>



## Vorwort

Die Zahl in Baden-Württemberg installierter Windenergieanlagen (WEA) ist verglichen mit den Zahlen anderer Bundesländer klar unterdurchschnittlich. Aufgrund vielerorts geschützter Landschaften und eines eher unterdurchschnittlichen Windaufkommens im Land erscheint das aber nur konsequent.

Eine Untersuchung der grün-schwarzen Landesregierung mit dem Titel „Windatlas 2019“ sorgt nun allerdings für eine echte Überraschung. Die Behauptung geht so: Neue Berechnungen mitsamt Strömungssimulationen hätten ergeben, dass das Windenergieaufkommen im Land an vielen Standorten und Flächen deutlich größer wäre als bislang bekannt.

Aus fachmethodischer Sicht ist eine solche Behauptung jedoch grober Unfug. Darauf gehen die Autoren Ahlborn, Saur und Thorwart im Folgenden ausführlich ein. Grob zusammengefasst liegt es so: Selbst im Jahre 2020 ist es unmöglich, die Realität vollständig in Strömungssimulationen abzubilden und umgekehrt. Das kennt im Grunde auch jeder Laie, man braucht dazu nur an die Defizite etwa von Wettervorhersagen zu denken. Auch wenn bei der Windfeldforschung durch computergestützte Strömungssimulationen in den letzten Jahren große Fortschritte gemacht wurden – gerade bei komplexen Lagen versagt sie noch immer. Und beispielsweise mit dem Schwarzwald liegt hier ein immerhin fast 150 km mal 30 km großes in diesem Sinne komplexes Areal vor. Aus fachmethodischer Sicht lässt sich realiter dafür keine Aussage zum örtlichen Windaufkommen treffen, denn die Strömungsverhältnisse sind dort schlechterdings unkalkulierbar. Auch die Berichtsaufsteller des „Windatlas 2019“ waren sich dieses Problems durchaus bewusst, sie sprechen es selbst an. Doch anstatt den fachlichen Regeln folgend diese Flächen aus der Analyse auszuklammern, versuchen sie mit Macht das Erhebungsproblem mittels Schätzungen und Methoden aus der Risikolehre zu überwinden. Das ist schon systematisch falsch, denn auch nach Anwendung solcher Methoden bleiben die realen Strömungsverhältnisse am Berg weiterhin unbekannt. Weshalb sich am angesprochenen Grundproblem dadurch eben gerade nichts änderte: Nämlich dass die Windfeldforschung derzeit über kein taugliches Grundmodell zur Windfeldberechnung im komplexen Gelände verfügt. Ein untaugliches Grundmodell kann man unter Risikogesichtspunkten modifizieren wie man will, an der Untauglichkeit ändert sich dadurch selbst nichts. Dessen ungeachtet ist es mit den Risikobewertungen auch immer so eine Sache: Wer die Hintergründe der Subprime-Krise noch in Erinnerung hat, weiß, wie absurd falsch und vor allem wie opportunistisch sie je nach Besteller sein können.

Womit wir direkt bei der zweiten, politischen Dimension des Papiers angelangt wären. Immerhin war Auftraggeber dieses Papiers das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft (MUKE), und das MUKE ist nun eben der in Baden-Württemberg oberste Organisator des Windkraftausbaus. Das MUKE hadert schon länger mit dem aktuellen Ausbaustand in Sachen Windkraft. Immerhin sollen bis 2030 im Land etwa sieben Mal so viele Anlagen wie bisher stehen. Dafür müssten dringend zusätzliche Standorte her, doch das, was unter den derzeit gültigen rechtlichen Rahmenbedingungen an Planungen und Genehmigungen einwandfrei möglich war, wurde in Baden-Württemberg zu großen Teilen schon unternommen. Der „Windatlas 2019“ mit seinen künstlich „hochgejazzten“ Windenergieleistungswerten versucht diese Bedingungen in sehr durchsichtiger Weise nun auszuhöheln. Trotzdem werden die Landesbehörden den Willen des MUKE, nach dieser Maßgabe neue Flächen für Planungs- und Genehmigungszwecke nutzbar zu machen, ziemlich sicher exekutieren. Immerhin sind die meisten der dafür zuständigen Landesbehörden dem MUKE direkt unterstellt.

Die Regionalverbände und Standortgemeinden unterstehen dem MUKÉ dagegen nicht, und sie sind gut beraten, den „Windatlas 2019“ und alle daran anknüpfenden Maßnahmen und Pläne, vor allem aber das Werben von Unternehmen der Windkraftbranche um neue Projekte mindestens kritisch zu sehen. Denn es ist absehbar, dass der windenergetische Nutzen und damit auch die Wirtschaftlichkeit der daraus hervorgehenden Projekte bestenfalls fragwürdig sein werden; von unwirtschaftlichen Projekten hat eine Standortgemeinde außer Lasten in der Regel nichts.

Es ist eine bei Gemeinderäten und Bürgermeistern weitverbreitete Fehlannahme, dass Unternehmen der Windkraftbranche von sich aus an nur fragwürdigen Standorten kein Interesse haben könnten. Das verkennt, dass nicht alle WEA-Projektierer den von ihnen errichteten Windpark auch selbst betreiben wollen und werden. Es lässt sich inzwischen gutes Geld damit verdienen, dass man errichtete Anlagen gegen Kostenersatz und Gewinnaufschlag an Dritte verkauft. Windparks sind inzwischen eine recht begehrte „Ware“ geworden, seitdem vor allem die „grünen“ Fondsgesellschaften aufgrund des Trends zu ökologisch und ethisch einwandfreien Kapitalanlagen zu viel Geld gekommen sind, das nun auch „artgerecht“ angelegt werden muss. Man neigt dazu, auch diesen Fondsgesellschaften unbedingte Gewinnerzielungsabsicht zu unterstellen, doch die vielen gefallenen Immobilien-, Film-, Schifffahrts- oder Flugzeugleasingfonds der letzten Jahrzehnte belehren einen eines Besseren. Wenn ein Kapitalmarktweig modebedingt heiß läuft, kommt es schnell zu der immer gleichen Fehlentwicklung: Einer ständig zunehmenden Menge an Kapital steht schnell eine nicht mehr genügende Zahl an hochwertigen Projekten gegenüber. Der Investmentdruck steigt, und das Geld sucht sich immer zweifelhaftere (von willfähigen Dienstleistern trotzdem mit besten Testaten versehene) Projekte, bis der Fonds irgendwann kollabiert. Zurück bleiben geprellte Investoren und Vertragspartner. Diese Erfahrungen sollten jedem Gemeinderat und Bürgermeister eine Warnung sein.

Rechtsanwalt Sven Staehlin, LL.M.  
Rechtsanwalt Prof. Dr. Michael Elicker  
[www.windkraft-anwalt.de](http://www.windkraft-anwalt.de)

## Kurzfassung

Diese Analyse untersucht den im Mai 2019 vorgestellten neuen Windatlas 2019 Baden-Württemberg im Hinblick auf seine Konsistenz, die Zuverlässigkeit der Prognosen, und die Gültigkeit der darin getroffenen Aussagen. Der bislang verwendete Parameter „Mittlere Windgeschwindigkeit“ wird im neuen Windatlas durch die „Mittlere gekappte Windleistungsdichte“ ersetzt. Wir zeigen, dass der willkürlich und politisch festgelegte Wert der Kappgeschwindigkeit von 15 Meter pro Sekunde physikalisch-technisch nicht begründet werden kann.

Weitere Unstimmigkeiten im neuen Windatlas treten zu Tage, wenn man die vom Umweltministerium Baden-Württemberg neu geforderte Flächenleistung von 215 Watt pro Quadratmeter betrachtet. Durch Validierung anhand von real existierenden Ertragsdaten des „Vorzeige-Windparks“ Lauterstein auf der Ostalb zeigen wir, dass diese in der Realität nicht erreicht werden. Weiterhin weisen wir systematisch nach, dass die meisten Windkraftanlagen in Baden-Württemberg weit unterhalb ihres prognostizierten Referenzertrags von 60 Prozent bleiben und somit hätten gar nicht genehmigt werden dürfen.

Gleichfalls zeigt unsere Analyse auf, dass der Auslastungsgrad aller zur Zeit vorhandenen Windkraftanlagen im Bereich von 20 Prozent bezogen auf die möglichen Volllaststunden bleibt. Dies bestätigt sich ebenfalls durch einen unabhängigen Zugang über die Untersuchung der Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten, die wir systematisch für 28 vorhandene Messstationen des Deutschen Wetterdienstes in Baden-Württemberg erstellt haben. Aus den gemessenen Weibull-Parametern für die Windgeschwindigkeitsverteilungen folgt zwingend, dass der am häufigsten vorkommende Betriebszustand einer Windkraftanlage in Baden-Württemberg der Stillstand ist. Dies deckt sich mit der Alltagserfahrung von stillstehenden Windrotoren im Schwachwindland Baden-Württemberg.

Interessant ist ein weiteres Ergebnis unserer Untersuchung: Im Gegensatz zur Darstellung im neuen Windatlas 2019 Baden-Württemberg weisen wir nach, dass vorhandene transparente Messreihen der Windgeschwindigkeiten des Deutschen Wetterdienstes sehr wohl für eine Ertragsprognose von Windkraftanlagen benutzt werden können. Ihre Genauigkeit ist zumindest mit jener des Windatlas vergleichbar, wenn nicht sogar höher.

Ein weiterer Schwachpunkt des neuen Windatlas 2019 Baden-Württemberg ist, dass der behauptete Abgleich der Ertragsdaten aus der Modellierung mit den bereits vorhandenen Windkraftanlagen entweder gar nicht oder fehlerhaft durchgeführt wurde. Dies zeigt sich sehr einfach, indem man im aktuellen Windatlas auf der Karte an eine Stelle einer vorhandenen Windkraftanlage geht und jene Werte mit vorhandenen Ertragsdaten vergleicht. Die Ursache für die Diskrepanz bleibt unklar, zeigt aber, dass der Windatlas seinem eigenen Anspruch an eine vermeintlich höhere Genauigkeit, an seine Zuverlässigkeit und eine Verwendbarkeit für künftige Planungen nicht erfüllt.

Die verwendete Datengrundlage wurde zudem nicht öffentlich gemacht und kann damit keiner unabhängigen Prüfung unterzogen werden. Die Landesregierung als Auftraggeber ist somit ihrer Pflicht und Verantwortung gegenüber den Landkreisen, den Kommunen und der Bürgerschaft nicht nachgekommen, Transparenz und Objektivität der Studie zu gewährleisten.



## Empfehlung für Entscheidungsträger und -behörden

Aus den Erkenntnissen unserer kritischen Betrachtung des neuen Windatlas 2019 wird deutlich, dass die prognostizierten Zahlen nachweislich überhöht sind. Die Realität wird kleinere Werte zeigen. Prognosen, die die Vergangenheit nicht exakt nachbilden können, sind auch für die Zukunft wertlos.

Gutachten, die auf Basis von Hochrechnungen und Hypothesen einen hohen Ertrag versprechen, sollten auf Basis der Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes gegengeprüft werden. Dass dies möglich ist und zuverlässige Werte liefert, zeigen unsere Berechnungen.

Allerdings ist der neue Windatlas 2019 nur eine erste Eingangsgröße. Dazu müssen noch zahlreiche Abschlagstatbestände nach der neuen Technischen Richtlinie 6 (TR 6) Revision 10 berücksichtigt werden. Diese werden teilweise im Endbericht zum Windatlas genannt und konkretisiert. Es wird deshalb empfohlen, auf den Ansatz dieser Abschlagstatbestände besonders zu achten.

Seit dem 01.01.2018 gilt zudem die Technische Richtlinie 10 (TR 10) Revision 0, die Bestandteil der TR 6 Rev. 10 ist. Sie trägt die Bezeichnung „Bestimmung der Standortgüte nach Inbetriebnahme“. Wesentlicher Inhalt ist die Ermittlung der EEG-Einspeisesätze durch Überprüfung der Standortgüte, auch Referenzertragsprozent (RE%), nach 5, 10 und 15 Jahren. Es sollen aber auch die diversen Abschlagstatbestände quantitativ ermittelt und gegebenenfalls vergütet werden. Diese Überprüfung ist für alle Windparkplaner, Betreiber oder Finanzierer Pflicht, gemäß EEG 2017.



Quelle: Sterr-Kölln & Partner mbB, Auszug aus  
einer Medienmitteilung vom 20.01.2020

An die Medien

Freiburg, 20. Januar 2020

### Höhere Anfangsvergütung für Windparks verlängern

#### Was Betreiber nach fünf Betriebsjahren tun sollten

**Sterr-Kölln & Partner informiert Anlagenbetreiber.**

Windenergieanlagen, die unter dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 in Betrieb genommen wurden, erhalten anstatt der Grundvergütung in den ersten fünf Betriebsjahren die höhere Anfangsvergütung. Auch danach ist dies möglich: Je windschwächer ein Standort ist, desto länger wird die höhere Anfangsvergütung gezahlt. Damit sie auch in den Folgejahren auf dem Konto landet, müssen Anlageneigentümer jedoch ein sogenanntes Referenzertragsverfahren bei einem Wirtschaftsprüfer in Auftrag geben. Darauf weist das Beratungsunternehmen Sterr-Kölln & Partner hin. „Wer Anfang 2015 eine Windenergieanlage in Betrieb genommen hat, sollte rasch aktiv werden“, rät Christian Schmidt von Sterr-Kölln & Partner. Ein Verzicht auf das Referenzertragsverfahren kann mehrere Millionen Euro Minderertrag zur Folge haben und die Anlage unwirtschaftlich machen.

Durch die Verrechnung der Abschlagstatbestände hin zu einer besseren Anfangsvergütung steht nicht zwangsläufig die Stromerzeugung oder eine Wirtschaftlichkeit im Mittelpunkt des Interesses eines Windradbetreibers, sondern es wird ermöglicht, dass das Maximum an Subventionen über die gesamte Betriebszeit abgegriffen werden kann. Hilfestellung hierzu erhalten Windstromerzeuger von interdisziplinären Beratungsunternehmen, wie das Beispiel einer Mitteilung an die Medien der Firma Sterr-Kölln & Partner vom 20.

Januar 2020 zeigt. Bei entsprechendem Nachweis kann die erhöhte Anfangsvergütung 20 Jahre zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme in Anspruch genommen werden.

Die Vorlage des Standortgüthenachweises kann aber auch als Abwägungskriterium für den öffentlichen Belang "Windhöflichkeit" bewertet werden. Der Windgutachter hat bei der Ertragsermittlung die Abschlagstatbestände einzubeziehen. Dies ist insofern von Bedeutung, da im neuen Windatlas die Mindestertragsschwelle bzw. das RE% von seither 60 auf 65 - 70 erhöht wurde. Aller

Voraussicht nach werden die meisten WKA in Baden-Württemberg unterhalb dieser Schwelle liegen. Somit ist eine Privilegierung nach § 35 BauGB in der Abwägung in Frage gestellt.

Es zeigt sich dabei, dass durch Wind angetriebene Generatoren keine effektive Stromerzeugung bewerkstelligen können. Somit ist sorgfältig zu prüfen, ob aufgrund dieser systematischen Schwächen eine Privilegierung dieser Technik zur Stromerzeugung zu rechtfertigen ist. Damit werden in der Abwägung die öffentlichen Belange zur Versorgungssicherheit, zum Naturschutz, zum Denkmalschutz und zum Landschaftsschutz überwiegen.

Der Sinn einer solchen Überprüfung ist auch gegeben für die Endlichkeit der Ressourcen bei der Energiewende. Bei der Umsetzung der Energiewende ist nicht der limitierende Faktor die zur Verfügung stehende Energiemenge, sondern das Ökosystem Erde und unsere Naturräume. Deshalb stehen wir schon heute vor der Frage, wie wir die weniger energiedichten regenerativen Energieträger mit den jeweiligen Anlagen effektiv umwandeln können. Jede Umwandlung der Primärenergien „Sonne“ und „Wind“ in zuverlässige und bedarfsgerechte technisch nutzbare, energetisch dichte Medien ist äußerst verlustbehaftet, ressourcenintensiv und sehr teuer.

Es ist heute schon erkennbar, nach nur zwei Jahrzehnten der Förderung von regenerativen Energien durch eine politisch motivierte Energiewende, dass unser Ökosystem aufgrund der ineffektiven Ernte und ressourcenintensiven Aufbereitung von regenerativen Primärenergien massiv geschädigt wird.

**Die folgende Jahresauswertung (Abbildung 1) der Leistung aller Windkraftanlagen in BW von 2017 gegenüber dem Strombedarf zeigt das Dilemma der aktuellen Energiewende deutlich. Wirtschaftlich sinnvolle Speicher existieren nicht und die vielfach als „Säule der Energiewende“ bezeichnete Windkraft kann nicht versorgungssicher und bedarfsgerecht liefern.**

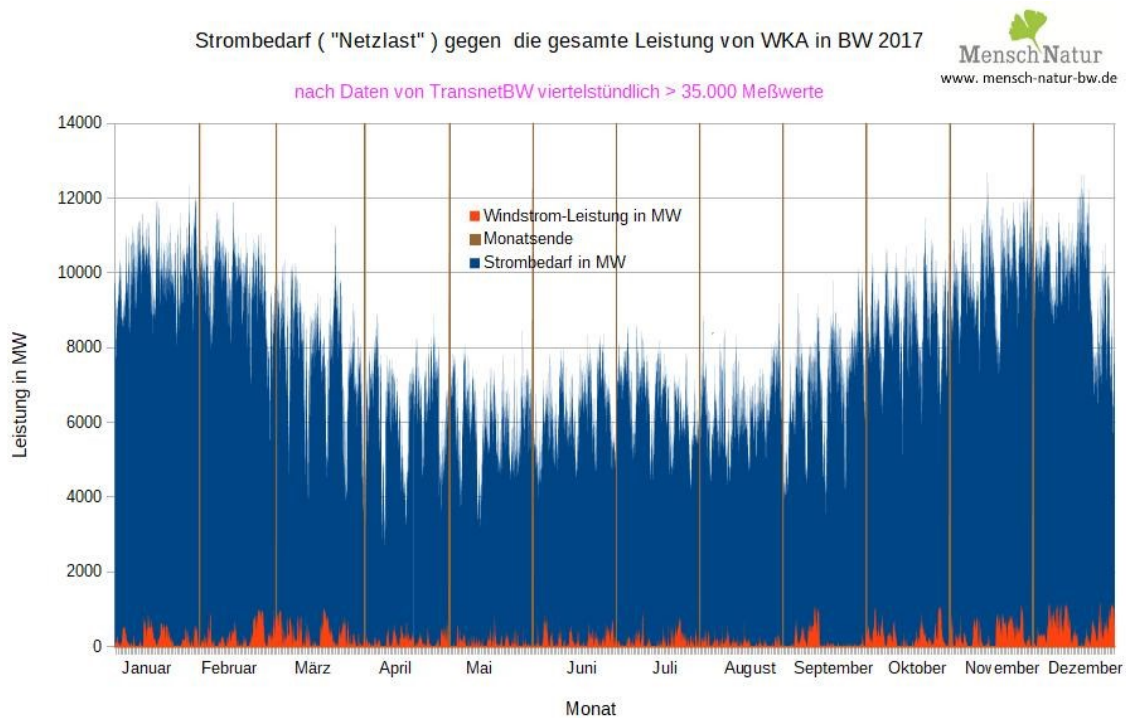


Abbildung 1: Strombedarf und Windkraftanteil in Baden-Württemberg (BW) für 2017

Die Leistungen aus den immer größer werdenden Maschinen bleiben auf Grund der physikalisch vorgegebenen geringen Energiedichte von Wind äußerst schwach. Diese Erkenntnis gilt über alle Bundesländer hinweg und auch für die Stromerzeugung auf dem Meer.

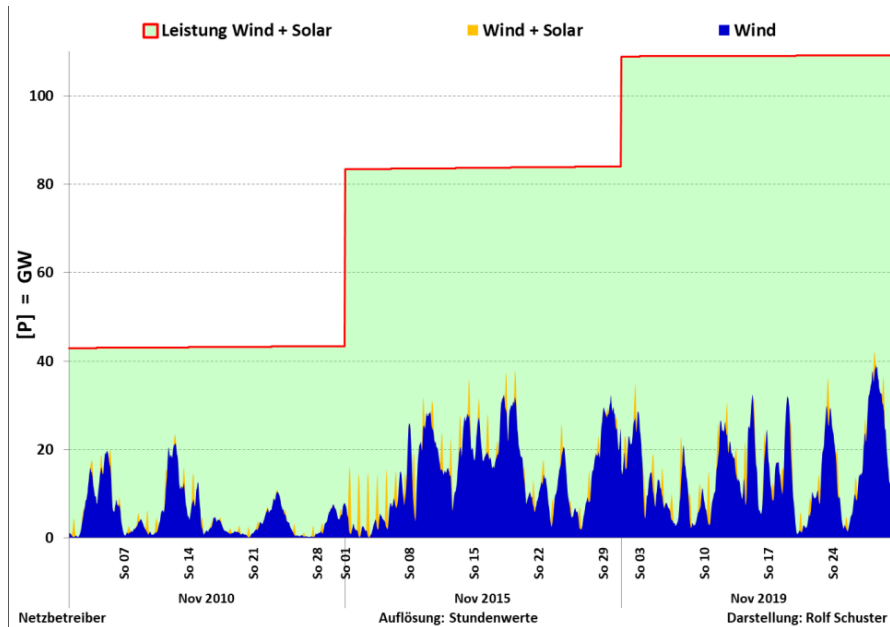


Abbildung 2: Vergleich installierte Leistung zu Einspeiseleistung von Wind und Solar Gesamtdeutschland November 2010-2019

Die Schere zwischen Zubau und Einspeisung wächst mit jeder neu installierten Kraftwerksleistung aus Wind und Solar. Dies zeigt die obere Abbildung 2 von Rolf Schuster. Dort wird am Beispiel der Novembereinspeisung über die Jahre 2010 bis 2019 für Gesamtdeutschland das Missverhältnis von installierter Leistung zur Einspeiseleistung deutlich. Im Umkehrschluss bedeutet dies, um eine bestimmte durchschnittliche Einspeiseleistung zu erhalten, müssen überproportional Kraftwerksleistungen geschaffen werden.

Auch wenn behauptet wird, dass immer irgendwo der Wind bläst, wird eine Glättung nicht erreicht, wie die nachfolgende Abbildung 3 der Einspeisewerte der einzelnen Netzzonen in Deutschland zeigt. Die Lücken müssen durch regelbare Kraftwerke geschlossen werden. Speicher für diese Leistungsdimensionen werden sich am Markt langfristig nicht etablieren können und somit Zukunftsmusik bleiben.

### Tatsächlich erbrachte Leistung aller WKA in D an Land + auf See im November 2019

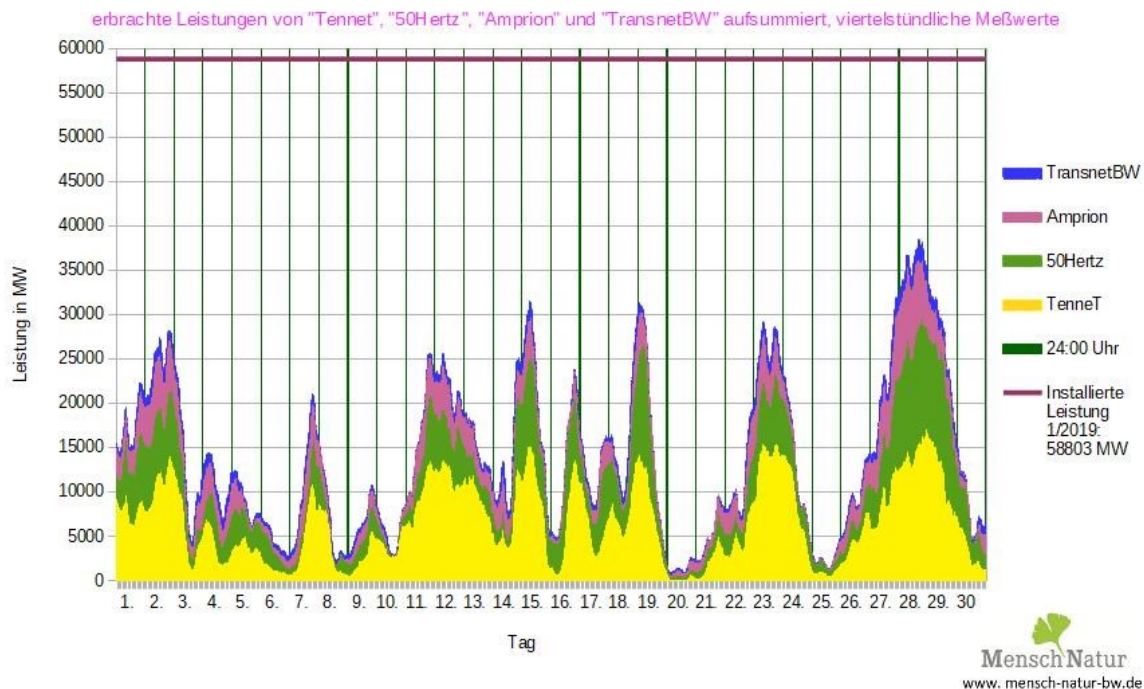


Abbildung 3: Windstromeinspeisung in Deutschland mit installierter Leistung an Land und auf See, November 2019, farblich nach Übertragungsnetzbetreiber unterschieden.

Dieser Zubau schafft zudem Probleme in der Netzsteuerung. Mit jeder installierten Windkraftanlage wächst der Betrag der zu steuernden Einspeiseleistung zwischen Flaute und Spitze. Dies belegt eindrucksvoll eine Analyse im Auftrag des Umweltbundesamtes zur „Flächenanalyse Windenergie an Land“, Abschlussbericht vom November 2019.

Nachfolgende Abbildung 4 zeigt einen Ausschnitt aus der Publikation des Umweltbundesamtes „Flächenanalyse Windenergie an Land“. Er zeigt die Entwicklung der Eingriffe in die Netzsteuerung seit 2010. Während in 2010 knapp 2,5 TWh/a geregelt werden mussten, waren es im Jahre 2017 bereits 24 TWh/a.

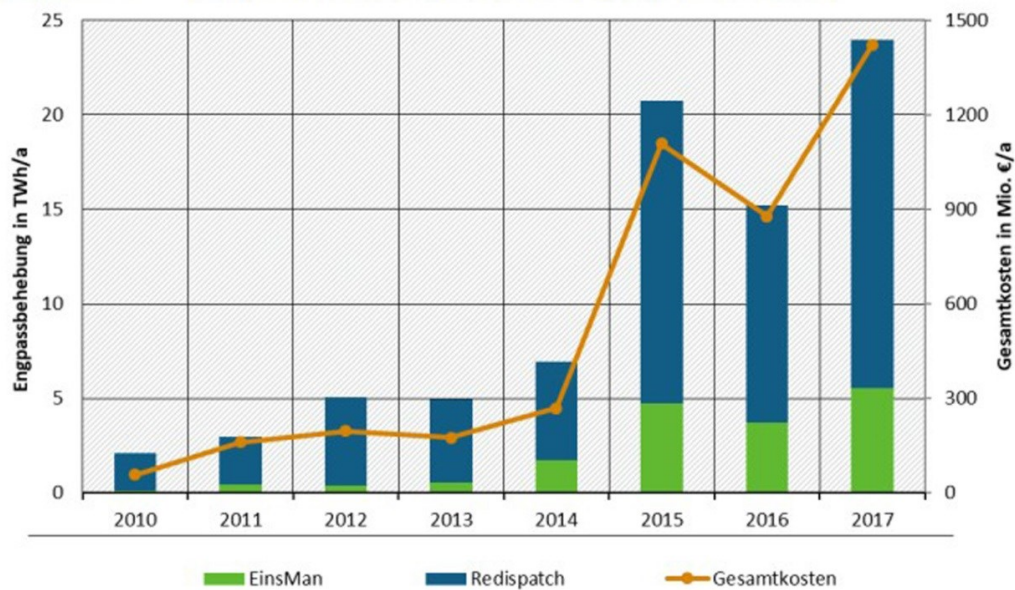
In 2017 kostete den Verbraucher die Netzsicherheit dementsprechend 1 400 000 000,- €. Diese 1,4 Milliarden Euro, allein zur Netzsteuerung, werden in Zukunft bei weiterem Ausbau der Windkraft nicht reichen.



## 8.1 Historische Entwicklung der EinsMan- und Redispatchmengen und -kosten

Durch die steigende Anzahl temporärer Netzengpässe sind die EinsMan- und Redispatchmaßnahmen in den vergangenen Jahren stark angestiegen. Abbildung 43 zeigt die Entwicklung der Energiemengen von Redispatchmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und EinsMan-Maßnahmen gemäß § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG. Im Jahr 2015 verdreifachte sich die betroffene Energiemenge und erreichte 2017 ein neues Höchstniveau. Die niedrigere Menge an Redispatch- und EinsMan-Maßnahmen in 2016 ist dabei auf ein besonders windschwaches Jahr zurückzuführen.

Abbildung 43: Entwicklung der EinsMan- und Redispatchmaßnahmen in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis von Ecofys, Fraunhofer IWES 2017, BNetzA 2017, 2018

Abbildung 4: Auszug aus „Flächenanalyse Windenergie an Land“, Umweltbundesamt, S. 125

Wissenschaftler der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina, der Deutschen Akademie der Technikwissenschaften (acatech) und der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften, haben in ihrer Analyse vom November 2017 „Sektorkopplung - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems“ errechnet, dass, wenn Verkehr und Wärme größtenteils elektrifiziert werden sollen, man doppelt so viel elektrische Energie benötigen würde wie heute. Diese Energiemengen großtechnisch mit Speicher zu bewältigen ist bislang nicht möglich.

Allerdings warnen selbst Fachleute aus dem Fraunhofer Institut oder auch dem Potsdamer Institut für transformative Nachhaltigkeitsforschung (IASS) vor dieser Entwicklung. Es müssten Unmengen an Strom produziert werden und hätte einen unvorstellbaren Flächenverbrauch für Windkraftanlagen, Solarfelder und Stromleitungen zur Folge.

Der Verbrauch von Landschaft, Natur und Lebensraum und die Auswirkungen sind damit immens. Lärm und Schalleintrag gefährden die Gesundheit der Menschen und die immer größer werdenden Rotoren töten Vögel, Fledermäuse und Insekten.

Für das Schwachwindland Baden-Württemberg würde das einen Bedarf an elektrischer Energie von rund 140 TWh bedeuten. Selbst eine Verzehnfachung der Zahl an WKA (neuester Bauart) gegenüber

heute würde bilanziell nur 65 TWh beitragen, allerdings um den Preis, dass der durchschnittliche Abstand von Windrad zu Windrad ungefähr 2 200 m beträgt. Die aktuell verbreiteten Konzepte implizieren die totale Verspargelung aller Landschaften. Ein solcher Eingriff in unsere natürlichen Lebensräume steht gegen Artikel 20a Grundgesetz, der folgenden Wortlaut hat: *„Der Staat schützt auch in Verantwortung für die künftigen Generationen die natürlichen Lebensgrundlagen und die Tiere im Rahmen der verfassungsmäßigen Ordnung durch die Gesetzgebung und nach Maßgabe von Gesetz und Recht durch die vollziehende Gewalt und die Rechtsprechung.“*

Hier auf lange Sicht Vorsorge zu treffen gegenüber dem Schutz der öffentlichen Belange Versorgungssicherheit, Naturschutz, Denkmalschutz, Landschaftsschutz und der Erholungsfunktion des ländlichen Raumes, obliegt den Entscheidungsträgern in Politik, Planung und Wirtschaft, gemäß der Landesverfassung von Baden-Württemberg. Dort steht geschrieben:

*Artikel 1:*

*(1) Der Mensch ist berufen, in der ihn umgebenden Gemeinschaft seine Gaben in Freiheit und in der Erfüllung des christlichen Sittengesetzes zu seinem und der anderen Wohl zu entfalten.*

*(2) Der Staat hat die Aufgabe, den Menschen hierbei zu dienen. Er fasst die in seinem Gebiet lebenden Menschen zu einem geordneten Gemeinwesen zusammen, gewährt ihnen Schutz und Förderung und bewirkt durch Gesetz und Gebot einen Ausgleich der wechselseitigen Rechte und Pflichten.*

*Artikel 3a:*

*Der Staat schützt auch in Verantwortung für die künftigen Generationen die natürlichen Lebensgrundlagen im Rahmen der verfassungsmäßigen Ordnung durch die Gesetzgebung und nach Maßgabe von Gesetz und Recht durch die vollziehende Gewalt und die Rechtsprechung.*

*Artikel 3b:*

*Tiere werden als Lebewesen und Mitgeschöpfe im Rahmen der verfassungsmäßigen Ordnung geachtet und geschützt.*

*Artikel 3c:*

*(2) Die Landschaft sowie die Denkmale der Kunst, der Geschichte und der Natur genießen öffentlichen Schutz und die Pflege des Staates und der Gemeinden.*

Der Verein Mensch Natur möchte bei der Abwägung der Belange Hilfestellung geben. Auf unserer Homepage [www.mensch-natur-bw.de](http://www.mensch-natur-bw.de) findet sich unser Faktencheck zur Darstellung der Stromerzeugung aus Windkraft. Dort wird die aktuelle Leistung von Windkraftanlagen in Baden-Württemberg (BW) und darüber hinaus grafisch in Schaubildern gezeigt. Einzelne ausgewählte Windparks werden ebenfalls beleuchtet. Die Datenquellen sind bei jedem Diagramm angegeben. Dieser Faktencheck wird erweitert und laufend aktualisiert.

Mit dieser Ausgabe halten Sie unsere erweiterte Zusammenfassung zur kritischen Betrachtung des Windatlas 2019 in den Händen. Das zugehörige Falblatt dient einem schnellen Überblick. Die ausführliche Ausarbeitung zum neuen Windatlas wird in einigen Monaten zur Verfügung stehen. In weiteren Beiträgen und Studien können wir schon heute die Gefährdung der Stromversorgung durch immer höhere Anteile an Windstrom aufzeigen.

Weitere Informationen zum Thema Windkraftnutzung und Energiewende erhalten Sie auf unserer Homepage (s.o.) und auf der Homepage der Bundesinitiative VERNUNFTKRAFT

<https://www.vernunftkraft.de/>.

## Windatlas versus Realität – eine kritische Betrachtung des überarbeiteten Windatlas 2019 von Baden-Württemberg

### - Einleitung und Überblick -

Im Jahr 2011 wurde ein erster Windatlas von Baden-Württemberg der Öffentlichkeit präsentiert. Damals hat der TÜV SÜD die Daten erarbeitet. Der Bundesverband Windenergie sah darin einen ersten Schritt zu einem verstärkten Ausbau der Windenergie in Baden-Württemberg. Die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten wurden in einem Raster von 50x50 Meter in 100 und 140 Metern Höhe ermittelt. Grundsätzlich handelte es sich um hochgerechnete Windgeschwindigkeiten auf der Basis eines Höhenprofils der Landschaft, korreliert mit Daten von wenigen Wetterstationen. Betrachtete man die Messdaten an einem Standort und nahm die Daten des Deutschen Wetterdienstes, sowie konkrete Windmessungen vor Ort hinzu, klafften die Werte jedoch weit auseinander.

Windmessungen bei Messkirch offenbarten die überzogenen berechneten Werte aus dem alten Windatlas. Dort wurde ein Windparkprojekt auf Eis gelegt, nachzulesen im Südkurier vom 19.09.2013: *"Nach Informationen der EnBW liegt der Windertrag um 35 Prozent unter der Prognose des Windatlasses... Die Kosten von 50.000 Euro für die Windmessung blieben beim Verwaltungsverband..."*

Der Windatlas verärgerte sogar die Investoren. Am 26. September 2013 berichtete die Badische Zeitung über das Ergebnis von Windmessungen im badischen Zell. Im Artikel "Dem Windatlas geht die Luft aus" wird der Windkraftexperte Josef Pesch vom Projektierer JuWi aus Mambach zitiert: *"Angesichts unserer konkreten Messergebnisse muss man sich fragen, ob der Windatlas weiter als Planungsgrundlage für Windkraftprojekte verwendet werden kann"*.

Weiter wird berichtet: *"Während der Windatlas für den Höhenrücken nördlich des Zeller Blauen eine mittlere Windgeschwindigkeit von rund 6,5 Meter pro Sekunde ausweist, fielen die tatsächlichen Messungen bescheidener aus. Gemessen wurde mit zwei verschiedenen Lidar-Messanlagen während vier Monaten, heraus kamen Windgeschwindigkeiten von 4,95 Metern pro Sekunde auf einer Höhe von 100 Metern, informierte Tobias Ludwig von JuWi."*

Nun hat das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft von Baden-Württemberg (UMBW) nachgelegt. Im Mai 2019 wurde ein neuer Windatlas mit maßgeblicher Beteiligung des Bundesverbandes Windenergie (BWE) beim Windbranchentag in Stuttgart vorgestellt. Im „Endbericht Windatlas BW 2019“ wird im Kapitel „2.3.1.2 Windmessungen“ dargelegt, dass *„Windmessungen, die im Zuge der Projektierung von Windenergieprojekten durchgeführt wurden, oder die den entsprechenden Anforderungen genügen, stellen eine sehr gute Grundlage zur Validierung des Windatlas dar. .... Letztendlich wurden anhand der abgefragten Basisinformationen 69 Windmessungen als für die Validierung geeignet ausgewählt, verteilt auf 53 LiDAR-, 1 SODAR- und 15 Mastmessungen.“*

Erarbeitet hat ihn die für Windgutachten der Windbranche akkreditierte Firma AL-PRO GmbH & Co. KG. Die Ausarbeitung wurde vom Fachbeirat „Windkartierung“ begleitet. Mitglieder des Fachbeirates sind u. a. der BWE als Vertreter der Energiewirtschaft und das Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung (ZSW) in Stuttgart. Die Datengrundlage wurde jedoch nicht öffentlich gemacht und kann damit keiner unabhängigen Prüfung unterzogen werden.

Auffallend ist zudem, dass nun Regionen als windkrafttauglich ausgewiesen werden, die bisher nicht für Windkraftanlagen geeignet waren, aber auch umgekehrt. So müssten Standorte in den Kreisen

Esslingen und Rems–Murr wegen fehlendem Wind neu geprüft werden und der Kreis Böblingen, das Allgäu und der Rheingraben kommen als lukrative Standorte hinzu. Die Stuttgarter Nachrichten vom 14.06.2019 titeln: „In der Mitte der Region weht neuerdings ein laues Lüftchen“.

*„Wir können Windverhältnisse genauer berechnen als früher und die modernen Windkraftanlagen sind leistungsfähiger und höher. Mit dem neuen Windatlas und dem neuen Orientierungswert haben wir auf diese Entwicklungen reagiert. Der neue Atlas und der Bewertungsmaßstab für windkrafttaugliche Flächen sind in physikalischer, methodischer und technologischer Hinsicht jetzt wieder aktuell“, sagte [Umweltminister] Untersteller abschließend.*“, geht aus der Mitteilung der Landesregierung vom 29.05.2019 mit dem Titel „Neuer Windatlas für Baden-Württemberg vorgestellt“ hervor.

Entscheidendes Kriterium ist jetzt nicht mehr die mittlere Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde (m/s), sondern eine „mittlere Windleistungsdichte“ in Watt pro Quadratmeter (W/m<sup>2</sup>). Da die Angabe einer „mittleren Windleistungsdichte in W/m<sup>2</sup>“ weit weniger anschaulich ist als die „fühlbare“ und der eigenen Erfahrung zugängliche „mittlere Windgeschwindigkeit“, erscheint es für den Verein Mensch Natur geboten, den Paradigmenwechsel kritisch zu prüfen.

Im „Endbericht Windatlas BW 2019“ werden im Kapitel 2.3 ff die Vorgehensweise zur Datenermittlung und die Methodik der Modellierung beschrieben. Jedoch ist eine vollständige Nachvollziehbarkeit und somit eine Validierung der Studie für Dritte nicht möglich, denn: *„Allerdings bestehen teilweise sehr hohe Anforderungen der Dateneigentümer an die Vertraulichkeit. In vielen Fällen ist selbst die Nennung der Standorte, erst recht der Koordinaten untersagt. Daher erfolgen in diesem Bericht nur pauschale bzw. zusammenfassende Aussagen zur Lage und Qualität der Datensätze sowie deren Wiedergabe durch das Modellsystem.“* (Kapitel 2.3.1 „Datenbasis und Auswertung“).

Eingegangen wird im Bericht auch auf die inhärenten und unvermeidbaren Unsicherheiten, jedoch ohne auf die Fehlerfortpflanzung und die Methodik der Fehlerbetrachtung einzugehen: *„Neben der Unsicherheit der Messung selbst ist auch das Verfahren, mit dem die Daten in einen langjährigen Kontext eingeordnet werden, mit Unsicherheiten behaftet... Auch die Betriebsdaten sowie deren Aufbereitung sind mit Unsicherheiten behaftet.“* Allerdings nennt die Firma AL-Pro keinen aus den Einzelunsicherheiten sich ergebenden Gesamtunsicherheitsprozentsatz, wie man das von einer wissenschaftlichen Arbeit erwarten würde (Fehlerbetrachtung und Fehlerfortpflanzung).

Es werden dann die Daten weiter gefiltert und mit mathematischen und statistischen Verfahren angepasst, was eine nachträgliche Analyse von dritter Seite praktisch unmöglich macht. Anschließend wird die Energie des Windes auf Modellbasis mit verschiedenen Näherungen über einen festgelegten Zeitraum berechnet.

Zentrale Bedeutung hat dabei die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten und die Luftdichten in unterschiedlichen Höhen. Da man aber die tatsächlichen Wetterbedingungen nicht kennt, kann dies nur eine hypothetisch idealisierte Betrachtung sein. Wesentliche Einflussgrößen, wie die Luftdichte, Temperatur, vorherrschende Hochdruck- oder Tiefdruckwetterlagen, aber auch Luftfeuchtigkeit und Turbulenzen bilden weitere Unsicherheitsfaktoren. Die verwendeten Gleichungen erlauben nur die näherungsweise Bestimmung von stationären Mittelwerten des Luftdruckes und der Windgeschwindigkeit. Luftdichte- und Viskositätsschwankungen, wie sie generisch immer auftreten,



werden vernachlässigt, was in einem stark strukturierten Landschaftsprofil, wie es im Südwesten typisch ist, signifikante Unsicherheiten in den Ergebnissen hervorruft.

Um die technische Beschränkung eines Windrades zu berücksichtigen, dass ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit die Volllast erreicht ist, und damit kein weiterer Leistungsgewinn bei noch höheren Windgeschwindigkeiten zur Verfügung steht, hat der Fachbeirat eine weitere Kenngröße definiert: *„In den begleitend zur Erstellung des Windatlas Baden-Württemberg erfolgten Besprechungen, insbesondere des beteiligten Fachbeirates, wurde die mittlere gekappte Windleistungsdichte als Zielparameter für die Festlegung der Flächeneignung festgelegt. Der Kappungswert wurde mit 15 m/s festgelegt,...“*, (Kapitel 3.2 „Die mittlere gekappte Windleistungsdichte als Zielparameter“)

Die kinetische Energie der Luftmasse wird damit mit weiteren Parametern verknüpft. Hierzu steht im Bericht: *„Es ist anzumerken, dass die Parameter auch innerhalb der genannten Landschaftsräume spürbaren Schwankungen unterliegen.“* (Kapitel 3.2.3 „Umrechnung“).

Letztendlich ist das Ergebnis auch im neuen Windatlas ein mit vielen Unsicherheiten und nicht nachvollziehbaren Daten errechneter, prognostizierter Wert.

Das UMBW definiert abschließend als Empfehlung für die behördliche Entscheidung, ab dem ein Standort als ausreichend windhöflich angesehen wird, einen Wert der **mittleren gekappten Windleistungsdichte von 215 W/m<sup>2</sup>**. Dies soll einer Standortgüte von 65 -70 % eines Referenzstandortes der im Windatlas zugrunde gelegten Anlagentypen betragen (Schreiben des UMBW vom 27.05.2019 an die Fachabteilungen).

Der Verein Mensch Natur hat nun die wesentlichen Bausteine der Ausarbeitung zum Windatlas mit Fachleuten aus der Physik, Statistik und Energietechnik geprüft - mit überraschenden Ergebnissen, die im Folgenden dargestellt werden.

## Datengrundlage Windmessung

Schon die im Endbericht beschriebene Erhebung der Daten wirft Fragen auf.

- Woher stammen konkret die Winddaten?
- Warum werden sie nicht veröffentlicht?
- Wo waren die Messstandorte lokalisiert?

Die Zurückhaltung der Datenpreisgabe widerspricht unserer Ansicht dem Gebot zur Information. Im „Erneuerbaren-Energien-Gesetz“ hat der Gesetzgeber in § 77 zur „Information der Öffentlichkeit“ festgelegt: *„(1) Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen auf ihren Internetseiten veröffentlichen...“*

*(3) Die Angaben und der Bericht müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die finanziellen Förderungen und die geförderten Energiemengen vollständig nachvollziehen zu können.“*

Eine weitere Rechtsgrundlage für die Auskunftspflicht ist das sog. "Landesinformationsfreiheitsgesetz - LIFG" vom 17. Dezember 2015. Dort heißt es eingangs:

### § 1 Grundsätze

*(1) Zweck dieses Gesetzes ist es, unter Wahrung des Schutzes personenbezogener Daten und sonstiger berechtigter Interessen durch ein umfassendes Informationsrecht den freien Zugang zu*

*amtlichen Informationen sowie die Verbreitung dieser Informationen zu gewährleisten, um die Transparenz der Verwaltung zu vergrößern und damit die demokratische Meinungs- und Willensbildung zu fördern.*

*(2) Antragsberechtigte haben nach Maßgabe dieses Gesetzes gegenüber den informationspflichtigen Stellen einen Anspruch auf Zugang zu amtlichen Informationen.*

Die im Endbericht gemachte Aussage zur Vertraulichkeit der Daten steht auch im Widerspruch dazu, dass die Übertragungsnetzbetreiber in den „Anlagenstammdaten“ und den „Bewegungsdaten“ die Daten und Erträge der einzelnen Windkraftanlagen bereits veröffentlichen.

Hier ist die Landesregierung als Auftraggeber ihrer Pflicht und Verantwortung nicht nachgekommen, für Transparenz und Objektivität der Studie zu sorgen.

Auch fragt man sich:

- Wann wurden die Messungen durchgeführt?
- Über welche Zeiträume wurden diese durchgeführt?
- Wurden die Windmessungen der unterschiedlichen Standorte parallel zeitgleich durchgeführt?

Der Endbericht selbst verweist bereits auf methodische Unzulänglichkeiten. So wurden Messdaten benutzt, die gerade zufällig im Betrachtungszeitraum durch die Neuprojektierung von Windkraftanlagen zur Verfügung standen. Diese genügen damit keiner gleichmäßigen und systematischen Verteilung über der Fläche in Baden-Württemberg. Auf diese Weise ist es nicht möglich, zeitsynchron kohärente Messdaten flächendeckend zu erhalten, die ein zusammenhängendes Bild liefern, wie sich Luftströmungen aus wechselnden Himmelsrichtungen im hügeligen Landschaftsprofil ihren Weg suchen.

Im Falle des Windatlas 2019 hat man fehlende Daten durch zum Modell passende Daten ersetzt, vermeintlich unpassende plausibilisiert und gefiltert und einen „Langzeitbezug mit Hilfe von Re-analysedaten vorgenommen“ (Kapitel 2.3.1.1 „Grundsätzliches Vorgehen bei der Datenanalyse“). Dazu heißt es: „Die Daten werden daher auf einen einheitlichen langjährigen Bezugszeitraum korrigiert.“

Es liegen somit nur einzelne Mosaiksteinchen an Daten vor, aus denen ein lediglich durch Modellannahmen unterschiedlicher sich ergänzender Programmwerkzeuge gefertigtes flächendeckendes Strömungsbild der Luft in 100 m bis 200 m Höhe über Grund erzeugt wird. Dieses Vorgehen ist äußerst fragwürdig und entspricht nicht den Grundanforderungen an eine wissenschaftlich seriöse Arbeit.

- Warum wurden keine Messdaten des Deutschen Wetterdienstes verwendet, der überwiegend Jahrzehnte lange Zeitreihen über viele in Baden-Württemberg verstreute Stationen vorliegen hat und die auch noch öffentlich zugänglich sind?

Zwar gibt der Endbericht darüber allgemein Auskunft. Diese bleibt aber kurz und unbefriedigend: „Naturgemäß kommt hierbei der Qualität der verwendeten Daten für die Verifikation eine besondere Bedeutung zu. Diese Daten müssen zunächst mit größtmöglicher Genauigkeit erhoben werden (mit der Verwendung ungenauer Daten würde man das Gegenteil des Gewünschten erreichen). Weiterhin

*müssen sie nach Möglichkeit in derselben oder zumindest einer ähnlichen Höhe wie die zu validierenden Modellergebnisse vorliegen. Angesichts der Höhen von 100 m und darüber, in denen der Windatlas Baden-Württemberg erstellt wurde, scheiden allein aus diesem Grund die im Zuge der Wetterbeobachtungen verwendeten meteorologischen Stationen mit ihrer typischen Messhöhe von 10 m aus.*

*Angesichts der genannten Grundanforderungen kommen für die Validierung im Wesentlichen nur Windmessungen, die im Zuge der Planung von Windenergieprojekten durchgeführt wurden, sowie die Ertragsdaten von bereits in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen in Frage.“ (Kapitel 2.3 „Verifikation und Anpassung“)*

Allerdings werden sich diese Aussagen daran messen lassen müssen, ob der erhobene Anspruch an die Daten für den Windatlas selbst erfüllt wird. Der Windatlas gibt an, dass man in der Lage ist, die Windgeschwindigkeit in Höhen von 100 m – 200 m genau zu ermitteln. In Kapitel 2.3.3 ist zu lesen: *„...das heißt, dass das Modell die Windänderung mit der Höhe exzellent wiedergibt.“* Jedoch wird dann erklärt, dass der Höhenunterschied von 10 m auf 100 m Höhe des Messmastes zur Validierung der Modellergebnisse zu ungenau sei. Diese Aussagen werden wir im folgenden Kapitel „Fehler und Ungenauigkeiten bei der mathematischen Abschätzung der Windgeschwindigkeiten bis und über 100 m Höhe (Nabenhöhe)“ überprüfen.

Welche Daten werden den höheren Grad an Glaubwürdigkeit besitzen? Passend zum Wunschmodell, auf lückenhafter Basis, theoretisch modellbasiert gerechnete, oder Daten, die auf der Basis von amtlich dokumentierten, über Jahrzehnte lückenlos gemessenen Werten des Deutschen Wetterdienstes DWD ermittelt wurden. Nachfolgend wird sich in unserer kritischen Betrachtung der Modellrechnung des Windatlanten zeigen, dass Langzeitreihen von über Jahrzehnte aufgenommenen Wetterdaten genauere Aussagen über die Windverhältnisse erlauben, als der vorliegende neue Windatlas für Baden-Württemberg.

### **Fehler und Ungenauigkeiten bei der mathematischen Abschätzung der Windgeschwindigkeiten bis und über 100 m Höhe (Nabenhöhe)**

Unabhängig vom Windatlas hat die Deutsche WindGuard GmbH im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums und in Zusammenarbeit mit dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) eine Studie erstellt mit dem Titel „Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Nabenhöhen von Windenergieanlagen“. Veröffentlicht wurde diese im Juni 2017.

Sie bestätigt, wie die nachfolgende Grafik (Abbildung 5) aus der Studie verdeutlicht, dass es nicht möglich ist, ohne Bezug auf real existierende Ertragsdaten zuverlässige Prognosen der Windgeschwindigkeiten in der Höhe abzugeben, da die mathematischen Instrumente, die dafür zur Verfügung stehen, viel zu ungenau sind. So heißt es dort abschließend: *„Es wird deutlich, dass die Bandbreite an mittleren Windgeschwindigkeiten in allen relevanten Höhen sehr groß ist. Dies lässt keinen unmittelbaren Rückschluss auf den Verlauf der entsprechenden Höhenprofile zu, auch diese variieren jedoch von Standort zu Standort.“* (Kapitel 2.2 „Höhenprofil am Referenzstandort - Verlauf der Höhenprofile nach EEG 2014 und EEG 2017“ S. 16)

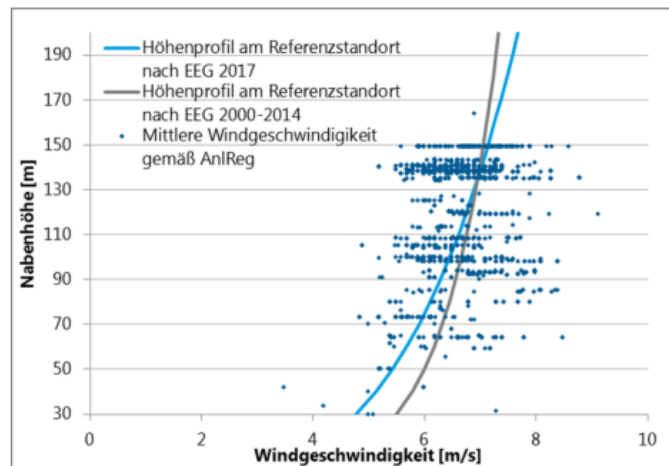


Abbildung 5: Höhenprofile nach EEG 2014 und 2017 sowie mittlere Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe an Anlagenstandorten gemäß Anlagenregister 09-2016. [aus der Studie „Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Nabenhöhen von Windenergieanlagen“, Deutsche WindGuard GmbH]

Auch wird deutlich: „Höhenunterschiede im Bereich der betrachteten Windströmung (z.B. Hügel) führen zu Veränderungen des Höhenprofils der Windgeschwindigkeit.“

Allerdings ist die Windgeschwindigkeitssteigerung auf der Hügelkuppe vor allem in einigen zehn Metern Höhe zu beobachten und nimmt in darüber hinaus gehenden Höhen wieder ab.“ (Kapitel 2.2 „Höhenprofil am Referenzstandort – Höhenlinien“ S. 12)

Weiter ist aufgeführt: „Eine Rolle für das vertikale Windprofil spielt auch die thermische Schichtung der Atmosphäre. Bei einer labilen Schichtung sind bspw. die bodennahen Schichten wärmer als die Luft in großen Höhen, es ergibt sich ein Auftrieb und eine erhöhte Turbulenz, in der Folge steigt die Windgeschwindigkeit am Boden und das vertikale Windprofil wird steiler. Bei der stabilen Schichtung hingegen ist die Luft am Boden kälter, die Turbulenz sinkt und das Windprofil wird flacher. Die thermische Schichtung variiert somit im Tagesgang.“ (Kapitel 2.2 „Höhenprofil am Referenzstandort - Thermische Schichtung“ S. 12)

Auf S. 18 in der WindGuard-Studie wird unter dem Stichwort „Standard-Höhenprofile bilden Bereich oberhalb von 100 m Höhe unzureichend ab“ beschrieben: „Die Extrapolation vertikaler Windgeschwindigkeiten über ein logarithmisches oder exponentielles Höhenprofil berücksichtigt zunächst keine Veränderung des vertikalen Windgradienten bei Nabenhöhen über 100 m bzw. im Übergang zwischen Oberflächen- und Ekman-Schicht. **Je deutlicher die Nabenhöhe über 100 m liegt, desto relevanter wird dieser Umstand und desto schlechter wird die Realität durch die Profile abgebildet.**“

Motiviert durch diese Studie zeigen wir im weiteren Verlauf auf, dass ein Bezug auf real vorhandene Ertragsdaten unerlässlich ist für eine zuverlässige Beurteilung des Hellmann-Exponenten und der Windverhältnisse (siehe auch Seite 31).

## Mittlere gekappte Windleistungsdichte – Auswirkung der Kappgeschwindigkeit für Windkraftanlagen

Der Windatlas BW 2019 benutzt eine neue Zielgröße, die „mittlere gekappte Windleistungsdichte E“. Zusätzlich wird ein frei gewählter Parameter, die sogenannte Kappgeschwindigkeit  $v_{\text{kapp}}$  eingeführt, dessen Einfluss auf die Windleistungsdichte im Folgenden dargestellt wird.

Aus technischen Gründen können Starkwinde nicht zur Energieumwandlung in Windkraftanlagen genutzt werden, da die Leistung der Windkraftanlage durch die Nennleistung des Generators begrenzt ist. Dies zeigt sich anhand der Kennlinie einer Maschine, wie sie in Abbildung 6 dargestellt ist, für das Beispiel einer Vestas V-150 mit 4,2 MW Nennleistung (reproduziert aus dem Windatlas BW 2019, dort Abb. 20). Die von dieser Anlage erzeugte Leistung bleibt oberhalb einer bauartbedingten Windgeschwindigkeit konstant. Typische Werte dieser maximal umsetzbaren Geschwindigkeit liegen im Bereich von 10 – 11 m/s für gängige Windkraftanlagen (WKA).

Um dieser Tatsache Rechnung zu tragen, wird im Windatlas BW 2019 eine Kappgeschwindigkeit  $v_{\text{kapp}}$  eingeführt und durchgehend auf den Wert  $v_{\text{kapp}} = 15 \text{ m/s}$  festgesetzt.

Aus der Kennlinie in Abbildung 6 ergibt sich eine typisch technische Kappgeschwindigkeit von  $v_{\text{kapp}} = 10 - 11 \text{ m/s}$  (blau), wohingegen im Windatlas ein Wert von  $v_{\text{kapp}} = 15 \text{ m/s}$  (grün) angenommen wurde. Diese Annahme steht jedoch im offensichtlichen Widerspruch zu ausnahmslos allen Kennlinien gängiger WKA.

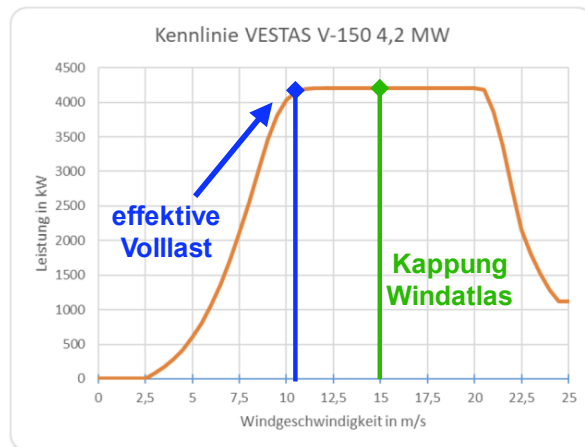


Abbildung 6: Kennlinie einer typischen Windindustrieanlage (ergänzte Reproduktion der Abb. 20 aus dem Windatlas BW 2019). Blau: Windgeschwindigkeit, bei der die Anlage die effektive Volllast erreicht hat, grün: im Windatlas BW 2019 festgelegte Kappgeschwindigkeit  $v_{\text{kapp}} = 15 \text{ m/s}$

Diese im Windatlas nicht weiter begründete Festlegung hat drastische Auswirkungen auf die Werte der damit ermittelten mittleren gekappten Windleistungsdichte  $E(v_{\text{kapp}})$ .

Nachfolgende Abbildung 7 zeigt die Abhängigkeit der mittleren gekappten Windleistungsdichte von der Kappgeschwindigkeit für die Referenzluftdichte  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ , bei einer Windhäufigkeitsverteilung nach Rayleigh.

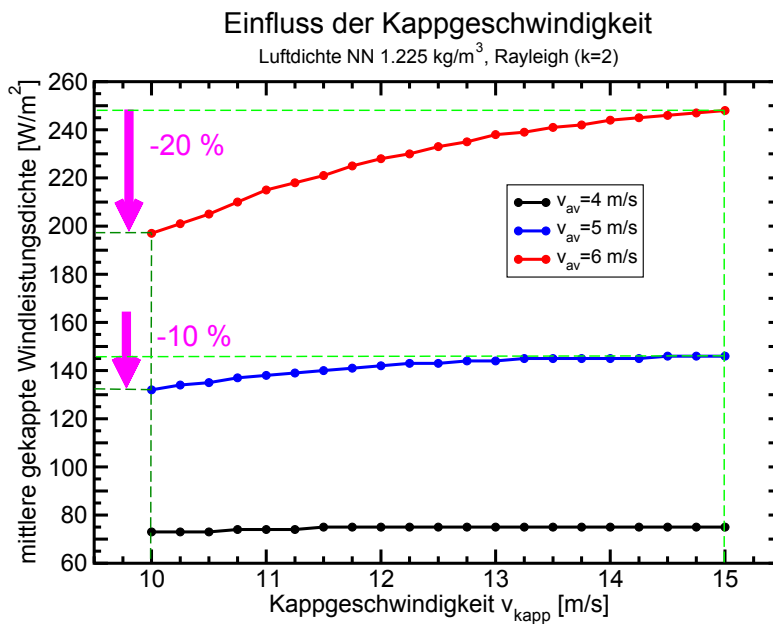


Abbildung 7: Abhängigkeit der mittleren gekappten Windleistungsdichte von der Kappgeschwindigkeit, berechnet für drei verschiedene mittlere Windgeschwindigkeiten  $v_{av}$  einer Rayleigh-Verteilung. Der Fall  $v_{av}=6$  m/s zeigt die Windklasse IV. Als Referenzluftdichte ist der Wert bei Normal Null gewählt.

Für die mittlere Windgeschwindigkeit von  $v_{av} = 6$  m/s (Windklasse IV) zeigt sich ein signifikanter Einfluss auf die mittlere gekappte Windleistungsdichte. Setzt man  $v_{kapp} = 15$  m/s, erhält man  $E(15 \text{ m/s}) = 248 \text{ W/m}^2$ . Für den tatsächlichen Wert von  $v_{kapp} = 10$  m/s, erhält man  $E(10 \text{ m/s}) = 197 \text{ W/m}^2$ , **also eine Reduktion um 20 Prozent**. Für die mittlere Windgeschwindigkeit  $v_{av} = 5$  m/s ergibt sich eine analoge Reduktion um 10 Prozent. **Dieser Trend ist systematisch gültig**. Bedingt durch den unrealistisch überhöhten Wert für die Kappgeschwindigkeit werden die Windleistungsdichten, insbesondere in dem für WKA relevanten Bereich um 6 m/s mittlere Windgeschwindigkeit systematisch zu groß geschätzt. Im genannten Bereich liegt die tatsächliche Windleistungsdichte um 20% unter dem im Windatlas angegebenen Wert.

**Fazit:** Für eine realistische Ermittlung der Windleistungsdichte auf der Basis des Windatlas 2019 ist eine Reduktion der Werte um bis zu 20 Prozent vorzunehmen. Die von der Landesregierung festgelegte Schwelle von  $215 \text{ W/m}^2$  für den Betrieb von Windindustrieanlagen wird aufgrund dieses fundamentalen Fehlers in der Berechnung in den meisten der im Windatlas BW 2019 als windhöflich ausgewiesenen Gebieten wegen der realen Kappung nicht erreicht werden können. Durch die Abnahme der Luftdichte mit der Höhe über NN in Baden-Württemberg und mit Berücksichtigung der Luftfeuchtigkeit, die die Luftdichte zusätzlich reduziert, sinkt in der Realität die mittlere Windleistung zusätzlich um einige  $\text{W/m}^2$ .

### Neuer Orientierungswert für die Standortgüte

Die mittlere gekappte Windleistungsdichte von  $215 \text{ W/m}^2$  soll bei künftigen Projekten die Schwelle sein, ab der Windkraftanlagen wirtschaftlich betrieben werden können, wie aus dem Schreiben des Umweltministeriums „Auswirkungen des neuen Windatlases auf behördliche Entscheidungen“ vom 27.05.2019 an die Regierungspräsidien hervorgeht. Was bedeutet dieser Wert nun technisch-physikalisch?

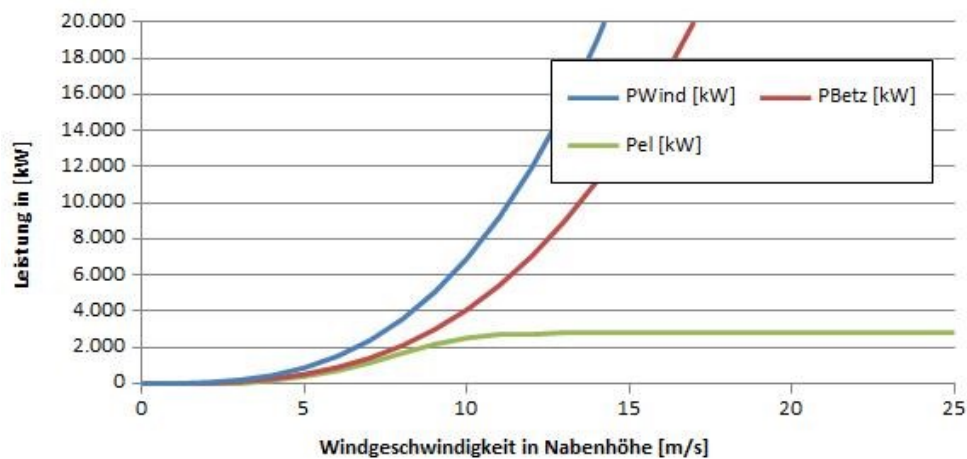


Abbildung 8: Vergleich Leistungsprofile Wind (blau), Windnutzung nach Betz (rot) und tatsächlicher Leistungskurve am Beispiel einer GE 2.75-120 (grün)

Mit zunehmender Windgeschwindigkeit hat die Luftmasse auch eine höhere Dichte der Bewegungsenergie, die dann von der WKA ausgenutzt werden kann. Aufgrund des Betz'schen Gesetzes können im theoretischen Grenzfall maximal 59 % dieser Energie durch eine WKA gewandelt werden. Im günstigsten Betriebspunkt lassen sich aufgrund von technischen Verlusten nur ca. 48 % tatsächlich in elektrische Leistung umwandeln. Mit zunehmenden Windgeschwindigkeiten jedoch immer weniger, siehe Diagramm der Leistungen (P) oben in Abbildung 8. Die grüne Linie steht als Beispiel für die Leistungskurve einer Windkraftanlage im Windpark Lauterstein auf der Schwäbischen Alb vom Typ General Electric 2.75-120.

### Validierung des Orientierungswertes anhand realer Zahlen

Das neue Maß der mittleren gekappten Windleistungsdichte (Flächenleistung) mit seinem Richtwert  $215 \text{ W/m}^2$  kann einem physikalisch nicht so bewanderten Unkundigen durchaus suggerieren, dass diese Flächenleistung auch zum größten Teil nutzbar wäre. Aus dem Windatlas und den zugehörigen Erläuterungen geht vielmehr nicht hervor, dass dies nicht möglich ist.

Im Jahr 2017 hat der Windpark Lauterstein pro Anlage im Durchschnitt aller 16 WKA eine elektrische Energie von 5 815,5 MWh geliefert. Bei 8760 Stunden pro Jahr ergibt das eine durchschnittliche Ausgangsleistung von 663,9 kW bezogen auf die ganze Rotorkreisfläche von  $11\,300 \text{ m}^2$ . Die reale mittlere entnommene Leistungsdichte am Standort Lauterstein hat im Jahr 2017 im Durchschnitt somit nur  $58,8 \text{ W/m}^2$  betragen. Bei einem realistischen Wirkungsgrad von 0,48 einer WKA bedeutet dies, dass eine mittlere Windleistungsdichte des zur Verfügung stehenden Windes von  $122,5 \text{ W/m}^2$  vorgelegen haben muss. Dies ist im Gegensatz zu sehen mit der vom Umweltministerium geforderten Windleistungsdichte von  $215 \text{ W/m}^2$ .

Für die Wirtschaftlichkeit spielt der sog. Referenzertrag eine wichtige Rolle. Der Referenzertrag ist ein vom Anlagenhersteller theoretisch ermittelter Ertrag über 5 Jahre und bildet den Wirkungsgrad einer Anlage an einem guten Windstandort ab. Die Erreichung von 60 % des Referenzertrages galt früher als die Schwelle für die Förderfähigkeit nach dem EEG und gilt heute als Mindestanforderung für die Wirtschaftlichkeit. Der Ertrag sollte also über ein Jahr gerechnet darüber liegen. Die 60%-Schwelle für den Anlagentyp im Windpark Lauterstein liegt bei 6 333 MWh Ertrag pro Jahr. Die Maschinen in



Lauterstein haben diesen Schwellwert im Jahr 2017 somit um mehr als 500 MWh pro Anlage unterschritten (Realertrag 5 815,5 MWh, s. o.) und kamen lediglich auf **55,1 %** des Referenzertrages.

Die realen Ertragsdaten 2017 aus anderen Regionen Baden-Württembergs sehen ähnlich aus, wie folgende Tabelle 1 zeigt (Quelle: TransnetBW Bewegungsdaten 2017):

PLZ	Ort	Typ	Ertrag/a [kWh]	Leistung / m <sup>2</sup> [W/m <sup>2</sup> ]	Benötigte Windleistungs- dichte [W/m <sup>2</sup> ]	% des Referenzertrags
74538	Rosengarten	Vestas V126 3,3MW Rotorfläche: 12469 m <sup>2</sup>	7 170 884	<b>65.7</b>	<b>136.9</b>	<b>60.5</b>
74679	Weißbach		7 030 267	<b>63.4</b>	<b>132.1</b>	<b>59.3</b>
74532	Ilshofen		6 674 804	<b>61.1</b>	<b>127.3</b>	<b>56.3</b>
97944	Boxberg	Enercon E115 3 MW Rotorfläche: 10387 m <sup>2</sup>	5 654 339	<b>62.1</b>	<b>129.4</b>	<b>53.5</b>
74219	Möckmühl		5 211 724	<b>57.3</b>	<b>119.4</b>	<b>49.3</b>
79215	Elzach		8 150 447	<b>89.6</b>	<b>186.7</b>	<b>77.2</b>
74542	Braunsbach		5 081 034	<b>55.8</b>	<b>116.3</b>	<b>48.1</b>
73494	Rosenberg		5 188 795	<b>57.0</b>	<b>118.8</b>	<b>49.1</b>
73569	Eschach WP Frickenhofer Höhe (Leinzell)	Nordex 117/2400 2,4 MW Rotorfläche: 10750 m <sup>2</sup>	5 099 269	<b>54.1</b>	<b>112.7</b>	<b>54.4</b>

*Tabelle 1: Ertragsdaten 2017 mit zugehöriger Windleistungsdichte unter der Annahme von einem Wirkungsgrad von 0,48 und entsprechendem Referenzertrag*

Auch die Angaben des neuen Windatlas 2019 bieten keine bessere Grundlage für die Beurteilung der Ertragslage. Dem Windpark Lauterstein verhelfen die neuen Werte von 250 - 350 W/m<sup>2</sup> aus dem Windatlas auch nicht zu besseren Ergebnissen und können die deutlichen Unterschiede zu den realen Verhältnissen nicht erklären.

Weder der bisherige noch der neue Windatlas bestehen damit den Vergleich mit den realen Ertragsdaten. Demnach hätte der Windpark Lauterstein und mindestens 5 weitere wegen erwiesener Verfehlung der Wirtschaftlichkeitsschwelle nicht genehmigt werden dürfen.

Diese Erkenntnisse sind in der Diskussion um den Potentialatlas dringend zu berücksichtigen, um teure Fehlplanungen zu verhindern. Sie zeigen deutlich die stark eingeschränkte Aussagekraft des neuen Windatlanten. Typischerweise werden aktuell lediglich 50 bis 60 % des Referenzertrages erreicht.

## Erfüllung von Orientierungswerten

In dem oben im Kapitel „Neuer Orientierungswert für die Standortgüte“ genannten Schreiben des Umweltministerium an die Regierungspräsidien wird erklärt: „Dieser Wert [215 W/m<sup>2</sup>] entspricht je nach Standort einer mittleren Jahresgeschwindigkeit von etwa 5,65 – 5,9 m/s in 160 m über Grund, bzw. einer Brutto-Standortgüte neu (bezogen auf den im EEG 2017 definierten Referenzstandort und die im Windatlas zu Grunde gelegten Anlagentypen) von etwa 65 – 70 %“

Im Kapitel „Validierung des Orientierungswertes anhand realer Zahlen“ konnten wir zeigen, dass dieser Wert die erhofften Leistungen für die theoretische Definition eines Referenzertrages aus einem Referenzstandort nicht erbringen kann.



Anhand neuester Zahlen aus den „Bewegungsdaten 2018“ von TransnetBW, und im Vergleich mit den gemeldeten Daten der Übertragungsnetzbetreiber an die Bundesnetzagentur (BNEA) aus der veröffentlichten Registrierungsdatendatei „2018\_12\_Veroeff\_RegDaten.xlsx“, wollen wir die Erreichbarkeit von Orientierungsdaten betrachten, wie den Referenzertrag oder auch die Größe des Auslastungsgrades von Windkraftanlagen.

Die Internetseite der „Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien“ (FGW e.V., Berlin) beschreibt das Verfahren und den Zweck der Bestimmung von Referenzerträgen:

*„Seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 ist das zweistufige REV [Referenzertragsverfahren] mit einer Anfangs- und Grundvergütung fester Bestandteil der Fördersystematik für die Windenergie an Land. Mit dem EEG 2017 soll diese Fördersystematik auf ein einstufiges Verfahren umgestellt werden, welches die Vergütungshöhe mit Hilfe von Korrekturfaktoren (KF) an die Standortgüte (SG) anpasst.*

*Die Systematik ist bei beiden REV, ob ein- und zweistufig, ähnlich. Es wird eine standardisierte Modellumgebung definiert, der sogenannte Referenzstandort. Anhand dieser Modellumgebung wird der Ertrag berechnet, den die Windenergieanlage (WEA) an diesem Referenzstandort innerhalb von fünf Jahren maximal erwirtschaften könnte. Dieser hypothetische Ertrag ist der sogenannte Referenzertrag (RE). Der RE wird mit dem gemessenen bzw. durch ein Gutachten ermittelten Standortertrag (SE) ins Verhältnis gesetzt, woraus sich die SG ergibt. Nach der ermittelten SG richtet sich die spätere Vergütungshöhe.*

*Die Anlagenhersteller reichen die von Gutachtern berechneten Referenzerträge bei der FGW e.V. ein. Für die unten veröffentlichten Referenzerträge gilt Folgendes:*

- *Sie werden von Institutionen berechnet, die gemäß DIN EN ISO/IEC 17025:2000 akkreditiert sind.*
- *Sie wurden gemäß den Vorgaben aus dem EEG und der Technischen Richtlinie für Windenergieanlagen Teil 5 berechnet und bei der FGW eingereicht.*
- *Die Referenzerträge sind gerechnete 5-Jahresenergieerträge (Einheit: kWh).*
- *Die Referenzerträge können für die Berechnung des Zeitraums der Anfangsvergütung bzw. zur Bestimmung der Korrekturfaktoren verwendet werden.“*

Nachfolgende Tabelle 2 vergleicht die aus den Bewegungsdaten ermittelten Referenzerträge aus 2017 und 2018. Zudem stellen wir in der letzten Spalte den Wert der an die Bundesnetzagentur gemeldeten prognostizierten Referenzerträge der Ertragsgutachten in Beziehung. Der Vergleich der Anlagentypen zeigt, dass selbst große, moderne Anlagen keinen besseren Referenzertrag aufweisen als ältere, kleine.

Ort	WKA-Typ		2017			2018			Referenzertrag gemeldet an BNEA [%]
	Anzahl	Nabenhöhe NH Rotordurchm. RD in Betrieb seit	Auslastungs- grad [%]	Volllast- stunden	Referenz- ertrag [%]	Auslastungs- grad [%]	Volllast- stunden	Referenz- ertrag [%]	
Rosengarten	Vestas 3.3 MW: 7	NH: 137m RD: 126m 2015	24.81	2 173	60.5	22.52	1 973	54.9	65
Berghülen	Nordex 2.4 MW: 1	NH: 141m RD: 117m 2017				21,77	1 907	48.9	71
Berghülen	Enercon 2 MW: 1	NH: 98m RD: 82m 2009	16.86	1 477	44.0	14.14	1 239	37.0	k.A.

Boxberg	Enercon 3 MW: 4	NH: 149m RD: 115,7m 2016	21.52	1 885	53.5	22.52	1 973	56.0	k.A.
Freuden- berg	Nordex 2.4 MW: 2	NH: 141m RD: 117m 2013	25.06	2 195	56.3	22.78	1 995	51.1	k.A.
Heiden- heim	Nordex 2.4 MW: 8	NH: 141m RD: 117m 2013	18.91	1 656	42.4	16.66	1 460	37.4	der BNeA nicht bekannt
Heiden- heim	Gen. Electric 2.75 MW: 5	NH: 139m RD: 120m 2016	21.46	1 880	49.5	19.15	1 677	44.2	k.A.
Dornstadt	Nordex 2.4 MW: 3	NH: 141m RD: 117m 2013	24.30	2 128	54.5	21.50	1 884	48.3	der BNeA nicht bekannt
Alpirsbach	Enercon 2.3 MW: 1	NH: 114m RD: 71m 2013	10.57	926	40.3	9.60	841	36.5	der BNeA nicht bekannt
Gutach	Enercon 3.05 MW: 1	NH: 149m RD: 101m 2014	18.05	1 581	50.0	17.64	1 545	48.8	der BNeA nicht bekannt
Raven- stein	Gen. Electric 2.53 MW: 4	NH: 139m RD: 120m 2015	23.31	2 042	51.1	22.27	1 951	48.8	der BNeA nicht bekannt
Rosenberg	Gen. Electric 2.75 MW: 2	NH: 139m RD: 120m 2016	21.84	1 913	50.4	21.40	1 874	49.4	69.6
Lahr	Enercon 3 MW: 1	NH: 149m RD: 115,7m 2005	9.98	874	24.8	8.92	781	22.2	der BNeA nicht bekannt
Lahr	Enercon 3 MW: 1	NH: 149m RD: 115,7m 2016	22.45	1 967	55.9	22.04	1 930	54.8	60.4
Seelbach	Gen. Electric 2.75 MW: 7	NH: 139m RD: 120m 2016	19.75	1 730	45.6	18.67	1 635	43.1	69.61
Schuttertal	Enercon 3.05 MW: 1	NH: 149m RD: 115,7m 2013	20.80	1 822	57.6	18.80	1 647	52.1	der BNeA nicht bekannt
Gengen- bach	Enercon 3 MW: 4	NH: 149m RD: 115,7m 2017				20.32	1 780	50.5	71.88
Leinzell	Nordex 2.4 MW: 3	NH: 141m RD: 117m 2016	24.25	2 125	54.4	18.73	1 641	42.0	62

Tabelle 2: Übersicht der Referenzerträge ausgewählter Windparks in Baden-Württemberg aus den „Bewegungsdaten“ von TransnetBW 2017 - 2018

k.A.: keine Angabe verfügbar

Auffallend ist, dass die tatsächlich erzielten Referenzerträge die an die Bundesnetzagentur gemeldeten prognostizierten Ertragswerte bei weitem nicht erreichen. Die in der Tabelle aufgelisteten Maschinen sind nach den damaligen Orientierungswerten des alten Windatlanten genehmigt worden. Doch selbst die Vorgaben aus dem neuen Windatlas werden mit den Ergebnissen nicht erreicht.

Spekulativ bleibt die Antwort auf die Frage, wie es zu der systematischen Fehleinschätzung kommt. Da die Prognosen für die Genehmigung von den Behörden nicht nachgeprüft werden, könnte dies dazu führen, dass man den Antragstellern die Erfüllung ihrer Erwartung an eine hohe Anfangsvergütung überlässt.

Ein weiterer Orientierungswert stellt der Auslastungsgrad einer Windkraftmaschine dar. Entscheidend für die Effizienz einer Maschine oder Anlage ist, mit welchem Aufwand man den erforderlichen Bedarf generieren kann. Hohe Auslastungsgrade entsprechen dem Prinzip der Nachhaltigkeit, da weniger Maschinen benötigt werden, um ein entsprechendes Ergebnis zu erzielen.

Nachfolgende Tabelle 3 zeigt eine Auflistung der Leistungsfähigkeit der bereits installierten Windkraftanlagen auf der Basis der sog. „Bewegungsdaten 2018“ von TransnetBW. Es wird dargelegt, wie viele Anlagen mit ihrer tatsächlichen Stromerzeugung welche Volllaststunden erbracht, bzw. welchen Auslastungsgrad sie erzielt haben. Hierzu haben wir die Anzahl der WKA in Bereiche gegliedert, die ihren Volllaststunden und Auslastungsgraden entsprechen. Dabei wird ersichtlich, dass die meisten in Baden-Württemberg installierten Anlagen unter 2000 Volllaststunden oder unterhalb von 22,8 % Auslastungsgrad laufen.

Anzahl WKA in BW Summe: 743	Volllaststunden in h		Auslastungsgrad in %	
	von	bis	von	bis
112	0	1000	0	11.4 %
72	1000	1200	11.4 %	13.7 %
88	1200	1400	13.7 %	16 %
85	1400	1600	16 %	18.3 %
100	1600	1800	18.3 %	20.5 %
82	1800	2000	20.5 %	22.8 %
80	2000	2200	22.8 %	25.1 %
41	2200	2400	25.1 %	27.4 %
1	2400	2480	27.4 %	28.3 %

Tabelle 3: Übersicht der Auslastung aller WKA 2018 im Netz von TransnetBW

Auch die Angaben des neuen Windatlas 2019 bieten keine bessere Grundlage für die Beurteilung der Ertragslage. Dem Windpark Lauterstein wie alle anderen Windkraftanlagen verhelfen die neuen Werte von 250 - 350 W/m<sup>2</sup> aus dem Windatlas auch nicht zu besseren Ergebnissen und können die deutlichen Unterschiede zu den realen Verhältnissen nicht erklären. Der Wind weht auch dann nicht stärker, wenn man den Windatlas räumlich etwas genauer berechnet.

Bei der Durchsicht der gemeldeten Betreiberdaten an die Bundesnetzagentur sind wir auf eine durchaus für die Versorgungssicherheit relevante Erkenntnis gestoßen.

Es fällt auf, dass von den 743 bei TransnetBW registrierten WKA in Baden-Württemberg lediglich 345 bei der Bundesnetzagentur mit ihren EEG-Anlagenschlüsseln zu finden sind. **398 WKA sind der Bundesnetzagentur aus der offiziellen Datentabelle offensichtlich nicht bekannt.**

Auch fällt auf, dass weitere Angaben zur Beurteilung der Ertragslage fehlen. Für allein nur 89 Datensätze wurden in den Feldern

7.7.1 Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]

7.7.2 Formparameter Weibull-Verteilung

7.7.3 Skalenparameter Weibull-Verteilung

7.7.4 Ertragseinschätzung [kWh]

7.7.5 Ertragseinschätzung/Referenzertrag [%]

Angaben gemacht.

Es fehlt der Bundesnetzagentur anscheinend der Nachweis von mehreren Hundert MW installierter Leistung. Sollte sich dies bewahrheiten, könnte es Auswirkungen auf die Netzbedarfsrechnung und letztendlich auf die Netzsteuerung haben. Die fehlenden Werte allein aus Baden-Württemberg stellen ein kleines Großkraftwerk dar. Wenn für eine kritische Netzbelastung die notwendigen Regeleingriffe aufgrund fehlender Daten nicht kalkulierbar sind, kann dies zu schwerwiegenden Folgen führen. Es ist davon auszugehen, dass sich die Lücken nicht auf Baden-Württemberg beschränken, sondern dass systematische Datenlücken vorhanden sind. Unsere Sorge ist, dass aus dem kleinen baden-württembergischen Großkraftwerk plötzlich mehrere große Großkraftwerke werden, die bei Entscheidungen in der Netzführung nicht berücksichtigt werden. Die aus dem Nichts wirksam werdenden volatilen Quellen der Stromerzeugung könnten die Netzsteuerung weiter erschweren. Hierbei erkennt man, dass planwirtschaftlich vorgegebene Strukturen, wie sie im Stromsektor der Energieversorgung bereits greifen, die Effizienz und Stabilität des Netzes stark einschränken.

## Häufigkeitsverteilung von Windgeschwindigkeiten

Für den Gesamtenergiegehalt der bewegten Luft über die Zeit spielt die Häufigkeitsverteilung von einzelnen Windgeschwindigkeitswerten eine ausschlaggebende Rolle. Im Windatlas werden die Rayleigh-Verteilung und die Weibull-Verteilung genannt. Hierbei werden die Werte nach ihrer Häufigkeit sortiert und in eine mathematische Form gebracht.

Im Windatlas 2019 wird im Kapitel 3.2.1 auf S. 31 auf nachfolgendes Weibull-Diagramm (Abbildung 9) verwiesen und dessen Bedeutung erklärt: „*Es ist vielmehr zusätzlich zu beachten, wie oft der Wind über die Zeit mit welcher Geschwindigkeit weht. In vielen Klimaten, so auch in Baden-Württemberg, lässt sich diese Häufigkeit gut mit einer sogenannten Weibull-Verteilung (Abbildung 19), dies ist eine mathematische Häufigkeitsverteilung, beschreiben.*“

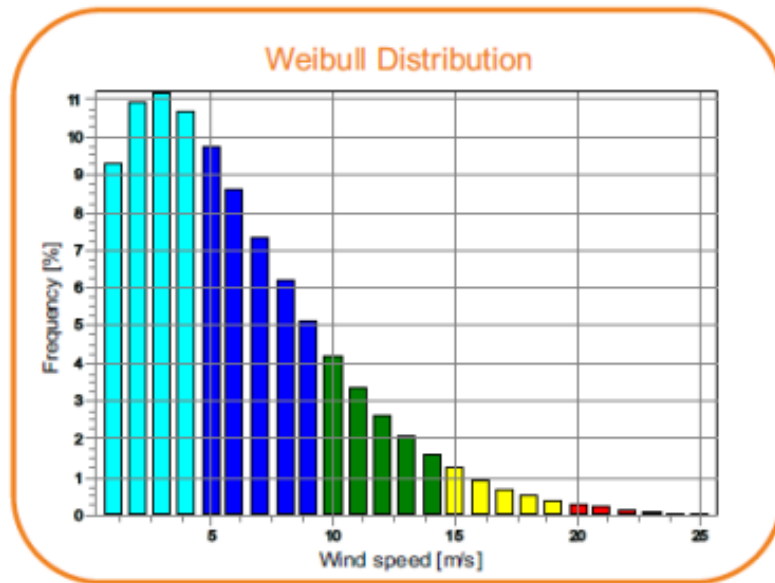


Abbildung 19, Weibull-verteilte Windgeschwindigkeiten

Abbildung 9: Das Weibull-Diagramm aus dem Windatlas Baden-Württemberg 2019 zeigt die Häufigkeitsverteilung von Windgeschwindigkeiten, also wie oft der betrachtete Wert einer Windgeschwindigkeit in einem bestimmten Messzeitraum auftritt.

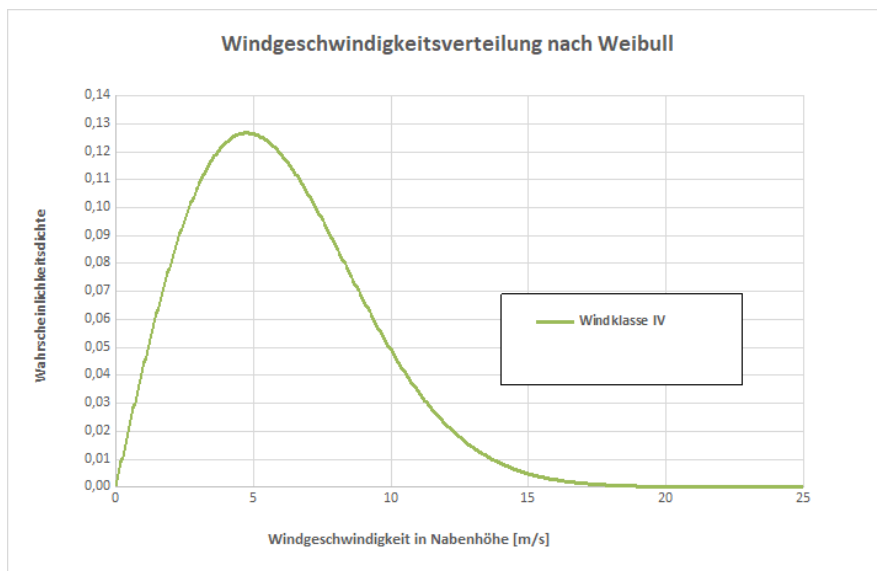


Abbildung 10: Wahrscheinlichkeitsdichte der Windgeschwindigkeiten nach Windklasse IV für Baden-Württemberg

Im Windatlas 2019 für Baden-Württemberg ist die Verteilung als Balken-Diagramm dargestellt (Abbildung 9).

Eine wichtige Referenz für Windplanungen ist die Windklasse IV. Die dazugehörige Wahrscheinlichkeitsdichte der Windgeschwindigkeitsverteilung nach Weibull für die Windklasse IV ist in Abbildung 10, Seite 29 unten, beispielhaft gezeigt.

Vergleicht man beide Diagramme, dann fällt auf, dass im Diagramm in Abbildung 9 aus dem Windatlas 2019 die geringeren Windgeschwindigkeiten weniger, sowie die höheren etwas häufiger vorkommen. Die Wahl der Verteilungsfunktion hat durchaus Einfluss auf die Berechnungsergebnisse der Windleistung. Offenbar verwendet der Windatlas für seine Prognosen Verteilungen, die höhere Windgeschwindigkeiten mit einer größeren Auftrittswahrscheinlichkeit gewichten, die nicht der für Baden-Württemberg nach IEC 61400 genormten Windklasse IV entsprechen.

Grundsätzlich kritisch zu sehen ist jedoch die Tatsache, dass im Windatlas 2019 offenbar eine selektive Datenauswahl bewusst vorgenommen wird, wie in Kapitel 2.3 ff mehrfach deutlich beschrieben. Insbesondere geht dann aus den Wahrscheinlichkeitsverteilungen nicht mehr hervor, über welchen zusammenhängenden Zeitraum sich die zugrunde liegende Zeitreihe zusammensetzt.

Hier sorgen die kontinuierlich aufgezeichneten öffentlichen Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für Klarheit und Transparenz. Aus den Messreihen lassen sich reale, auf den Raum Baden-Württemberg bezogene Häufigkeitsverteilungen (Histogramme) für jede Messstation ermitteln.

Von 28 Wetterstationen in Baden Württemberg liegen uns Auswertungen aus Langzeitdatenreihen gleicher Güte vor:

Ort	Stations-ID	Stationshöhe [m]	Ab Zeitraum bis 31.12.2018	Gemessener Weibull-Exponent k
Donaueschingen	11	680	01.09.1980	1.24
Dogern	1013	309	01.04.1980	1.00
Eschbach	706	234	01.09.1969	1.00
Feldberg	1346	1490	01.01.1955	1.59
Freiburg	1443	236	01.01.1955	1.04
Freudenstadt	1468	797	01.01.1970	1.49
Friedrichshafen	1490	394	01.01.1965	1.30
Hornisgrinde	2349	1119	30.10.1989	1.65
Kandern-Gupf	2377	362	01.01.1981	1.33
Kaisersbach-Cronhütte	2485	489	02.05.2011	1.03
Karlsruhe	2522	112	01.01.1948	1.23
Klippeneck	2638	973	01.01.1969	1.60
Konstanz	2712	443	01.07.1959	1.09
Laupheim	2886	539	01.01.1970	1.27
Meßstetten	3268	920	08.10.2013	1.71
Münsingen-Apfelstetten	3402	750	24.01.2008	1.67
Oehringen	3761	276	01.01.1952	1.12
Pforzheim-Ispringen	3925	333	06.04.1989	1.29

Weingarten	4094	440	09.12.1997	1.25
Stimpfach-Weipertshofen	4880	453	01.12.1984	1.28
Stötten	4887	734	01.01.1952	1.79
Stuttgart-Echterdingen	4931	371	01.01.1953	1.04
Bad Waldsee	5319	576	01.08.1981	1.19
Walldürn	5327	404	14.07.1981	1.40
Weilheim-Bierbronnen	5412	771	31.05.1991	1.48
Gallingen	6099	450	20.04.2000	1.00
Sipplingen	6107	705	14.4.1999	1.65
Winterbach / Remstal	10510	241	01.01.2009	1.16

Tabelle 4: DWD-Wetterstationen mit Langzeitreihen

Mit dieser Betrachtung aus den Daten des DWD bilden sich die Windverhältnisse in BW realitätsnah zum großen Teil über mehrere Jahrzehnte ab. Wir haben für die oben genannten 28 DWD-Windmessstationen eine Weibull-Verteilung über eine nichtlineare Regressionsanalyse angefitet, d. h. in den Parametern verändert, bis ein identischer Verlauf zur gemessenen Häufigkeitsverteilung erzielt wurde. Der Weibull-Parameter  $k$  aus dieser Analyse ist für jede Wetterstation in obiger Tabelle 4 angegeben. Alle Stationen zeigen einen  $k$ -Wert von kleiner als 2 (für  $k=2$  ergibt sich die Rayleigh-Verteilung als Grenzfall). Diese Tatsache ist wichtig für die folgende weitere Beobachtung.

Hennessey hat in seiner Arbeit von 1977 (J.P. Hennessey, *Some Aspects of Wind Power Statistics*, Journal of Applied Meteorology 16, 119 (1977)) bereits gezeigt, dass aus der Weibull-Verteilung der Windgeschwindigkeiten die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Windleistungsdichte (und somit des Jahresertrags) einfach bestimmt werden kann. Auch diese Wahrscheinlichkeitsverteilung der Windleistungsdichte folgt einer Weibull-Form, wobei der Weibull-Exponent dann den Wert  $k' = k/3$  annimmt. Dies ist auch gültig, wenn man die Windgeschwindigkeit mit dem Hellmann-Exponent aus einer Hellmann-Gleichung in die Höhe skaliert. Da sämtliche Weibull-Exponenten  $k$  zwischen  $k=1$  und  $k=2$  liegen, folgt daraus, dass alle Weibull-Exponenten der Windleistungsdichte kleiner als 1 sind. Damit gilt:  $k'=k/3 < 1$ .

Weibull-Verteilungen mit Exponenten  $k' < 1$  haben jedoch ihr Maximum immer bei der Geschwindigkeit  $v=0$  m/s. Dies bedeutet, dass der am häufigsten auftretende Wert der Windleistungsdichte einer Windkraftanlage der Wert  $0 \text{ W/m}^2$  ist. Dies zeigt die nachfolgende Abbildung 11 aus den Leistungsdaten des Netzbetreibers Tennet von 2017 im Vergleich mit einer Annäherung nach Hennessey.

Häufigkeitsverteilung der Leistungsbandbreiten nach Daten von TransnetBW

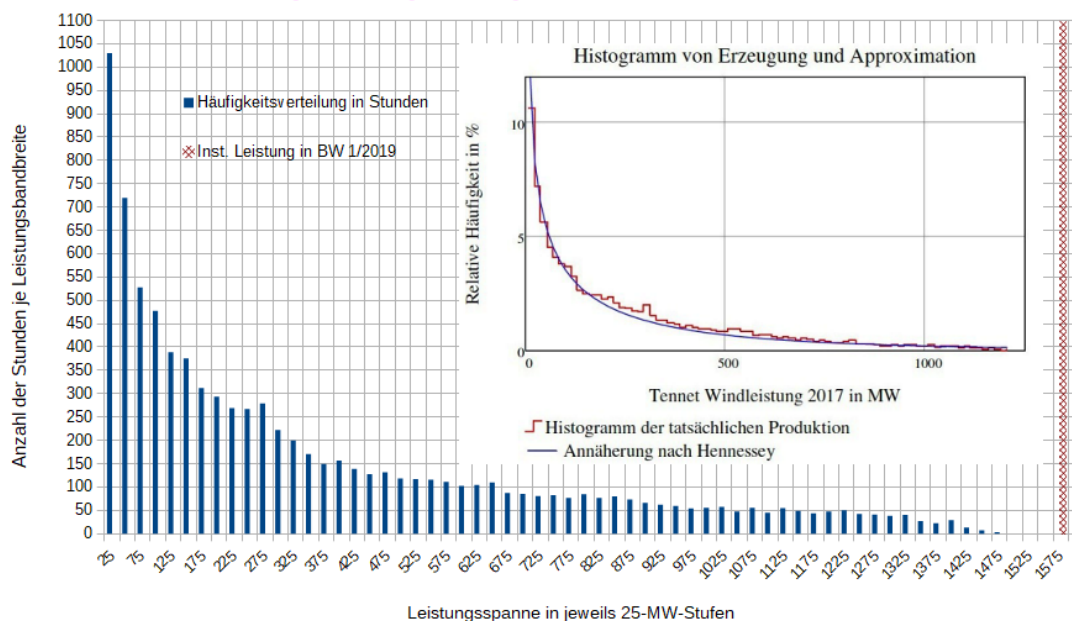


Abbildung 11: Kleines Diagramm: Häufigkeitsverteilung der Leistungen aus den Daten von Tennet für 2017 mit der zugehörigen Annäherung nach Hennessey im Vergleich zum Häufigkeitsverlauf der Leistungen in Baden-Württemberg für 2019 (großes Diagramm)

Der Endbericht Windatlas 2019 Baden-Württemberg verschiebt zwar die Zielgröße von der mittleren Windgeschwindigkeit auf die mittlere (gekappte) Windleistungsdichte, bleibt aber die Verteilungsfunktion eben dieser Windleistungsdichte schuldig, obwohl diese Verteilungsfunktion schon seit 1977 bekannt ist. Offensichtlich sind niedrige Leistungen sehr häufig und große Leistungen selten. Man kann erkennen, dass die wahrscheinlichste Leistung bei 0 W/m<sup>2</sup> liegt: **Der am häufigsten vorkommende Betriebszustand aller Windkraftanlagen in Baden-Württemberg ist somit erwiesenermaßen der Stillstand.** Wie Hennessey gezeigt hat, ist diese typische Charakteristik der Windstromerzeugung die Folge aus der Weibull-Verteilung der Windgeschwindigkeit und dem kubischen Zusammenhang zwischen Windleistungsdichte und Windgeschwindigkeit. Die relative Variabilität der Summen-Windleistung ist damit ungefähr dreimal so groß wie die Variabilität der Augenzahlen beim Würfeln.

Diese einfach zu ermittelnde Tatsache wird leider im neuen Windatlas 2019 Baden-Württemberg nicht erwähnt, obwohl die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Windleistungsdichte leicht hätten berechnet werden können. Fundamentale Erkenntnisse dazu sind bereits seit 1977 bekannt.

Eine weitere interessante Erkenntnis verbirgt sich in dem Vergleich von realen, gemessenen Wahrscheinlichkeitsverteilungen von Windgeschwindigkeiten aus DWD-Wetterstationen in Baden-Württemberg mit derjenigen der Windklasse IV. Beispielhaft ist dies in nachfolgender Abb. 12 gezeigt.



## Weibull-Verteilungen der DWD-Messstation Stötten gegen Windklasse IV

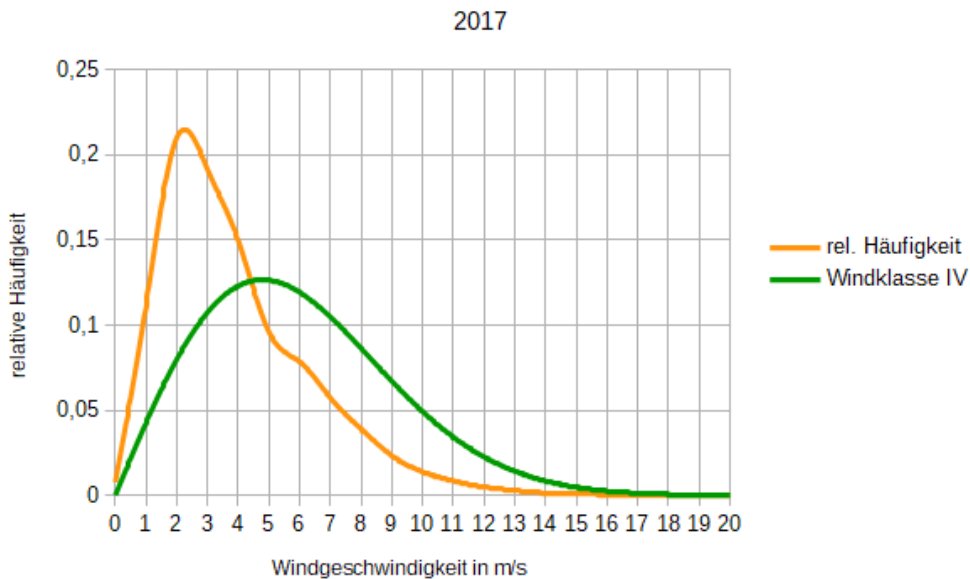


Abbildung 12: Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichte der Windgeschwindigkeiten von der Messstation Stötten (orange) zur Windklasse IV für Baden-Württemberg (grün)

Die grüne Linie markiert die Verteilung aus der Windklasse IV, die orange Linie die Verteilung aus den gemessenen Windgeschwindigkeiten der DWD-Station Stötten. Für die Liniendarstellung wurden die Werte zwischen den Messpunkten interpoliert. Man erkennt, dass die Windklasse IV die großen Windgeschwindigkeiten stark übergewichtet. In der Realität kommen wesentlich häufiger wesentlich geringere Windgeschwindigkeiten vor.

Eine systematische Analyse (wie wir sie in einer ausführlichen Arbeit in Kürze vorlegen werden) zeigt, dass die Windklasse IV mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten von 6 m/s nur an ganz wenigen, windstarken Standorten in Baden-Württemberg, wie z.B. der Hornisgrinde oder dem Feldberg/Schwarzwald, vorkommt – eine Bestätigung für die Tatsache, dass Baden-Württemberg generell ein ausgeprägtes Schwachwindland ist.

### Winddaten des Deutschen Wetterdienstes DWD für die Ertragsprognose

Wie schon oben angeführt hat die Firma AL-PRO im Kapitel 2.3 „Verifikation und Anpassung“ dargelegt, dass die Daten des DWD angeblich nicht verwendbar wären, da diese auf einer geringeren Messhöhe ermittelt wurden: „*Angesichts der Höhen von 100 m und darüber, in denen der Windatlas Baden-Württemberg erstellt wurde, scheiden allein aus diesem Grund die im Zuge der Wetterbeobachtungen verwendeten meteorologischen Stationen mit ihrer typischen Messhöhe von 10 m aus.*“

Diese Vorgehensweise ist jedoch sachlich nicht begründet. Wir zeigen im Folgenden, dass diese Daten eine zutreffende Grundlage bilden für die Beurteilung der Windverhältnisse und der Erträge aus WKA in BW.

Nachfolgend stehen zwei Diagramme übereinander. Das obere Diagramm (Abbildung 13) zeigt den zeitlichen Verlauf der Windgeschwindigkeit an der Wetterstation des DWD in Stötten bei Geislingen an der Steige im gesamten Monat April 2018. Das untere Diagramm (Abbildung 14) zeigt den zeitlichen Verlauf der Windleistung aller Windkraftanlagen im Netzbereich von TransnetBW für denselben Monat April 18.

Windgeschwindigkeit von Meßstation "4887" des Dt. Wetterdienstes DWD in Stötten bei Geislingen/St.734 m ü.d.M.

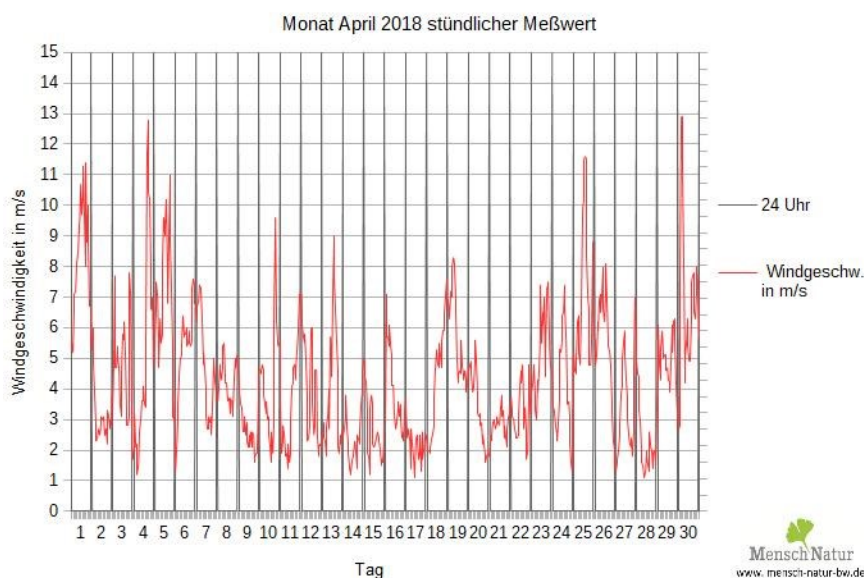


Abbildung 13: Zeitlicher Verlauf der Windgeschwindigkeit in m/s der Wetterstation Stötten des Deutschen Wetterdienstes im Monat April 2018

Leistungsverlauf aller WKA in BW im April 2018

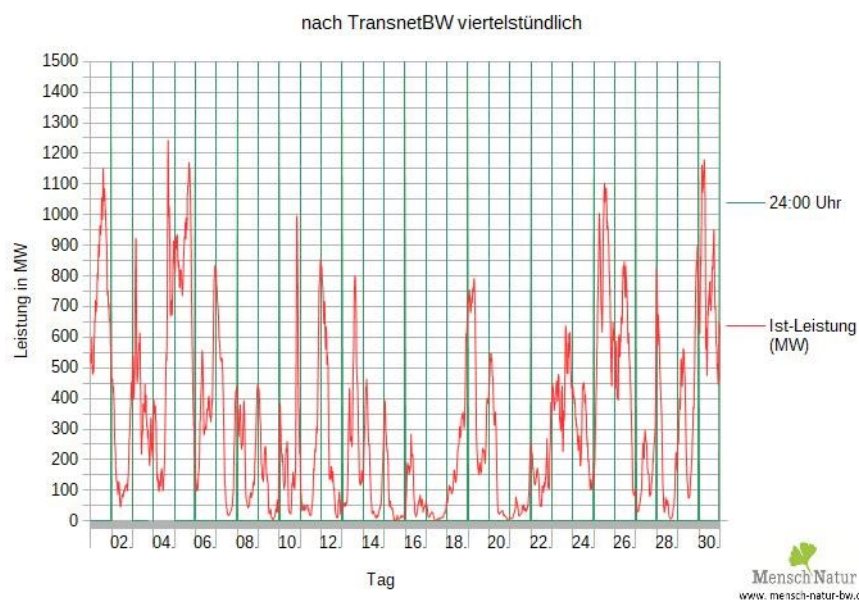


Abbildung 14: Zeitlicher Verlauf der Leistung in Megawatt aller Windkraftanlagen in Baden-Württemberg im Monat April 2018

Es fällt die große Ähnlichkeit im Verlauf auf. Immer wenn die Windgeschwindigkeit aus Diagramm 1 (Abbildung 13) unter 3 m/s sinkt (hier liegt die Anlaufgeschwindigkeit, ab der sich das Windrad zu drehen beginnt), dann geht auch die Windleistung im Diagramm 2 (Abbildung 14) gegen 0 MW – die meisten Windräder bleiben stehen. Diese grobe Übersicht zeigt bereits, dass die Winddaten des DWD eine bedeutende Aussagekraft besitzen, die im Windatlas 2019 von der Firma AL-PRO und dem Fachbeirat komplett ignoriert wird.

Die Windmessdaten sind Stundenwerte, ermittelt aus 10-minütigen Zeitintervallen, deren jeweiliges Maximum protokolliert wird. So ergeben sich über ein Jahr 8760 Stundenwerte. Jeder Messwert erfasst die Windgeschwindigkeit mit einer Genauigkeit von 0,1 m/s. Daraus lässt sich leicht ermitteln, wie häufig welche der einzelnen Windgeschwindigkeiten vorgekommen sind.

Die vorhandenen Messreihen des Deutschen Wetterdienstes können sogar zur Prognose von Erträgen von Windkraftanlagen eingesetzt werden, wie im Folgenden gezeigt wird.

Messreihen des DWD zu Windgeschwindigkeiten liegen zum Teil über mehrere Jahrzehnte vor, Ertragsdaten von Windkraftanlagen werden erst in jüngster Zeit flächendeckend systematisch erfasst und schwanken natürlich ebenfalls von Jahr zu Jahr. Um eine einheitliche Vergleichsbasis zu haben, wählen wir für die folgende Analyse das Jahr 2017 aus und nehmen exemplarisch acht Windkraftanlagen und fünf DWD-Wetterstationen verteilt über Baden-Württemberg, vgl. Tabelle 5.

Standort DWD-Station	k	a <sub>0</sub>	Standort WKA	Ertrag 2017 Ist [MWh]	Ertrag 2017 berechnet [MWh]	Hellmann-Exponent
Freudenstadt v <sub>av</sub> = 3.17 m/s	2.04	0.279	Dornhan	2 310	2 314	0.117
			Bad Rippoldsau-Schapbach	3 633	3 610	0.155
Öhringen v <sub>av</sub> = 2.20 m/s	1.29	0.420	Rosengarten	7 170	7 138	0.201
			Möckmühl	5 211	5 212	0.177
Stötten v <sub>av</sub> = 3.67 m/s	1.73	0.242	Eschach	5 129	5 132	0.038
			Lauterstein	5 815	5 816	0.048
Hornisgrinde v <sub>av</sub> = 6.04 m/s	1.78	0.147	Sasbachwalden	5 685	6 047	0.00
Ulm-Mähringen v <sub>av</sub> = 2.41 m/s	1.41	0.377	Dornstadt-Tomerdingen	5 107	5 103	0.16

Tabelle 5: Wetterstationen mit den Parametern für die zugehörige Weibull-Verteilung. Die mittlere Windgeschwindigkeit v<sub>av</sub> wurde aus der erhaltenen Weibull-Verteilung bestimmt.

Für jede Wetterstation steht die Zeitreihe der Windgeschwindigkeiten gemessen auf 10 m Höhe für das Jahr 2017 vom DWD zur Verfügung. Daraus haben wir eine relative Häufigkeitsverteilung für jede Station erstellt und über eine nichtlineare Regressionsanalyse eine Weibull-Verteilung

$$W(v) = a_0 k (a_0 v)^{k-1} e^{-(a_0 v)^k}$$

angefittet. Die sich ergebenden Weibull-Parameter k und a<sub>0</sub> sind in Tabelle 5 angegeben.

Nebenbei bemerkt, erkennt man auch, dass die gemessenen mittleren Windgeschwindigkeiten als Erwartungswerte der Weibull-Verteilungen üblicherweise (abgesehen von Ausnahmen an Starkwindstandorten wie der Hornisgrinde) im Bereich von 2 bis 3,7 m/s liegen. Dies bestätigt die Erfahrung, dass Baden-Württemberg ein ausgeprägtes Schwachwindland ist und sich nicht als Standort für eine zuverlässige, physikalisch und volkswirtschaftliche sinnvolle Windkraftnutzung eignet.

Beispielhaft sind in der folgenden Abbildung 15 die Windgeschwindigkeitsverteilungen für die DWD-Stationen Freudenstadt und Stötten gezeigt.

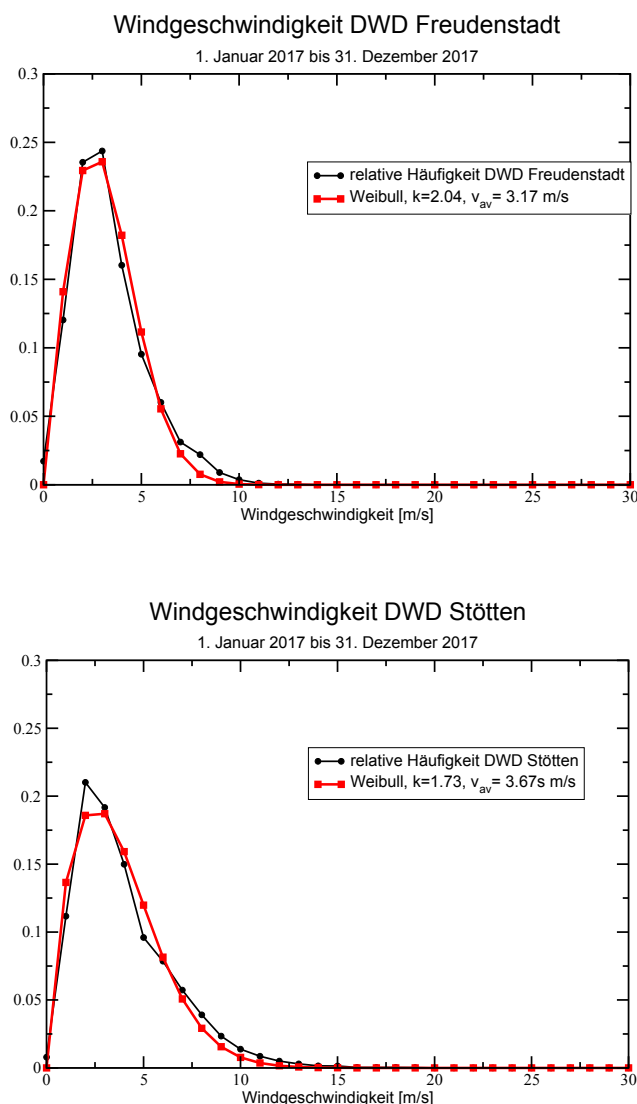


Abbildung 15: Windgeschwindigkeitsverteilungen der DWD-Stationen Freudenstadt und Stötten für das Jahr 2017. Die schwarzen Daten zeigen die gemessenen Daten, die roten Daten verweisen auf die erhaltene Weibull-Verteilung.  $v_{av}$  gibt den Erwartungswert der Windgeschwindigkeit aus der Weibull-Verteilung an.

Nach Hennessey kann man aus den Weibull-Parametern der Windgeschwindigkeitsverteilung den Erwartungswert der Weibull-Verteilung der Windleistungsdichte und somit den Jahresertrag über 8760 Stunden (skaliert mit dem Betz-Wert) leicht berechnen. Um den Höhenausgleich von der

Messhöhe 10 m zur jeweiligen Nabenhöhe der Windkraftanlage zu berücksichtigen, benutzen wir das Hellmann-Skalierungsgesetz, was den Hellmann-Exponenten als variablem Parameter verwendet.

Nun können wir eine Windkraftanlage in der räumlichen Nähe der DWD-Messtation auswählen und den Hellmann-Parameter so anpassen, dass der prognostizierte Jahresertrag 2017 mit dem realen bekannten Ertrag übereinstimmt. Für weitere Windkraftanlagen im Bereich derselben DWD-Station sollte sich nun bei der gleichen Analyse ein Hellmann-Exponent ergeben, der mit dem ursprünglichen vergleichbar ist (eine vollkommene Übereinstimmung der beiden Zahlenwerte ist unwahrscheinlich, da viele Details in die Analyse nicht eingehen können, z.B. lokale Reliefverhältnisse, Bewuchs, Abschattung, unterschiedliche Reibung, leicht unterschiedliche WKA-Kennlinie, etc.).

Das Ergebnis der Näherungsbetrachtung ist ausreichend genau und ist in obiger Tabelle 5 aus Seite 35 dargestellt. Dort sind die in der Nähe liegenden Windkraftanlagen (WKA) und ihre Erträge gelistet.

Man erkennt, dass für die jeweiligen WKA im Bereich einer einzelnen DWD-Station ein sehr ähnlicher Hellmann-Exponent resultiert. Dieser kann prinzipiell für Ertragsprognosen hergenommen werden. Wir erwarten, dass deren Genauigkeit im Rahmen dieser einfachen Analyse etwas größer ist als jene aus dem aufwändig produzierten Windatlas 2019, in den an mehreren Stellen undurchsichtige Parameter, von Hand ausgewählte Daten oder unveröffentlichte und unzugängliche Zahlenwerte eingeflossen sind.

Dieser Zugang erlaubt sogar eine Abschätzung von Extremfällen wie der WKA Hornisgrinde. Am Standort liegt eine Weibull-Verteilung mit einer recht hohen mittleren Windgeschwindigkeit von 6,04 m/s (2017) vor. Da der starke Wind auf 10 m Messhöhe vergleichbar weht wie auf Nabenhöhe, sollte sich ein Hellmann-Exponent von 0 ergeben, was unsere Berechnung bestätigt.

Natürlich kann die Analyse auch erweitert werden für Messreihen von Windgeschwindigkeiten und Ertragsdaten über mehrere Jahre hintereinander. Für eine befriedigende Genauigkeit der Prognose ist es wichtig, dass die Messzeiträume der Windgeschwindigkeiten und der Erträge übereinstimmen.

Der Vorteil dieses Zugangs ist, dass er auf einfache, nachvollziehbare und transparente Weise und ohne unveröffentlichte Firmendaten eine zuverlässige Ertragsprognose erlaubt. Daraus ergibt sich auch die Forderung, dass die Messdaten der Windgeschwindigkeit bei lokalen Probemessungen der Projektierer öffentlich gemacht werden müssen, damit eine Ertragsprognose öffentlich und transparent durchgeführt werden kann. Damit können künftige weit überhöhte Ertragsprognosen und somit signifikante volkswirtschaftliche Schäden durch Fehlinvestitionen vermieden werden.

## Realitätstest

Wir wollen als nächstes den im Internet veröffentlichten Windatlas und die vom Umweltministerium beigestellten Daten überprüfen. Der Windpark (WP) Lauterstein soll als Beispiel dienen.

Die Maschinen von Lauterstein stehen hoch über dem Albrauf der Schwäbischen Alb bei Bartholomä am Falkenberg zwischen Schwäbisch Gmünd und Geislingen. Das Höhengniveau beträgt ca. 700 m bis 770 m NN. Die Nabenhöhe der 16 Generatoren liegt bei 139 m. Der Windpark ist 2016 mit höchstem Lob aller Beteiligten in Betrieb gegangen. Die Maschinen wurden bei der Einweihungsfeier von einem Vertreter der Kirche gesegnet. Es war von einem Leuchtturmprojekt für Baden-Württemberg die Rede. Die Erwartungen wurden entsprechend hoch angesetzt.

Das nachfolgende Bild entstammt dem interaktiven Windatlas des LUBW <https://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/projekte/pages/map/default/index.xhtml>. Der Bildausschnitt zeigt den Höhenzug direkt östlich von Weißenstein. Mit dem weißen Pfeil und dem umgebenden roten Kreis befindet man sich direkt in dem Gebiet, in dem der WP Lauterstein mit seinen 16 WKA 2016 errichtet wurde. Die Objektinformationen liefern an der Cursorspitze folgende Informationen:

Mittlere gekappte Windleistungsdichte $W/m^2$ :	285,73
Mittlere Windleistungsdichte $W/m^2$ :	297,23
Mittlere Windgeschwindigkeit $m/s$ :	6,49
Jahresertrag WKA Vestas V-126 3.3 MW in $kWh/a$ :	10 164 274

Augenfällig werden die Unterschiede zu den tatsächlichen Werten am Beispiel von 2017, wie wir im Kapitel „Validierung des Orientierungswertes anhand realer Zahlen“ auf Seite 23 zeigen konnten:

Mittlere errechnete Windleistungsdichte $W/m^2$ :	122,5
Jahresertrag pro Maschine aus den Daten von TransnetBW in $kWh/a$ :	5 815 500

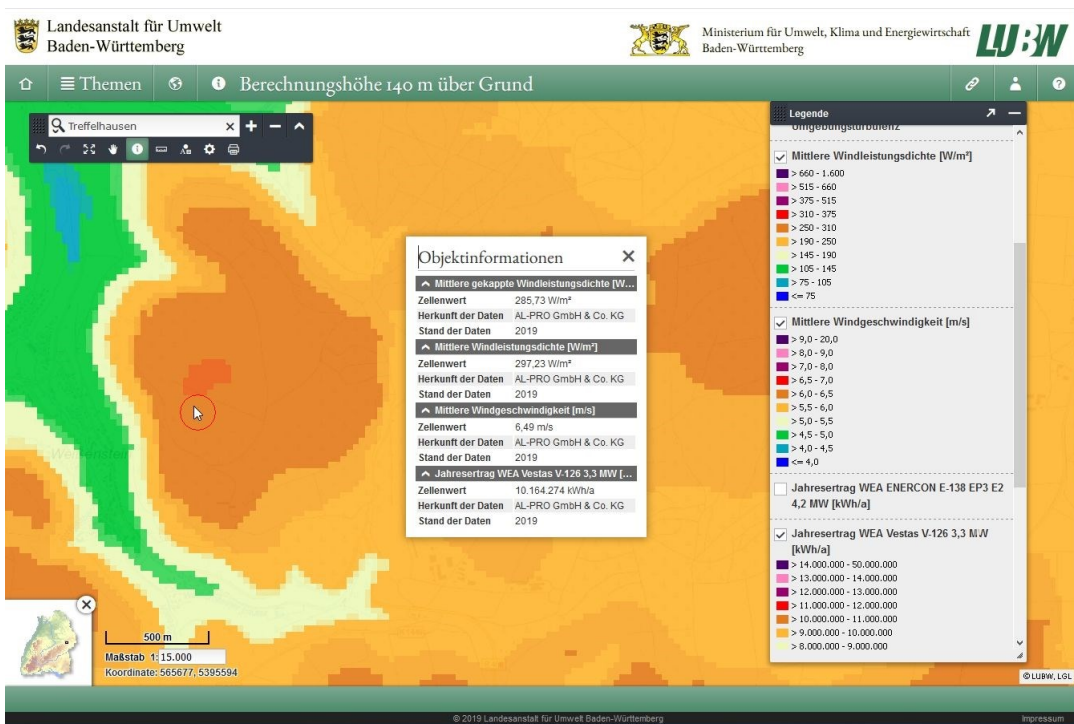


Abbildung 16: Screenshot der Karte des Windatlanten aus dem Internet

Vergleicht man den Begleittext zum Windatlas 2019 mit den Informationen aus dem Bildausschnitt, fallen Ungereimtheiten auf. Im Abschnitt 2.3.3 „Abweichungen zum Proto-Windatlas“ steht: „Die Bestimmung der Abweichungen zwischen dem Proto-Windatlas und einem Validierungsdatenpunkt geschieht im Falle einer Windmessung einfach durch den Vergleich der gemessenen und langzeitbezogenen mit der modellierten Windgeschwindigkeit.“

... *Ergeben sich Abweichungen, wird das Windgeschwindigkeitsniveau aus dem Proto-Windatlas um einen geeignet erscheinenden Wert angepasst und die Berechnung sodann wiederholt. Dies erfolgt solange, bis die berechneten den tatsächlichen Ertragswerten entsprechen. ....“*



Offensichtlich hat eine solche Berechnung im Bereich des WP Lauterstein nicht stattgefunden, sonst hätte man die Windgeschwindigkeiten hier entsprechend der Beschreibung 2.3.3 nach unten korrigieren müssen. Die Ertragsergebnisse für den WP hätten der Firma AL-PRO zum Abgleich aus den Bewegungsdaten 2017 des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW vorliegen müssen.

Mit der gleichen Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit der DWD-Messstation Stötten, wie sie zu dem praktisch identischen realen Stromertrag mit der Kennlinie der GE 2.75-120 in Tabelle 5 auf Seite 35 für Lauterstein geführt hat, kann man auch den hypothetischen Ertrag für 2017 ausrechnen, die der WP Lauterstein haben würde, wenn statt der 16 Maschinen von General Electric (GE) die 16 Maschinen von Vestas V-126 3.3 MW gestanden hätten.

Der Windatlas 2019 gibt für den Punkt aus der interaktiven Graphik, für die im Windatlas genannte Maschine vom Typ Vestas V-126 3.3, einen Jahresenergieertrag von brutto 10 164 274 kWh oder 10 164,3 MWh an. Mit 15 % Abschlag, wie im Windatlas angegeben, sind dies netto 9 147 487 kWh (9 147,5 MWh).

Der Ertrag für die Vestas analog zu GE 2.75 – 120 ergibt lediglich 6 147 MWh, das sind brutto **40 % weniger** (bzw. netto mit 15 % Abschlag **32,8 % weniger**), als es der Windatlas interaktiv angibt.

Für eine gute Standortgüte weist der Hersteller der Maschinen folgende 100 % Referenzerträge aus:

Referenzertrag GE 2.75-120 :	10 555 MWh/a
Referenzertrag Vestas V-126 3.3 MW	11 862 MWh/a

Für die Standortgüte über den Referenzertrag gewertet, bedeutet dies für den hier bewerteten Standort, dass in der Realität die vom LUBW empfohlenen 65 – 70 % des Referenzertrages nicht erreicht werden. Während die Maschinen von GE noch 2017 auf einen durchschnittlichen Referenzertrag von 55,1 % kamen, würden die Maschinen von Vestas an der gleichen Stelle zusammen im Durchschnitt nur 51,8 %, statt der aus dem Windatlas 2019 sich ergebenden 85,7 % kommen.

Und dies, obwohl der Windatlas 2019 für diesen Standort eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,49 m/s und eine gekappte Flächenleistungsdichte von 285,73 W/m<sup>2</sup> ausweist.

Dieses Zwischenergebnis ist Anlass, den Windatlas 2019 bezüglich des WP Lauterstein noch ein Stück genauer unter die Lupe zu nehmen. Nachfolgend werden von jedem einzelnen Standort der 16 WKA die Objektinformationen aus dem interaktiven Windatlas aufgenommen und ausgewertet:

Folgende Informationen aus dem interaktiven Windatlas wurden ausgelesen:

- Mittlere gekappte Windleistungsdichte WLD [W/m<sup>2</sup>]
- Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]
- Prognostizierter Jahresertrag Vestas V126-3.3 MW [kWh/a]
- Prognostizierter Jahresertrag Enercon E138-4.2 MW [kWh/a]
- Prognostizierter Jahresertrag Vestas V150-4.2 MW [kWh/a]

Daraus ergibt sich folgende Tabelle für die gelisteten Windkraftanlagen (WKA):

WKA – Nr.	Mittlere gekappte WLD [W/m <sup>2</sup> ]	Mittlere Windgeschwindig- keit [m/s]	Prog. Ertrag /a [kWh/a] Vestas V126-3.3 MW	Prog. Ertrag /a [kWh/a] Enercon E138-4.2 MW	Prog. Ertrag /a [kWh/a] Vestas V150-4.2MW
1	270.76	6.43	9 947 355	11 732 156	13 782 220
2	269.19	6.41	9 877 835	11 654 440	13 687 977
3	262.60	6.35	9 710 836	11 459 153	13 473 229
4	262.72	6.33	9 678 826	11 425 455	13 426 855
5	258.14	6.30	9 589 114	11 317 713	13 315 545
6	254.91	6.28	9 523 971	11 239 784	13 234 468
7	256.29	6.30	9 576 285	11 299 027	13 304 439
8	266.85	6.40	9 858 792	11 627 615	13 669 706
9	256.19	6.27	9 510 359	11 228 697	13 209 919
10	241.57	6.15	9 149 839	10 806 585	12 748 287
11	252.77	6.25	9 441 211	11 146 121	13 123 636
12	233.77	6.09	8 950 897	10 574 764	12 492 595
13	241.66	6.15	9 138 016	10 794 376	12 730 538
14	255.27	6.26	9 474 478	11 188 370	13 161 440
15	256.67	6.28	9 534 172	11 255 378	13 242 202
16	254.47	6.26	9 461 335	11 172 162	13 145 774
<b>Mittelwerte (gerundet):</b>					
<b>1-16</b>	<b>255.86</b>	<b>6.28</b>	<b>9 526 458</b>	<b>11 245 112</b>	<b>13 234 302</b>

Tabelle 6: Objektinformationen aus dem interaktiven Windatlas gelistet nach Standort der WKA-Nr.

Der Vergleich der Erträge aus dem Windatlas mit den tatsächlich zu erwartenden Erträgen aus unseren Berechnungen über die Leistungskennlinie der Maschinen zeigt deutlich die Überbewertung durch den Windatlas.

Für die nachfolgend dargestellten Vergleiche konnten die Leistungs-Kennlinien der beiden Vestas - Maschinen verwendet werden. Enercon gibt für die E-138-4.2 MW keine Leistungs-Kennlinie an. Wir verwendeten die Kennlinie der vergleichbaren E-141-4,2. Der größere Rotordurchmesser hat eine eher größere Leistung zur Folge und ist deshalb genauso repräsentativ.

Wir vergleichen zunächst, ob die aus der obigen Tabelle 6 genannte mittlere Windgeschwindigkeit von 6,28 m/s bei der Berechnung über die Leistungs-Kennlinie zu einem ähnlichen Jahresertrag führt.

Auffallend an nachfolgender Abbildung 17 ist, dass die erwarteten Jahresstromerträge aus dem Windatlas für keine der drei WKA-Typen auch nur annähernd erreicht werden. Dies obwohl der Windatlas vorgibt, Vertreter der modernen, besonders leistungsfähigen Schwachwindanlagen für die Prognose ausgewählt zu haben.

Für unsere eigene Berechnung des real zu erwartenden Ertrags aus der Leistungskennlinie kommen keine Stillstandszeiten in Anrechnung. Unsere Ertragsprognosen (blaue Balken) sind unter Normbedingungen gerechnet und beinhalten keine Abzüge durch Leistungseinbußen wegen der geringeren Luftdichte in Nabenhöhe, welche der Windatlas bereits berücksichtigt. Für die geringere Luftdichte in Nabenhöhe über Normalnull bei Lauterstein müssten ca. 7,5 % von den blauen Säulen



abgezogen werden. Trotzdem erreichen wir mit unserer Rechnung den hohen Ertragswert aus dem Windatlas nicht.

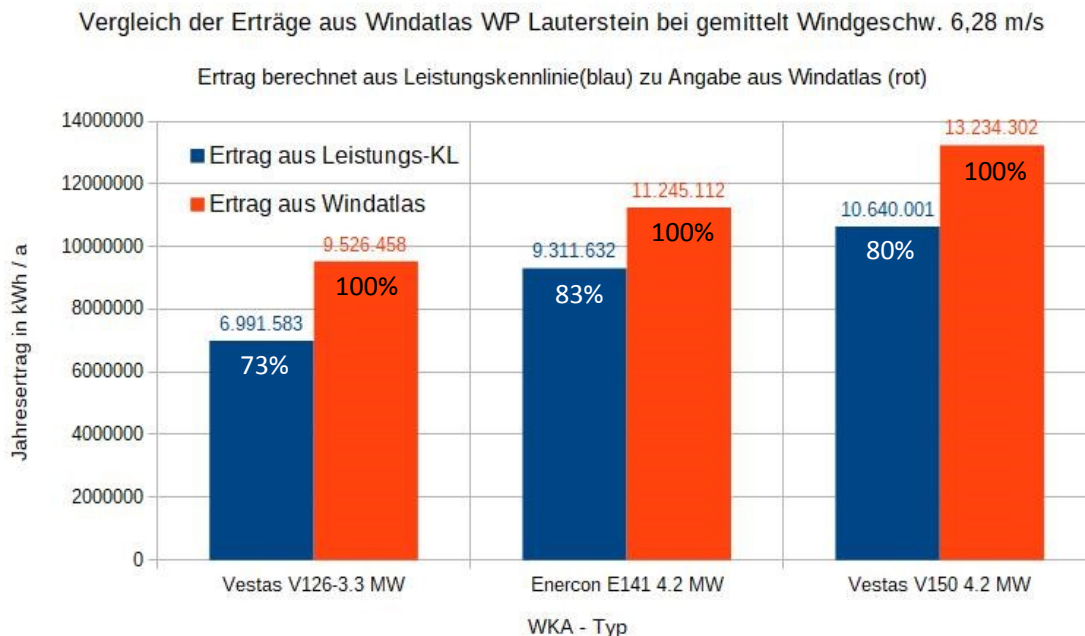


Abbildung 17: Vergleich Stromertrag berechnet aus Leistungskennlinie (blau) zu Ertrag aus Windatlas (rot) bei einer aus den Daten des Windatlas ermittelten mittleren Windgeschwindigkeit von 6,28 m/s

Damit benötigen die ausgewählten Maschinen eine höhere Windgeschwindigkeit als im Windatlas angegeben wird, um die im Windatlas gezeigten Jahresstromerträge zu erzielen.

Um die Betrachtung auf die real erzielbaren Stromerträge am Windpark-Standort von Lauterstein zu erweitern, kann man mit Hilfe der Ertragsdaten und der Leistungskennlinie der am Standort eingesetzten WKA eine Rückrechnung auf eine mittlere Windgeschwindigkeit durchführen, die die Betriebsbedingungen des Standorts widerspiegelt.

Die Ertragsdaten des WP Lauterstein für die WKA vom Typ General Electric 2.75 – 120 sind für die Jahre 2017 und 2018 aus den Bewegungsdaten von TransnetBW bekannt. Als Mittelwert über alle 16 WKA ergibt sich für eine WKA ein tatsächlicher Jahresertrag von:

2017:	5 815 475 kWh (5 815,5 MWh)
2018:	5 534 418 kWh (5 534,4 MWh)

Durch Division mit 8760 Jahresstunden ergibt sich jeweils die benötigte mittlere Generatorenleistung von:

2017:	664 kW
2018:	632 kW

Über eine sog. Regressionsgleichung für die Kennlinie der WKA, deren Werte die Leistungskennlinie des entsprechenden WKA-Typs zu 99 % wiedergibt, lässt sich zur benötigten mittleren Leistung die zugehörige mittlere Windgeschwindigkeit ermitteln:

2017: 5,90 m/s  
2018: 5,81 m/s

Das bedeutet, dass der Stromertrag von 2017 bzw. 2018 auch durch eine konstante Windgeschwindigkeit von 5,90 m/s bzw. 5,81 m/s über ein Jahr lang ohne Unterbrechung zu erzeugen ist.

Die genauere Berechnung der Ertragsdaten über das Integral der tatsächlichen Windgeschwindigkeitsverteilung multipliziert mit den Leistungsdaten der WKA-Kennlinie, als auch die Berechnung über eine theoretische, konstante mittlere Windgeschwindigkeit führen zu ähnlichen Ergebnissen. Bei beiden Methoden liegt die identische Leistungskennlinie der WKA zugrunde. Parameter, wie Luftdichte, Luftfeuchtigkeit und auch Stillstandszeiten sind damit enthalten. Dies konnte auch durch unsere Berechnungen zum Kapitel „Winddaten des Deutschen Wetterdienstes DWD für die Ertragsprognose“ (Seite 33) bestätigt werden.

Verrechnet man die Leistungskurven der im Windatlas angegebenen Maschinen mit der ermittelten mittleren Windgeschwindigkeit aus den Jahren 2017 und 2018 ergibt sich ein noch schlechteres Bild, auch dann, wenn man die im Windatlas zugrunde gelegten 15 % Abschlagstatbestände einrechnet.

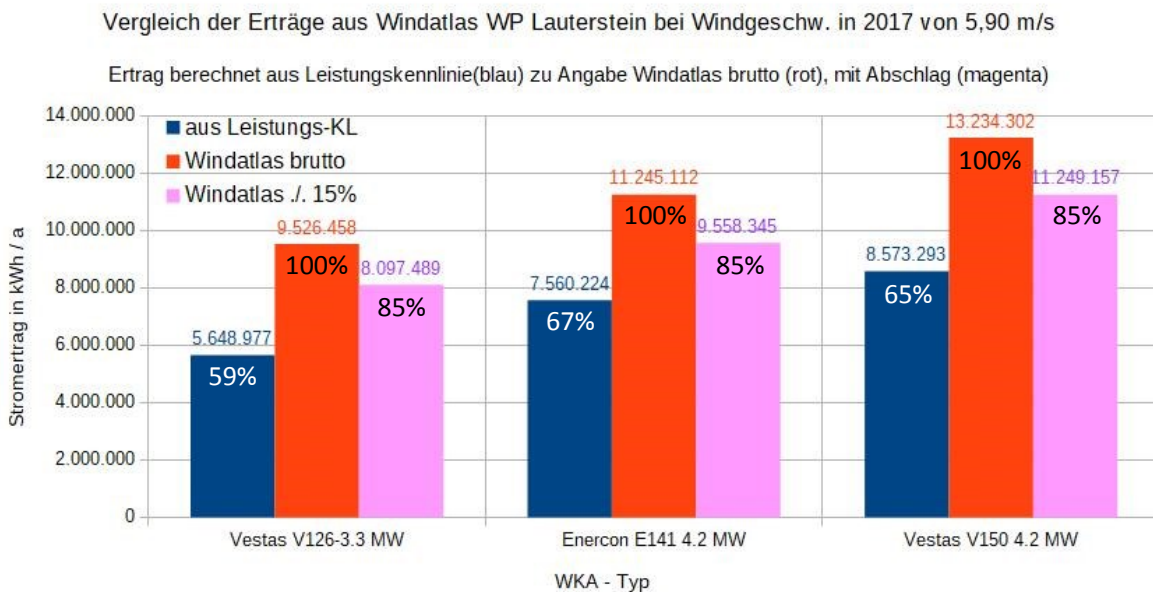


Abbildung 18: Jahresstromerträge der im Windatlas angegebenen Referenzmaschinen bei Realbetrieb in 2017 mit 5,9 m/s mittlerer Windgeschwindigkeit im Vergleich zu den Erträgen, die im Windatlas angegeben werden, incl. Abschlagstatbestände.

Blau: aus Rechnung, Rot: Bruttoertrag aus Windatlas, Magenta: Nettoertrag mit 15 % Abschlagstatbestände.

Vergleich der Erträge aus Windatlas WP Lauterstein bei Windgeschw. in 2018 von 5,81 m/s

Ertrag berechnet aus Leistungskennlinie(blau) zu Angabe Windatlas brutto (rot), mit Abschlag (magenta)

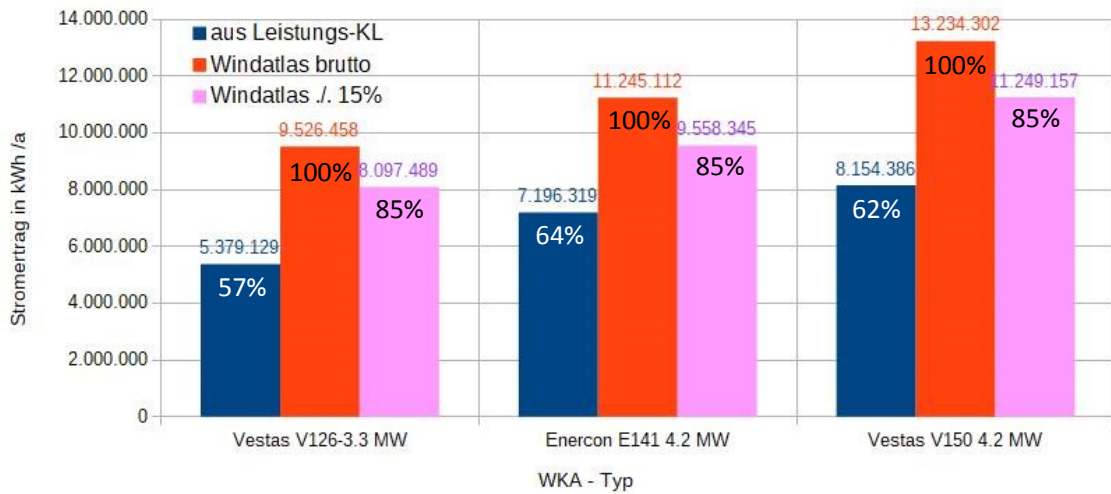


Abbildung 19: Jahresstromerträge der im Windatlas angegebenen Referenzmaschinen bei Realbetrieb in 2018 mit 5,81 m/s mittlerer Windgeschwindigkeit im Vergleich zu den Erträgen, die im Windatlas angegeben werden, incl. Abschlagstatbestände.

Blau: aus Rechnung; Rot: Bruttoertrag aus Windatlas; Magenta: Nettoertrag mit 15 % Abschlagstatbestände.

Um eine realistische Einschätzung an vorhandenen Maschinen eines Typs aus dem Windatlas zu bekommen, sehen wir uns die Situation beim Windpark „Rosengarten“ im Landkreis Schwäbisch Hall an, dessen WKA vom Typ Vestas V-126 – 3.3 MW auf die Gemeinden Gaildorf, Obersontheim und Michelbach verteilt sind.

Hierzu vergleichen wir exemplarisch die Angaben aus dem Windatlas mit dem gemittelten tatsächlichen Stromertrag in 2018 nach den Daten von TransnetBW. Analog zu Tabelle 6 wurden folgende Informationen aus dem interaktiven Windatlas ausgelesen:

- Mittlere gekappte Windleistungsdichte WLD [W/m<sup>2</sup>]
- Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]
- Prognostizierter Jahresertrag Vestas V126-3.3 MW [kWh/a]

WKA – Nr.	gemittelter Stromertrag in 2018 aus Daten TransnetBW [kWh/a]	Mittlere gekappte WLD [W/m <sup>2</sup> ]	Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]	Prog. Ertrag /a [kWh/a] Vestas V126-3.3 MW
2	6 511 025	258.51	6.15	9 315 701

Tabelle 7: Auszug aus der Auflistung mit der Maschine am besten Standort

Wir konnten nun mit unserer Methode aus der mittleren Windgeschwindigkeit der Tabelle 7 über die Leistungskennlinie der Vestas V 126 den gemittelten realen Jahresertrag am Standort rechnerisch bestätigen und stellen ihn in nachfolgender Abbildung 20 dem prognostizierten Ertrag aus dem Windatlas gegenüber.

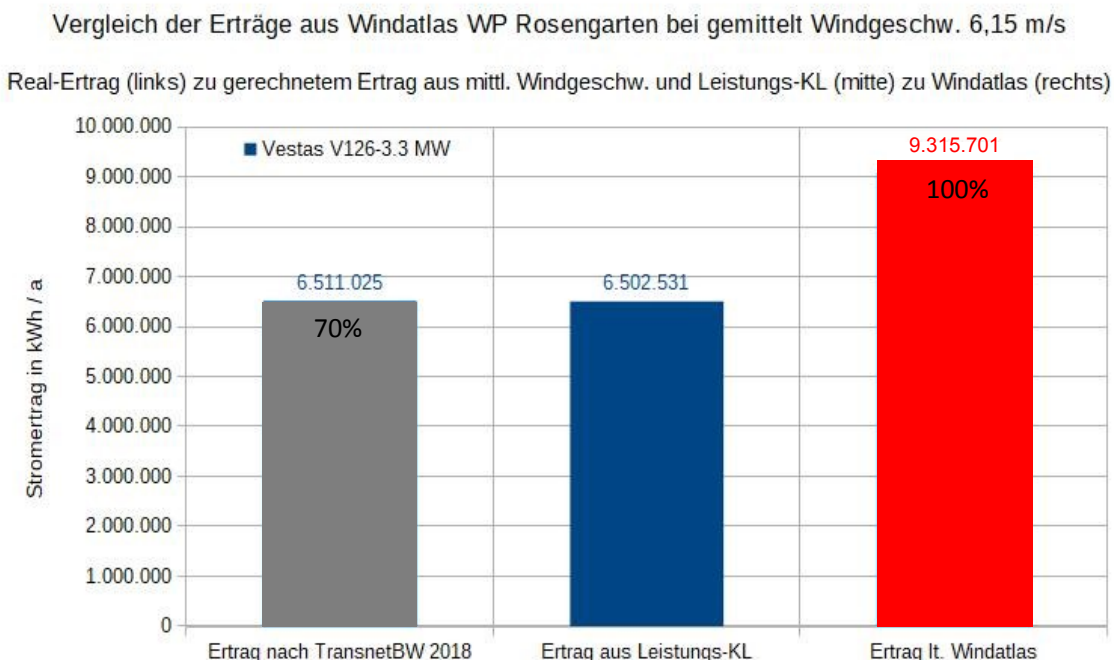


Abbildung 20: Vergleich des tatsächlichen Jahresstromertrages (grau) mit dem gerechneten Stromertrag aus der Leistungskennlinie (blau) und dem Jahresertrag aus dem Windatlas (rot)

Das schwache Bild, das der Windatlas abgibt, vervollständigt sich, wenn man den Jahresertrag aus dem Jahr 2018 in Bezug zur 65 % Referenzertragsschwelle setzt, die in Baden-Württemberg ein wichtiges Kriterium für die Feststellung der ausreichenden Windhöflichkeit darstellen soll. Der Referenzertragsschwelle von 65% für diesen Maschinentyp entsprechen 8 222 500 kWh/a. Dieser Wert wird im Jahr 2018 um 1 711 475 kWh unterschritten und liegt damit bei 51,5 % des vom Hersteller angegebenen Referenzertrages von 12 650 000 kWh/a.

Trotz moderner Schwachwindanlagen gibt es noch schlechtere Standorte in Baden-Württemberg. Ein Negativbeispiel bietet der Windpark Ilshofen im Landkreis Schwäbisch Hall mit 8 WKA vom Typ Vestas V-126 3.3 MW. Aus dem gemittelten Jahresertrag für eine Maschine in 2018 von 5 880 798 kWh/a ergibt sich eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,97 m/s. Damit liegt Ilshofen noch schlechter als Rosengarten. Bemerkenswert ist die Angabe des Windatlanten mit einer mittleren gekappten Windleistungsdichte von lediglich 209,05 W/m<sup>2</sup>. Damit erfüllt dieses Kriterium die Genehmigungsvoraussetzung nicht. Dieser Windpark wäre nach den Vorgaben der Landesanstalt für Umwelt, Baden-Württemberg, nicht genehmigungsfähig gewesen.

Es ist äußerst verwunderlich, dass vor dem Hintergrund der Aussage „Das von AL-PRO entwickelte Verfahren GWS®ALIGN dient zur Anpassung von Simulationsergebnissen einer Windkartierung an tatsächliche Beobachtungswerte“, mit dem Anspruch der am Windatlas Beteiligten an die Genauigkeit, sich so außerordentlich große Abweichungen von der Realität ergeben, zumal die Anpas-

sungswerte leicht zu ermitteln sind. Dies bestätigt unsere Erkenntnis, dass der Abgleich mit der Realität nicht stattgefunden haben kann.

Man fragt sich nun, was die im Internet abrufbaren Angaben im neuen Windatlas in der Praxis wert sind. Weder die Windleistungsdichte mit einem „Wirtschaftlichkeitsschwellenwert“ von 215 W/m<sup>2</sup> noch die mittlere Windgeschwindigkeit aus dem Windatlas 2019 bieten eine Gewähr für einen sich subventionsfrei tragenden, wirtschaftlichen Betrieb. Es entstehen der Allgemeinheit somit Kosten, die bei einem vernünftigen Konzept der Energieversorgung vermieden werden könnten.

## Fazit

Der neue Windatlas ist nichts anderes als eine etwas genauere Fortschreibung des Höhenprofils des Landes in die Vertikale. Es wurde viel Geld investiert für den Versuch der mathematisch genaueren Bestimmung des Höhenprofils mit einer vermeintlich besseren Auflösung auch in der Fläche. Eine weitere, tatsächlich verbesserte Methodik ist nicht erkennbar.

Die für die Strömungsverhältnisse zugrunde liegende kartographische Datenbasis orientiert sich jedoch nach wie vor in grober Weise allein an einem 4 km<sup>2</sup>-Raster des Reliefs. Grünflächen und deren Art, Verkehrswege und Siedlungen bleiben daher außen vor. Meteorologische Daten wie Schneedeckendauer, Bodennebel, Luftfeuchte und Lufttemperatur werden nicht gewertet. Dem Hinweis auf 10 berechenbare atmosphärische Stabilitätsklassen (Windatlas S. 15) folgt keine weitere Erkenntnis.

Zudem beruht die Berechnung der mittleren gekappten Leistungsdichte auf einer willkürlichen und nachweislich falschen Festlegung von einer Kappgeschwindigkeit von  $v_{\text{kapp}} = 15$  m/s. Dieser Wert wurde durch eine Kommission gemeinsam mit dem BWE festgelegt. Die dazu im Endbericht angegebenen Literaturstellen „Expertenworkshop Implementierung eines Windatlas im Umweltbundesamt, Umweltbundesamt FG Erneuerbare Energien, 15.03.2018, Berlin“ und „Erarbeitung einer Roadmap zur Erstellung eines Windatlanten, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Abschlussworkshop 03.11.2016, Berlin“ verweisen auf politisch zielorientierte Ausarbeitungen und entsprechen damit nicht den anerkannten Regeln ordentlicher wissenschaftlicher Arbeit. Eine Überprüfung widerlegt leider nicht den Eindruck, dass es sich bei der willkürlichen Festlegung um eine politische und damit physikalisch–technisch nicht haltbare Bedienung der Interessen der Windindustrie handelt.

Wenn man jedoch den richtigen Wert aus den technischen Handbüchern von  $v_{\text{kapp}} = 10$  m/s oder  $v_{\text{kapp}} = 11$  m/s wählt, nimmt die prognostizierte mittlere gekappte Windleistungsdichte um ca. 20% ab. Mit anderen Worten: Auf die physikalisch mögliche Windleistungsdichte wurde von einem „Fachgremium“ eine willkürliche, physikalisch inkorrekt ermittelte Windleistungsdichte aufgepackt.

Generische Daten, wie sie in den Modellen zum Windatlas verwendet wurden, entstehen in der Statistik und Mathematik durch Verfahren, die einen komplexen Zusammenhang abstrahieren und damit für solche Modellrechnungen verwendbar machen. Der Nachteil von generischen Daten sind größere Abweichungen der Berechnungen zur Realität.

Auch ist es ein erheblicher Unterschied für den Kurvenverlauf und damit für die weitere Windleistungsberechnung, ob ein Jahr lang, aber nur 1 Woche pro Monat gemessen wurde, oder überwiegend nur im Winterhalbjahr mit hohen Windstärken und wenig Zeit im Frühjahr bzw. im Sommer mit viel Flauten, oder in anderer Kombination mit einer selektiven Auswahl. Dass eine selektive Datenauswahl bewusst vorgenommen wurde, ist im Windatlas 2019 im Kapitel 2.3 ff mehrfach

beschrieben. Für den Verein Mensch Natur bleibt es schleierhaft, wie bei unterjährigen, unzusammenhängenden und lückenhaften Messzeiträumen eine solche, von der Fa. AL-PRO genannte „Reanalyse“ aussehen kann.

Tatsächlich ermittelte Daten auf Basis der Messwerte des DWD wurden von den am Windatlas Beteiligten ignoriert. Unsere eigene Analyse zeigt jedoch die frappierende Übereinstimmung der realen Ertragsdaten mit den Berechnungen aus den Daten des Wetterdienstes. Dieses Erkenntnis bietet sogar eine Möglichkeit zur Prognose. Deshalb wird in der Praxis auch dieser Windatlas nicht halten können, was er verspricht. Die geflossenen Euro aus der Tasche des Bürgers wurden wohl ohne einen Nutzen ausgegeben. Nach Hennessey müsste seit 1977 bekannt sein, dass der am häufigsten vorkommende Betriebszustand von Windkraftwerken in Baden-Württemberg der Stillstand ist.

Die verwendete Datengrundlage wurde zudem nicht öffentlich gemacht und kann damit keiner unabhängigen Prüfung unterzogen werden. Es ist zu vermuten, dass der Bundesverband Windenergie gemeinsam mit der Firma AL-PRO als Mitglieder im Fachbeirat ihre Interessen an einem Ausbau der Windkraft wahrgenommen haben. Auch der politische Wille der Landesregierung zu einem weiteren Ausbau der Windenergienutzung steht über dem öffentlichen Interesse des mündigen Bürgers an einer objektiven Analyse des Windangebots. Die Landesregierung als Auftraggeber ist damit ihrer Pflicht und Verantwortung gegenüber den Landkreisen, den Kommunen und der Bürgerschaft nicht nachgekommen, Transparenz und Objektivität der Studie zu gewährleisten.

Damit stellen sich für den Verein Mensch Natur das Umweltministerium und die Landesregierung in den tätigen Dienst einem von den politischen Entscheidungsträgern mit Privilegien ausgestatteten Wirtschaftszweig - der Windindustrie.





Autoren in alphabetischer Reihenfolge:

Dr.-Ing. Detlef Ahlborn  
Statistik

Dipl. Ing. (FH) Jörg Saur  
Energietechnik

Prof. Dr. rer. nat. Michael Thorwart  
Theoretische Physik

Mit einem Vorwort von  
Rechtsanwalt Sven Staehlin, LL.M.  
Rechtsanwalt Prof. Dr. Michael Elicker  
<http://www.windkraft-anwalt.de>



Layout/Titelfoto: Ewald Nägele  
Druck: WIRmachenDRUCK

### **Impressum**

**Verein Mensch Natur e.V**  
Marktstraße 14  
73033 Göppingen

1. erweiterte Ausgabe 2020  
11.02.2020  
1.01

<http://www.mensch-natur-bw.de/>

In Zusammenarbeit mit  
**VERNUNFTKRAFT.**  
Bundesinitiative VERNUNFTKRAFT  
<https://www.vernunftkraft.de/>