

Erträge für die Windparks Goldboden, Lauterstein und Langenburg -2021-

. Dipl.-Ing Willy Fritz

Zusammenfassung

Nachfolgend sind für einige markante Windparks im Nordosten BWs die wichtigsten Ertragsdaten dargestellt. Alle drei Windparks bilden ein Dreieck, welches das Gebiet Berglen, Schurwald, Welzheimer Wald, Voralbgebiet und Albtrauf abdeckt. Somit sind sie durchaus repräsentativ für diesen Teil der Region Stuttgart. Lauterstein ist kein EnBW Standort, der Windpark wird von der Firma WPD betrieben, es ist mit 16 Windrädern der größte Windpark in BW und wurde bei der Eröffnung Ende 2017 großspurig als der zukünftig ertragreichste Windpark des Landes angekündigt. Langenburg (Lkrs. SHA) ist der größte EnBW Windpark im Ländle mit 12 Windrädern.

Dargestellt sind einmal die sogenannten mittleren gekappten Windleistungsdichten für die Jahre 2020 und 2021. Hierbei handelt es sich um die neuerdings ausschließlich zu verwendende Zielgröße zur Beurteilung der Windhöflichkeit. Das Jahr 2020 gilt selbst in der Windbranche als Rekordjahr, das Jahr 2021 als durchschnittliches Windjahr (gemessen an den Jahreserträgen).

Die Ergebnisse belegen ganz klar, dass die vom Umweltministerium empfohlene Mindestschwelle dieser Windleistungsdichte von 215 W/m^2 sowohl im Rekordjahr 2020, als auch im Durchschnittsjahr 2021 klar verfehlt wurden, die Standorte somit nach Definition des UM nicht für Windkraftgeeignet sind und andere Belange wie Arten-,Landschafts- und Naturschutz Vorrang hätten.

Ergänzend sind noch die jährlichen Ertragsverläufe für die erwähnten Windparks dargestellt.

Allgemeines

Goldboden und Langenburg sind EnBW Windparks. Über das EnBW-Tool „e-cockpit“ <https://www.enbw.com/erneuerbare-energien/windenergie/> welches als kostenlose App für Smartphones angeboten wird, kann der Ertrag hierfür online verfolgt werden und stehen sofort zur Verfügung. Die Ertragsdaten von Lauterstein werden vom Netzbetreiber TransnetBW zusammen mit den Daten sämtlicher EEG registrierten Anlagen mit einer Verzögerung von 7 – 8 Monaten veröffentlicht. Seit 29. 07. 2022 stehen sie für das Jahr 2021 zur Verfügung. Während in dem „e-cockpit“ nur die Erträge für den jeweiligen Gesamtwindpark angegeben werden, sind in den sogenannten Bewegungsdaten von TransnetBW sämtliche Anlagen einzeln mit einer eigenen Anlagennummer aufgeführt. Leider sind aber bei den Windparks die Erträge der einzelnen Anlagen immer identisch, d.h. der gesamte Jahresertrag, der durch Summation der Einzelträge ermittelt wird, wird dann wieder gleichmäßig auf die Einzelanlagen verteilt. Dies ist äußerst ärgerlich, da gerade bei großen Windparks wie Lauterstein und Langenburg die Detailerträge Rückschlüsse über die lokalen Geschwindigkeitsverteilungen ermöglichen würden.

Windleistungsdichte

Nachfolgend der Vergleich der mittleren gekappten Windleistungsdichte für die drei Windparks dargestellt.



Abbildung 1: Mittlere gekappte Windleistungsdichte

Diese Größe wird im Windatlas „ E_{kapp} “ genannt, deshalb auch hier diese Bezeichnung. Der zusätzliche Index 160 bedeutet, dass sie für 160 m über Grund an dem Standort ermittelt wurde. Das ist die vom Umweltministerium in einem gesonderten Schreiben an die Genehmigungsbehörden definierte Zielgröße zur Beurteilung der Windhöffigkeit.

Bei der Berechnung wurde zunächst die zum Ertrag passende mittlere Geschwindigkeit über iterative Ertragsermittlungen gemäß IEC-Norm ermittelt. Diese Vorgehensweise wird genau so auch im Windatlas zur Ermittlung von Vergleichsdaten aus den Erträgen existierender Windenergieanlagen beschrieben. Stillstandszeiten infolge Fledermausflug, Vereisung etc. wurden durch einen 5%-igen Aufschlag auf den Jahresertrag berücksichtigt. In offiziellen Windgutachten wird dies durch einen 3,5 %-igen Aufschlag abgetan. Zusätzliche, längere Stillstandszeiten am Goldboden (2019, 2021) wurden heraus gerechnet. (Es war immer nur eine Anlage betroffen). Die so erhaltene mittlere Windgeschwindigkeit wird über eine ebenfalls im Windatlas beschriebene Extrapolation auf die Höhe von 160 m über Grund extrapoliert. (Langenburg und Lauterstein haben Nabenhöhen von lediglich 137 m und 139 m).

Aus diesen Geschwindigkeiten in 160 m über Grund wurde dann gemäß der physikalischen Definition und der daraus folgenden iterativen numerischen Berechnungsmethode, die ebenfalls im Windatlas ausführlich dargelegt ist, $E_{\text{kapp}(160)}$ ermittelt.

Die Berechnung erfolgte somit streng nach den Vorgaben des Windatlas und enthält keinerlei vereinfachenden Annahmen.

Auch in der Windkraftbranche ist unbestritten, dass das Jahr 2020 ein Rekordwindjahr war, während es sich bei 2021 um ein durchschnittliches Windjahr handelte.

Es ist klar erkennbar, dass die drei für die Region repräsentative Windparks selbst im Rekordwindjahr 2020 die Mindestempfehlung des UM bei Weitem nicht erreichen, geschweige denn in einem Durchschnittswindjahr. An anderen geplanten Standorten der Region (Buocher Höhe, weitere Schurwald Standorte) sind die gleichen Verhältnisse zu erwarten. Der von der EnBW immer wieder vorgebrachte Einwand, auf die Windhöffigkeit käme es nicht an, jede kWh Windstrom nütze dem Klimaschutz, ist absurd. Gerade hierfür muss angesichts der enormen Eingriffe in die Natur eine Relation zwischen Ertrag und Aufwand erfüllt sein. Ebenso für das Gelingen der sogenannten **Energiewende**. Um dies zu beurteilen dient eben diese vom UM empfohlene Mindestschwelle von 215 W/m^2 der Windleistungsdichte.

Nachfolgend noch die jährlichen Ertragsverteilungen für die einzelnen Windparks.

Ertragsverteilung Goldboden

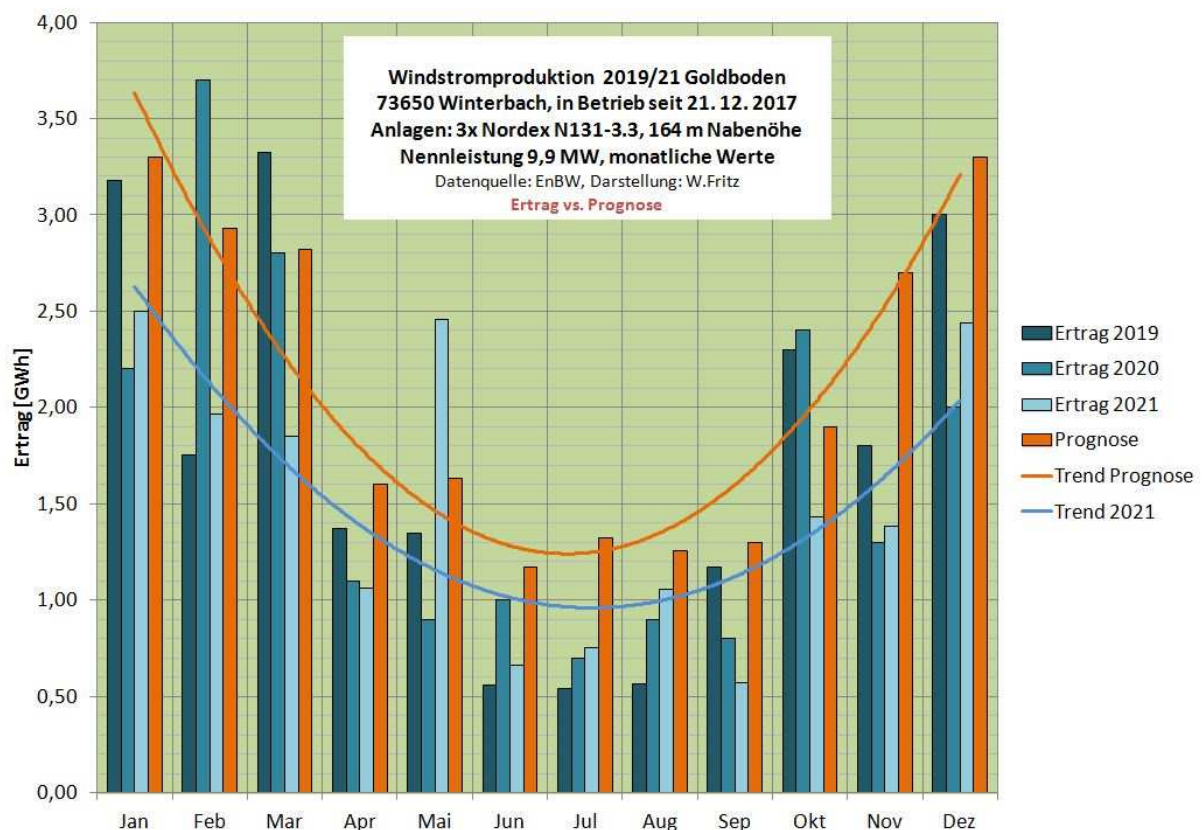


Abbildung 2: Windstromproduktion 2019/2021 Goldboden
 Datenquelle: EnBW

Ertragsverteilung Lauterstein



Abbildung 3: Windstromproduktion 2017/2021 Lauterstein
Datenquelle: TransnetBW

Die Daten stammen vom Netzbetreiber TransnetBW. Hier werden sämtliche 16 Anlagen einzeln aufgeführt, allerdings mit nahezu identischen Erträgen. Deshalb wurde hier nur beispielhaft die Anlage 9 ausgesucht.

Ertragsverteilung Langenburg



Abbildung 4: Windstromproduktion 2017/2021 Langenburg
 Datenquelle: EnBW

Die einzelnen Monaterträge lassen natürlich keine Rückschlüsse auf die extremen Leistungsschwankungen innerhalb eines Monats zu, diese werden durch das Aufsummieren über den jeweiligen Monat praktisch geglättet. Dies entspricht der Verfestigung der volatilen Leistungsabgabe durch eine geeignete Kurzzeitspeichertechnik. Aber selbst bei den so geglätteten Monatsergebnissen fällt doch ein erheblicher Ertragseinbruch in den Sommermonaten auf, der für einen grundlastfähigen Verlauf der Windenergie ausgeglichen werden müsste. Dies ist der saisonale Ausgleich, der gigantische Speichermengen erfordert und der in öffentlichen Diskussionen überhaupt nicht erwähnt wird. Deutlich erkennbar ist dies auch aus den eingezeichneten Trendkurven. Hierbei handelt es sich um quadratische, nach oben geöffnete Parabeln, die so ermittelt wurden, dass die Fehlerabweichungen zu den Ist-Werten am geringsten werden.

Falls vorhanden wurde die Trendkurve von 2018 verwendet. Das Jahr 2018 lag sowohl im Jahresertrag als auch im Jahresverlauf sehr nahe am langjährigen Durchschnitt. Ansonsten ist die Trendkurve für das Jahr 2021 (Durchschnittsjahr bezüglich des Jahresertrags) verwendet.

Die EnBW gibt auch die monatlichen Prognosen an. Diese entstehen aus der Jahresprognose durch nichtlineare Verteilung auf die einzelnen Monate. Man berücksichtigt also den Jahresgang auch in der monatlichen Prognose. Trotz dieser Anpassung der Prognosen werden sie nur in einigen wenigen Ausnahmemonaten (März 2019, Februar 2020, März 2020, Oktober 20/21 und Mai 2021) erreicht oder überschritten. Weiterhin ist offensichtlich, dass abgesehen von dem erwähnten Trend, der naturgegeben ist, die monatlichen Erträge ziemlich willkürlich sind und kein erkennbarer Zusammenhang zwischen den einzelnen Monaten oder gar über die einzelnen Jahre hinweg besteht.

Dies gilt auch großflächig, wie die nachfolgende Darstellung für Gesamt-BW eindringlich zeigt:

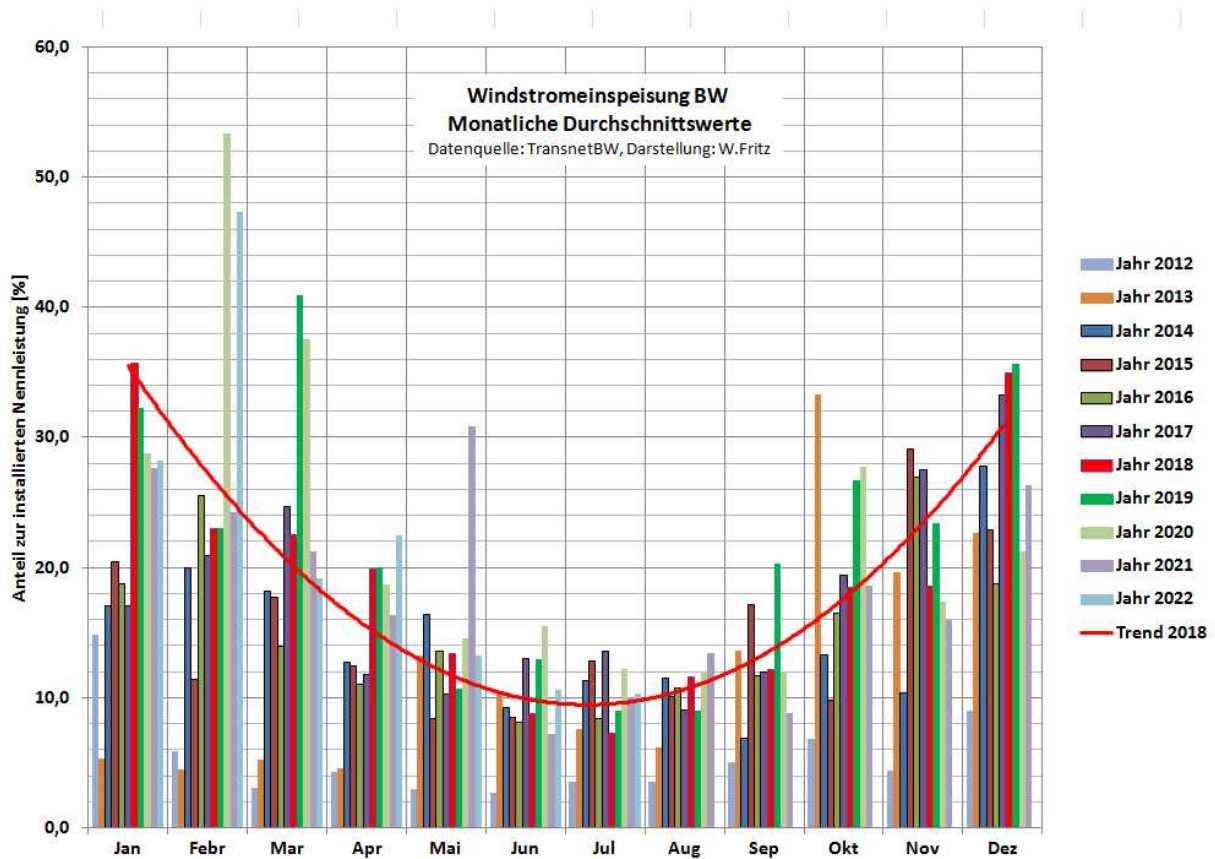


Abbildung 5: Windstromeinspeisung BW 2012 – 2022 2017/2021. Monatliche Durchschnittswerte. Datenquelle: EnBW

Hier sind die oben beschriebenen Verläufe ebenfalls klar erkennbar. Auch noch so viele Windräder können an der Zufälligkeit und dem Jahrestrend nichts ändern. Und was die Speichertechnik angeht: Überschüsse vom November und Dezember können nicht rückwirkend im Juni oder Juli verbraucht werden, die Speicherung muss also jahresübergreifend und in enormen Mengen möglich sein, nicht nur über ein paar Stunden oder Tage hinweg.

Nachfolgend noch einige Zahlenwerte in Tabellenform:

Standort	Goldboden	Lauterstein	Langenburg
Nabenhöhe (m)	164	139	137
Rotordurchmesser (m)	131	120	126
Nennleistung kW	3.300	2.780	3.300
Referenzertrag (MWh)	13.363	10.635	11.925
Prognose (MWh)	8.333	7.500	7.860
Ertrag (MWh)	6.363	4.787	5.030
Ertrag/Prognose (%)	71,87	63,83	63,99
Standortgüte (%)	47,62	45,01	42,18
$E_{kapp160}$	141	152	132

Es handelt sich um Werte pro Anlage, In Lauterstein wurde wie erwähnt die Anlage 9 beispielhaft ausgewählt.

Der Referenzertrag ist derjenige Ertrag, den die betreffende Windmühle in einem genormten Geschwindigkeitsfeld erbringt. Die Standortgüte ist das Verhältnis von tatsächlichem Ertrag zu Referenzertrag. Er galt bis 2019 als Bewertungskriterium für die Windhöffigkeit, die Empfehlung lag bei den Großwindanlagen bei 65 – 70 %. Investoren und Banken verlangten gar den Nachweis von 80% für die Standortgüte. Wenig aussagefähig ist dagegen das Verhältnis von Ertrag zu Prognose, wie das Beispiel Goldboden zeigt. Hier wurde die Prognose angesichts der Größe der Anlage wohl etwas zu niedrig angesetzt, was gegenüber den anderen beiden Standorten wohl zu einer scheinbar besseren Auslastung führt.

Set 2019 gilt als alleiniges Bewertungskriterium die mittlere gekappte Windleistungsdichte von mindestens 215 W/m². Wie man leicht erkennt, wird weder das neue noch das alte Bewertungskriterium von den 3 Windparks erfüllt.