

Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen

Andreas Rettenmeier & Henning Jachmann

Rheinstetten, 26. März 2021

Informationsworkshop des Gemeinderates zur Windenergie in Rheinstetten



ÜBER UNS | ZSW

- **1988** Gründung als gemeinnützige Stiftung des bürgerlichen Rechts
- **2021** Rund 300 Mitarbeiter an 3 Standorten in Baden-Württemberg
- **Stiftungszweck** Industrienaher Forschung und Technologietransfer zu erneuerbaren Energien.
- **Jahresumsatz** 46 Mio. EUR (2020)
- **Grundfinanzierung** ca. 5. Mio. EUR vom Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Wohnungsbau Baden-Württemberg



Prof. Dr. Markus Hölzle | Prof. Dr. Frithjof Staiß | Prof. Dr. Michael Powalla

ÜBER UNS | Referenten



Dipl.-Ing. Andreas Rettenmeier

seit 2016 am ZSW

Teamleiter Windenergie



Dipl.-Wi.-Ing Henning Jachmann

seit 2012 am ZSW

Evaluierung und Weiterentwicklung
von Förderinstrumenten (Schwerpunkt
Windenergie an Land)

Energie des Windes

Die Leistung des Windes steigt mit der **dritten Potenz** der **Windgeschwindigkeit**.

$$P_{Wind} = \frac{1}{2} \times \rho \times \pi r^2 \times v^3$$

Eine doppelt so hohe Windgeschwindigkeit bedeutet eine Verachtfachung der Windleistung.

Die Windgeschwindigkeit nimmt mit der **Höhe über Grund** zu. Die Zunahme ist abhängig von der Rauigkeit des Untergrunds.

Eingangsgrößen

- Windgeschwindigkeit
 - Luftdruck
 - Lufttemperatur
 - Rotorradius
- } Luftdichte

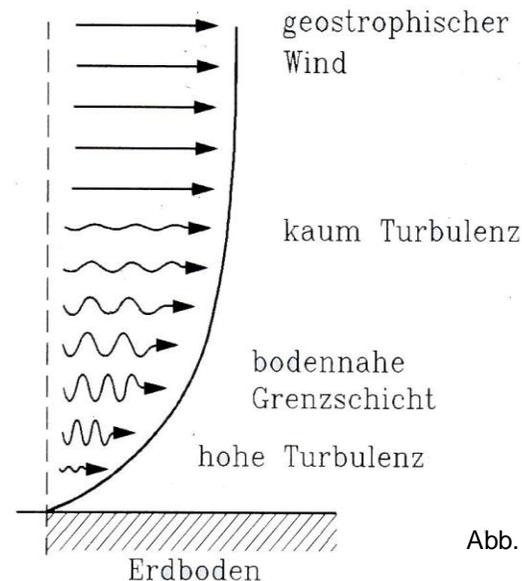


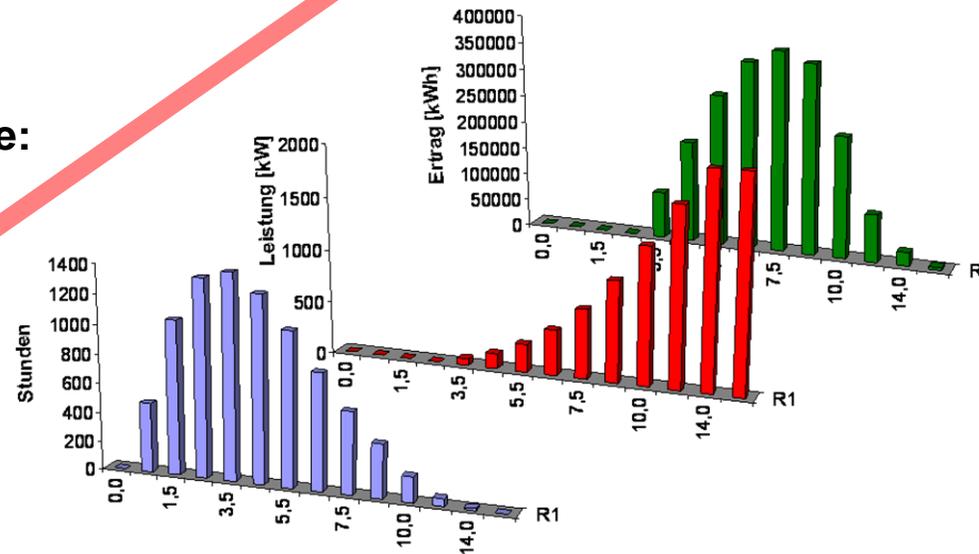
Abb. Gasch

Abschätzung des Windpotenzials

Windenergieanlage:
Leistungskurve

Standort:
Histogramm oder (Weibull-
oder Rayleigh-)Verteilung
der Windgeschwindigkeit

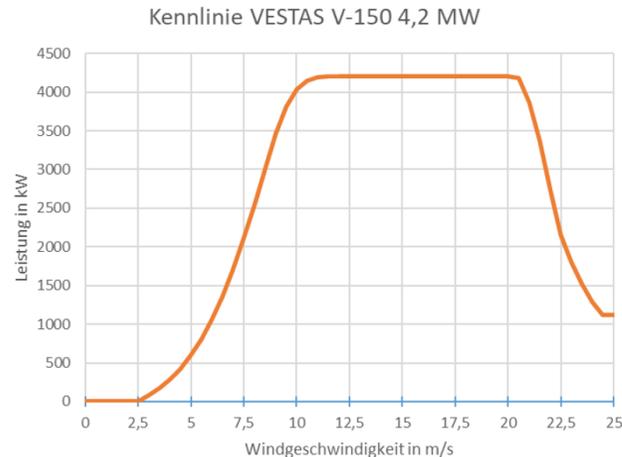
Standort & Anlage:
Brutto-Jahres-
energieertrag



Quelle: Universität Stuttgart, SWE

Abschätzung des Windpotenzials

- Blick in den neuen Windatlas Baden-Württemberg
- Empfehlung: als Maß für die Windhöffigkeit: mittlere gekappte Windleistungsdichte in einer Höhe von 160m über Grund und einer Kappung von 15 m/s
- Was ist die mittlere gekappte Windleistungsdichte? Was berücksichtigt sie?
 - Luftdichte: Im Falle des Rheintals signifikant
 - Häufigkeitsverteilung: Häufigkeit von Windgeschwindigkeitsklassen innerhalb eines Jahres
 - Abregelung der Leistung der WEA ab v_{Nenn}



Quelle: Endbericht Windatlas Baden-Württemberg 2019

Rheintal: klimatische Sonderstellung

- Vergleichsweise warm aufgrund Südwest-Wetterlagen
- Flankierende Mittelgebirge Vogesen und Schwarzwald → Richtwirkung des Windes
- Teilweise Düseneffekte und Talwinde
- Geringe Höhenlage → höhere Luftdichte

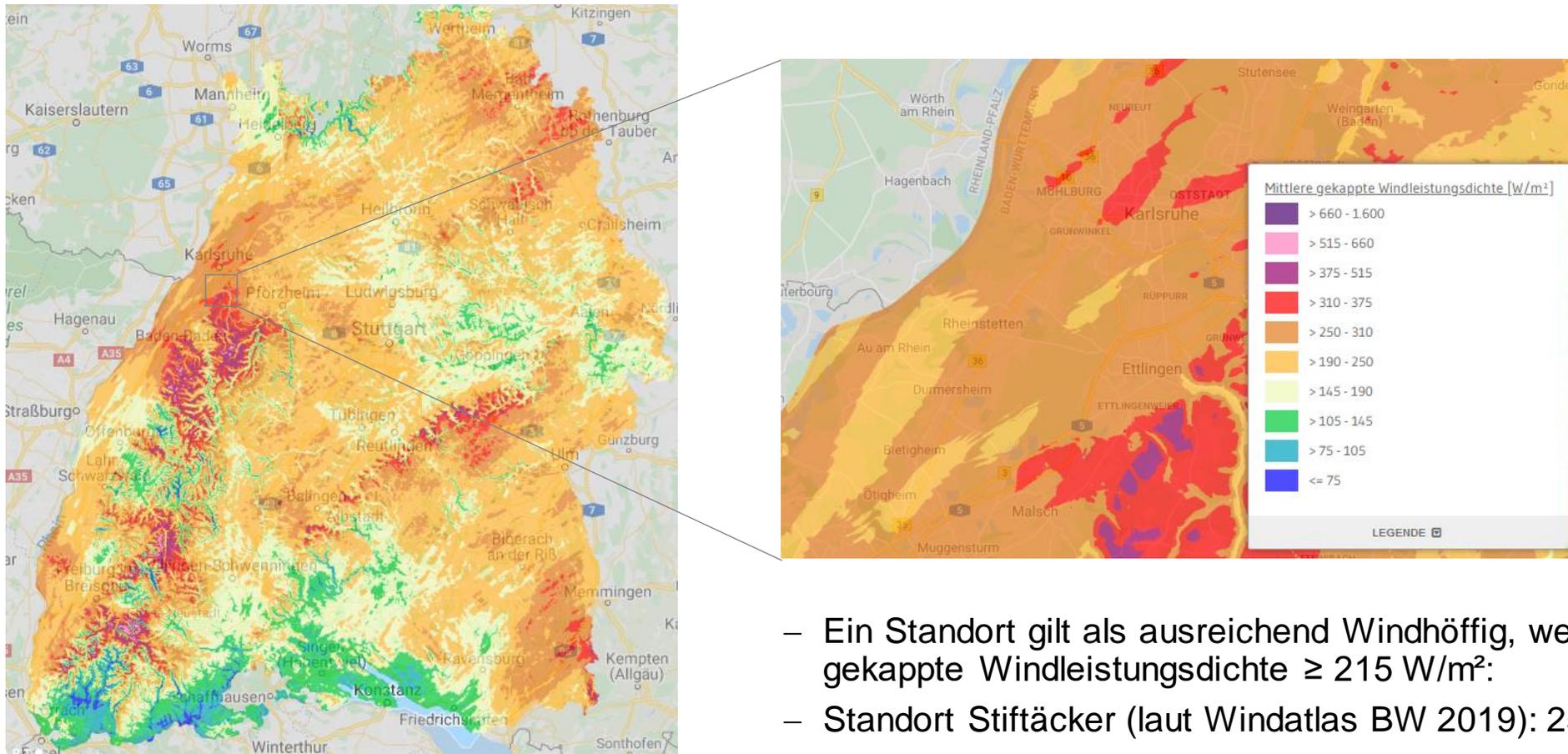
Beispiel Windgeschwindigkeit

Mittlere gekappte Windleistungsdichte in Abhängigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit in W/m ² , Kappung 15 m/s, 160m über Grund					
Windgeschwindigkeit in m/s	Standort				Normstandort: Rayleigh, Standardluftdichte
	Rheintal	Hochschwarzwald	Ostalb	Hohenloher Ebene	
5,0	151,3	132,0	131,9	142,7	145,8
5,1	160,4	139,9	139,9	151,3	154,6
5,2	169,7	148,2	148,2	160,2	163,7
5,3	179,3	156,7	156,8	169,3	173,2
5,4	189,2	165,5	165,7	178,8	182,9
5,5	199,4	174,5	174,9	188,5	193,0
5,6	209,9	183,8	184,3	198,6	203,3
5,7	220,6	193,4	194,1	208,9	214,0
5,8	231,6	203,2	204,1	219,4	224,9
5,9	242,9	213,3	214,4	230,2	236,1
6,0	254,3	223,6	224,9	241,3	247,6
6,1	266,1	234,1	235,8	252,6	259,3
6,2	278,0	244,8	246,8	264,1	271,3
6,3	290,1	255,8	258,1	275,9	283,6
6,4	302,5	266,9	269,6	287,8	296,0
6,5	315,0	278,3	281,4	300,0	308,7

Quelle: Endbericht Windatlas Baden-Württemberg 2019

Windbedingungen am Standort Stiftäcker

Gekappte Windleistungsdichte W/m^2 | 160 m über Grund



Quelle: <https://www.energieatlas-bw.de/wind/windatlas-baden-wuerttemberg>

Windbedingungen am Standort Stiftäcker

Windatlas Baden-Württemberg

Meter über Grund	100 m	140 m	160 m	180 m
Mittlere Windgeschwindigkeit in m/s	5,4	5,9	6,1	6,3
Mittlere gekappte Windleistungsdichte in W/m ²	195	250	275	295
Brutto-Standortgüte für Beispielanlagen ohne Abschläge für Verschattungseffekte, Nicht-Verfügbarkeit, Netzverluste, Genehmigungsauflagen	72 %	73 %	75 %	76 %

Quelle: LUBW, <https://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/public/>

Wichtig: Ein Windatlas ersetzt kein **Windgutachten!**

Ein Windgutachten wird nach Technischen Richtlinien durchgeführt, enthält vor-Ort Windmessungen und Auswertungen über ein Jahr, Einordnung in Langzeitbezug, ggf. numerische Strömungssimulationen, u.a.m.

Vom Bruttostromertrag zur Standortgüte

Die **Standortgüte** ist das Verhältnis von **Standortertrag** zum **Referenzertrag**.

Der **Standortertrag** ermittelt sich aus dem **Bruttostromertrag** abzüglich **Verlustfaktoren**.

Der **Referenzertrag** ist der rechnerische Ertrag eines Anlagentyps am (gesetzlich definierten) Referenzstandort.

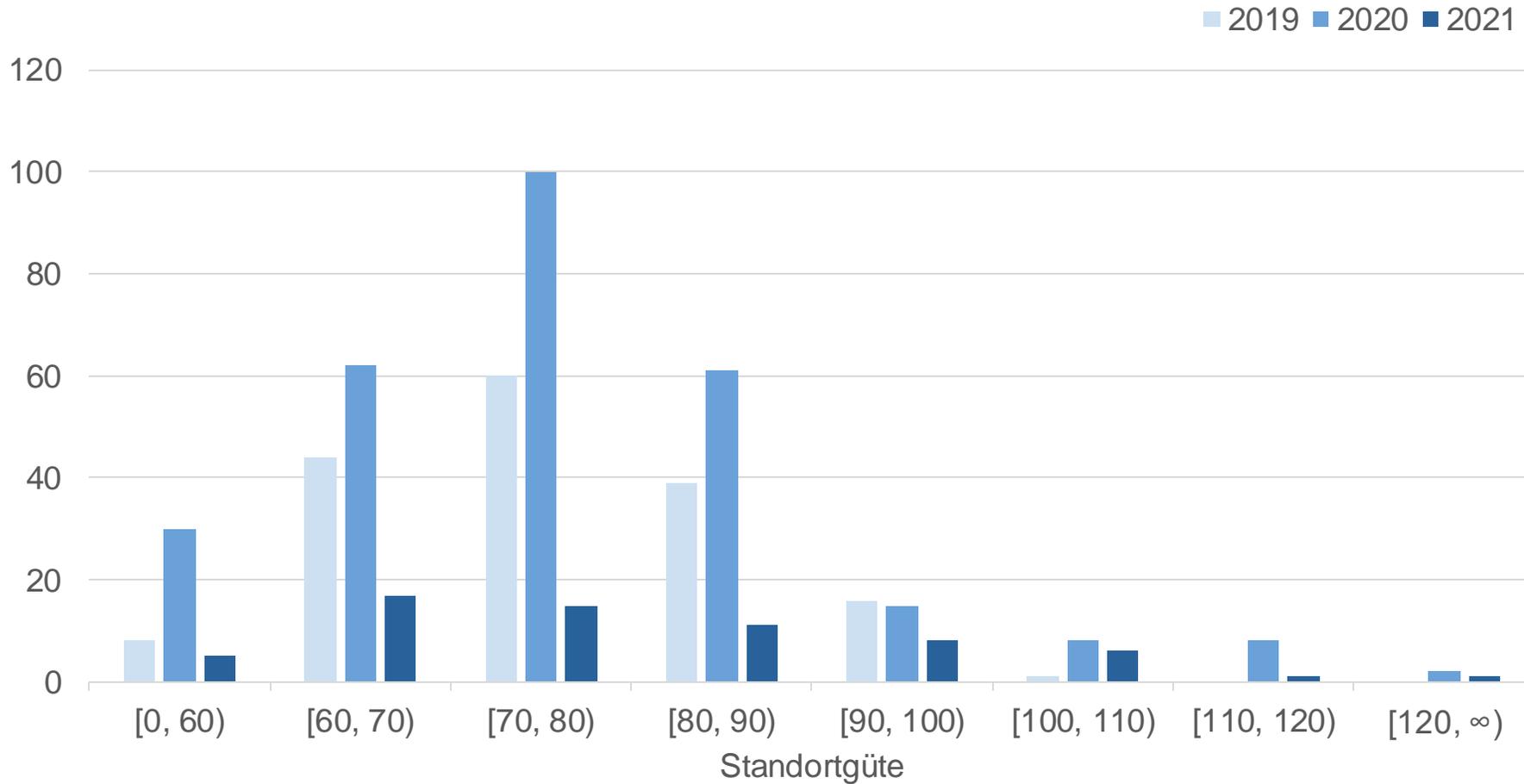
Verlustfaktoren

- Abschattungseffekte
- fehlende technische Verfügbarkeit
- elektrische Effizienzverluste
- genehmigungsrechtliche Auflagen

Größenordnung **15 bis 20 %**

Standortgüteverteilung in Deutschland

nach Inbetriebnahmejahr



Einordnung des **Standort Stiftäcker** abhängig von **projektspezifischen Verlustfaktoren**

EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz

- Seit Mai 2017 wird die **Förderhöhe** für Windenergieanlagen an Land **wettbewerblich** ermittelt.
- Die Vergütung setzt sich aus **Marktwert** und **Marktprämie** zusammen. Die Vergütungsdauer beträgt 20 Jahre.
- Die Bundesregierung strebt einen **bundesweiten Ausbau** der Windenergienutzung an. Unterschiedliche Standortbedingungen werden teilweise ausgeglichen. Eine Quote soll ab 2022 den Ausbau im Süden zusätzlich stärken.
- Das EEG 2021 schafft neue Möglichkeiten zur **finanziellen Beteiligung** von Kommunen.

Finanzielle Vorteile für die Gemeinde

1. Pacht für Flächen in kommunaler Hand
2. Finanzielle Beteiligung der Kommunen | § 36k EEG 2021
3. Gewerbesteuer

Pacht

Pachtzahlungen werden häufig **ertragsabhängig** festgelegt:
ca. 6 % bis 15 % der Einnahmen

Mindestpachten dienen zur Absicherung
von ertragsschwachen Jahren.

17 €/kW

Mittlere Pachtzahlungen pro Jahr

Beispiel

für eine Windenergieanlage
mit einer Nennleistung von 4.000 kW

$$4.000 \text{ kW} \times 17 \text{ €/kW/a} \\ = \mathbf{68.000 \text{ €/a}}$$

Quelle: Deutsche WindGuard und ZSW (2019)

Finanzielle Beteiligung der Kommunen

Betreiber **dürfen** den betroffenen Gemeinden bis zu **0,2 Cent pro Kilowattstunde** als einseitige Zuwendung ohne Gegenleistung anbieten.

Gemeinden sind betroffen, wenn sie in einem **Umkreis von 2.500 Meter** um die Windenergieanlage liegen.

Sind **mehrere Gemeinden** betroffen, ist der Betrag entsprechend des Anteils an der Kreisfläche um die Windenergieanlage aufzuteilen.

Beispiel

für eine Windenergieanlage mit einer Nennleistung von 4.000 kW und 2.000 Volllaststunden

$$4.000 \text{ kW} \times 2.000 \text{ h/a} \times 0,002 \text{ €/kWh} \\ = \mathbf{16.000 \text{ €/a}}$$

Gewerbesteuer

Verteilung der Gewerbesteuererlegung

- Nach der 70/30-Regel (§ 29 GewStG) fallen der **Standortgemeinde 70 Prozent** der Gewerbesteuer zu, der Sitzgemeinde des Betreibers 30 Prozent.
- Anteil der Standortgemeinde soll auf **90 Prozent** angehoben werden (vgl. Entschließungsantrag zum EEG 2021).

Einschränkungen*

- Abschreibungen und Verlustverträge reduzieren insbesondere in den ersten Betriebsjahren die Höhe der Gewerbesteuer
- Beteiligung der Standortgemeinde entfällt nach 16-jähriger Abschreibefrist

Einnahmemöglichkeiten sind gegeben, aber zum jetzigen Zeitpunkt nicht quantifizierbar.

* Quelle: <https://www.energie-klimaschutz.de/kommunale-teilhabe-an-wertschoepfung-windenergie/>

VIELEN DANK FÜR IHRE AUFMERKSAMKEIT!

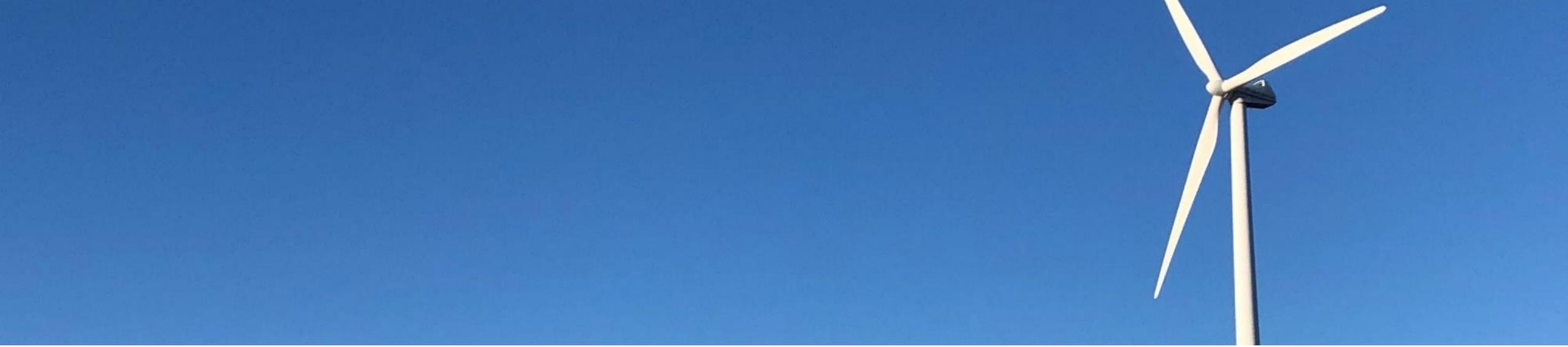
Andreas Rettenmeier

andreas.retttenmeier@zsw-bw.de

Henning Jachmann

henning.jachmann@zsw-bw.de





ANHANG

Wirtschaftliche Risiken

Investitionen sind mit **finanziellen Risiken** verbunden – Windenergievorhaben stellen diesbezüglich keine Ausnahme dar.

aber ...

- mit dem Vergütungssystem im EEG sind Kapitalrückflüsse für 20 Jahre „garantiert“
- Banken prüfen jedes Vorhaben, bevor sie in die Finanzierung einsteigen

Risiken

Genehmigung

Nicht-Erteilung, Auflagen, Klagen

Ausschreibung

Zuschlagsrisiko, Preisrisiko

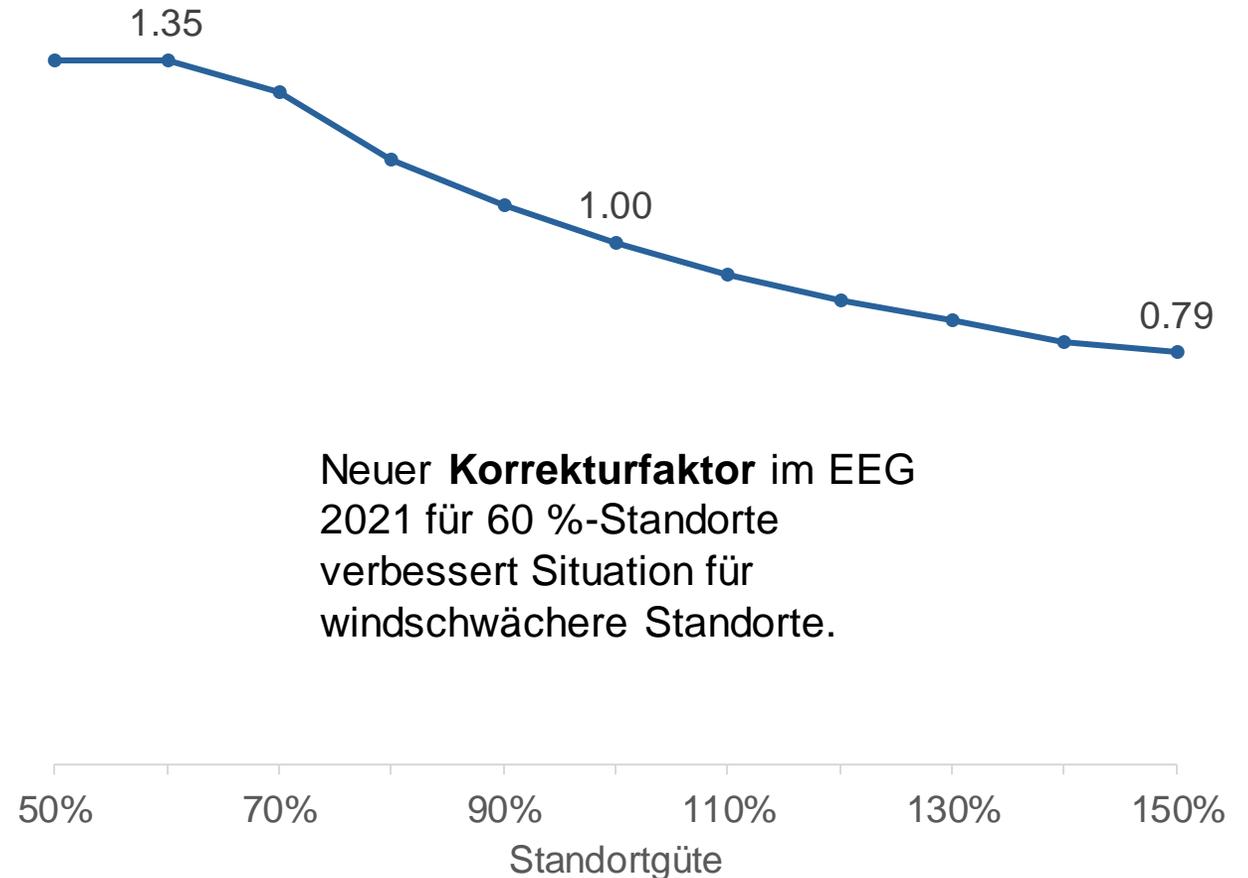
Betrieb

Ertragsrisiko, Ausfallrisiko

Referenzertragsmodell

Das Referenzertragsmodell im EEG gleicht unterschiedliche **Standortbedingungen** teilweise aus. Ziel ist es einen bundesweiten Ausbau zu gewährleisten, ohne windreichen Standorten zu hohe Vergütungen zu bezahlen (Vermeidung von Überförderung).

Der **anzulegende Wert** ergibt sich aus dem in der Ausschreibung erzielten **Zuschlagswert**, multipliziert mit einem standortgüteabhängigen **Korrekturfaktor**.



Neuer **Korrekturfaktor** im EEG 2021 für 60 %-Standorte verbessert Situation für windschwächere Standorte.

Energetische Bilanz einer Windenergieanlage

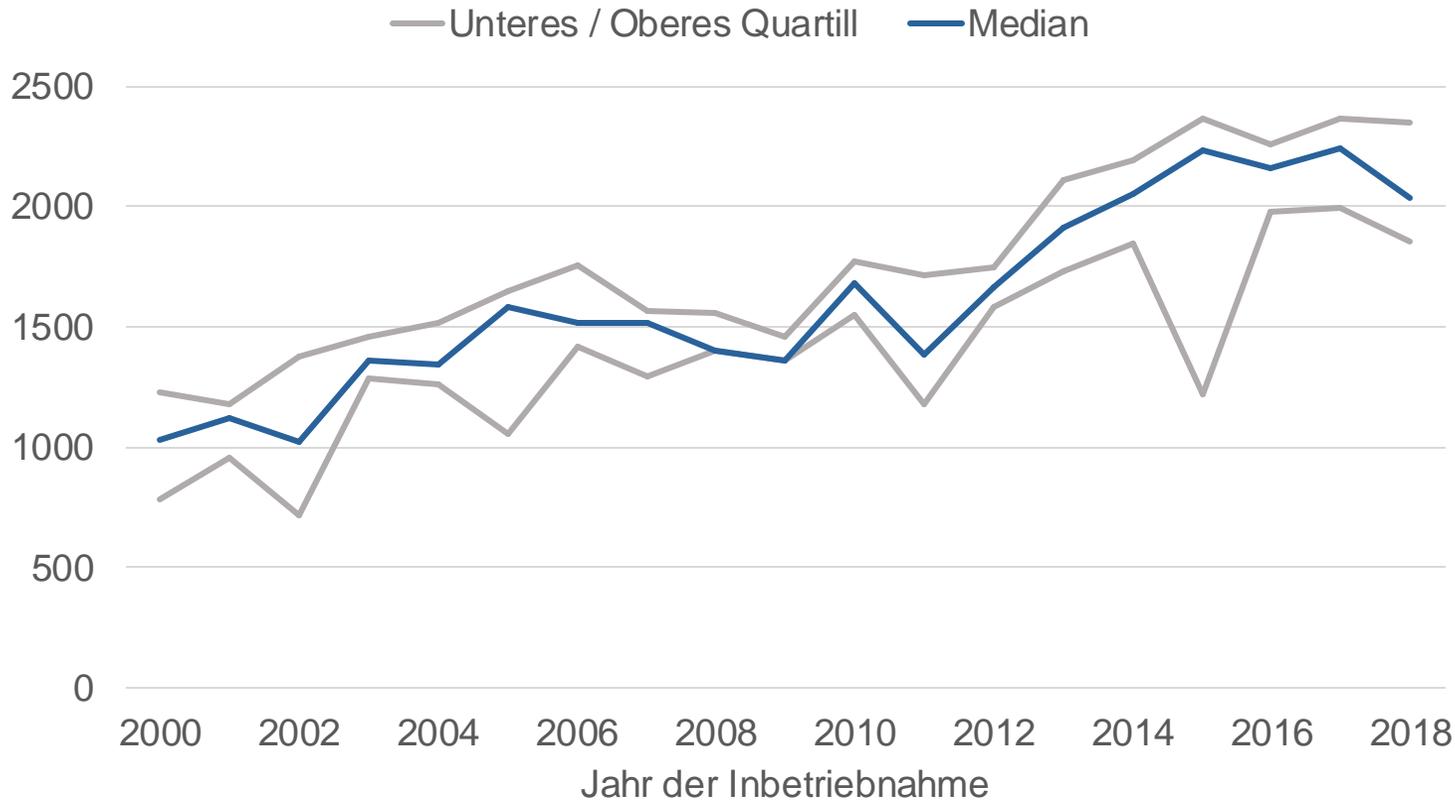
Eine Windenergieanlage kann in **weniger als einem Jahr** soviel Energie produzieren, wie für ihre Herstellung, Nutzung und Entsorgung benötigt wird (**Energetische Amortisation**).

Dauer ist abhängig von: Anlagenauslegung, Windbedingungen, Betriebsauflagen (z.B. lärmreduzierter Betrieb, Abschaltung wegen Fledermausaktivität), Transportwegen etc.

Assessment of the Environmental Impacts of a Wind Farm in Central Greece during its Life Cycle,
https://www.researchgate.net/publication/287313230_Assessment_of_the_environmental_impacts_of_a_wind_farm_in_central_Greece_during_its_life_cycle

Comparative life cycle assessment of 2.0 MW wind turbines
<http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/06/turbines.pdf>

Volllaststunden der Windenergieanlagen in Baden-Württemberg im Jahr 2019



Einordnung

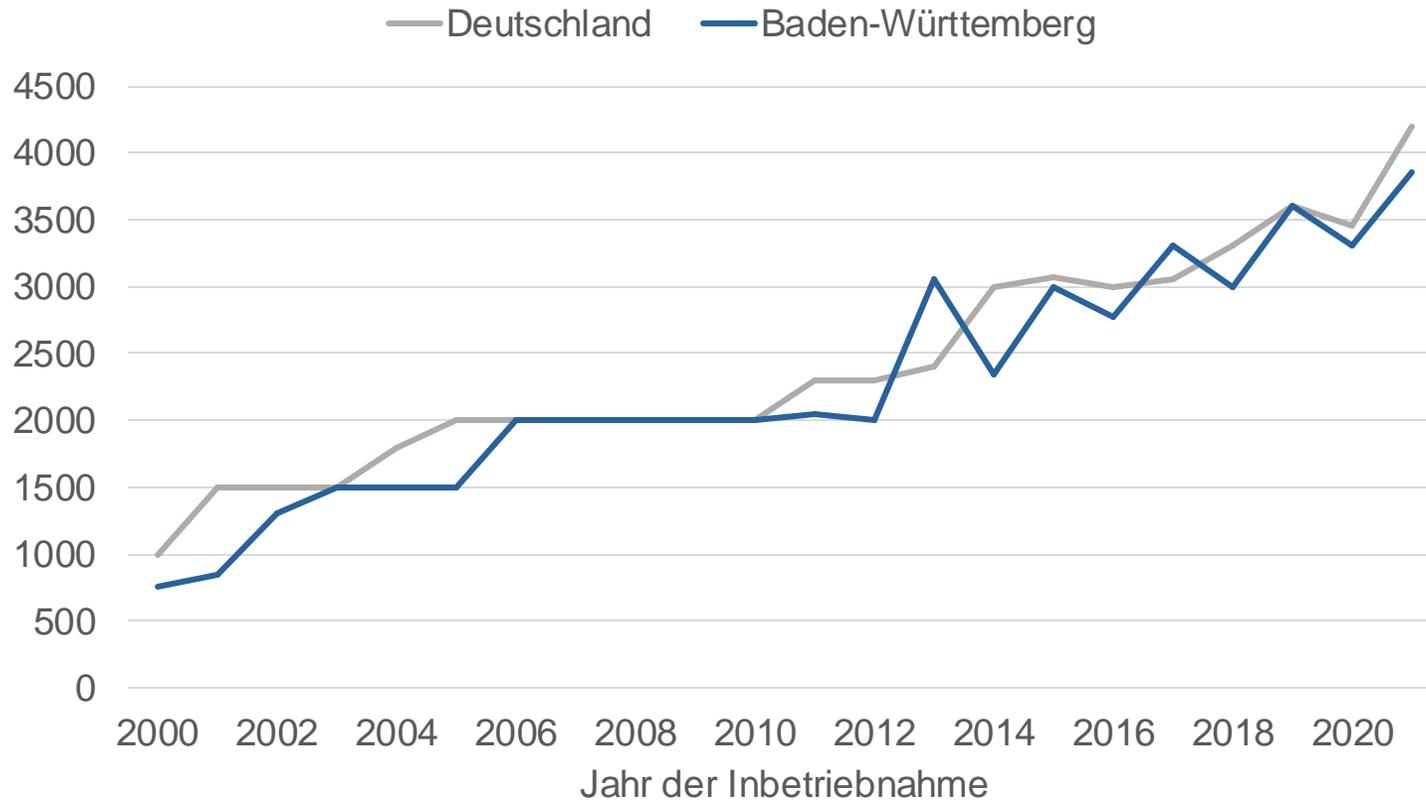
Windindex (BW, 2019): 102,1 %

Ertragsindex (BW, 2019): 107,6 %

Quelle: Anemos 2020

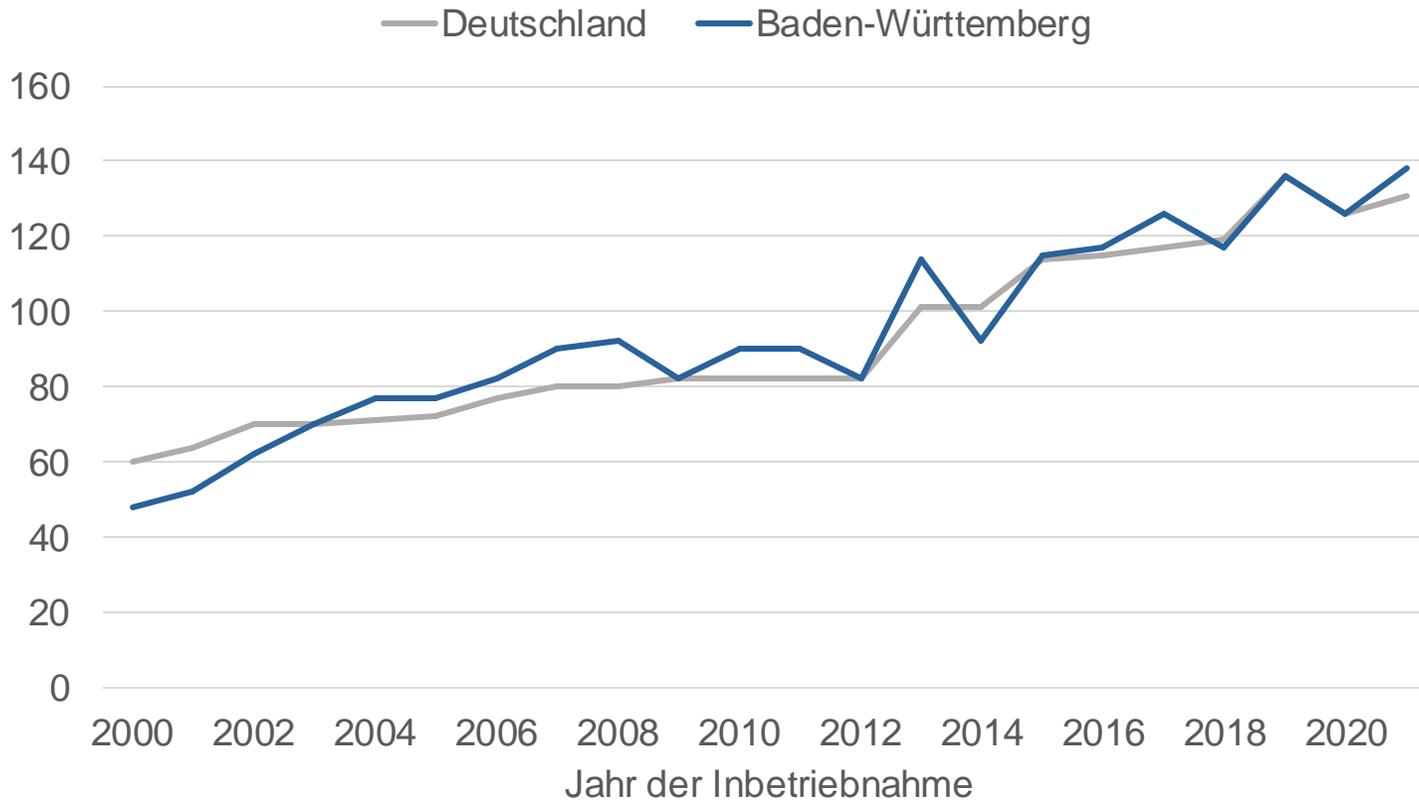
Eigene Berechnung auf Basis der
Stamm- und Bewegungsdaten zur
EEG-Jahresabrechnung 2019

Nennleistung in kW | Median



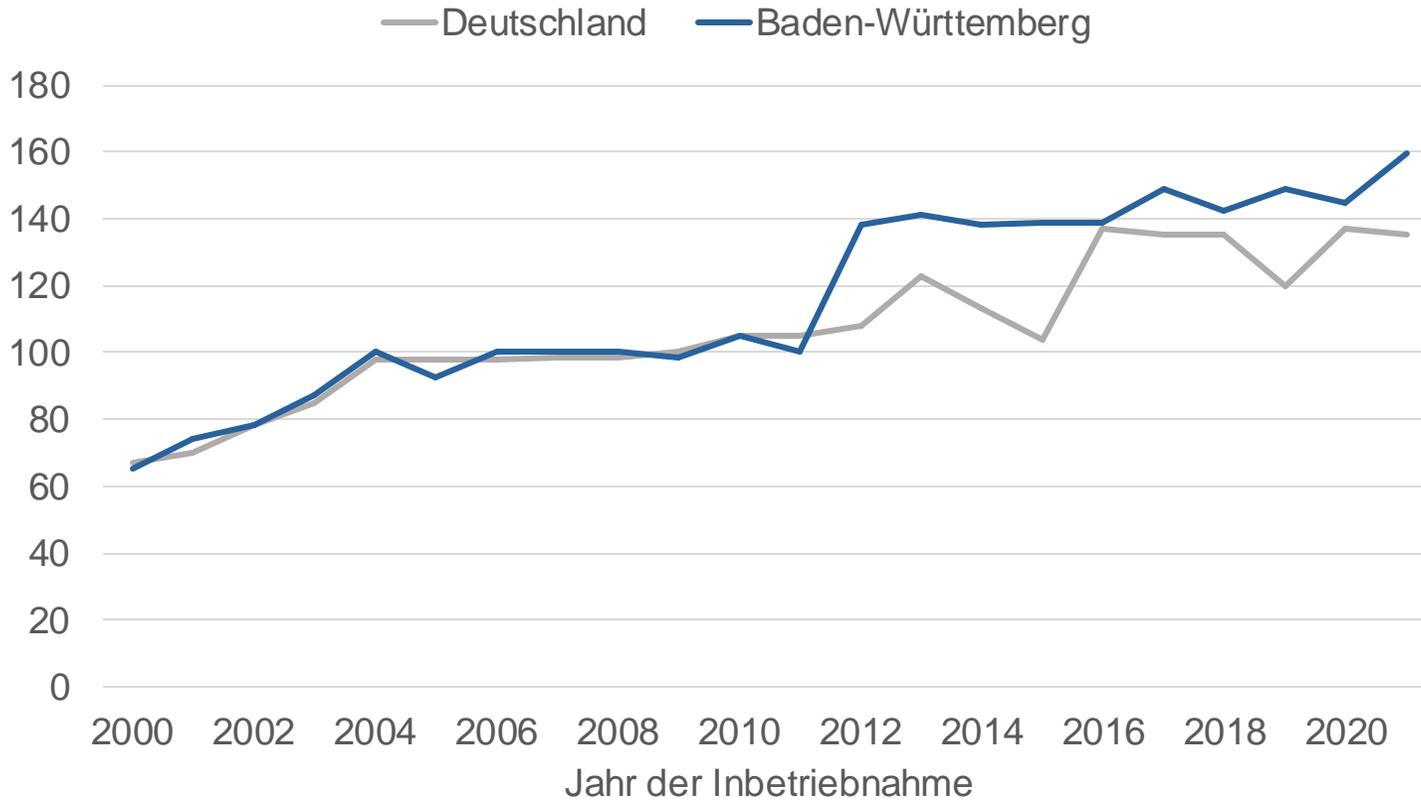
Eigene Auswertung auf Basis des Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur

Rotordurchmesser in m | Median



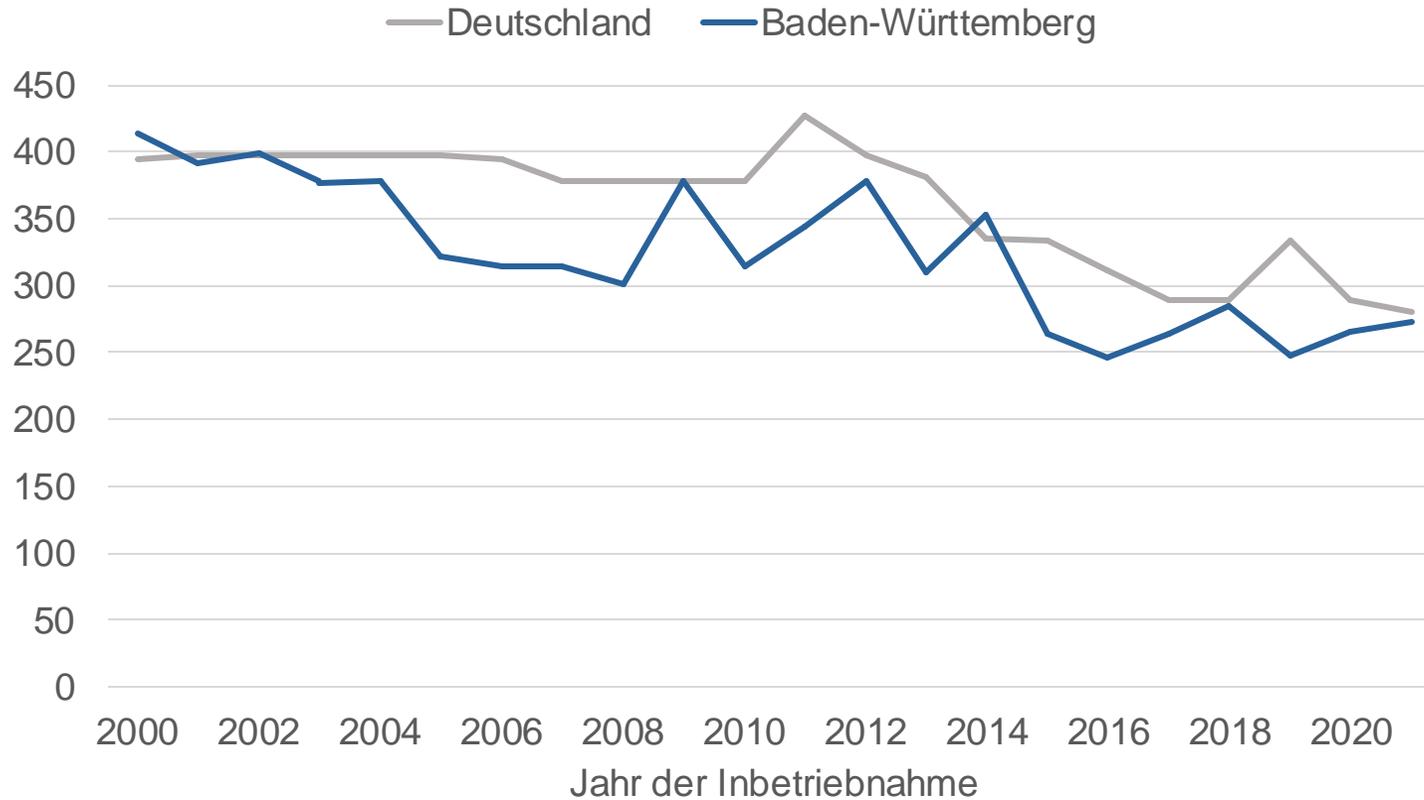
Eigene Auswertung auf Basis des Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur

Nabenhöhe in m | Median



Eigene Auswertung auf Basis des Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur

Flächenleistung W/m²



Eigene Auswertung auf Basis des Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur