

Ermittlung von Kosten-Potential-Kurven für Windenergie in Baden-Württemberg

Determination of cost-resource-curves for wind energy in Baden-Württemberg

BACHELORARBEIT

Zur Erlangung des Hochschulgrades Bachelor of Science

vorgelegt bei:

Prof. Dr. rer. pol. Wolf Fichtner

Lehrstuhl für Energiewirtschaft

Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion

Karlsruher Institut für Technologie

eingereicht von:

Sophia Gantenbein

Studiengang: Wirtschaftsingenieurwesen Bachelor

Karlsruhe, 17. Dezember 2011

Eigenständigkeitserklärung

Ich erkläre hiermit, die vorliegende Arbeit selbständig und ohne unzulässige fremde Hilfe angefertigt zu haben. Die verwendeten Quellen und Hilfsmittel sind im Literaturverzeichnis vollständig aufgeführt. Ich versichere alles kenntlich gemacht zu haben, was aus Arbeiten anderer unverändert oder mit Abänderungen übernommen wurde, und die Satzung der Universität Karlsruhe (TH) zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis beachtet zu haben.

Karlsruhe, 17. Dezember 2011

Sophia Gantenbein

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all denjenigen bedanken, die mich bei der Anfertigung dieser Bachelorarbeit unterstützt haben.

Ein besonderer Dank gilt Dr. Russell McKenna und Dr. Massimo Genoese für die gute Betreuung und hilfreichen Ratschläge.

Weiterhin möchte ich mich bei Herrn Müller und Frau Pecina von der LUBW für die Unterstützung bei der Datenbeschaffung und die interessanten Anregungen bedanken.

Auch bedanken möchte ich mich bei Alexander S. für die vielen Tipps und die Einarbeitung in GIS im Vorfeld der Arbeit.

Meinem Vater Dr. Gerd Gantenbein danke ich für das abendliche Korrekturlesen.

Nicht zuletzt möchte ich mich bei meinen Eltern dafür bedanken, dass sie mir dieses Studium ermöglicht haben.

Kurzfassung

Ziel der Bundesregierung ist eine moderne, klimafreundliche und nachhaltige Energieversorgung, die durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien und eine Steigerung der Energieeffizienz erreicht werden soll. Um diese zu realisieren, können regenerative Energieträger eingesetzt werden, die jedoch mit modernen konventionellen Technologien konkurrieren müssen.

Im Rahmen dieser Bachelorarbeit soll das techno-ökonomische Potenzial für Windenergie in Baden-Württemberg ermittelt werden. Es werden Kosten-Potential-Kurven für die Stromerzeugung durch Windenergie abgeleitet, welche die gesamten in einem bestimmten Raum und Zeit zur Verfügung stehenden Potentiale darstellen, indem mehrere Potentialstufen zu steigenden Kosten zu erreichen sind.

Das technische Potential wird berechnet, indem zunächst die zur Verfügung stehende Fläche mithilfe eines Geoinformationssystems (GIS) und Raumnutzungsdaten ermittelt wird. Daraus resultiert die in Baden-Württemberg installierbare Leistung. Anschließend erfolgt die Darstellung der regionalen Windverhältnisse anhand des „Windatlas Baden-Württemberg“, und die Umrechnung der mittleren Windgeschwindigkeiten in Volllaststunden mithilfe der Weibullverteilung und anlagenspezifischer Leistungskurven. Durch Zusammenführung der Zwischenergebnisse ergibt sich das technische Potential in Form des jährlichen Energieertrags.

Die räumliche Verteilung des Flächenpotentials, der Windgeschwindigkeiten und des technischen Potentials wird auf Kreisebene analysiert.

Die Stromgestehungskosten errechnen sich aus den jährlichen Gesamtkosten und dem jährlichen Energieertrag. Die jährlichen Gesamtkosten werden für 2010 recherchiert und anhand von Lernkurven Prognosen für die Jahre 2020 und 2030 berechnet.

Als Ergebnis ergibt sich eine für die Nutzung von Windenergie verfügbare Fläche von 2246,42 km². Dies entspricht 6,28% der Landesfläche. Je nach Windenergieanlage wäre eine Leistung von 27,1 GW bis 37,2 GW installierbar, und abhängig von der Nabenhöhe und der Anlage ein Energieertrag von 42,84 TWh bis 59,66 TWh erzielbar. Die Stromgestehungskosten schwanken, je nach Anlagentyp und mittlerer Windgeschwindigkeit zwischen 3,99 und 21,42 ct/kWh im Jahr 2010, 3,61 und 19,36 ct/kWh im Jahr 2020 und 3,33 und 17,84 ct/kWh im Jahr 2030.

Abstract

The goal of the German government is a modern, climate-friendly and sustainable energy supply, which should be reached with the use of renewable energies and increased energy efficiency. However renewable energy sources have to compete with modern conventional technologies.

In the context of this Bachelor thesis, the techno-economic potential of wind energy in Baden-Württemberg is analysed. Cost-resource-curves for wind energy are derived. The curves describe the total potential which is available in a certain space and time through several levels of potential which can be achieved by increasing costs.

The technical potential is calculated by identifying the available area with the aid of a geographical information system (GIS) and land use information. The result is the installable capacity in Baden-Württemberg. After that, the regional wind regime is described with the help of the „Windatlas Baden-Württemberg“, and the average wind speeds are converted into full load hours using the Weibulldistribution and turbine-specific power curves. By combining the intermediate results, the technical potential results in terms of the annual energy yield.

The spatial distribution of the available area, wind speeds and the technical potential is analyzed on the basis of districts.

The costs of electricity are calculated from the annual total costs and the annual energy yield. The annual total costs are investigated for the year 2010 and projected for the years 2020 and 2030 on the basis of learning curves.

The result is an area which is available for the use for wind energy of 2246.42 km², which is 6.28% of the total area of Baden-Württemberg. Depending on the wind energy turbine, a power capacity of 27.1 GW up to 37.2 GW could be installed and depending on the hub height and the turbine, an energy yield of 42.84 TWh up to 59.66 TWh could be achieved. The costs of electricity fluctuate, depending on the type of turbine and the average wind speed, between 3.99 and 21.42 ct/kWh in the year 2010, 3.61 and 19.36 ct/kWh in the year 2020 and 3.33 and 17.84 ct/kWh in the year 2030.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VII
Abbildungsverzeichnis	VIII
1. Motivation und Methodik	1
2. Verfügbares Flächenpotential für die Nutzung von Windenergie	5
2.1 Kriterienkatalog	5
2.2 Ermittlung der Potentialfläche	10
2.2.1 Beispielhafte Beschreibung des Vorgehens	10
2.2.2 Reduktion durch Siedlungsgebiete	13
2.2.3 Reduktion durch Verkehrs- und Infrastrukturflächen	14
2.2.4 Reduktion durch Naturraumgebiete	15
2.3 Vegetationskategorien und Eignungsfaktoren	16
3. Regionale Windverhältnisse	20
3.1 Mittlere Windgeschwindigkeiten in 100 Metern Höhe	21
3.2 Mittlere Windgeschwindigkeiten in 140 Metern Höhe	23
3.3 Räumliche Verteilung von Potentialfläche und Windgeschwindigkeiten	25
4. Techno-ökonomisches Potential für die Nutzung von Windenergie	27
4.1 Technisches Potential	27
4.1.1 Vergleichsturbinen	27
4.1.2 Turbinendichte	32
4.1.3 Installierbare Leistung	34
4.1.4 Verluste	36
4.1.5 Jährlicher Energieertrag	36
4.1.6 Räumliche Verteilung des technischen Potentials	37
4.2 Kosten der Windkraft	38
4.3 Entwicklung von Kosten-Potential-Kurven	40
5. Ergebnisse	44
6. Vergleich der Ergebnisse und Diskussion der Methodik	50
Literaturverzeichnis	54
Anhang	57

Abkürzungsverzeichnis

ALK	Automatisierte Liegenschaftskarte
BauGB	Baugesetzbuch
BfN	Bundesamt für Naturschutz
bspw.	beispielsweise
BW	Baden-Württemberg
ct	ct
db(A)	Dezibel, A-bewerteter Schalldruckpegel
d.h.	das heißt
DLM	Digitales Landschaftsmodell
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FStrG	Bundesfernstraßengesetz
GIS	Geoinformationssystem
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
inkl.	inklusive
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LeisenbG	Landeseisenbahngesetz
LR	Ländlicher Raum
LUBW	Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg
LuftVG	Luftverkehrsgesetz
LWaldG	Landeswaldgesetz
NatSchG	Naturschutzgesetz
RIPS	Räumlichen Informations- und Planungssystem
StrG	Straßengesetz
SUP	Strategische Umweltprüfung
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
u.a.	unter anderem
VLH	Volllaststunden
VwV-WSG	Verwaltungsvorschrift des Umweltministeriums über die Festsetzung von Wasserschutzgebieten
WEA	Windenergieanlage
WG	Wassergesetz
z.B.	zum Beispiel

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Ausschlusskriterien und Vorsorgeabstände des Regionalverbandes Bodensee-Oberschwaben
Tabelle 2	Ausschlusskriterien und Vorsorgeabstände
Tabelle 3	Eignungsfaktoren für Vegetationskategorien
Tabelle 4	Anwendung der Eignungsfaktoren auf das Flächenpotential
Tabelle 5	Berechnung der verfügbaren Fläche
Tabelle 6	Flächenanteil der Geschwindigkeitsklassen in 100m Höhe an der gesamten Potentialfläche
Tabelle 7	Flächenanteil der Geschwindigkeitsklassen in 140m Höhe an der gesamten Potentialfläche
Tabelle 8	Räumliche Verteilung von Potentialfläche und Windgeschwindigkeiten
Tabelle 9	Auswahl von Vergleichsanlagen
Tabelle 10	Platzbedarf pro MW verschiedener Vergleichsanlagen
Tabelle 11	Gesamte in Baden-Württemberg installierbare Leistung für jede Vergleichsanlage
Tabelle 12	Installierbare Leistung der Vergleichsanlagen bzgl. der Geschwindigkeitsklassen in 100m und 140 m Höhe
Tabelle 13	Energieertrag der Vergleichsanlagen in 100m und 140m Höhe
Tabelle 14	Flächenspezifischer Energieertrag der Landkreise
Tabelle 15	Kostenentwicklung mittels Lernkurveneffekten
Tabelle 16	Jährliche Gesamtkosten
Tabelle 17	Entwicklung einer Kosten-Potential-Kurve für 2010 in 100m Höhe mit der Enercon E82
Tabelle 18	Vergleich der Stromgestehungskosten je Windgeschwindigkeitsklasse und der durchschnittlichen Stromgestehungskosten auf 100 und 140m Höhe für 2010 mit der Enercon E82

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Darstellung der Methodik zur Bestimmung der Kosten-Potential-Kurven für Stromerzeugung aus Wind
Abbildung 2	Baden-Württemberg
Abbildung 3	Vogelschutzgebiete und Pufferzonen
Abbildung 4	Baden-Württemberg abzüglich Vogelschutzgebiete und Pufferzone
Abbildung 5	Siedlungsgebiete
Abbildung 6	Baden-Württemberg abzüglich aller Siedlungsgebiete
Abbildung 7	Verkehrs- und Infrastrukturflächen
Abbildung 8	Baden-Württemberg abzüglich Siedlungsgebiete und Verkehrs- und Infrastrukturflächen
Abbildung 9	Naturraumgebiete an Land
Abbildung 10	Naturraumgebiete im und am Gewässer
Abbildung 11	Baden-Württemberg abzüglich aller Siedlungsgebiete, Verkehrs- und Infrastrukturflächen sowie Naturraumgebiete
Abbildung 12	Potentialfläche in Vegetationskategorien
Abbildung 13	Windatlas Baden-Württemberg – Windgeschwindigkeiten 100m über Grund
Abbildung 14	Mittlere Windgeschwindigkeiten in 100m Höhe über Grund auf ermittelter Potentialfläche
Abbildung 15	Windatlas Baden-Württemberg – Windgeschwindigkeiten 140m über Grund
Abbildung 16	Mittlere Windgeschwindigkeiten in 140m Höhe über Grund auf ermittelter Potentialfläche
Abbildung 17	Marktanteile WEA-Hersteller in Deutschland
Abbildung 18	Rayleigh-Verteilung für verschiedene mittlere Windgeschwindigkeiten
Abbildung 19	WASP Turbine Editor mit Vestas V90 bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,125 m/s
Abbildung 20	Energieertrag der Vergleichsanlagen in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit
Abbildung 21	Volllaststunden der Vergleichsanlagen in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit
Abbildung 22	Kosten-Potential-Kurve für 2010 in 100m Höhe mit der Enercon E82
Abbildung 23	Vergleich der Stromgestehungskosten je Windgeschwindigkeitsklasse und der durchschnittlichen Stromgestehungskosten auf 100 und 140m Höhe für 2010 mit der Enercon E82
Abbildung 24	Kosten-Potential-Kurven für das Jahr 2010
Abbildung 25	Prognostizierte Kosten-Potential-Kurven für das Jahr 2020
Abbildung 26	Prognostizierte Kosten-Potential-Kurven für das Jahr 2030
Abbildung 27	Kosten-Potential-Kurven in 140m Höhe für die Enercon E82-Anlage
Abbildung 28	Kosten-Potential-Kurven in 140m Höhe für die Vestas V112-Anlage

1. Motivation und Methodik

Motivation

“Wenn man aus Atomkraft und Kohleverstromung aussteigen will, braucht man Alternativen. Und ohne Windkraft ist das nicht zu machen.”¹

Vor dem Hintergrund des fortschreitenden Klimawandels und der aktuellen Diskussion über die energetische Nutzung der Kernenergie, rücken die Erneuerbaren Energien immer weiter in den Fokus der öffentlichen Debatten. Wie das Zitat von Winfried Kretschmann zeigt, werden erneuerbare Energien und im Speziellen Windenergie, eine tragende Säule der zukünftigen Energieversorgung sein. Es stellen sich die Fragen *Wo soll diese Erzeugungskapazität aufgebaut werden?* und *Wie viel wird das kosten?*

Im Jahr 2010 war in Baden-Württemberg eine Leistung von 467 MW in Form von Windenergieanlagen installiert welche 460 GWh Strom produzierten. Dies entspricht 0,57% des Bruttostromverbrauchs und 0,69% der Bruttostromerzeugung des Landes. Der jährliche Zubau erreichte im Jahr 2007 sein Maximum mit 79 MW und fiel dann bis 2010 auf 15 MW ab – das Minimum der letzten zehn Jahre.² Windenergieanlagen können in Baden-Württemberg nur in sogenannten Vorranggebieten³ erbaut werden, welche von den Regionalverbänden ausgewiesen werden. Das Problem ist, dass zu wenig Flächen ausgewiesen werden, oder die ausgewiesenen Flächen schlechte Windverhältnisse aufweisen. Soll das Ziel der Landesregierung, bis zum Jahr 2020 zehn Prozent des Stroms aus Windkraft zu erzeugen⁴, erreicht werden, muss der Abfall des Leistungszubaus aufgehalten werden. Es müssen mehr und bessere Flächen für die Windenergienutzung ausgewiesen werden.

In der vorliegenden Arbeit wird die Fläche Baden-Württembergs auf ihre Eignung für die Nutzung von Windenergie geprüft. Dabei werden Restriktionen aufgrund von Bodenbedeckung und Windgeschwindigkeiten analysiert. Das technische Potential in Form des Energieertrags wird ermittelt und den Kosten der Windkraft in Kosten-Potential-Kurven gegenüber gestellt.

Das Ergebnis der Arbeit gibt Aufschluss darüber

1 Kretschmann 08/2011

2 UM (2011b) S.4f

3 Ein Vorranggebiet ist von allen Raumnutzungen freizuhalten, die der Nutzung von Windenergie durch regionalbedeutsame Windkraftanlagen entgegenstehen. Außerhalb der Vorranggebiete ist die Errichtung und der Betrieb regionalbedeutsamer Windkraftanlagen nicht zulässig.

4 Kretschmann 06/2011

- *ob das Ziel der Landesregierung realistisch ist,*
- *wo die Kapazitäten ertragsoptimiert aufgebaut werden sollten und*
- *wie viel der Ausbau kosten wird*

Methodik

Im ersten Schritt zur Bestimmung der Kosten-Potential-Kurven, wird das technische Potential ermittelt. Das technische Potential leitet sich ab aus dem theoretischen Potential unter Beachtung technischer und geographischer Beschränkungen. Das theoretische Potential umfasst das in einem bestimmten Zeitraum, zu einem bestimmten Zeitpunkt und in einem begrenzten Gebiet theoretisch nutzbare physikalische Energieangebot (z.B. die kinetische Energie des Windes innerhalb eines Jahres über der Landesfläche Baden-Württembergs) und stellt den maximal realisierbaren Beitrag eines regenerativen Energieträgers dar.⁵ Nun kann aber zum einen nicht die gesamte Landfläche Baden-Württembergs genutzt, und zum anderen nicht die gesamte kinetische Energie des Windes in elektrische Energie umgewandelt werden. Um das technische Potential zu berechnen, wird die zur Verfügung stehende Fläche mithilfe eines Geoinformationssystems (GIS) und Raumnutzungsdaten der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW) ermittelt. „Ein Geoinformationssystem ist ein rechnergestütztes System, das aus Hardware, Software, Daten und den Anwendungen besteht. Mit ihm können raumbezogene Daten digital erfasst und redigiert, gespeichert und reorganisiert, modelliert und analysiert sowie alphanumerisch und grafisch präsentiert werden.“⁶ In dieser Arbeit wird ArcGIS benutzt, um Daten in Form von Objekten grafisch darzustellen und weiterzuverarbeiten. Als Dateninput dienen das digitale Landschaftsmodell DLM-25-BW mit Informationen zu Siedlungsflächen, Infrastrukturflächen, Vegetation und Verwaltungsgrenzen, ALK-Gebäude mit Informationen zu Einzelgebäuden sowie das Räumliche Informations- und Planungssystem (RIPS). Anschließend erfolgt die Darstellung der regionalen Windverhältnisse anhand des „Windatlas Baden-Württemberg“, und die Umrechnung von Windgeschwindigkeiten in Volllaststunden. Durch Zusammenführung der Zwischenergebnisse ergibt sich das technische Potential in Form des jährlichen Energieertrags.

Das wirtschaftliche Potential wird schließlich anhand der Kosten-Potential-Kurven dargestellt. In dieser werden die zuvor für jede Region berechneten Stromgestehungskosten dem möglichen Energieertrag zugeordnet.

⁵ Kaltschmitt et al. (2006) S.21

⁶ Bill S.5

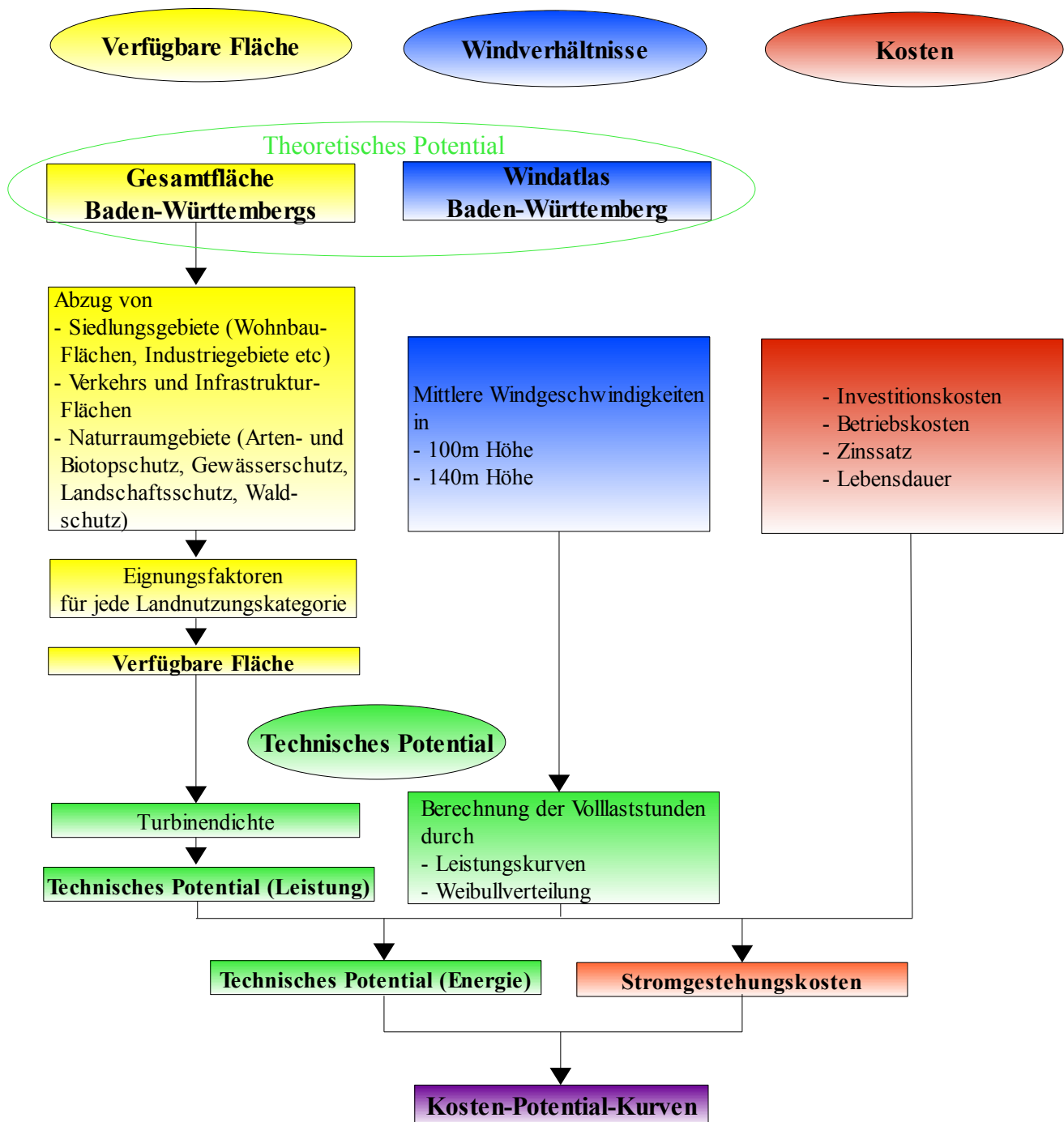


Abbildung 1: Darstellung der Methodik zur Bestimmung der Kosten-Potential-Kurven für Stromerzeugung aus Wind

Legende:

- Fläche
- Windgeschwindigkeiten
- Kosten
- Potential
- Kosten-Potential-Kurven

Übersicht der Arbeit

In Kapitel 2 wird zunächst das verfügbare Flächenpotential ermittelt. Hierfür wird ein Kriterienkatalog aufgestellt, welcher alle für die Nutzung von Windenergie ungeeigneten Oberflächenbedeckungen wie beispielsweise Siedlungsgebiete enthält. Diese werden anschließend mithilfe des Geoinformationssystems ArcGIS von der Gesamtfläche Baden-Württembergs abgezogen, wodurch sich die Fläche ergibt, welche aus raumplanerischen-rechtlicher Sicht mit Windenergieanlagen bebaut werden kann. Daraufhin werden Eignungsfaktoren für die vorkommenden Vegetationskategorien bestimmt und die Potentialfläche um diese Faktoren verringert.

Die Windverhältnisse in 100 und 140 Metern Höhe in Baden-Württemberg werden in Kapitel 3 dargestellt. Mit ArcGIS wird berechnet, wie viel Prozent der Potentialfläche welche mittlere Windgeschwindigkeit aufweist. Außerdem erfolgt eine räumlich verteilte Betrachtung der Potentialfläche sowie der Windverhältnisse auf Kreisebene.

Anschließend wird das techno-ökonomische Potential in Kapitel 4 ermittelt. Hierfür werden Vergleichsturbinen ausgewählt, die Turbinendichte analysiert und daraus resultierend die Leistung berechnet, welche in Baden-Württemberg installiert werden kann. Nach Berücksichtigung von Verlusten kann unter Zuhilfenahme der Windgeschwindigkeiten der jährliche Energieertrag bestimmt werden. Auch hier erfolgt eine Betrachtung auf Kreisebene. Nach Recherche der investitionsgebundenen Kosten sowie der Betriebskosten für das Jahr 2010, und Prognose der Kosten für die Jahre 2020 und 2030 mittels Lernraten, werden Kosten-Potential-Kurven abgeleitet. Schließlich werden sämtliche Ergebnisse dargestellt und mit Ergebnissen anderer Studien verglichen.

2. Verfügbares Flächenpotential für die Nutzung von Windenergie

In diesem Kapitel wird zunächst ein Kriterienkatalog aufgestellt, welcher alle für die Nutzung von Windenergie ungeeigneten Oberflächenbedeckungen wie beispielsweise Siedlungsgebiete enthält und Abstandspuffer definiert. Diese werden anschließend mithilfe von ArcGIS von der Gesamtfläche Baden-Württembergs abgezogen, wodurch sich eine Fläche ergibt, welche aus raumplanerischen-rechtlicher Sicht mit Windenergieanlagen bebaut werden kann. Daraufhin wird die Potentialfläche in Vegetationskategorien unterteilt, und Eignungsfaktoren für diese Kategorien bestimmt.

2.1 Kriterienkatalog

Bei der Ermittlung des verfügbaren Flächenpotentials muss beachtet werden, dass bestimmte Gebiete von Windenergieanlagen freigehalten werden müssen (rechtlich begründete Ausschlusskriterien). Zusätzlich müssen um einige dieser Ausschlusskriterien Abstandspuffer eingehalten werden. Diese Kriterien werden in Baden-Württemberg von den 12 Regionalverbänden:

- Heilbronn-Franken
- Rhein-Neckar-Odenwald
- Stuttgart
- Ostwürttemberg
- Mittlerer Oberrhein
- Südlicher Oberrhein
- Nordschwarzwald
- Schwarzwald-Baar-Heuberg
- Donau-Iller
- Neckar-Alb
- Hochrhein Bodensee und
- Bodensee-Oberschwaben

definiert, um Vorranggebiete für die Nutzung von Windenergie in ihren Regionalplänen zu ermitteln.

Vier Regionalverbände haben ihren Kriterienkatalog veröffentlicht:

- Planungsentwurf des Verbandes Bodensee-Oberschwaben im Mai 2011

- Genehmigte Teilfortschreibung des Verbandes Hochrhein-Bodensee im Jahr 2009
- Genehmigte Teilfortschreibung des Verbandes Donau-Iller im Jahr 2008
- Genehmigte Teilfortschreibung des Verbandes Ostwürttemberg im Jahr 2002

Die vorliegende Arbeit wird sich, aufgrund der Aktualität, hauptsächlich an den Kriterien des Verbandes Bodensee-Oberschwaben orientieren.

Ausschlusskriterium	Vorsorgeabstand	Begründung
(1) Siedlung		
Kurgebiete, Krankenhäuser, Pflegeanstalten	1000 m	TA Lärm – Nachtwert: 35 dB(A)
Allgemeine Wohngebiete	700 m	TA Lärm – Nachtwert: 40 dB(A)
Misch- Dorf und Kerngebiete	500 m	TA Lärm – Nachtwert: 45 dB(A)
Einzelhäuser im Außenbereich	500 m	TA Lärm – Nachtwert: 45 dB(A)
Industriegebiete	-	
Gewerbegebiete	300 m	TA Lärm – Nachtwert: 50 dB(A)
Flächen für Ver- und Entsorgung	-	
Sondergebiete und Gebiete für den Gemeinbedarf	300 m	TA Lärm – Nachtwert: 50 dB(A)
Grün- und Erholungsflächen	-	
(2) Verkehr		
Bundesautobahnen	40 m / 200 m	Bauverbot gem. § 9 FstrG / Gewährleistung der Betriebssicherheit
Bundes- und Landesstraßen	20 m / 200 m	Bauverbot gem. § 9 FstrG und § 22 StrG / Gewährleistung der Betriebssicherheit
Kreisstraßen	15 m / 200 m	Bauverbot gem. § 22 StrG BW / Gewährleistung der Betriebssicherheit
Schienenwege und Bahnanlagen	50 m / 200 m	Bauverbot gem. § 4(1) Nr. 1 LeisenbG / Gewährleistung der Betriebssicherheit
Flughäfen, Verkehrslandeplätze, Sonderlandeplätze, Segelflugplätze	Bauschutzbereiche, Hindernisbegrenzungsflächen	Bauhöhenbeschränkung gem. § 12 bzw. § 18 LuftVG
Sonstige Verkehrsflächen	-	
(3) sonstige technische Infrastruktur		
Richtfunkstrecken	50 m	§ 35 (2) Nr. 8 BauGB 2004
Elektrizitätsfreileitungen > 110 kV	100 m	Gewährleistung der Betriebssicherheit
(4) Landesverteidigung		
Sondergebiete Bund	-	

Milit. Nachttieffluggebiete	-	Bauhöhenbeschränkung
(5) Land- und Forstwirtschaft		
Bannwälder	200 m	§ 32 LWaldG / Vorsorgeabstand analog der Vorgehensweise bei den Naturschutzgebieten
Schonwälder	-	§ 32 LWaldG
(6) Rohstoffsicherung		
Vorranggebiete für den Rohstoffabbau	-	Festlegung des Teilregionalplans Oberflächennahe Rohstoffe 2003
Vorranggebiete für die Sicherung von Rohstoffvorkommen	-	Festlegung des Teilregionalplans Oberflächennahe Rohstoffe 2003
(7) Gewässerschutz		
Wasserschutzzonen I/II	-	Generelles Bauverbot gem. § 7 VwV-WSG BW
Überschwemmungsgebiete	-	Hochwasserschutz
Gewässer 1. Ordnung	50 m	NatSchG
Alle oberirdischen Gewässer (restliche Fließgewässer und Binnengewässer)	10 m	Freihaltung der Gewässerfläche und Bauverbot in Gewässerrandstreifen gem. § 68b WG BW
(8) Arten- und Biotopschutz		
Naturschutzgebiete	200 m	§ 21 NatSchG BW / „7-Punkte-Programm“ des Landes BW vom Nov. 2010
Flächenhafte Naturdenkmale	-	§ 24 NatSchG BW
Geschützte Biotop (inkl. Waldbiotop)	-	§ 32 NatSchG u. § 30 LWaldG
Vogelschutzgebiete	500 m	s. BfN-Studie 2004, S. 20 Mindestabstand zu Rastplätzen
Flora-Fauna-Habitat (FFH)-Gebiete	-	s. LRPlan/SUP HHP
Vorranggebiete für Naturschutz und Landschaftspflege	-	Festlegung des Regionalplans 1996
(9) Landschaftsschutz		
Landschaftsschutzgebiete	-	§ 21 (5) NatSchG BW
Regionale Grünzüge und Grünzäsuren	-	Festlegung des Regionalplans 1996

Tabelle 1: Ausschlusskriterien und Vorsorgeabstände des Regionalverbandes Bodensee-Oberschwaben

Quelle: Regionalverband Bodensee-Oberschwaben

Bei einem Vergleich dieses Kriterienkatalogs mit den drei weiteren veröffentlichten Katalogen fällt auf, dass eine Abweichung in der Größe des Abstandspuffers meist nur in geringem Maße (bis maximal 200 Meter) auftritt.⁷ Aus diesem Grund wird die Anwendung der Abstandskriterien des Regionalverbandes Bodensee-Oberschwaben auf ganz Baden-Württemberg für vertretbar gehalten.

⁷ Siehe Anhang 1

Das Kriterium „Flughäfen, Verkehrslandeplätze, Sonderlandeplätze, Segelflugplätze“ wird angepasst und der Abstand entsprechend der Angaben der Regionalpläne Ostwürttemberg und Donau-Iller auf 1000 Meter festgelegt, um die Vorgehensweise bei allen Kriterien konsistent zu halten.

Aufgrund fehlender Informationen zu Einzelgebäuden, zur Landesverteidigung, zu Richtfunkstrecken, zu regionalen Grünzügen und Grünzäsuren sowie zu Vorranggebieten für Naturschutz und Landschaftspflege werden diese Punkte vernachlässigt.

Unter sonstige Verkehrsflächen fallen Gemeindestraßen, Hauptwirtschaftswege, Wirtschaftswege, Fußwege, Über- und Unterführungselemente, Plätze, Bahnhofsanlagen, Raststätten und Grenzübergänge. Gemeindestraßen, Hauptwirtschaftswege, Wirtschaftswege, Fußwege sowie Über- und Unterführungselemente stellen relativ schmale Flächen dar, von denen keine Abstände gehalten werden müssen. Zwischen einzelnen Windenergieanlagen müssen dagegen verhältnismäßig große Mindestabstände eingehalten werden, so dass zwischen ihnen ohne weiteres ein Fußweg verlaufen kann. Diese Straßen und Wege werden meist ohnehin zur Erschließung des Windparks mitbenutzt. Aus diesem Grund werden in dieser Arbeit als „sonstige Verkehrsflächen“ lediglich Plätze, Bahnhofsanlagen, Raststätten sowie Grenzübergänge als Ausschlusskriterien festgelegt. Bei der Feinplanung konkreter Standorte müssten diese Informationen natürlich mit einbezogen werden.

Des Weiteren muss beachtet werden, dass zusätzlich zu den „harten“ Ausschlusskriterien Abwägungskriterien (bspw. Naturparks) festgelegt werden. Für diese kann bei der verwendeten Methodik kein allgemeiner Ansatz gewählt werden, da immer eine Einzelfallprüfung erforderlich ist. Sie werden daher nicht weiter beachtet.

Die Ermittlung des Flächenpotentials erfolgt in Kooperation mit der LUBW, welche den Großteil der erforderlichen Daten zur Verfügung stellt.

Aufgrund der Datendefinitionen der LUBW und weiter oben genannter Aspekte, ergibt sich letztendlich folgender Kriterienkatalog⁸:

8 Änderungen zum Kriterienkatalog des Regionalverbandes Bodensee-Oberschwaben: andere Bezeichnungen für Kriterien von der LUBW festgelegt; Zusammenfassung von Industrie- und Gewerbegebieten mit einheitlichem Vorsorgeabstand, da keine Unterscheidung auf Datengrundlage möglich; Mindestabstand von Flughäfen 1000m; keine Betrachtung der Landesverteidigung und Richtfunklinien; Vernachlässigung von Gemeindestraßen, Hauptwirtschaftswege, Wirtschaftswege, Fußwege sowie Über- und Unterführungselemente

Ausschlusskriterium	Vorsorgeabstand	Begründung
(1) Siedlung		
Fläche besonderer funktionaler Prägung	1000 m	TA Lärm – Nachtwert: 35 dB(A)
Wohnbaufläche und Fläche gemischter Nutzung innerhalb von Ortslagen	700 m	TA Lärm – Nachtwert: 40 dB(A)
Wohnbaufläche und Fläche gemischter Nutzung außerhalb von Ortslagen	500 m	TA Lärm – Nachtwert: 45 dB(A)
Industrie- und Gewerbegebiete	300m	TA Lärm – Nachtwert: 50 dB(A)
Flächen für Ver- und Entsorgung (Deponie, Raffinerie, Kraftwerk, Umspannstation, Kläranlage, Heizwerk, Wasserwerk, Abfallbehandlungsanlage)	-	
Sondergebiete und Gebiete für den Gemeinbedarf (bspw. Ausstellungsgelände, Messegelände)	300 m	TA Lärm – Nachtwert: 50 dB(A)
Grün- und Erholungsflächen (bspw. Campingplätze, Friedhöfe)	-	
(2) Verkehr		
Bundesautobahnen	40 m / 200 m	Bauverbot gem. § 9 FstrG / Gewährleistung der Betriebssicherheit
Bundes- und Landesstraßen	20 m / 200 m	Bauverbot gem. § 9 FstrG und § 22 StrG / Gewährleistung der Betriebssicherheit
Kreisstraßen	15 m / 200 m	Bauverbot gem. § 22 StrG BW / Gewährleistung der Betriebssicherheit
Schienenwege und Bahnanlagen	50 m / 200 m	Bauverbot gem. § 4(1) Nr. 1 LeisenbG / Gewährleistung der Betriebssicherheit
Flughäfen, Verkehrslandeplätze, Sonderlandeplätze, Segelflugplätze	1000 m	Bauhöhenbeschränkung gem. § 12 bzw. § 18 LuftVG
Sonstige Verkehrsflächen (Plätze, Bahnhofsanlagen, Raststätten, Grenzübergänge)	-	
(3) sonstige technische Infrastruktur		
Elektrizitätsfreileitungen > 110 kV	100 m	Gewährleistung der Betriebssicherheit
(5) Land- und Forstwirtschaft		
Bannwälder	200 m	§ 32 LWaldG / Vorsorgeabstand analog der Vorgehensweise bei den Naturschutzgebieten
Schonwälder	-	§ 32 LWaldG
(6) Rohstoffsicherung		
Bergbaubetriebe, Tagebau, Grube, Steinbruch	-	Festlegung des Teilregionalplans Oberflächennahe Rohstoffe 2003
(7) Gewässerschutz		
Wasserschutzzonen I/II	-	Generelles Bauverbot gem. § 7 VwV-WSG BW

Überschwemmungsgebiete	-	Hochwasserschutz
Gewässer 1. Ordnung	50 m	NatSchG
Alle oberirdischen Gewässer (restliche Fließgewässer und Binnengewässer)	10 m	Freihaltung der Gewässerfläche und Bauverbot in Gewässerrandstreifen gem. § 68b WG BW
(8) Arten- und Biotopschutz		
Naturschutzgebiete	200 m	§ 21 NatSchG BW / „7-Punkte-Programm“ des Landes BW vom Nov. 2010
Flächenhafte Naturdenkmale	-	§ 24 NatSchG BW
Geschützte Biotope (inkl. Waldbiotope)	-	§ 32 NatSchG u. § 30 LWaldG
Vogelschutzgebiete	500 m	s. BfN-Studie 2004, S. 20 Mindestabstand zu Rastplätzen
Flora-Fauna-Habitat (FFH)-Gebiete	-	s. LRPlan/SUP HHP
(9) Landschaftsschutz		
Landschaftsschutzgebiete	-	§ 21 (5) NatSchG BW

Tabelle 2: Ausschlusskriterien und Vorsorgeabstände

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage des Regionalverbandes Bodensee-Oberschwaben

2.2 Ermittlung der Potentialfläche

2.2.1 Beispielhafte Beschreibung des Vorgehens

Von der Gesamtfläche Baden-Württembergs werden mithilfe von ArcGIS sämtliche Ausschlusskriterien und ihre Pufferzonen abgezogen. Um den Prozess im GIS anschaulich darzustellen, wird dieser anhand des Beispiels „Vogelschutzgebiete“ verdeutlicht:

Das Land Baden-Württemberg (siehe Abbildung 2) wird mithilfe eines Polygons im GIS dargestellt. Eines der Attribute dieses Polygons ist die Fläche, welche in diesem Fall mit 35786,38 km² angegeben wird.

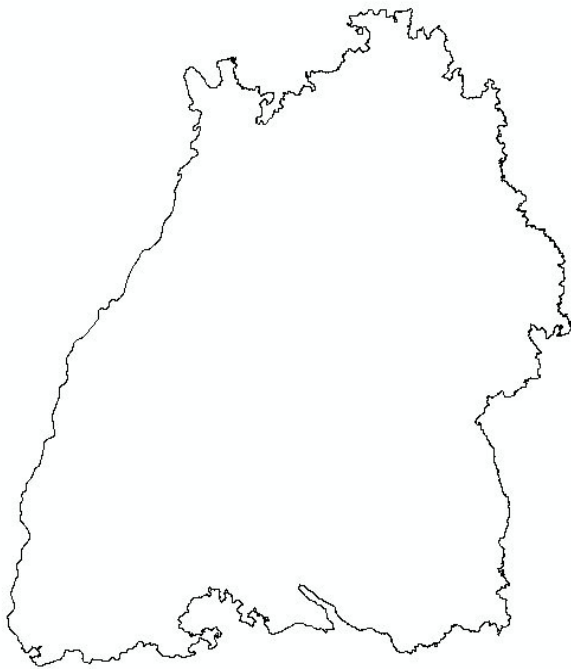


Abbildung 2: Baden-Württemberg, Eigene Darstellung, Grundlage: Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS) der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW)

Die LUBW stellt alle Vogelschutzgebiete in Baden-Württemberg als shape-Dateien zur Verfügung, so lassen sich diese als Objekte im Workspace darstellen (siehe Abbildung 3). Entsprechend dem festgelegten Kriterienkatalog wird eine Abstandsfläche von 500 Metern um die Vogelschutzgebiete gelegt. ArcGIS stellt hierfür das Werkzeug „Puffer“ zur Verfügung.

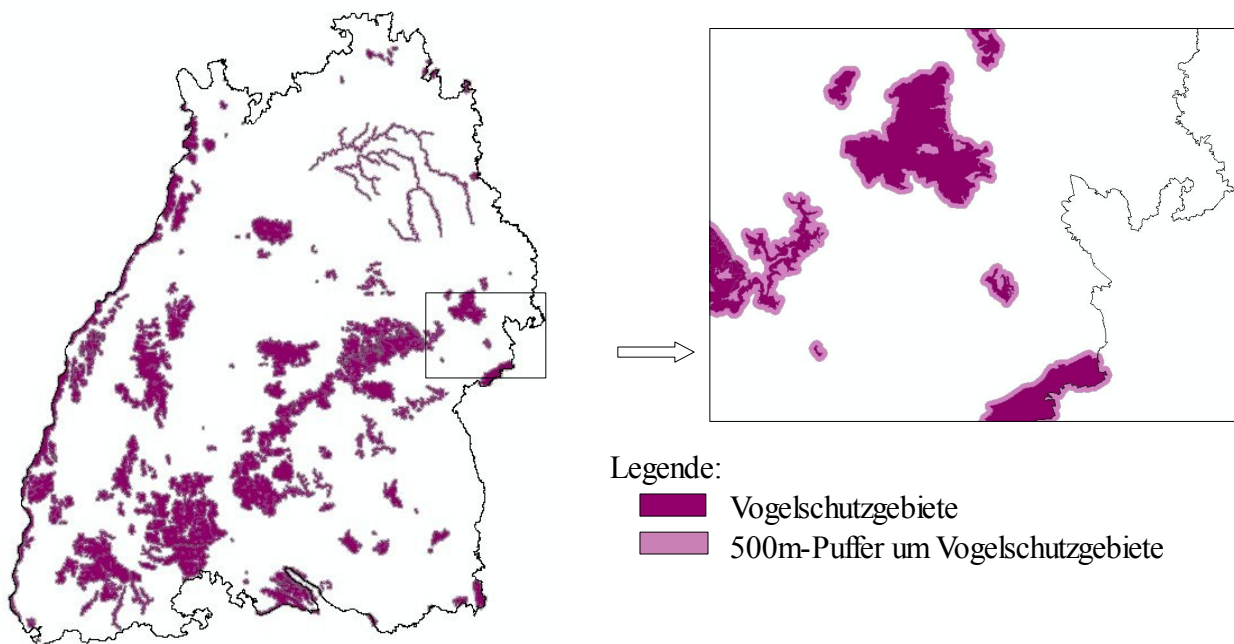


Abbildung 3: Vogelschutzgebiete und Pufferzone, Eigene Darstellung, Grundlage: Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS) der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW)

Mit dem Werkzeug „Radieren“ werden nun von der Gesamtfläche Baden-Württembergs alle Vogelschutzgebiete inklusive Pufferzonen abgezogen. Dadurch entsteht eine 28934,64 km² große Restfläche:

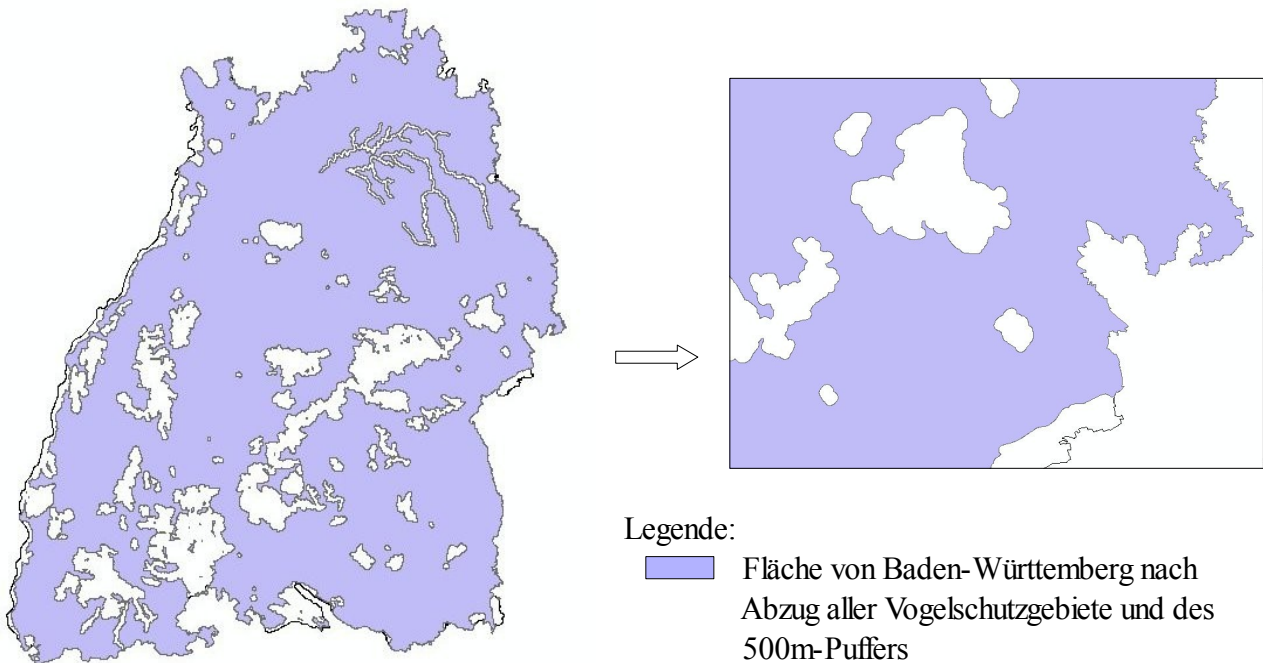


Abbildung 4: Baden-Württemberg abzüglich Vogelschutzgebiete und Pufferzone, Eigene Darstellung, Grundlage: Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS) der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW)

Analog zu diesem Beispiel wird nun mit allen Kriterien vorgegangen. Um diesen Vorgang übersichtlich und transparent zu halten, werden zunächst alle Siedlungsgebiete behandelt. Danach werden Verkehrs- und Infrastrukturflächen abgezogen und schließlich Naturraumgebiete betrachtet.

2.2.2 Reduktion durch Siedlungsgebiete

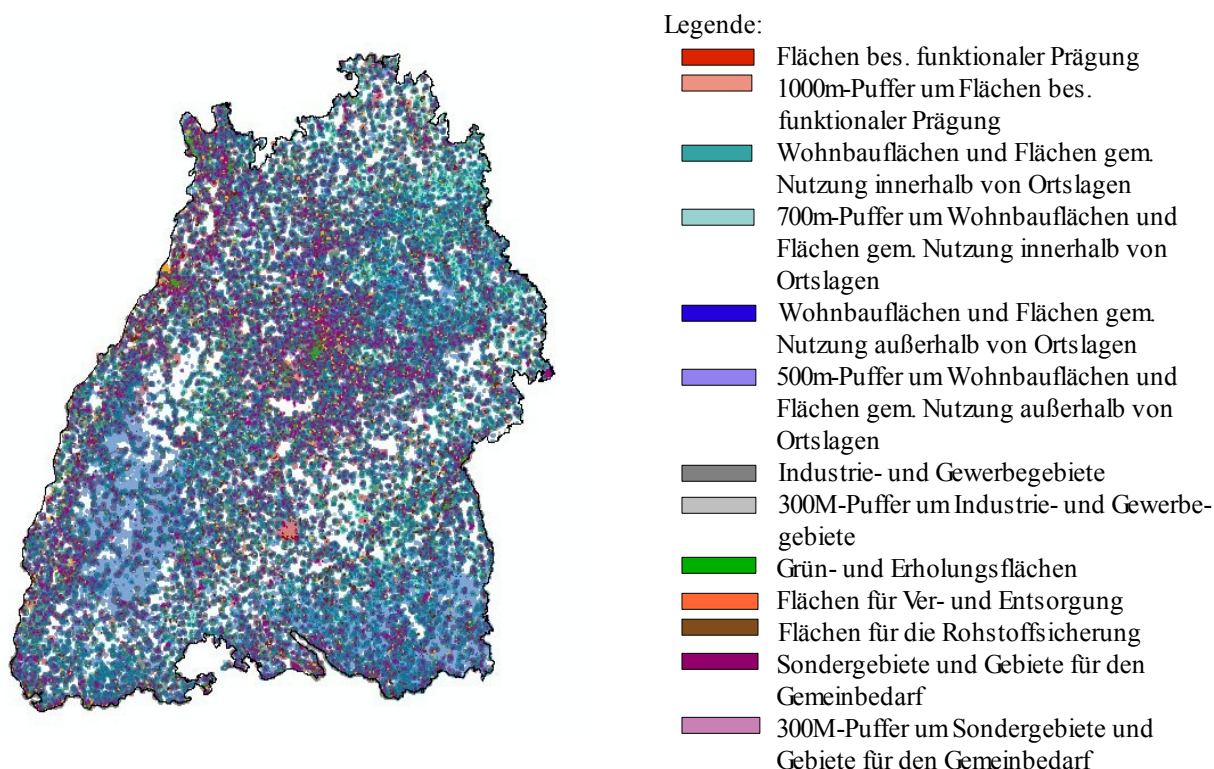


Abbildung 5: Siedlungsgebiete, Eigene Darstellung, Grundlage: Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS) der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW)

Alle in Abbildung 5 dargestellten Siedlungsgebiete werden nun von der Gesamtfläche Baden-Württembergs abgezogen. Dadurch ergibt sich eine 8834,6 km² große Fläche:

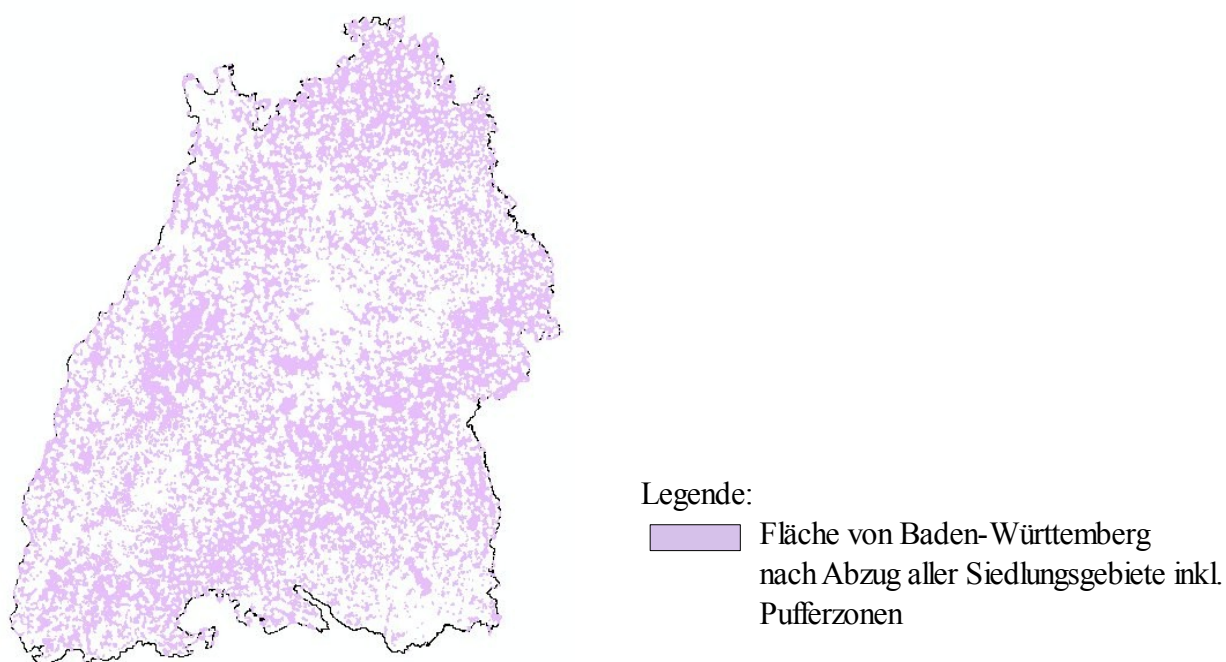
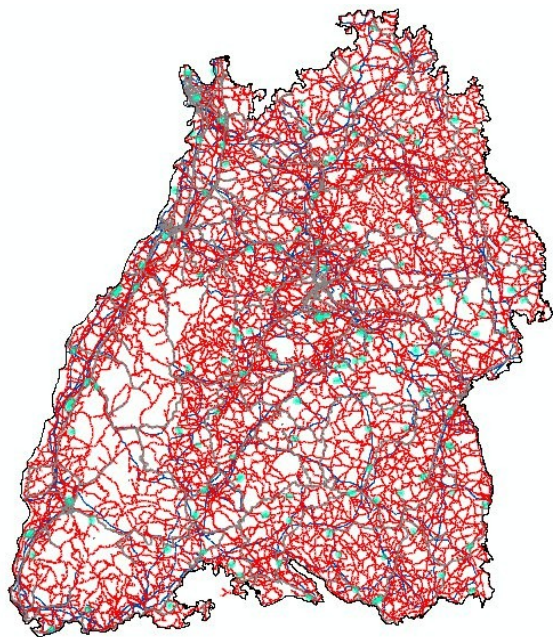


Abbildung 6: Baden-Württemberg abzüglich aller Siedlungsgebiete, Eigene Darstellung, Grundlage: Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS) der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW)

2.2.3 Reduktion durch Verkehrs- und Infrastrukturflächen

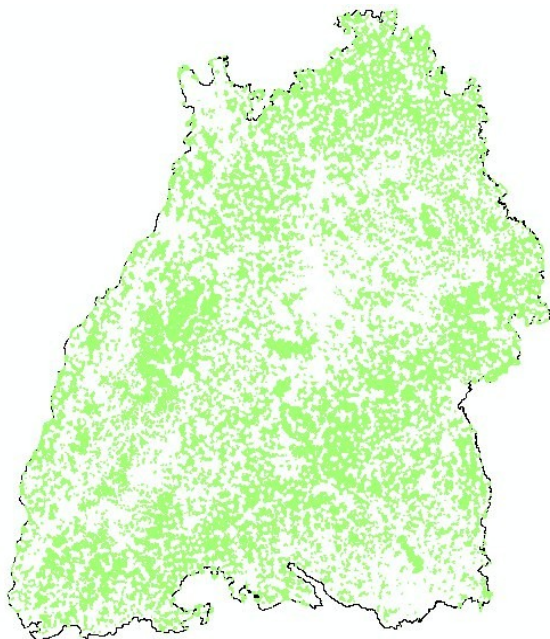


Legende:

- Bundesautobahnen, Bundes-Landes- und Kreisstraßen
- 200m-Puffer um Bundesautobahnen, Bundes-Landes- und Kreisstraßen
- Schienenwege und Bahnanlagen
- 200m-Puffer um Schienenwege und Bahnanlagen
- Flughäfen, Verkehrslandeplätze, Sonderlandeplätze, Segelflugplätze
- 1000m-Puffer um Flughäfen, Verkehrslandeplätze, Sonderlandeplätze, Segelflugplätze
- Sonstige Verkehrsflächen
- Freileitungen
- 100m-Puffer um Freileitungen

Abbildung 7: Verkehrs- und Infrastrukturflächen, Eigene Darstellung, Grundlage: Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS) der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW)

Von der in Kapitel 2.2.2 ermittelten Restfläche werden nun alle Verkehrs- und Infrastrukturflächen abgezogen. Die sich ergebende Fläche hat eine Größe von 7352,9 km²:



Legende:

- Fläche von Baden-Württemberg nach Abzug aller Siedlungsgebiete und Verkehrs- und Infrastrukturflächen inkl. Pufferzonen

Abbildung 8: Baden-Württemberg abzüglich Siedlungsgebiete und Verkehrs- und Infrastrukturflächen, Eigene Darstellung, Grundlage: Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS) der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW)

2.2.4 Reduktion durch Naturraumgebiete

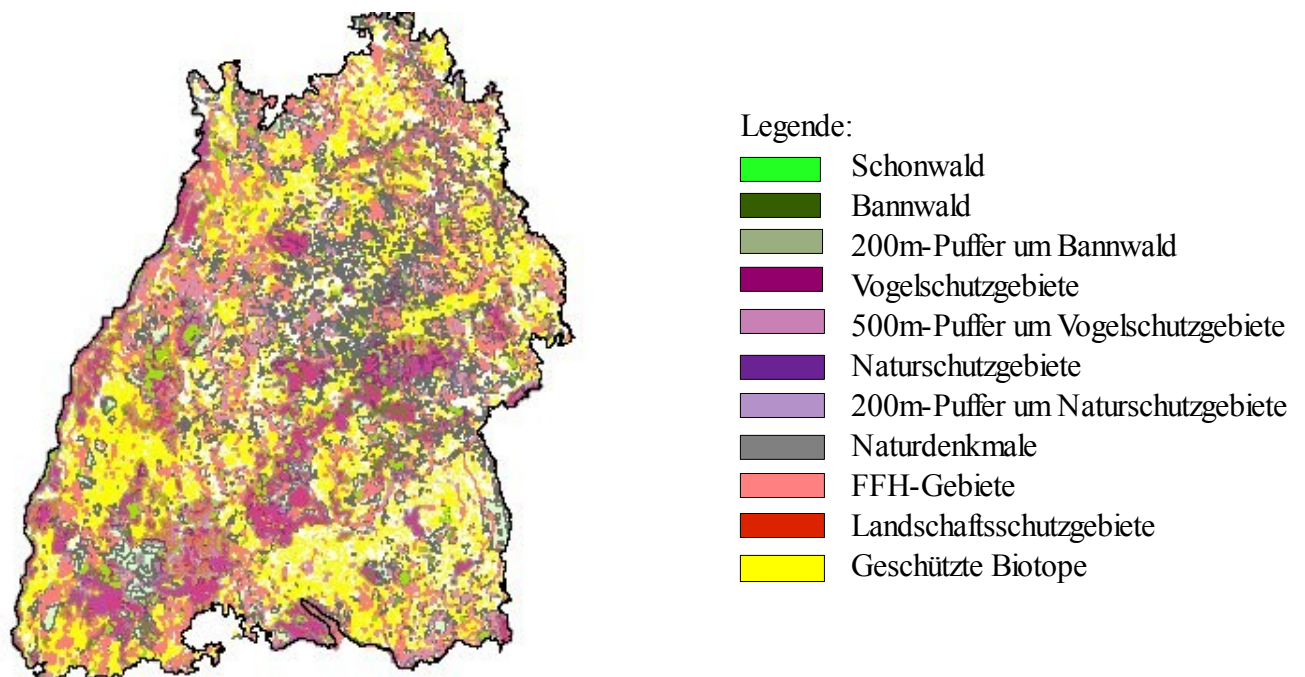


Abbildung 9: Naturraumgebiete an Land, Eigene Darstellung, Grundlage: Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS) der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW)

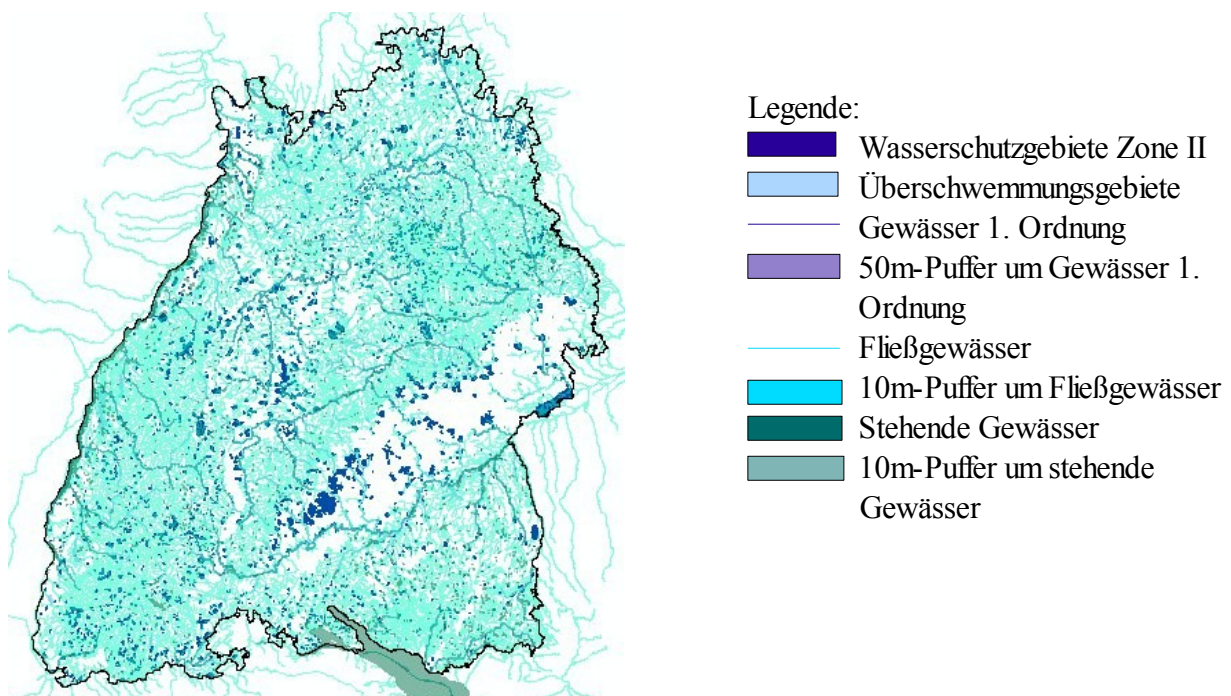


Abbildung 10: Naturraumgebiete im und am Gewässer, Eigene Darstellung, Grundlage: Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS) der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW)

Nach Abzug der Naturraumgebiete bleibt schließlich eine 3590 km² Fläche für die Nutzung von Windenergie in Baden-Württemberg. Dies entspricht 10% der Gesamtfläche Baden-Württembergs.

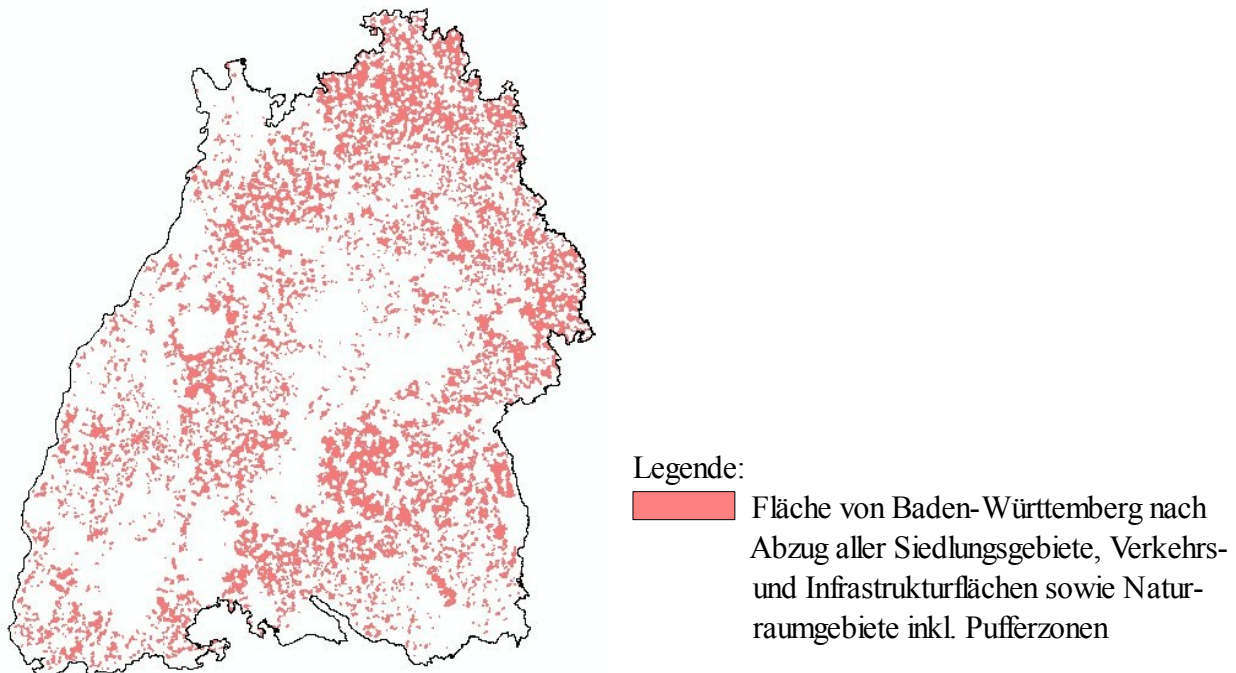


Abbildung 11: Baden-Württemberg abzüglich aller Siedlungsgebiete, Verkehrs- und Infrastrukturflächen sowie Naturraumgebiete, Eigene Darstellung, Grundlage: Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS) der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW)

2.3 Vegetationskategorien und Eignungsfaktoren

Bei der Ermittlung des Flächenpotentials muss beachtet werden, dass sich Gebiete aufgrund ihrer Vegetation unterscheiden, und so unterschiedliche Verfügbarkeiten für die Nutzung von Windenergie aufweisen. Beispielsweise ist ein Waldgebiet schwerer für den Bau eines Windparks zu erschließen als eine Grasfläche. Um diese Verfügbarkeiten darzustellen, werden den Flächen unterschiedliche Eignungsfaktoren zugeteilt. Ein Eignungsfaktor kann Werte zwischen null und eins einnehmen, und wird mit der Größe der Fläche multipliziert.

Auf der Grundlage der Daten der LUBW, werden folgende Vegetationskategorien festgelegt:

- Grünland und Heide
- Landwirtschaftlich genutzte Fläche
- Wald
- Moor, Sumpf und Nasser Boden
- Vegetationslose Fläche und nicht definierbare Fläche

Vegetationskategorie	Eignungsfaktor	Vergleich mit Hoogwijk et al.	Vergleich mit Held
Grünland und Heide	0,99	0,8	0,5
Landwirtschaftlich genutzte Fläche	0,85	0,7	0,1-0,35
Wald	0,5	0,1	0,1
Sumpf, Moor und feuchter Boden	0,1	-	0,1
Vegetationslose Fläche	0,99	-	0,8

Tabelle 3: Eignungsfaktoren für Vegetationskategorien

Quelle: Eigene Annahmen, Hoogwijk et al. S.9, Held, A. S.181

Held bzw. Hoogwijk et al. haben in ihren Studien Kosten-Potential-Kurven für Onshore-Windstromerzeugung in Europa bzw. der ganzen Welt aufgestellt. Held hat für die Ermittlung der verfügbaren Fläche, ähnlich der vorliegenden Arbeit, mithilfe eines GIS ungeeignete Gebiete ausgeschlossen und für die restliche Fläche Eignungsfaktoren für jede Vegetationskategorie festgelegt. Hoogwijk et al. sind nach einem Rasterzellenansatz vorgegangen um geografische Beschränkungen zu berücksichtigen. Anschließend haben auch sie Eignungsfaktoren für Landnutzungskategorien bestimmt.

Beim Vergleich mit den beiden Studien fällt auf, dass die in der vorliegenden Arbeit gewählten Eignungsfaktoren generell deutlich höher sind. Dies liegt daran, dass bei der Ermittlung des Flächenpotentials im GIS zum einen (bundesland-)spezifische, das heißt speziell auf die Region zugeschnittene, Abstandskriterien verwendet wurden. Zum anderen wurden sehr genaue Daten von der LUBW zur Verfügung gestellt. Dies führt dazu, dass alle nicht geeigneten Flächen mit einem hohen Genauigkeitsgrad ausgeschlossen wurden. In den beiden Vergleichsstudien wurde das Potential für eine deutlich größere Fläche, nämlich Europa, ermittelt. Ausschlusskriterien wurden nicht regionsspezifisch festgelegt, sondern für ganz Europa einheitlich angewandt. Zusätzlich wurden sie nicht vergleichbar detailliert aufgelistet. Dies führt zu einem geringeren Genauigkeitsgrad beim Ausschluss nicht geeigneter Gebiete und rechtfertigt somit niedrigere Eignungsfaktoren.

Da es für Grünland und Heide sowie vegetationslose Fläche wenig Nutzungskonkurrenz gibt, wird diesen Kategorien ein hoher Eignungsfaktor von 0,99 zugeordnet. Im Gegensatz dazu, konkurriert die Nutzung der Windenergie auf landwirtschaftlichen Flächen mit der Nahrungsproduktion. Aus diesem Grund muss hier der Eignungsfaktor verringert werden. Windenergie im Wald wird mit steigender Nabenhöhe immer verbreiteter, denn die Rotorblätter können problemlos über den

Baumwipfeln kreisen. Außerdem herrscht wenig Nutzungskonkurrenz im Vergleich zu landwirtschaftlichen Flächen vor. Dennoch wird ein vergleichsweise niedriger Eignungsfaktor von 0,5 zugeordnet, da zum einen eine Waldfläche durch notwendige Rodungen schwerer zu erschließen ist als Grünland bzw. Ackerland. Zum anderen muss speziell in Baden-Württemberg der Schwarzwald betrachtet werden. Hier herrschen zum Teil zu steile Gefälle für die Errichtung von Windenergieanlagen vor. Dieser beschränkten Verfügbarkeit von Wald in Baden-Württemberg soll durch eine Verringerung des Eignungsfaktors nachgekommen werden. Die Vegetationskategorie Sumpf, Moor und feuchter Boden hat, entsprechend der Studie von Held, einen niedrigen Eignungsfaktor von 0,1. Dies ist u.a. durch die Bodenbeschaffenheit, welche ein stabiles Fundament behindert, begründet.

Abbildung 12 zeigt die Aufteilung der ermittelten Potentialfläche in Vegetationskategorien:

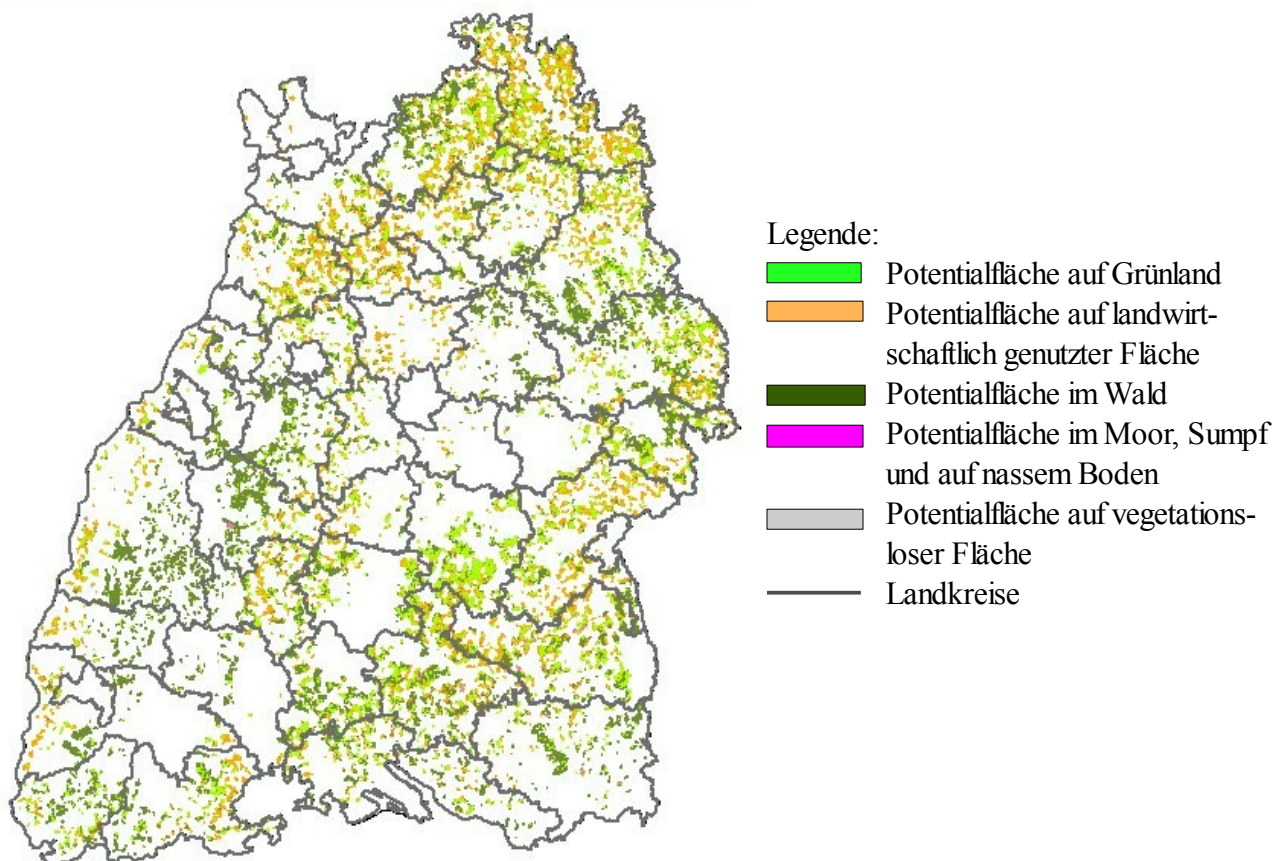


Abbildung 12: Potentialfläche in Vegetationskategorien, Eigene Darstellung, Grundlage: Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS) der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW)

Jede der dargestellten Flächen wird nun mit dem zugehörigen Eignungsfaktor multipliziert, wodurch sich ein neues, der Vegetation angepasstes Flächenpotential ergibt:

Vegetationskategorie	Potentialfläche in Vegetationskategorie [km ²]	Eignungsfaktor	Nutzbare Fläche [km ²]
Grünland und Heide	212,14	0,99	210,02
Landwirtschaftlich genutzte Fläche	996,65	0,85	847,15
Wald	2377,93	0,5	1188,97
Sumpf, Moor und feuchter Boden	3,41	0,1	0,34
Vegetationslose Fläche	0,015	0,99	0,0149

Tabelle 4: Anwendung der Eignungsfaktoren auf das Flächenpotential, Eigene Berechnung mit ArcGIS

Zusammenfassend kommt man nun folgendermaßen auf die verfügbare Fläche:

Fläche von Baden-Württemberg [km²]	35786,38
Restriktionen	
Siedlungsgebiete [km ²]	26951,78
Verkehrs- und Infrastrukturflächen (außerhalb von Siedlungsgebieten) [km ²]	1481,7
Naturraumgebiete (außerhalb von Siedlungsgebieten und Verkehrs- und Infrastrukturflächen) [km ²]	3762,9
Restriktionen durch Eignungsfaktoren für Landnutzungskategorien [km ²]	1343,59
Restliche Fläche [km²]	2246,41

Tabelle 5: Berechnung der verfügbaren Fläche, Eigene Berechnung

Somit sind 6,28% der Gesamtfläche Baden-Württembergs für die Nutzung von Windenergie geeignet. Um die räumliche Verteilung der Potentialfläche darzustellen, wurden in Abbildung 12 die Verwaltungsgrenzen der Landkreise eingefügt. Über ein großes Verhältnis von Potentialfläche zu gesamter Fläche verfügen die Landkreise Main-Tauber-Kreis und Neckar-Odenwald-Kreis mit je 23%, dicht gefolgt von Heidenheim und Sigmaringen mit je 20%. Das Schlusslichter bilden bei den Stadtkreisen Mannheim, Karlsruhe und Stuttgart mit jeweils 0% sowie Heidelberg, Pforzheim, Ulm mit 1%. Bei den Landkreisen befinden sich der Schwarzwald-Baar-Kreis, Ludwigsburg und Esslingen mit 1-3% am unteren Ende.⁹

⁹ Für weitere Informationen siehe Anhang A2

Bei der Berechnung des Flächenpotentials in den Landkreisen wurden Eignungsfaktoren für Landnutzungskategorien aufgrund des hohen Rechenaufwands nicht beachtet.

3. Regionale Windverhältnisse

Im dritten Kapitel werden die Windgeschwindigkeiten in Baden-Württemberg in 100 und 140 Metern Höhe dargestellt. Mit ArcGIS wird berechnet, wie viel Prozent der ermittelten Potentialfläche welche mittlere Windgeschwindigkeit aufweist. Außerdem erfolgt eine räumlich verteilte Betrachtung der Potentialfläche sowie der Windverhältnisse auf Kreisebene.

Um die mittleren Windgeschwindigkeiten, welche auf der ermittelten Potentialfläche vorherrschen darzustellen, wird der „Windatlas Baden-Württemberg“ verwendet. Dieser wurde im Auftrag des Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg vom TÜV-Süd erstellt. Die in der Karte dargestellten Windgeschwindigkeiten mit einem Raster von 50x50 Metern wurden mittels eines dreidimensionalen Simulationsprogramms berechnet. Dazu wurden genaue topografische Informationen und detaillierte Ertragsdaten von vorhandenen Windkraftanlagen mit einbezogen. In die Berechnungen sind die Daten von über 150 Messstationen von Windkraftanlagen-Betreibern, der Messnetze der LUBW und vom Deutschen Wetterdienst eingegangen. Die Höhendaten aus dem digitalen Geländemodell des Landesamts für Geoinformation und Landentwicklung und die Landnutzungsdaten der LUBW wurden ebenfalls zur Verfügung gestellt. Mit Hilfe dieser Daten konnten präzise Berechnungen durchgeführt werden. Um die Berechnungsergebnisse zu überprüfen, wurden Ertragsdaten von über 100 existierenden Windkraftanlagen erhoben und modellhaft nachberechnet.¹⁰

Zum Zeitpunkt der Berechnungen war der Windatlas Baden-Württemberg lediglich für 100 Meter und 140 Meter Höhe im shape-Format verfügbar. Inzwischen wird er zusätzlich für 80, 120 und 160 Meter zur Verfügung gestellt. Da in 80 Metern Höhe 67,44% der Landesfläche eine mittlere Windgeschwindigkeit von weniger als 5 m/s und lediglich 0,38% eine mittlere Windgeschwindigkeit von mehr als 6 m/s ausweisen¹¹, würde eine zusätzliche Berechnung mit Windgeschwindigkeiten in dieser Höhe keinen Mehrwert bringen. Eine Berechnung für 160 Meter Höhe wäre aufgrund der besseren Windverhältnisse insbesondere für Binnenstandorte interessant. Im Hinblick auf die technische Weiterentwicklung und die steigenden Nabenhöhen wäre die Berechnung des technischen Potentials auf 160 Metern Höhe für Kosten-Potential-Kurven für die Jahre 2020 oder 2030 plausibel vertretbar. Eine Berechnung für 120 Meter Höhe würde ein technisches Potential in etwa zwischen dem auf 100 Metern und 140 Metern Höhe ergeben.

¹⁰ UM (2011a) S.7ff

¹¹ UM (2011a) S.26

3.1 Mittlere Windgeschwindigkeiten in 100 Metern Höhe

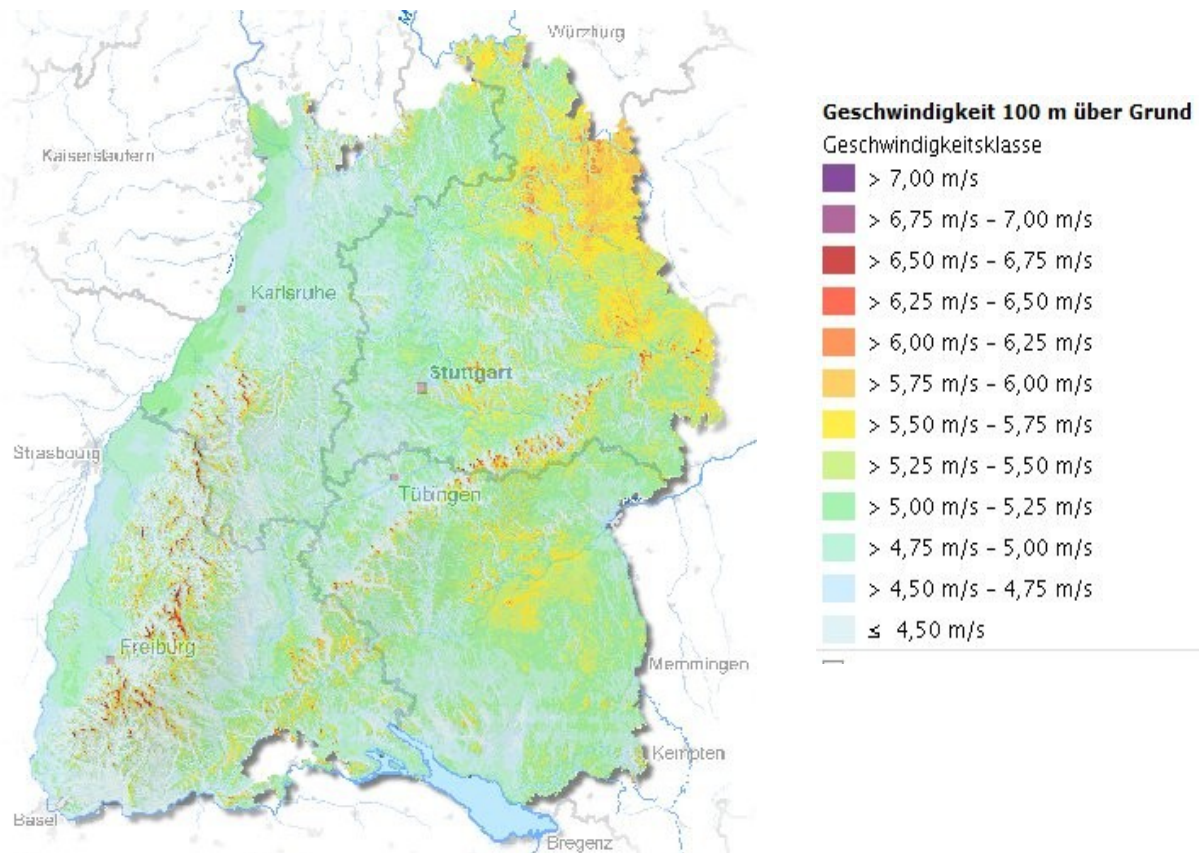


Abbildung 13: Windatlas Baden-Württemberg – Windgeschwindigkeit 100m über Grund

Quelle: Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS) der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW)

Mit ArcGIS und auf Grundlage des „Windatlas Baden-Württemberg“ wird nun berechnet, wie viel Quadratkilometer der in Kapitel 2 ermittelten Potentialfläche welcher Geschwindigkeitsklasse in 100 Metern Höhe zuzuordnen sind. Mit dem von ArcGIS zur Verfügung gestellten Werkzeug „Überschneiden“ wird jede Geschwindigkeitsklasse mit der Potentialfläche überschritten. Das Ergebnis lässt sich in Abbildung 14 darstellen:

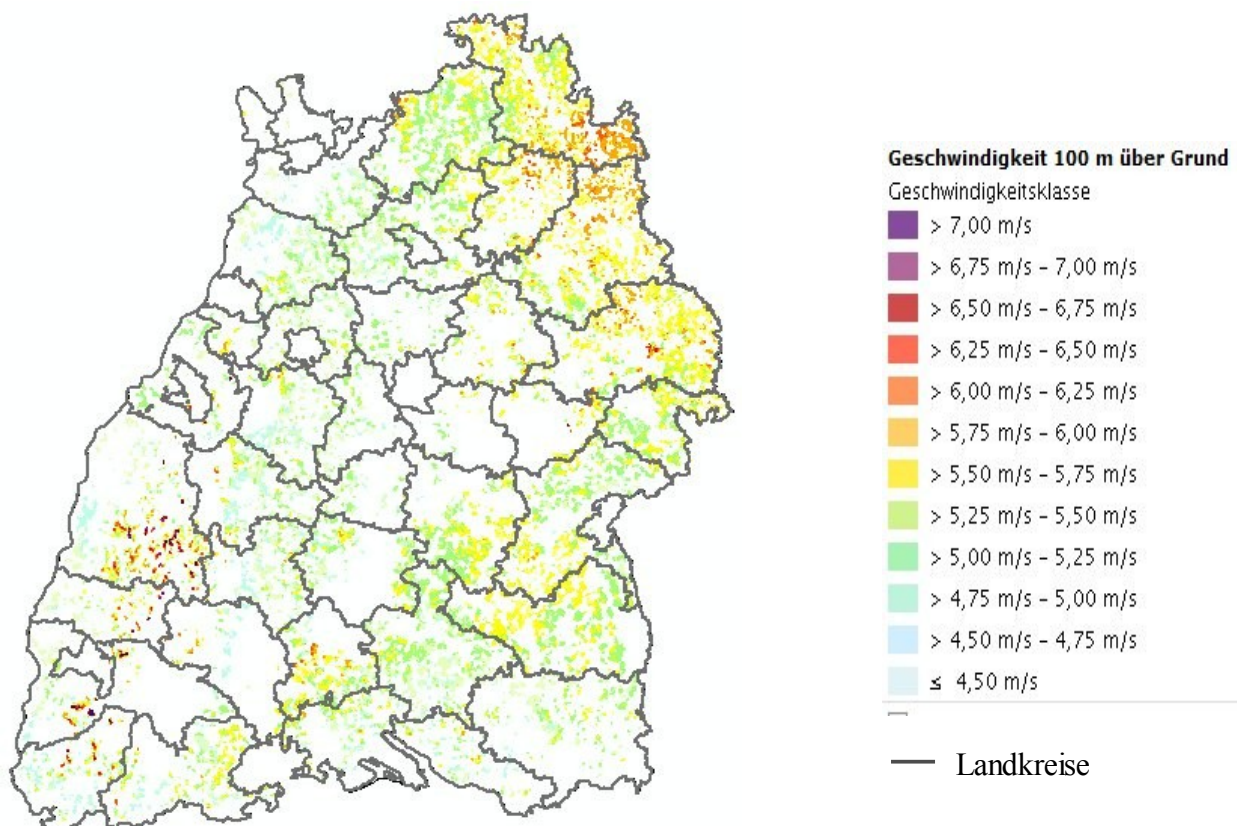


Abbildung 14: Mittlere Windgeschwindigkeiten in 100m Höhe über Grund auf ermittelter Potentialfläche, Eigene Darstellung, Grundlage: Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS) der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW)

Als mittlere Windgeschwindigkeit wird bei jeder Geschwindigkeitsklasse das arithmetische Mittel der oberen und unteren Grenze angenommen. Dies bedeutet beispielsweise für die Geschwindigkeitsklasse „>6,00 m/s – 6,25 m/s“ eine durchschnittliche mittlere Windgeschwindigkeit von 6,125 m/s. Für die Klasse „≤ 4,5 m/s“ würde dies eine mittlere Windgeschwindigkeit von 2,25 m/s bedeuten, was unter der Einschaltgeschwindigkeit der meisten in Kapitel 4.1 gewählten Vergleichsturbinen liegt. Da außerdem keine annähernd wirtschaftliche Stromerzeugung bei dieser mittleren Windgeschwindigkeit erzielbar ist, wird diese Geschwindigkeitsklasse vernachlässigt.¹² Die obere Grenze der Klasse „> 7 m/s“ liegt bei 12 m/s¹³, was eine mittlere Windgeschwindigkeit von 9,5 m/s bedeutet.

Der Flächenanteil jeder Geschwindigkeitsklasse in 100 Metern Höhe an der gesamten Potentialfläche ergibt sich dann wie folgt:

¹² Vgl. auch Held et al. S.200, Hoogwijk et al. S.915

¹³ UM (2011a) S.26

Geschwindigkeits- klasse [m/s]	Anteil an Potentialfläche [km ²]
4,50 – 4,75	219,33
4,75 – 5,00	551,54
5,00 – 5,25	614,78
5,25 – 5,50	410,95
5,50 – 5,75	222,95
5,75 – 6,00	97,61
6,00 – 6,25	14,99
6,25 – 6,50	2,55
6,50 – 6,75	1,09
6,75 – 7,00	0,52
> 7,00	0,55

Tabelle 6: Flächenanteil der Geschwindigkeitsklassen in 100m Höhe an der gesamten Potentialfläche, Eigene Berechnung mit ArcGIS

3.2 Mittlere Windgeschwindigkeiten in 140 Metern Höhe

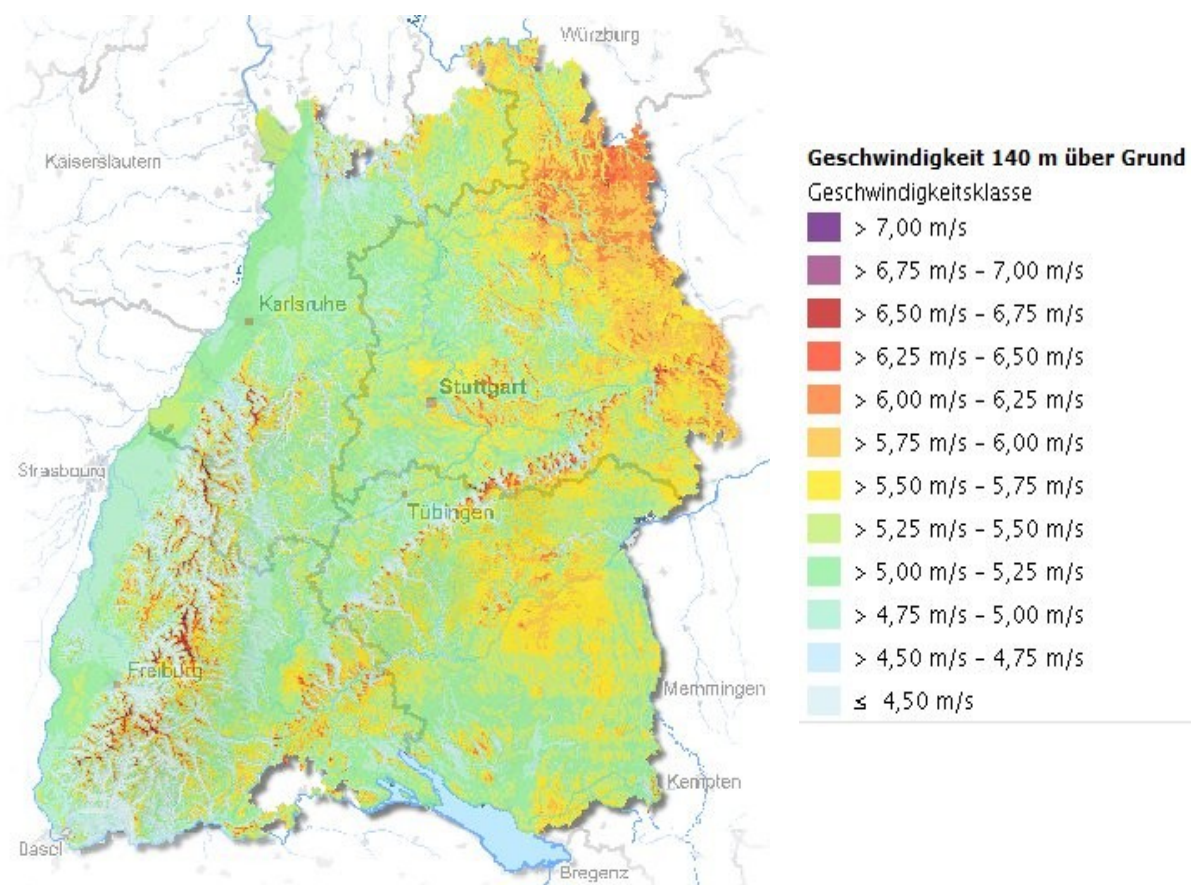


Abbildung 15: Windatlas Baden-Württemberg – Windgeschwindigkeit 140m über Grund

Quelle: Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS) der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW)

Nun wird analog zu Kapitel 3.1 berechnet, wie viel Quadratkilometer der in Kapitel 2 ermittelten Potentialfläche welcher Geschwindigkeitsklasse in 140 Metern Höhe zuzuordnen sind.

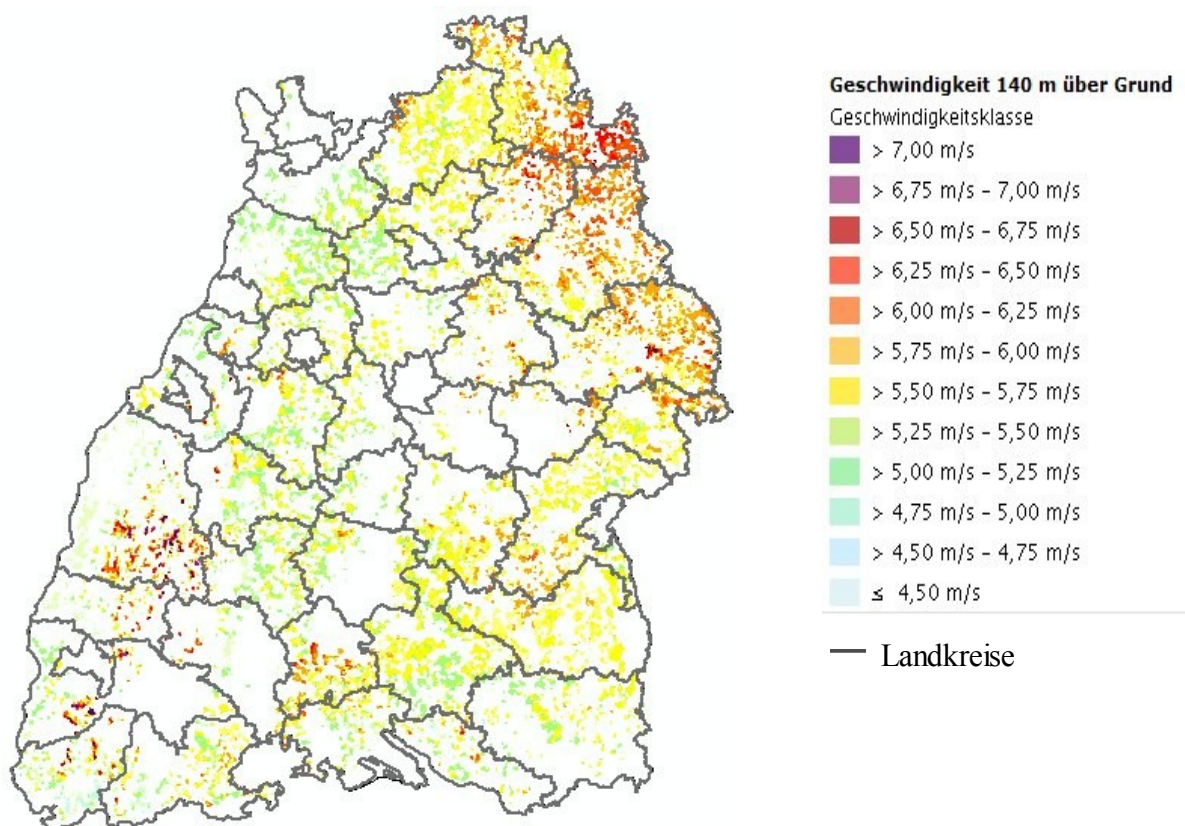


Abbildung 16: Mittlere Windgeschwindigkeiten in 140m Höhe über Grund auf ermittelter Potentialfläche, Eigene Darstellung, Grundlage: Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS) der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW)

Geschwindigkeits- klasse [m/s]	Anteil an Potentialfläche [km ²]
4,50 – 4,75	33,32
4,75 – 5,00	154,19
5,00 – 5,25	438,19
5,25 – 5,50	650,31
5,50 – 5,75	510,44
5,75 – 6,00	291,31
6,00 – 6,25	117,81
6,25 – 6,50	23,26
6,50 – 6,75	3,78
6,75 – 7,00	1,03
> 7,00	0,87

Tabelle 7: Flächenanteil der Geschwindigkeitsklassen in 140m Höhe an der gesamten Potentialfläche, Eigene Berechnung mit ArcGIS

3.3 Räumliche Verteilung von Potentialfläche und Windgeschwindigkeiten

Schon bei Betrachtung der Abbildungen 14 und 16, in denen die Windgeschwindigkeiten auf der Potentialfläche sowie die Land- und Stadtkreise abgebildet sind, ist erkennbar wo sich ein großes Flächenpotential in Zusammenhang mit guten Windgeschwindigkeiten befindet. Um diese räumliche Verteilung zu konkretisieren, wird in Tabelle 8 jedem Land- und Stadtkreis das Verhältnis von Potentialfläche zu gesamter Fläche, sowie das Verhältnis von Potentialfläche mit Windgeschwindigkeiten größer 5,5 m/s in 100 Metern Nabenhöhe zu gesamter Potentialfläche zugeordnet:

Land- oder Stadtkreis	Potentialfläche / Gesamte Fläche [%]	Potentialfläche mit Windge- schwindigkeiten > 5,5 m/s / Gesamte Potentialfläche [%]
Main-Tauber-Kreis	23	48,3
Neckar-Odenwald-Kreis	23	4,8
Hohenlohekreis	10	52,3
Schwäbisch-Hall	13	47,7
Heilbronn (Landkreis)	12	1
Heilbronn (Stadtkreis)	7	0
Rhein-Neckar-Kreis	5	0,1
Mannheim	0	0
Karlsruhe (Landkreis)	11	1,4
Karlsruhe (Stadtkreis)	0	0
Heidelberg	1	0
Enzkreis	9	1,1
Pforzheim	1	19,7
Ludwigsburg	3	0
Rems-Murr-Kreis	5	13,3
Ostalbkreis	14	35
Heidenheim	20	9,1
Göppingen	5	27,6
Esslingen	1	10,4
Stuttgart	0	0
Böblingen	5	0
Calw	10	1,7
Rastatt	5	4

Ermittlung des wirtschaftlichen Potentials für Stromerzeugung mit Wind in Baden-Württemberg

Baden-Baden	2	27,2
Ortenaukreis	7	21,7
Freudenstadt	11	2,1
Tübingen	4	0
Reutlingen	14	7,1
Alb-Donau-Kreis	13	8,1
Ulm	1	1,3
Rottweil	11	1,5
Zollernalbkreis	11	2,8
Emmendingen	4	17,2
Schwarzwald-Baar-Kreis	3	11,2
Tuttlingen	16	16,1
Sigmaringen	20	0,5
Biberach	16	5,7
Ravensburg	5	0,5
Bodenseekreis	4	8,2
Konstanz	8	7,9
Freiburg	3	6,4
Breisgau-Hochschwarzwald	4	11,7
Lörrach	8	8,5
Waldshut	7	5,6

Tabelle 8: Räumliche Verteilung von Potentialfläche und Windgeschwindigkeiten, Eigene Berechnungen

Spitzenreiter ist, aufgrund eines hohen Anteils an Potentialfläche und guter Windgeschwindigkeiten, der Main-Tauber-Kreis. Auch der Hohenlohe-, Schwäbisch Hall- und Ostalbkreis weisen hohe Windgeschwindigkeiten auf, haben aber einen deutlich geringeren Anteil an Potentialfläche. Der Neckar-Odenwald-Kreis, Heidenheim und Sigmaringen dagegen besitzen einen hohen Anteil an Potentialfläche aber weniger gute Windgeschwindigkeiten. Wenig Potentialfläche und schlechte Windgeschwindigkeiten vereinigen die Stadtkreise Mannheim, Heidelberg, Karlsruhe, Stuttgart und Ulm, sowie die Landkreise Böblingen, Tübingen und Ravensburg.

Man erkennt deutlich, dass Potentialfläche und hohe Windgeschwindigkeiten sich im Nordosten des Landes schneiden.¹⁴

¹⁴ Für weitere Informationen siehe Anhang A2

4. Techno-ökonomisches Potential für die Nutzung von Windenergie

Um das technische Potential zu ermitteln, werden Vergleichsturbinen ausgewählt, die Turbinendichte analysiert und daraus resultierend die Leistung berechnet, welche in Baden-Württemberg installiert werden kann. Nach Berücksichtigung von Verlusten wird unter Zuhilfenahme der in Kapitel 3 dargestellten Windgeschwindigkeiten der jährliche Energieertrag bestimmt. Entsprechend Kapitel 3.3 erfolgt auch hier eine Betrachtung auf Kreisebene. Nach Recherche der investitionsgebundenen Kosten sowie der Betriebskosten für das Jahr 2010, und Prognose der Kosten für die Jahre 2020 und 2030 mittels Lernraten, werden Kosten-Potential-Kurven abgeleitet.

4.1 Technisches Potential

4.1.1 Vergleichsturbinen

Um das technische Potential ermitteln zu können, müssen Vergleichsanlagen festgelegt werden. In die nähere Auswahl kommen, aufgrund der Marktanteile in Deutschland (siehe Abbildung 17) und der Nennleistung, folgende Anlagen kommerzieller Anbieter:

Anbieter/ Modell	Nennleistung [MW]	Nabenhöhe [m]	Rotordurch- messer [m]	Einschaltge- schwindigkeit [m/s]	Abschaltge- schwindigkeit [m/s]
Vestas V90	2	80, 95, 105, 125	90	4	25
Enercon E82	2	78, 86, 98, 108 138	82	2	28-34
Vestas V112	3	84, 94, 119	112	3	25
Enercon E101	3	99, 135	101	2	28-34
REpower 3.4M104	3,4	78-80, 96,5–100, 125–128	104	3,5	25
REpower 5M	5	117	126	3,5	25

Tabelle 9: Auswahl von Vergleichsanlagen
Quelle: Datenblätter der Hersteller

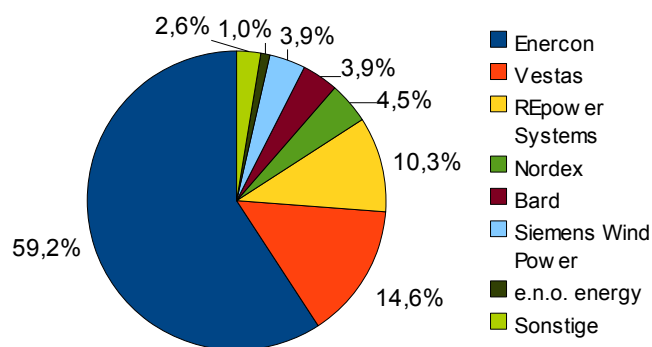


Abbildung 17: Marktanteile WEA-Hersteller in Deutschland
Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage DEWI, 2009

Generell sollten Anlagen für Schwachwindstandorte wie Baden-Württemberg einen großen Rotordurchmesser aufweisen, um durch die große überstrichene Rotorfläche dem Wind möglichst viel Energie zu entziehen. Des Weiteren sollten sie einen hohen Turm haben, da die Windgeschwindigkeiten mit der Höhe über Grund steigen. Solche Anlagen sind für Starkwindstandorte weniger geeignet, da sie oft wegen zu hoher Windgeschwindigkeit abgeschaltet werden müssten.¹⁵

Die Enercon E82 2MW ist die Binnenlandversion einer Schwachwindanlage welche sich durch ihr großes Verhältnis der überstrichenen Rotorfläche zur Nennleistung, und ihre Nabenhöhe von 138 Metern auszeichnet. Eine Weiterentwicklung dieser Anlage führte zur E101 3MW welche für moderate und schwache Windstärken geeignet ist.

Auch die Vestas V90 2MW sowie V112 3MW wurden entwickelt, um an Onshore-Standorten mit niedrigen und mittleren Windgeschwindigkeiten rentabel betrieben werden zu können und höhere Erträge zu generieren.

Die REpower 3.4M104 wurde ursprünglich für windstärkere Onshore-Standorte entwickelt. Um mit ihr auch windschwächere Standorte optimal zu nutzen, wird sie zusätzlich mit 128 Metern Nabenhöhe angeboten. Damit wird es möglich, selbst schwieriges Gelände wie Wälder oder Hügel gewinnbringend zu erschließen. Besser geeignet für die Windverhältnisse in Baden-Württemberg wäre die REpower 3.2M114 aufgrund ihres größeren Rotordurchmessers von 114 Metern. Die 3,2-MW-Anlage ist für Schwachwindstandorte optimiert und kann hier mit einer über 10000 m² großen

¹⁵ Von Fabeck

Rotorfläche den Energieertrag im Vergleich zur REpower 3.4M104 um bis zu 10% steigern. Leider standen für diese Anlage keine genauen Daten zur Leistungskurve zur Verfügung. Die REpower 5M ist eine Offshore-Anlage welche aber auch für den Betrieb an Land geeignet ist. Sie wurde nicht für Schwachwindstandorte entwickelt, jedoch soll in der vorliegenden Arbeit das wirtschaftliche Potential mit Anlagen unterschiedlicher Nennleistung bestimmt, und die Ergebnisse am Ende verglichen werden.¹⁶

In Kapitel 3 wurde ermittelt, auf wie viel Prozent der Fläche welche mittlere Windgeschwindigkeit vorherrscht. Der Zusammenhang zwischen dieser Geschwindigkeit und den Volllaststunden, bzw. dem jährlichen Energieertrag wird mithilfe der Weibullverteilung und der Leistungskurve der jeweiligen Vergleichsanlage dargestellt. Hierfür wird das Programm „WASP Turbine Editor“ verwendet. Dieses Programm errechnet den jährlichen Energieertrag, nachdem die Koordinaten der Leistungskurve und die Parameter der Weibullverteilung eingegeben werden.

Für den Formfaktor k der Weibullverteilung g

$$g(v) = \frac{k}{A} * \left(\frac{v}{A}\right)^{(k-1)} * e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (1)$$

k = Formfaktor

A = Skalierungsfaktor

v = Windgeschwindigkeit

wird, wie für Mitteleuropa üblich, der Wert zwei eingesetzt, wodurch sich die Rayleigh-Verteilung f ergibt (siehe Abbildung 18):¹⁷

$$f(v) = \frac{\pi}{2} * \left(\frac{v}{V^2}\right) * e^{-\left(\frac{\pi}{4}\right) * \left(\frac{v}{V}\right)^2} \quad (2)$$

V = mittlere Windgeschwindigkeit

v = Windgeschwindigkeit

Der Skalierungsfaktor A ergibt sich zu:

$$A = \frac{2}{\sqrt{\pi}} * V \approx 1,1284 * V \quad (3)$$

¹⁶ Datenblätter der Hersteller, www.windenergie-im-binnenland.de

¹⁷ Lewald S.41

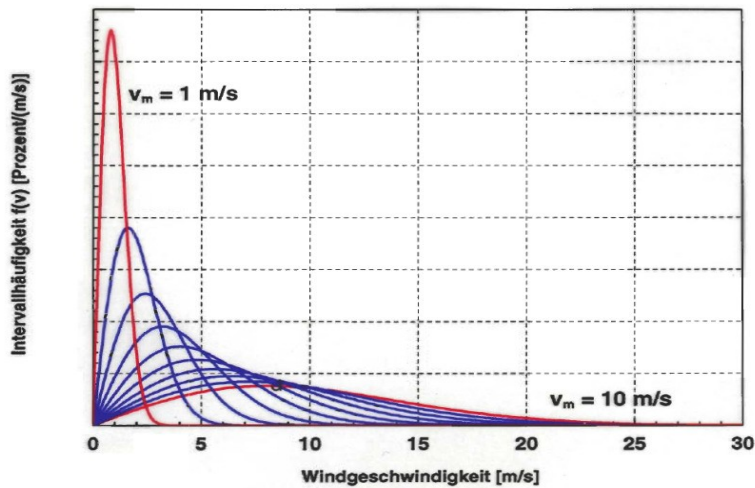


Abbildung 18: Rayleigh-Verteilung für verschiedene mittlere Windgeschwindigkeiten
Quelle: Lewald, N., S.41

Beispielhaft wird „WASP Turbine Editor“ für die Vestas V90 und die mittlere Windgeschwindigkeit 6,125 m/s erläutert. Der Skalierungsfaktor A ist in diesem Fall nach (3) 6,911. Zu beachten ist, dass das Programm bei der mittleren Windgeschwindigkeit nur eine Nachkommastelle beachtet. Da der Skalierungsfaktor eine lineare Funktion der mittleren Windgeschwindigkeit ist und die Leistung einer Windenergieanlage von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängt, ergibt sich in diesem Fall eine Ungenauigkeit von ungefähr 0,5%.

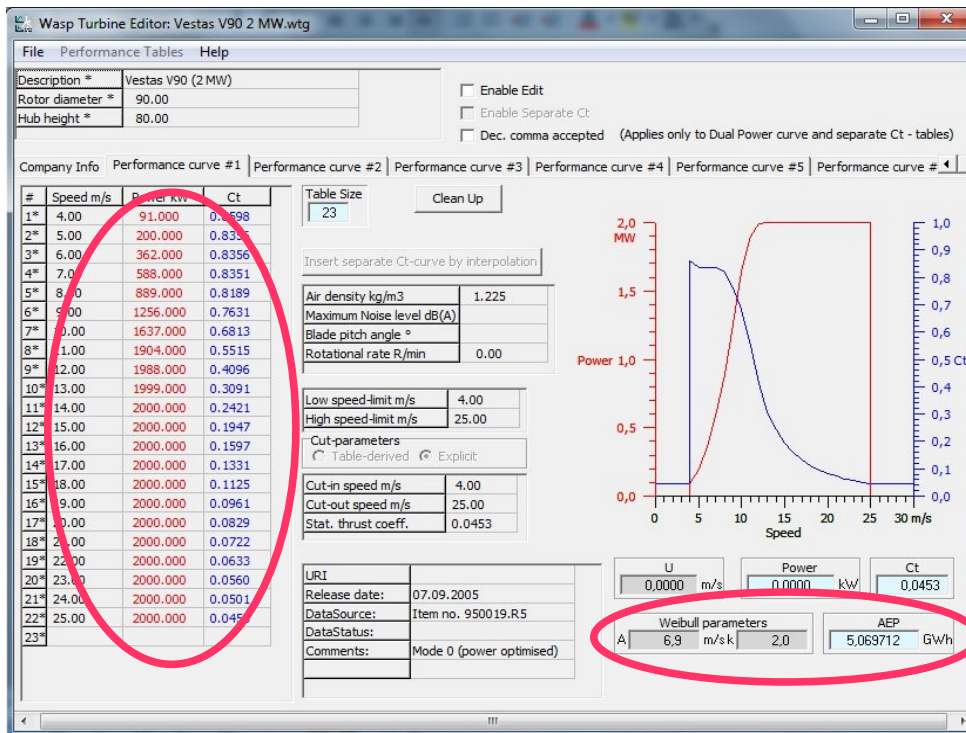


Abbildung 19: WASP Turbine Editor mit Vestas V90 bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,125 m/s

Nach Eingabe der Leistungskurve (linke rote Ellipse und rote Kurve) und der Parameter für die Weibullverteilung (rechte rote Ellipse) errechnet das Programm den jährlichen Energieertrag E mit der Formel:

$$E = \int_{v_E}^{v_A} (f(v) * P(v)) * 8760h \quad (4)$$

$v_E = \text{Einschaltgeschwindigkeit [m/s]}$

$v_A = \text{Abschaltgeschwindigkeit [m/s]}$

$P(v) = \text{Leistungskurve}$

Teilt man den Energieertrag durch die Nennleistung, erhält man die entsprechenden Volllaststunden, in diesem Fall 2535.

Führt man das Programm für jede Vergleichsanlage und jede Geschwindigkeitsklasse des „Windatlas Baden-Württemberg“ aus, erhält man folgende grafische Zusammenhänge (exakte Werte tabellarisch in Anhang A3):¹⁸

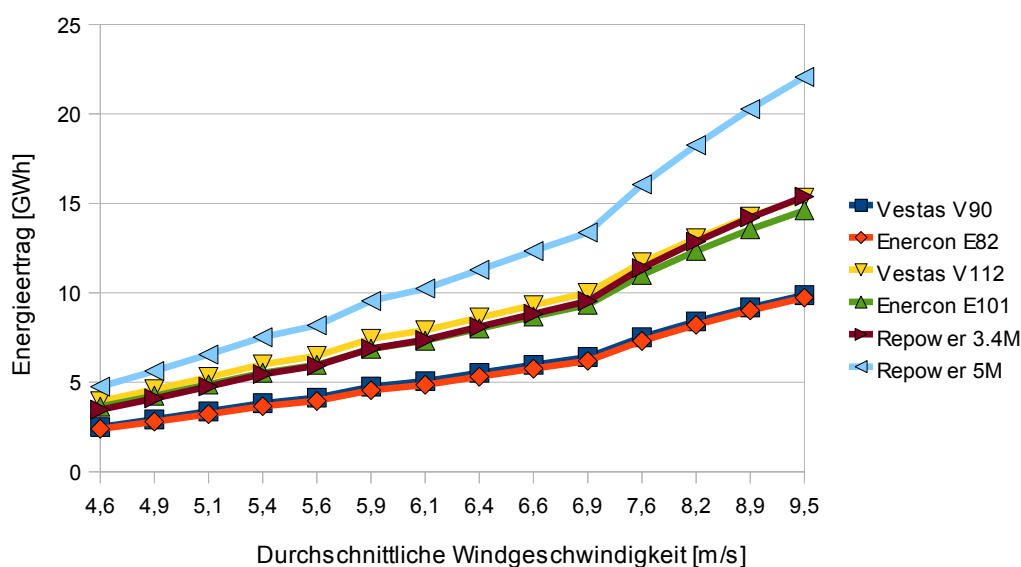


Abbildung 20: Energieertrag der Vergleichsanlagen in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit, Eigene Berechnung mit WAsP Turbine Editor

¹⁸ Um den Schritt zwischen der Klasse „>6,75 m/s – 7,0 m/s“ und „>7,0 m/s“ anzupassen, wurden drei Zwischenwerte eingefügt. Es ist zu beachten, dass die Schrittgröße trotzdem nicht dieselbe ist wie zwischen den Klassen „>4,5 m/s – 4,75 m/s“ und „>6,75 m/s – 7,0 m/s“

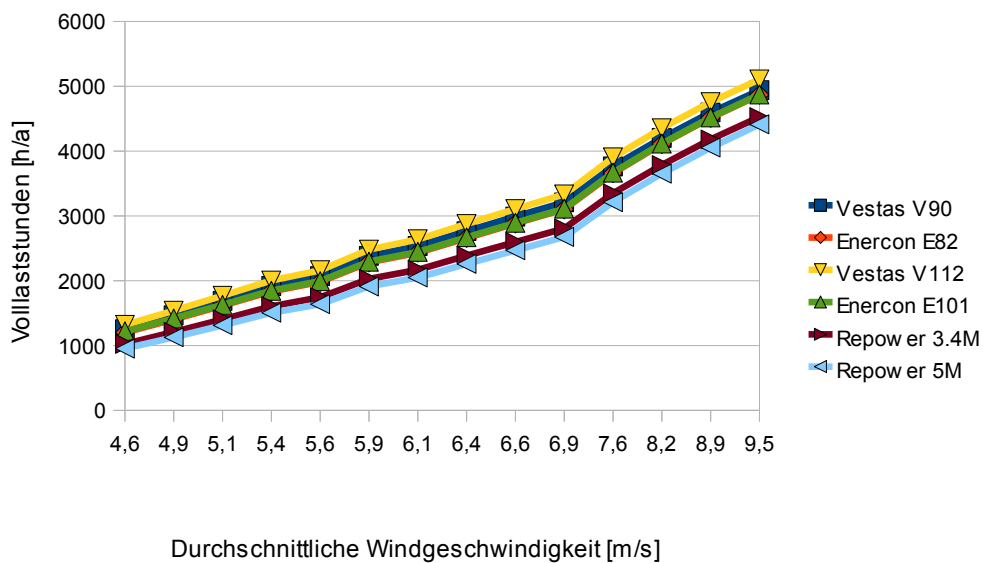


Abbildung 21: Volllaststunden der Vergleichsanlagen in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit, Eigene Berechnung

Aufgrund dieser Berechnungen schneiden die Vestas-Anlagen mit den höchsten Volllaststundenzahlen am Besten ab. Jedoch hängt der gesamte Ertrag für eine bestimmte Fläche letztendlich von weiteren Faktoren (wie bspw. dem Platzbedarf) ab und bei der Auswahl der Vergleichsanlagen soll auch den Marktanteilen und unterschiedlichen Nennleistungen Beachtung geschenkt werden. Deswegen wird das technische Potential im Weiteren ausschließlich mit folgenden Anlagen berechnet:

- Enercon E82 2MW
- Vestas V112 3MW
- REpower 5M 5MW

Dabei wird die Tatsache ignoriert, dass die Vestas V112 und die REpower 5M zur Zeit nicht auf 140 Metern Nabenhöhe verfügbar sind.

4.1.2 Turbinendichte

In Kapitel 2 wurde ermittelt, wie viel Fläche in Baden-Württemberg aus raumplanerisch-rechtlicher Sicht für die Errichtung von Windenergieanlagen zur Verfügung steht. Nun muss die

Turbinendichte, d.h. die Anzahl der Anlagen die auf einem Quadratkilometer errichtet werden kann, analysiert werden. Studien welche mit einer vergleichbaren Methodik das Potential für Europa ermittelt haben, haben die Turbinendichte auf 3 bzw. 4 MW/km² festgelegt. Allerdings wurde dabei auch der sozialen Akzeptanz Rechnung getragen, oder die Tatsache betrachtet, dass oft Einzelanlagen statt Windparks installiert werden.¹⁹ In der vorliegenden Arbeit wird jedoch zunächst nur das technische Potential ermittelt, d.h. die gesamte ermittelte Fläche wird mit Windenergieanlagen beplant. Dies führt zu einer deutlich höheren Turbinendichte. Die „dena-Netzstudie I“ geht in einem Windpark von einem mittleren Flächenbedarf von sieben Hektar pro Megawatt installierter Leistung aus, was einer Turbinendichte von 14 MW/km² entspricht. Dieser realistische Mittelwert basiere auf Erfahrungswerten, jedoch sei zu berücksichtigen, dass es projektspezifisch zu deutlichen Abweichungen kommen könne.²⁰ Ein in der Zeitschrift „Neue Energie“ veröffentlichter Artikel, errechnet einen höheren Platzbedarf von 9,2 Hektar pro Megawatt. Dieser Wert kommt zustande, indem für 450 Raumordnungsgebiete mit insgesamt 8468 Anlagen, die gesamte installierte Leistung durch die Fläche dividiert wurde. Um den Flächenbedarf bis 2020 abzuschätzen und dem Fortschritt der Technik gerecht zu werden, wurden schlecht ausgelastete Raumordnungsgebiete ausgeschlossen und das Verfahren noch einmal durchgeführt. Dabei kam ein Wert von 4,84 Hektar pro Megawatt zu Stande.²¹ Um genauere Aussagen für den Flächenbedarf der Vergleichsanlagen in dieser Arbeit treffen zu können, wird nun anhand der empfohlenen Abstandsellipsen der spezifische Bedarf berechnet. Empfohlene Abstände unter den einzelnen Windenergieanlagen sind beispielsweise acht mal der Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung und drei mal der Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung.²² Die Fläche F einer Ellipse berechnet sich ähnlich die eines Kreises:

$$F = \pi * a * b$$

wobei

$$a = \frac{1}{2} \text{ Durchmesser Längsrichtung}$$

$$b = \frac{1}{2} \text{ Durchmesser Querrichtung}$$

19 Held S.61

Hoogwijk et al. S.902

20 dena S.10

21 Einig et al. S.34ff

22 Hau S.733

Der Platzbedarf je Megawatt für die in Kapitel 4.1.1 ausgewählten Vergleichsturbinen ergibt sich dann wie folgt:

Anlage	Rotordurchmesser d [m]	Ellipsenfläche [ha] = $\pi * 1,5d * 4d$	Nennleistung [MW]	Platzbedarf [ha/MW]
Enercon E82	82	12,67	2	6,335
Vestas V112	112	23,65	3	7,883
REpower 5M	126	29,93	5	5,986

Tabelle 10: Platzbedarf pro MW verschiedener Vergleichsanlagen, Eigene Berechnung auf Grundlage der Datenblätter der Hersteller

Dieser Platzbedarf erscheint nach Vergleich mit den oben erwähnten Studien realistisch.

Das Thema Netzanschluss wird zur Ermittlung des Platzbedarfs in dieser Arbeit vernachlässigt. Es wird davon ausgegangen, dass Baden-Württemberg ausreichend mit Freileitungen im Hoch- und Mittelspannungsbereich ausgestattet ist, und die benötigten Erdkabel den Platzbedarf nicht beeinflussen. Der Bau von Umspannwerken, Sammelschienen und weiterer notwendiger Komponenten beeinflusst den Platzbedarf nur geringfügig.

4.1.3 Installierbare Leistung

In Kapitel 2 wurde eine potentiell bebaubare Fläche von 2246,41 km² ermittelt. Entsprechend dem in Kapitel 4.1.2 errechneten Platzbedarf kann nun für jede Vergleichsturbine die gesamte in Baden-Württemberg installierbare Leistung berechnet werden:

Anlage	Turbinendichte [MW/km ²]	Installierbare Leistung [MW] = 2246,41 km ² * Turbinendichte
Enercon E82	15,79	35470,81
Vestas V112	12,69	28506,94
REpower 5M	16,71	37537,51

Tabelle 11: Gesamte in Baden-Württemberg installierbare Leistung für jede Vergleichsanlage, Eigene Berechnung

Um das technische Potential in Form des Energieertrags zu ermitteln, muss bekannt sein wie viel Leistung in welcher der in Kapitel 3 dargestellten Windgeschwindigkeitsklassen installiert werden kann. Die Berechnung erfolgt analog zu Tabelle 11, nun jedoch für jede Anlage und jede Geschwindigkeitsklasse in 100 und 140 Metern Höhe.

	Leistung [MW]		
	Enercon E82	Vestas V112	REpower 5M
Windgeschwindigkeitsklassen in 100m Höhe [m/s]			
4,50 – 4,75	3463,22	2783,30	3665,00
4,75 – 5,00	8708,82	6999,04	9216,23
5,00 – 5,25	9707,38	7801,56	10272,92
5,25 – 5,50	6488,90	5214,96	6866,97
5,50 – 5,75	3520,38	2829,24	3725,49
5,75 – 6,00	1541,26	1238,67	1631,06
6,00 – 6,25	236,69	190,22	250,48
6,25 – 6,50	40,26	32,36	42,61
6,50 – 6,75	17,21	13,83	18,21
6,75 – 7,00	8,21	6,60	8,69
> 7,00	8,68	6,98	9,19
Gesamt	33741,02	27116,75	35706,93
Windgeschwindigkeitsklassen in 140m Höhe [m/s]			
4,50 – 4,75	526,12	422,83	556,78
4,75 – 5,00	2434,66	1956,67	2576,51
5,00 – 5,25	6919,02	5560,63	7322,15
5,25 – 5,50	10268,39	8252,43	10866,68
5,50 – 5,75	8059,85	6477,48	8529,45
5,75 – 6,00	4599,78	3696,72	4867,79
6,00 – 6,25	1860,22	1495,01	1968,61
6,25 – 6,50	367,28	295,17	388,67
6,50 – 6,75	59,69	47,97	63,16
6,75 – 7,00	16,26	13,07	17,21
> 7,00	13,74	11,04	14,54
Gesamt	35125,01	28229,03	37171,56

Tabelle 12: Installierbare Leistung der Vergleichsanlagen bzgl. der Geschwindigkeitsklassen in 100m und 140 m Höhe, Eigene Berechnung

Bei der Interpretation der Tabelle ist zu beachten, dass die beiden Zeilen „Gesamt“ übereinstimmen, und der in Tabelle 11 angegebenen gesamten installierbaren Leistung entsprechen würden, wenn die Geschwindigkeitsklasse „<4,5 m/s“ nicht vernachlässigt worden wäre. Da die Fläche, und somit auch die installierbare Leistung innerhalb dieser Geschwindigkeitsklasse auf 140 Metern geringer ist als auf 100 Metern, ergeben sich unterschiedliche Summen. Die wichtige Information dieser Tabelle beinhaltet lediglich die Verteilung der gesamten installierbaren Leistung auf die

unterschiedlichen Geschwindigkeitsklassen. Erst bei der Berechnung des technischen Potentials in Form des Energieertrags (siehe Tabelle 13) ist die Summe der Erträge die entscheidende Information.

4.1.4 Verluste

Bei der Berechnung des technischen Potentials, muss der Parkwirkungsgrad mit einbezogen werden. Insbesondere bei der vergleichsweise hohen Turbinendichte die in dieser Arbeit gewählt wurde, kommt es zu aerodynamischen Leistungsverlusten. Je nach Windangebot entzieht ein Windrad bis zu 50% der Windenergie des durchströmenden Windes²³. Selbst bei einem Windpark mit zwei Windrädern kann zeitweise ein Windrad unmittelbar hinter dem anderen stehen. Es müsste damit mit den restlichen 50% auskommen, die es wiederum nur zu 50 % nutzen kann. Somit würde das vordere genauso viel produzieren wie wenn es alleine steht. Das dahinter liegende würde dagegen nur noch die Hälfte des Ertrags erzielen. Der Mittelwert liegt dann bei 75% Parkwirkungsgrad in diesem Extremfall. Da in dieser Arbeit Mindestabstände von drei und acht mal Rotordurchmesser gewählt wurden und der Wind nur selten zwei exakt hintereinander liegende Windräder trifft, entspricht dieser Fall nicht der Realität. Entsprechend den festgelegten Abstandsellipsen, wird der Parkwirkungsgrad in dieser Arbeit auf 0,9 gesetzt.²⁴ Auch beim Vergleich mit anderen Studien erscheint der Wert realistisch. Hoogwijk et al. haben beispielsweise bei einer geringeren Turbinendichte, aber einem kleineren Abstandskreis von fünf mal fünf mal Rotordurchmesser, denselben Parkwirkungsgrad angenommen.²⁵

Verfügbarkeitsverluste, durch beispielsweise Wartung, werden aufgrund der geringen Auswirkung vernachlässigt.

4.1.5 Jährlicher Energieertrag

Um den jährlichen Energieertrag welcher in Baden-Württemberg generiert werden könnte zu berechnen, werden die Ergebnisse aus Kapitel 4.1.3, sowie die in Kapitel 4.1.1 ermittelten Volllaststunden jeder Vergleichsanlage in jeder Geschwindigkeitsklasse zusammen geführt. Von dem sich ergebenden Energieertrag müssen dann noch Parkwirkungsgradverluste abgezogen

23 Leistungsbeiwert $c_p=0,593$ und elektrischer Wirkungsgrad zwischen 0,935 und 0,965
Hau S.83 und S.394

24 Hau S.733

25 Hoogwijk et al. S.903

werden. Teilt man diesen Ertrag durch die installierte Leistung erhält man die durchschnittlichen Volllaststunden.

So ergeben sich folgende Werte:²⁶

	Enercon E82	Vestas V112	REpower 5M
Energieertrag in 100m Höhe [GWh]	49700,67	43655,14	42839,68
Energieertrag in 140m Höhe [GWh]	59658,76	52284,64	52042,56
Durchschnittliche Volllaststunden in 100m Höhe [h]	1473	1610	1200
Durchschnittliche Volllaststunden in 140m Höhe [h]	1698	1852	1400

Tabelle 13: Energieertrag der Vergleichsanlagen in 100m und 140m Höhe, Eigene Berechnung

Es fällt auf, dass die Enercon E82 trotz ihrer vergleichsweise geringen Nennleistung den höchsten Ertrag generiert. Auf 100 Metern Höhe erzielen die Vestas bzw. die REpower lediglich 88% bzw. 86% des Ertrags der Enercon, auf 140 Metern Höhe sind es 88% bzw. 87%. Dies liegt am geringeren Platzbedarf gegenüber der Vestas V112 und der höheren Volllaststundenzahl gegenüber der REpower 5M. Würde man für alle drei Anlagen denselben Platzbedarf pro Megawatt annehmen, hinge der Energieertrag nur noch von der unterschiedlichen Volllaststundenzahl ab. In diesem Fall würde die Vestas V112 am Besten abschneiden, gefolgt von der Enercon E82 und schließlich der REpower 5M.

Das maximal mögliche technische Potential liegt bei 59,66 TWh und ist mit einer Enercon E82 auf 140 Metern Nabenhöhe zu erzielen.

4.1.6 Räumliche Verteilung des technischen Potentials

Bei der Verteilung des jährlichen Energieertrags auf die Land- und Stadtkreise führt der Main-Tauber-Kreis mit 8081 GWh, das Schlusslicht bildet der Stadtkreis Stuttgart mit 0,14 GWh. Da die Dimension des Ertrags auch von der gesamten Flächengröße des Land- oder Stadtkreises abhängt, sind diese Beträge nur bedingt aussagekräftig. Aus diesem Grund wird für jeden Kreis der Ertrag pro Quadratkilometer der gesamten Fläche berechnet. Hieraus ergibt sich eine Reihenfolge, anhand derer abgeschätzt werden kann, wie gut ein Landkreis im Vergleich zu allen anderen Landkreisen für die Nutzung von Windenergie geeignet ist:

²⁶ Aufteilung des Ertrags auf die Geschwindigkeitsklassen in den Anhängen A4, A5 und A6

Landkreis	Energieertrag [GWh/km ²]	Landkreis	Energieertrag [GWh/km ²]
Main-Tauber-Kreis	6,20	Göppingen	1,27
Neckar-Odenwald-Kreis	5,10	Rems-Murr-Kreis	1,12
Heidenheim	4,65	Lörrach	1,06
Sigmaringen	4,12	Ravensburg	1,05
Ostalbkreis	3,73	Rhein-Neckar-Kreis	0,94
Biberach	3,70	Böblingen	0,93
Tuttlingen	3,57	Tübingen	0,88
Schwäbisch Hall	3,49	Bodenseekreis	0,8
Reutlingen	3,24	Emmendingen	0,8
Alb-Donau-Kreis	2,99	Rastatt	0,76
Hohenlohekreis	2,76	Breisgau-Hochschwarzwald	0,67
Heilbronn (Landkreis)	2,54	Ludwigsburg	0,59
Zollernalbkreis	2,21	Freiburg	0,52
Karlsruhe (Landkreis)	2,11	Schwarzwald-Baar-Kreis	0,44
Rottweil	1,89	Baden-Baden	0,36
Calw	1,80	Esslingen	0,17
Freudenstadt	1,77	Ulm	0,16
Enzkreis	1,72	Pforzheim	0,15
Heilbronn (Stadtkreis)	1,60	Heidelberg	0,11
Konstanz	1,56	Mannheim	0,05
Ortenaukreis	1,43	Karlsruhe (Stadtkreis)	0,02
Waldshut	1,29	Stuttgart	0,00

Tabelle 14: Flächenspezifischer Energieertrag der Landkreise, Eigene Berechnungen

4.2 Kosten der Windenergie

Um im Weiteren das wirtschaftliche Potential zu ermitteln, werden dem technischen Potential die Stromgestehungskosten gegenüber gestellt. Diese berechnen sich nach folgender Formel²⁷:

$$K = \frac{K_{\text{variabel}} + K_{\text{fix}}}{E} = \frac{K_{O \wedge M} + K_I * CRF}{E} \quad (5)$$

²⁷ Resch et al. S.10

$K = \text{Stromgestehungskosten} [\text{€} / \text{MWh}]$

$K_{\text{variabel}} = \text{variable Kosten} [\text{€} / \text{MW}]$

$K_{\text{fix}} = \text{fixe Kosten} [\text{€} / \text{MW}]$

$E = \text{Energieertrag} [\text{MWh} / \text{a}]$

$K_{O\wedge M} = \text{Betriebskosten} [\text{€} / \text{MW}]$

$K_I = \text{Investitionskosten} [\text{€} / \text{MW}]$

$$CRF = \text{Capital Recovery Factor} = \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1}$$

$i = \text{Zinssatz}$

$n = \text{Lebensdauer} [a]$

In einer Studie des Instituts für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) werden die spezifischen investitionsgebundenen Kosten für Windenergieanlagen für das Jahr 2008 berechnet, indem die gesamten Investitionen des Jahres durch den gesamten Leistungszubau geteilt werden. Das Ergebnis sind Kosten für die Windenergieanlage und Nebenkosten von insgesamt 1247 €/kW.²⁸ Laut dem Wirtschaftsverband Windkraftwerke haben sich die investitionsgebundenen Kosten für Windenergieanlagen zwischen 2008 und 2010 um 6,1% erhöht.²⁹ Somit ergeben sich für das Jahr 2010 investitionsgebundene Kosten von 1323 €/kW.

Die Betriebskosten werden als prozentualer Anteil der Anlagenkosten angegeben. Die Studie des IÖW legt jährliche Betriebskosten in Höhe von 4,8% der Anlagenkosten fest.³⁰ Dieser Wert deckt sich mit anderen Quellen in denen von einer Bandbreite von 4% bis 5,5%, und von 3% bis 6% die Rede ist.³¹ Für das Jahr 2010 ergeben sich so Betriebskosten von 63,50 €/kW.

Um Kosten-Potential-Kurven für die Jahre 2010, 2020 und 2030 zu erstellen, werden mögliche Reduktionen der Betriebskosten sowie der investitionsgebundenen Kosten anhand von Lernkurveneffekten unterstellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass sich die heutigen Kosten durch technische Weiterentwicklungen und Verbesserungen in der Herstellung reduzieren werden. Der empirisch beobachtete Zusammenhang zwischen den Kosten und der kumulierten Produktionsmenge kann durch sogenannte Lernkurven dargestellt werden³²:

$$K_x = K_0 * \left(\frac{P_x}{P_0} \right)^{\left(\frac{\log f}{\log 2} \right)} \quad (6)$$

28 Hirschl et al. S.39f

29 Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V.

30 Hirschl et al. S.40f

DEWI (2002) S.8f

31 Hau S.842

Kaltschmitt et al. (2006) S.328

32 Nitsch et al. S.19ff

K_x = Kosten zum Zeitpunkt x

K_0 = Kosten zum Zeitpunkt 0

P_x = kumulierte installierte Leistung zum Zeitpunkt x

P_0 = kumulierte installierte Leistung zum Zeitpunkt 0

f = Lernfaktor

Das heißt, bei Verdopplung der kumulierten installierten Leistung, sinken die Kosten um $(1-f)*100\%$. Der Lernfaktor wird konstant auf 0,94 gesetzt, da für Windenergie onshore, aufgrund der bereits großen installierten Leistung, das Potential für eine weitere Kostensenkung gering zu sein scheint. Dies entspricht einer eher konservativen Prognose.

	2010	2020	2030
Lernfaktor	0,94	0,94	0,94
$P_{t=x} / P_{t=x-10}$		3,1	2,5
Investitionskosten [€/kW]	1323	1195,91	1101,99
Betriebskosten [€/kW*a]	63,50	57,40	52,89
Kostendegression (Kosten 2010 = 100%)	100	90,4	83,3

Tabelle 15: Kostenentwicklung mittels Lernkurveneffekten

Quelle: Nitsch et al., eigene Berechnung

Um die Stromgestehungskosten zu berechnen, müssen die jährlichen Gesamtkosten ermittelt werden. Hierfür wird entsprechend Formel (5) die Annuität der investitionsgebundenen Kosten bestimmt, wobei ein Zinssatz von 6,5% und die übliche Lebensdauer einer Windenergieanlage von 20 Jahren angenommen wird.³³

	2010	2020	2030
Jährliche Gesamtkosten [€/kW]	183,50	165,87	152,84

Tabelle 16: Jährliche Gesamtkosten, Eigene Berechnung

4.3 Entwicklung von Kosten-Potential-Kurven

Nun werden die bisher ermittelten Ergebnisse zu Kosten-Potential-Kurven zusammengeführt. Für die Darstellung einer Kosten-Potential-Kurve wird das technische Potential in Form des Energieertrags auf der horizontalen Achse in diskreten Intervallen aufgetragen. Jedes Intervall

³³ Held et al. S.202

entspricht einer Geschwindigkeitsklasse des „Windatlas Baden-Württemberg“. Auf der vertikalen Achse werden die jedem Intervall zugehörigen Stromgestehungskosten aufgetragen. Diese werden berechnet, indem die gesamten Kosten für die installierte Leistung des jeweiligen Intervalls durch den Energieertrag des jeweiligen Intervalls geteilt werden. Dies wird beispielhaft für die Kosten-Potential-Kurve des Jahres 2010 mit Windgeschwindigkeiten in 100 Metern Höhe und der Enercon-Anlage erläutert:

	a	b		
Windgeschwindigkeitsklasse [m/s]	Installierte Leistung [MW]	Ertrag [MW]	Kumulierter Ertrag [GWh]	Stromgestehungskosten [ct/kWh] = ((a*K)/b) mit K=jährl. Gesamtkosten 2010
> 7,00	8,68	38,05	38,05	4,19
6,75 – 7,00	8,21	22,91	60,96	6,58
6,50 – 6,75	17,21	44,63	105,59	7,08
6,25 – 6,50	40,26	96,33	201,92	7,67
6,00 – 6,25	236,69	518,24	720,16	8,38
5,75 – 6,00	1542,26	3165,30	3885,46	8,94
5,50 – 5,75	3520,38	6277,22	10162,68	10,29
5,25 – 5,50	6488,90	10702,81	20865,49	11,13
5,00 – 5,25	9707,38	14100,59	34966,07	12,63
4,75 – 5,00	8708,82	10992,23	45958,31	14,54
4,50 – 4,75	3463,22	3742,37	49700,67	16,98

Tabelle 17: Entwicklung einer Kosten-Potential-Kurve für 2010 in 100m Höhe mit der Enercon E82, Eigene Berechnung

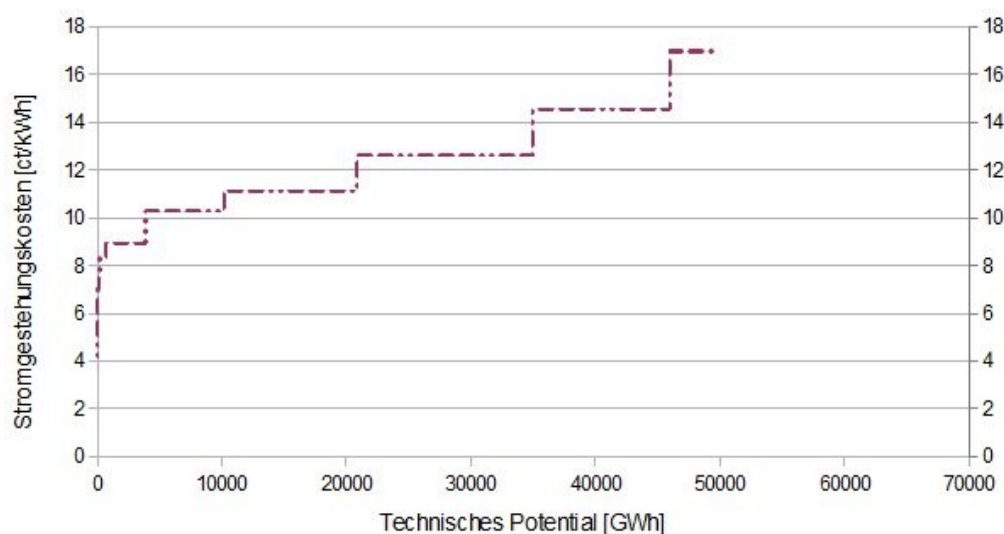


Abbildung 22: Kosten-Potential-Kurve für 2010 in 100m Höhe mit der Enercon E82, Eigene Darstellung

Bei der Interpretation der Kurve muss folgendes beachtet werden: Bei voller Ausschöpfung des technischen Potentials von ca. 50 TWh liegen die **Stromgestehungskosten nicht für jede Kilowattstunde bei knapp 17 ct/kWh**. Geht man davon aus, dass immer zuerst die Flächen mit den besten Windgeschwindigkeiten mit Windenergieanlagen bebaut werden, würde lediglich die Erzeugung der letzten 3742 GWh 16,98 ct/kWh kosten, die Erzeugung der ersten 38 GWh dagegen nur 4,19 ct/kWh. Bei Ausschöpfung eines bestimmten Anteils des technischen Potentials, wäre für den Verbraucher der Durchschnitt der Stromgestehungskosten relevant.

Aus dem Integral der Kurve können die Gesamtkosten für den Ausbau des technischen Potentials im Jahr 2010 mit der Enercon E82 auf 100 Metern Nabenhöhe berechnet werden. Dies wären 6,2 Milliarden Euro.

Unter diesem Aspekt ist außerdem zu beachten, dass für 100 und 140 Meter Nabenhöhe die **Stromgestehungskosten jeder Windgeschwindigkeitsklasse identisch** sind, lediglich das insgesamt größere Potential bei 140 Metern Nabenhöhe führt zu geringeren Stromgestehungskosten bei gleichem Potential. Allerdings **unterscheiden sich die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für 100 und 140 Meter Höhe erheblich**. Dieser Unterschied resultiert aus der unterschiedlichen Verteilung der Potentialfläche auf die Geschwindigkeitsklassen in beiden Höhen (siehe Anhang A4).

Um dies zu verdeutlichen wird der Vergleich zwischen Stromgestehungskosten für jede Windgeschwindigkeitsklasse und durchschnittlichen Stromgestehungskosten tabellarisch und grafisch dargestellt:

Windgeschwindigkeitsklasse [m/s]	Stromgestehungskosten [ct/kWh] 100 m Nabenhöhe	Stromgestehungskosten [ct/kWh] 140 m Nabenhöhe	Durchschnittliche Stromgestehungskosten [ct/kWh] 100m Nabenhöhe	Durchschnittliche Stromgestehungskosten [ct/kWh] 140m Nabenhöhe
> 7,00	4,19	4,19	4,19	4,19
6,75 – 7,00	6,58	6,58	5,09	5,21
6,50 – 6,75	7,08	7,08	5,93	6,32
6,25 – 6,50	7,67	7,67	6,76	7,36
6,00 – 6,25	8,38	8,38	7,93	8,16
5,75 – 6,00	8,94	8,94	8,75	8,66
5,50 – 5,75	10,29	10,29	9,70	9,47
5,25 – 5,50	11,13	11,13	10,43	10,08
5,00 – 5,25	12,63	12,63	11,32	10,54
4,75 – 5,00	14,54	14,54	12,09	10,74
4,50 – 4,75	16,98	16,98	12,46	10,80

Tabelle 18: Vergleich der Stromgestehungskosten je Windgeschwindigkeitsklasse und der durchschnittlichen Stromgestehungskosten auf 100 und 140m Höhe für 2010 mit der Enercon E82, Eigene Berechnung

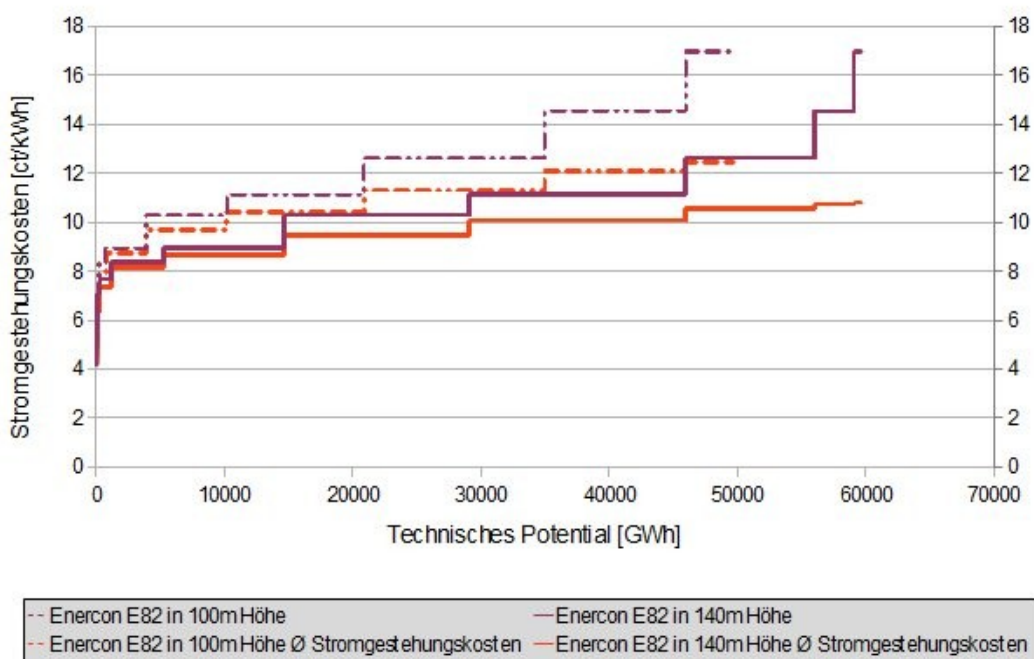


Abbildung 23: Vergleich der Stromgestehungskosten je Windgeschwindigkeitsklasse und der durchschnittlichen Stromgestehungskosten auf 100 und 140m Höhe für 2010 mit der Enercon E82, Eigene Darstellung

5. Ergebnisse

Baden-Württemberg verfügt über eine Fläche von 2246,42 km² welche aufgrund von raumplanerischen-rechtlichen Kriterien und der Eignung der jeweiligen Vegetation für die Nutzung von Windenergie geeignet ist. Dies entspricht 6,28% der Landesfläche. Der Großteil dieser Potentialfläche befindet sich im Nordosten des Landes in den Landkreisen Main-Tauber, Neckar-Odenwald, Schwäbisch-Hall, Ostalb und Heidenheim. Außerdem findet sich ein großes Flächenpotential in den Landkreisen Biberach, Sigmaringen, Reutlingen und Tuttlingen. Das geringste Flächenangebot besteht in sämtlichen Stadtkreisen bis auf Heilbronn. Auch in Esslingen, Ludwigsburg und dem Schwarzwald-Baar-Kreis findet sich kaum Potentialfläche.

Die Windgeschwindigkeiten sind in Baden-Württemberg im Vergleich zu nördlicheren Teilen Deutschlands zwar geringer, jedoch ergeben sich bei entsprechender Nabenhöhe ausreichend hohe Windgeschwindigkeiten. Dies gilt vor allem im Nordosten des Landes, d.h. in den Landkreisen Main-Tauber, Schwäbisch-Hall, Hohenlohe und Ostalb, sowie auf den Höhenlagen des Schwarzwaldes.

Verfügbare Flächen und gute Windverhältnisse schneiden sich somit im Nordosten des Landes. Diese Ergebnisse werden durch die aktuelle Situation bestätigt – das Interesse an Flächen für den Bau von Windparks in dieser Region ist groß.³⁴

Lässt man Gebiete mit Windgeschwindigkeiten kleiner 4,5 m/s außer Acht, wäre in Baden-Württemberg je nach Anlage eine Leistung von 27,1 GW bis 37,2 GW installierbar, und abhängig von der Nabenhöhe und der Anlage ein Energieertrag von 42,84 TWh bis 59,66 TWh erzielbar. Der Ertrag entspricht 64,5% bis 92,6% der Bruttostromerzeugung bzw. 52,8% bis 73,6% des Bruttostromverbrauchs in Baden-Württemberg im Jahr 2010.³⁵ Dies macht deutlich, dass Windenergie langfristig einen wesentlichen Beitrag zur Baden-Württembergischen Stromversorgung leisten kann.

Bei der Verteilung des technischen Potentials auf die Landkreise schneiden erwartungsgemäß die oben genannten Landkreise am Besten ab. Spitzenreiter ist der Main-Tauber-Kreis mit einem jährlichen Energieertrag von 8081 GWh und einem Energieertrag pro Quadratkilometer von 6,2 GWh.

Die Stromgestehungskosten werden nun in Kosten-Potential-Kurven dargestellt. Um die wichtigen Ergebnisse herauslesen und optimal vergleichen zu können, werden zunächst für jedes Jahr die

34 www.stimme.de

35 UM (2011b) S.3

Ergebnisse für 100 und 140 Meter Höhe über Grund und für die drei Windenergieanlantentypen untereinander verglichen:

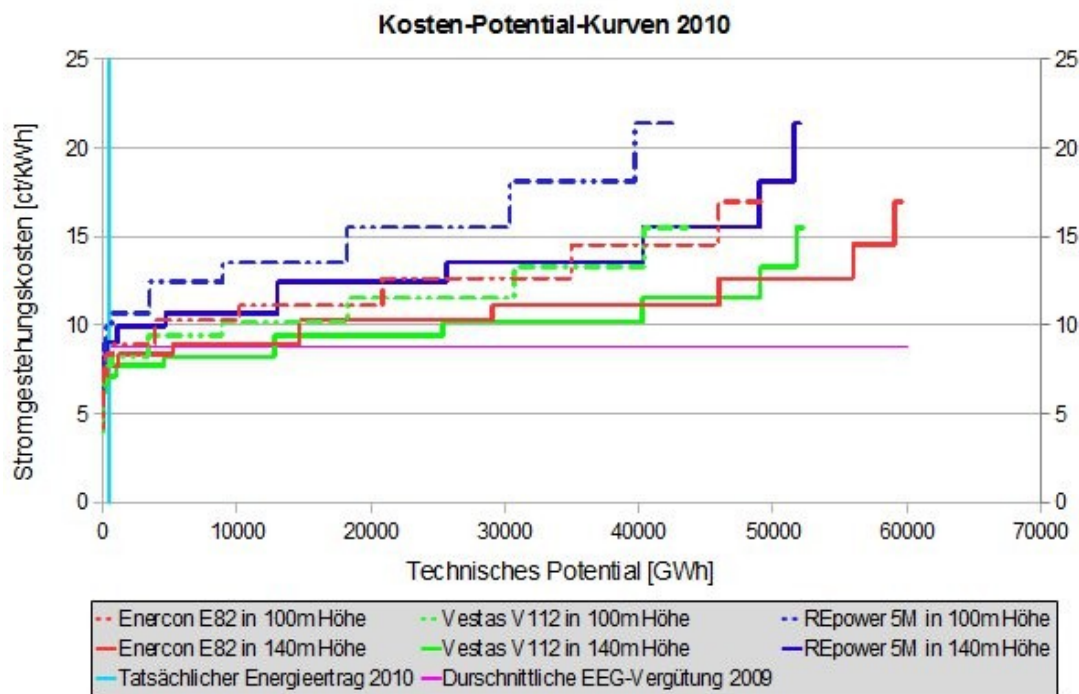


Abbildung 24: Kosten-Potential-Kurven für das Jahr 2010
Quelle: Eigene Darstellung, UM (2011b) S. 4

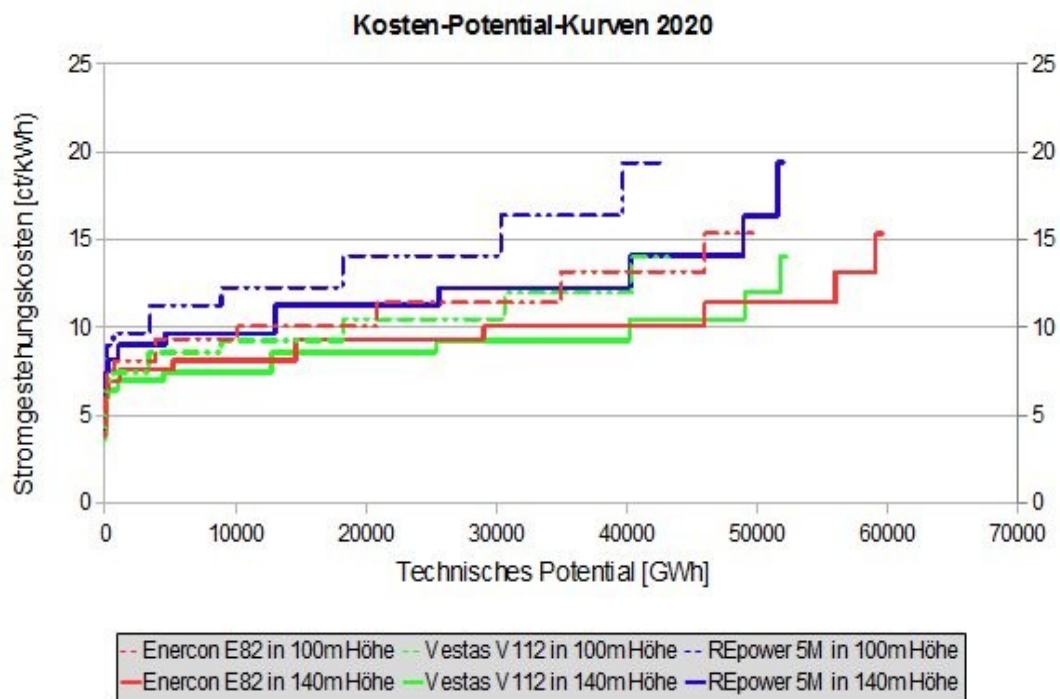


Abbildung 25: Prognostizierte Kosten-Potential-Kurven für das Jahr 2020, Eigene Darstellung

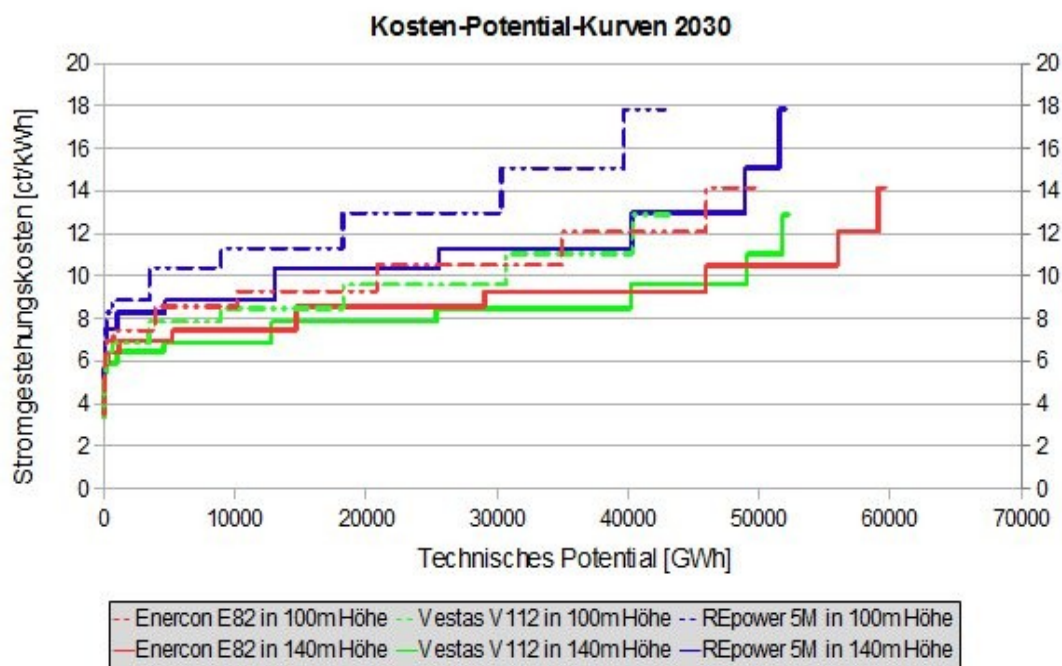


Abbildung 26: Prognostizierte Kosten-Potential-Kurven für das Jahr 2030, Eigene Darstellung

Diese Kurven zeigen, dass die REpower-Anlage zusätzlich zum vergleichsweise geringen technischen Potential auch die höchsten Stromgestehungskosten hat. Diese lagen im Jahr 2010 bei 4,62 bis 21,42 ct/kWh. Die hohen Stromgestehungskosten resultieren aus den hohen Kosten einer 5-MW-Anlage im Vergleich zu 2- und 3-MW-Anlagen, und der geringen Auslastung (siehe Kapitel 4.1.1). Aus diesem Grund wird die REpower-Anlage für weitere Vergleichszwecke außen vor gelassen. Beim Vergleich der Enercon- zur Vestas-Anlage fällt auf, dass mit der Enercon ein größeres technisches Potential zu erreichen ist (siehe auch Kapitel 4.1.5), die Vestas jedoch zum Großteil geringere Stromgestehungskosten aufweist. Dies liegt, wie schon erwähnt, am geringeren Platzbedarf der Enercon und an der besseren Volllaststundenzahl der Vestas (siehe Kapitel 4.1.1). Die Stromgestehungskosten der Enercon-Anlage liegen zwischen 4,19 und 16,98 ct/kWh im Jahr 2010, die der Vestas-Anlage zwischen 3,99 und 15,50 ct/kWh.³⁶ In jedem Fall erreicht man auf 140 Metern Höhe aufgrund der besseren Windverhältnisse ein größeres Potential und somit, im Vergleich zu 100 Metern Höhe, für gleiches Potential geringere Stromgestehungskosten. Jedoch wurde in dieser Arbeit nicht der Aspekt betrachtet, dass Anlagen mit größerer Nabenhöhe mehr kosten.

Im Folgenden werden die Jahre 2010, 2020 und 2030 für die Enercon- sowie die Vestas-Anlage direkt miteinander verglichen:

³⁶ Für den Vergleich der durchschnittlichen Stromgestehungskosten siehe Anhänge A4, A5 und A6

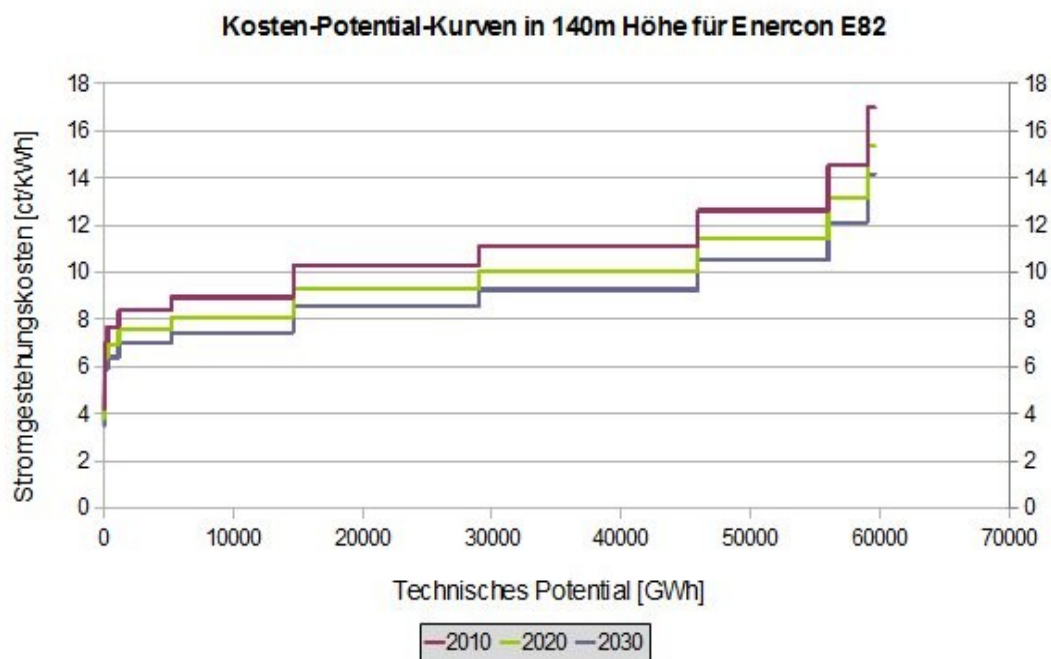


Abbildung 27: Kosten-Potential-Kurven in 140m Höhe für die Enercon E82-Anlage, Eigene Darstellung

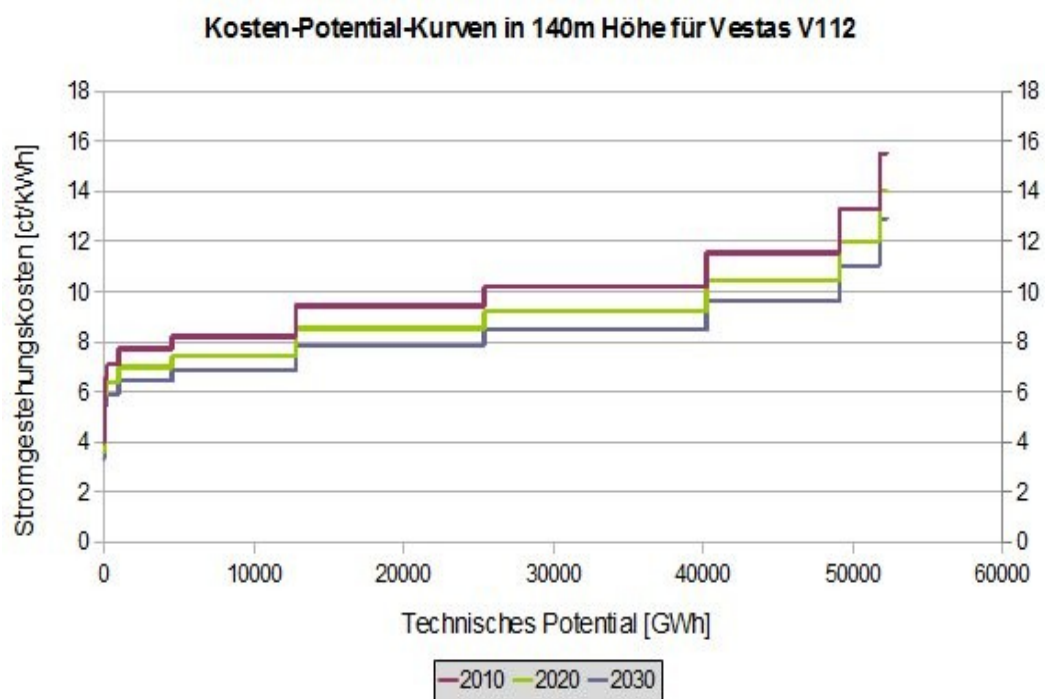


Abbildung 28: Kosten-Potential-Kurven in 140m Höhe für die Vestas V112-Anlage, Eigene Darstellung

Aufgrund der Kostendegression durch Lerneffekte, sinken die Stromgestehungskosten für die Enercon E82 auf 3,79 bis 15,35 ct/kWh im Jahr 2020 bzw. 3,49 bis 14,14 ct/kWh im Jahr 2030 und für die Vestas V112 auf 3,62 bis 14,01 ct/kWh bzw. 3,33 bis 12,91 ct/kWh.³⁷

³⁷ Für den Vergleich der durchschnittlichen Stromgestehungskosten siehe Anhänge A4, A5 und A6

Hierbei wird unterstellt, dass sich die verfügbare Fläche sowie die mittleren Windgeschwindigkeiten nicht ändern.

Die geringsten Gesamtkosten ergeben sich aufgrund der geringsten Stromgestehungskosten mit der Vestas V112. Bei einem Ausbau des gesamten Potentials im Jahr 2010 auf 140 Metern Nabenhöhe wären dies 5,2 Milliarden Euro jährlich gewesen. Bis zum Jahr 2020 würden sich die Kosten auf 4,7 Milliarden Euro pro Jahr verringern und im Jahr 2030 lediglich 4,3 Milliarden Euro pro Jahr betragen. Die Kosten bei einem Ausbau mit der Enercon E82 wären um 24,4% höher, bei einem Ausbau mit der REpower 5M wären es 31,7% mehr.

Mit den gewonnenen Informationen können nun die anfangs gestellten Fragen beantwortet werden:

1. Ist das Ziel der Landesregierung, bis zum Jahr 2020 zehn Prozent des Stroms aus Windkraft zu erzeugen realistisch?

Bei Ausbau des gesamten technischen Potentials in Baden-Württemberg, könnten bis zu 92,6% der Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg im Jahr 2010 durch Windkraft erzeugt werden. Um das zehn-Prozent-Ziel zu erreichen müssten somit 10,8% des technischen Potentials ausgebaut werden.

2. Wo sollten die Kapazitäten ertragsoptimiert aufgebaut werden?

Flächenpotential und hohe Windgeschwindigkeiten überschneiden sich im Nordosten des Landes.

3. Wie viel wird der Ausbau kosten?

Der Ausbau des gesamten Potentials im Jahr 2010 auf 140 Metern Nabenhöhe kostet mindestens 5,2 Milliarden Euro jährlich. Bis zum Jahr 2020 würden sich die Kosten auf 4,7 Milliarden Euro pro Jahr verringern und im Jahr 2030 lediglich 4,3 Milliarden Euro pro Jahr betragen.

Soll der Ausbau nur bis zum Erreichen des zehn-Prozent-Ziels erfolgen, und kann davon

ausgegangen werden, dass die besten Flächen zuerst genutzt werden, hätte dies bei Ausbau im Jahr 2010 498,5 Millionen Euro jährlich gekostet. Bei Ausbau im Jahr 2020 liegen die Kosten bei 450,6 Millionen Euro jährlich, im Jahr 2030 bei 415,2 Millionen Euro jährlich. Im günstigsten Fall (hier mit der Vestas-Anlage auf 140 Metern Nabenhöhe) könnten 12,8 TWh zu 8,22 ct/kWh erzeugt werden, was unter der durchschnittlichen EEG-Einspeisevergütung von 8,8 ct/kWh im Jahr 2009 liegt. Dies wären fast 20% der Bruttostromerzeugung.

6. Vergleich der Ergebnisse und Diskussion der Methodik

Zur Einordnung der ermittelten Ergebnisse werden diese im Folgenden mit weiteren Potentialabschätzungen aus vorhandener Literatur verglichen. Anschließend erfolgt eine kritische Diskussion der angewandten Methodik.

Die „Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land“, welche vom Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e.V. erstellt wurde, berechnet das Potential auf Basis von GIS Daten für Deutschland und die einzelnen Bundesländer. Als Dateninput dienen corine-Daten mit einer Auflösung von 100mx100m, Basis DLM und DLM250 mit Auflösungen von 1:25000 bis 1:250000, und der Windatlas des Deutschen Wetterdienst mit 80 Metern über Grund und Umrechnung der Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe mit dem logarithmischen Windprofil. Die Bestimmung der verfügbaren Fläche erfolgt ähnlich der vorliegenden Arbeit: Ausschlussflächen und geeignete Flächen werden anhand von Bodenbedeckung und Abstandspuffern ermittelt. Eignungsfaktoren für Landnutzungskategorien wurden nicht betrachtet. Die errechneten Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe werden mit Hilfe von Leistungskurven und der Weibullverteilung in Volllaststunden umgerechnet. Bei guten Windbedingungen wird eine 3MW-Anlage mit einer Rotorfläche von 2,6 m²/MW und 100 Metern Nabenhöhe installiert, ansonsten eine Schwachwindanlage mit einer Rotorfläche von 3,5 m²/MW und 150 Metern Nabenhöhe. Wenn mit keiner der beiden Möglichkeiten eine Volllaststundenzahl von 1600 erreicht wird, wird die Fläche aufgrund zu schlechter Windbedingungen ausgeschlossen. Das Ergebnis ist eine nutzbare Fläche in Baden-Württemberg von insgesamt 7429 km². Davon sind 4129 km² ausgewiesene Schutzgebiete wie Landschaftsschutzgebiete, Naturparks Biosphärenreservate und FFH-Gebiete. In der vorliegenden Arbeit wurden Landschaftsschutzgebiete sowie FFH-Gebiete ausgeschlossen. Die sieben Naturparks in Baden-Württemberg wurden nicht ausgeschlossen und machen 1046 km² an der ermittelten Potentialfläche aus. Zieht man also 3083 km² von 7429 km² ab, kommt man auf 4346 km². Dem gegenüber steht die in dieser Arbeit ermittelte Potentialfläche von 3590 km² vor Betrachtung von Eignungsfaktoren. Die Turbinendichte basiert auf einem Abstandskreis von vier mal vier mal Rotordurchmesser zwischen den Windenergieanlagen. Der Parkwirkungsgrad wird auf 90% gesetzt, was dem Wert der vorliegenden Arbeit entspricht. Zusätzlich wurden Verfügbarkeitsverluste von 3% angenommen. So ergeben sich für Baden-Württemberg durchschnittlich 1953 Volllaststunden und ein potentieller

Energieertrag von 45 TWh. In der vorliegenden Arbeit wurde ein Energieertrag zwischen 43 und 60 TWh berechnet.

Die Differenzen können sich aus dem unterschiedlichen Dateninput, unterschiedlichen Ausschlusskriterien und Abstandspuffern, unterschiedlicher Turbinenwahl und -dichte sowie den Verfügbarkeitsverlusten ergeben.

Kaltschmitt und Wiese haben 1992 eine Studie zum Thema "Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg" erstellt. In dieser werden für alle Gemeinden Baden-Württembergs die technischen Potentiale bestimmt und die Kosten analysiert. Hierfür wird zunächst die Fläche Baden-Württembergs in Gebiete ähnlicher durchschnittlicher Windverhältnisse in zehn Metern Höhe unterteilt. Es entstehen drei Kategorien: 3-4 m/s, 4-5 m/s und 5-6 m/s. Dies wurde auf Basis vergleichsweise weniger Messstandorte ermittelt. Infolge dieser geringen Messstellenanzahl ergibt sich eine sehr grobe Einteilung des Gebiets und damit eine relativ hohe Ungenauigkeit.

Es werden potentialmindernde Kriterien ermittelt welche die Windkraftnutzung vollständig ausschließen (wie bspw. Siedlungsflächen) oder zum Teil ausschließen (wie bspw. Landschaftsschutzgebiete). Die Gesamtfläche wird in Raster aufgeteilt und das vorherrschende Flächenmerkmal in jeder Rasterzelle bestimmt. Das Ergebnis ist eine, für Windenergie nutzbare Fläche von 514,35 km² welche innerhalb der Windgeschwindigkeitsklassen von 3-6 m/s in zehn Metern Höhe liegt. Potentialflächen auf denen eine Windgeschwindigkeit von größer 5 m/s vorherrschen findet man nur im Südlichen Oberrhein, Schwarzwald-Baar-Heuberg und Hochrhein-Bodensee. Die große Differenz zur, in der vorliegenden Arbeit ermittelten, Potentialfläche von 3590 km² vor, bzw. 2246,41 km² nach der Berücksichtigung von Eignungsfaktoren, kann unter anderem durch die unterschiedliche Definition von Ausschlusskriterien, durch die unterschiedliche Methodik bei der Ermittlung der Potentialfläche (GIS-basiert bzw. Rastermethodik) und die unterschiedliche Darstellung der Windverhältnisse entstehen. Außerdem führt der Rasterzellenansatz zu einer sehr groben räumlichen Auflösung und somit zu starken Ungenauigkeiten.

Als Referenzanlagen werden drei Typen festgelegt. Eine 80kW-Anlage mit einer Turmhöhe von 15 Metern und 15,5 Metern Rotordurchmesser, eine 200kW-Anlage mit einer Turmhöhe von 23 Metern und 25 Metern Rotordurchmesser und eine 1,2MW-Anlage mit einer Turmhöhe von 46 Metern und 60 Metern Rotordurchmesser. Die Turbinendichte wird in Abhängigkeit vom Rotordurchmesser und einem Abstandsfaktor errechnet.

Je nach Windturbine ergibt sich ein Energieertrag von 1970 bzw. 2281 bzw. 2746 GWh. Dem

gegenüber steht der, in dieser Arbeit ermittelte Ertrag von 43 bis 60 TWh. Gründe für den deutlich geringeren Wert können das geringere Flächenpotential oder die grobe Aufteilung der Windgeschwindigkeiten in Klassen mit einer Maximalgeschwindigkeit von 6,0 m/s sein. Darüber hinaus lagen die Nennleistungen der damals üblichen Anlagen in einem Bereich von 80 bis maximal 1200 kW.

Die Betriebs- sowie investitionsgebundenen Kosten werden abgeschätzt und die investitionsgebundenen Kosten mit der Annuitätenmethode in jährliche Annuitäten umgerechnet. Je nach Anlage und mittlerer Windgeschwindigkeit ergeben sich Stromgestehungskosten von 28 bis 85 Pf/kWh, wohingegen in der vorliegenden Arbeit für das Jahr 2010 3,99 bis 21,42 ct/kWh ermittelt wurden. Man erkennt eine deutliche Senkung der Stromgestehungskosten. Dies liegt zum einen am höheren Energieertrag und zum anderen an den Lerneffekten durch technische Weiterentwicklung und die damit verbundene Senkung der spezifischen Kosten.

Hinsichtlich der angewandten Methodik müssen folgende Punkte beachtet werden:

Bei der Ermittlung der Potentialfläche wurden für ganz Baden-Württemberg einheitlich die Ausschluss- und Abstandskriterien des Regionalverbandes Bodensee-Oberschwaben angewandt. Andere Regionalverbände weisen durchaus einen anderen Kriterienkatalog auf³⁸, so dass dort unter Umständen Windenergieanlagen auf Flächen gebaut bzw. nicht gebaut werden können, welche in dieser Arbeit ausgeschlossen bzw. als potentiell bebaubar ausgewiesen wurden. Das Kriterium „Sichtbarkeit zwischen einzelnen Windparks“ oder auch „Sichtbarkeit von Ortschaften aus“ wurde nicht betrachtet. Dies könnte über eine Landschaftsbildbewertung erfolgen. Bei der konkreten Planung von Windparks kann immer eine Einzelfallbetrachtung stattfinden, was zu geringeren bzw. höheren Abständen zu Ausschlusskriterien (wie bspw. Naturschutzgebiete) oder auch zu Abwägungskriterien (wie bspw. Naturparks) führen kann.

Aufgrund fehlender Daten konnten nicht alle Ausschlusskriterien berücksichtigt werden. Die Berücksichtigung könnte die Potentialfläche verringern.

Die festgelegten Eignungsfaktoren wurden durch Literaturvergleich auf ihre Belastbarkeit geprüft, sie basieren jedoch auf einer persönliche Einschätzung des Autors. Für Wald wurde in diesem Zusammenhang aufgrund der technischen Erschließung und der Steigungen im Schwarzwald ein vergleichsweise niedriger Eignungsfaktor festgelegt. Hierbei muss beachtet werden, dass Gemeinden und das Land Baden-Württemberg über große Waldflächen verfügen, und dies im weiteren Ablauf zu einem schnelleren Planverfahren aufgrund eindeutiger Besitzverhältnisse führen

38 Siehe Anhang A1

kann. Dies könnte durch eine Erhöhung des Eignungsfaktors ausgedrückt werden.

Bei der Ermittlung des technischen Potentials ergeben sich Ungenauigkeiten aufgrund von Annahmen zu vorherrschenden Windverhältnissen. Für jede Geschwindigkeitsklasse des „Windatlas Baden-Württemberg“ wurde als mittlere Windgeschwindigkeit das arithmetische Mittel der oberen und unteren Grenze der Klasse angenommen. Dies muss nicht unbedingt der Realität entsprechen. Des Weiteren basiert die Berechnung auf dem jährlichen Durchschnitt der Windgeschwindigkeiten mithilfe der Weibullverteilung. Es wurden keine unterschiedlichen Verteilungen für verschiedene Regionen angenommen. Außerdem betrachtet das Programm „WASP Turbine Editor“ lediglich eine Nachkommastelle des Skalierungsfaktors A , was zu weiteren Ungenauigkeiten führt.

Bei der Ermittlung der jährlichen Kosten wurde der nötige Netzausbau nicht betrachtet. Auch die Kosten für die Übertragung und Verteilung der Elektrizität sowie die Stromspeicher welche aufgrund des fluktuierenden Windcharakters benötigt werden, wurden vernachlässigt.

Für die Prognose von Kosten-Potential-Kurven für die Jahre 2020 und 2030 wurde lediglich die Kostensenkung durch Lerneffekte miteinbezogen. Jedoch kann die verfügbare Fläche sich durchaus auch ändern, falls beispielsweise die Landesregierung die Energiewende über den Naturschutz stellt, und vermehrt Schutzgebiete für die Energieerzeugung durch Wind freigegeben werden.

Die bereits installierten Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 467 MW im Jahr 2010³⁹ wurden bei den durchgeführten Berechnungen nicht betrachtet. Hierfür müsste ermittelt werden in welcher Windgeschwindigkeitsklasse jede einzelne Windanlage steht, um die entsprechende Potentialstufe der Kosten-Potential-Kurve zu vermindern. Interessant wäre weiterhin eine Betrachtung des Repoweringpotentials der bestehenden Anlagen.

39 UM (2011b) S.5

Literaturverzeichnis

- Bill, R. 1999. *Grundlagen der Geoinformationssysteme: Band 1: Hardware, Software und Daten*. 4. Auflage. Heidelberg: Wichmann
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011. *Entwurf: Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht)*
- Bundesverband WindEnergie e.V.. 2011. *Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land*. Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V.
- dena – Deutsche Energie-Agentur GmbH. 2005. *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*. Köln: dena – Deutsche Energie-Agentur GmbH
- DEWI. 2002. *Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland*. DEWI Magazin Nr. 21
- DEWI. 2009. *Windenergienutzung in Deutschland*. Wilhelmshaven: DEWI Magazin Nr. 36
- Einig, K., Heilmann J. und Zaspel B.. 2011. *Wie viel Platz die Windkraft braucht*. Neue Energie, 08/2011, Seiten 34-37
- www.enercon.de letzter Aufruf am 5.11.2011
- Hau, E. 2008. *Windkraftanlagen – Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. 4. Auflage. Berlin Heidelberg: Springer Verlag
- Held, A. 2010. *Modelling the future development of renewable energy technologies in the European electricity sector using agent-based simulations*. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe
- Held, A., Krause H. und Ragwitz M.. 2008. *Kostenpotenzialkurven für Onshore-Windstromerzeugung in der EU basierend auf einem geografischen Informationssystem*. In Möst, D., Fichtner, W., und Grundewald, A., *Workshop Energiesystemanalyse*, 27. November 2008 Karlsruhe. Karlsruhe: Universitätsverlag Karlsruhe. Seiten 195-209
- Hirschl, B., Aretz A., Böther T., Prahl A., Funcke S., Pick D., und Heinbach K.. 2010. *Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien*. Schriftenreihe des IÖW 196/10. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)
- Hoogwijk, M., de Vries, B., Turkenburg, W.. 2004. *Assessment of the global and regional geographical, technical and economic potential of onshore wind energy*. Energy Economics, 26, Seiten 898-919
- Kaltschmitt, M. und Wiese A.. 1992. *Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg*. Stuttgart: Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen der Universität Stuttgart

- Kaltschmitt, M., Streicher, W. und Wiese A.. 2006. *Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 4. Auflage. Berlin Heidelberg New York: Springer Verlag
- Kretschmann, W.. 2011. Interview – Ich verspreche nur eine Bürgergesellschaft und kein Bürgerparadies. *Badische Neueste Nachrichten*. 4. Juni
- Kretschmann, W. 2011. In: Interview – Am Ende wird entschieden. *Schwäbische Zeitung*. 29. September
- Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW). 2011. Daten aus dem Räumlichen Informations- und Planungssystem (RIPS). shape-Format
- Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW). 2011. DLM25 landesweit. shape-Format
- Landratsamt Karlsruhe. 2011. ALK-Gebäude. shape-Format
- Lewald, Norbert. *Skript: Umweltverträgliche Erzeugung elektrischer Energie – Windkraftanlagen*. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie
- Nitsch, J., Krewitt, W., Nast, M., Viebahn, P., Gärtner, S., Pehnt, M., Reinhardt, G., Schmidt, R., Uihlein, A., Scheurlen, K., Barthel, C., Fishedick, M., und Merten, F.. 2004. *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland*. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart Heidelberg Wuppertal: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie
- Regionalverband Bodensee-Oberschwaben. 2011. *Planentwurf zur Teilfortschreibung Windenergie*. Regionalplan
- Regionalverband Donau-Iller. 2009. *4. Teilfortschreibung Nutzung der Windkraft*. Regionalplan
- Regionalverband Hochrhein-Bodensee. 2009. *Teilfortschreibung Regionalplan 2000 für die Region Hochrhein-Bodensee Windenergienutzung*. Regionalplan
- Regionalverband Ostwürttemberg. 2002. *Teilfortschreibung Regionalplan 2010 Ostwürttemberg, Kapitel 3.2.7 Windenergie*. Regionalplan
- www.repower.de letzter Aufruf am 5.11.2011
- Resch, G., Obersteiner, C., Auer, H., Jakubes, J., Ramos, R., Tantareanu, C., Micioi, L., Vertin, K., und Weöres, B.. 2009. *Promoting grid related incentives for large-scale RES-E integration into the different European electricity systems*. GreenNet- Incentives Deliverable D6a. Wien: Vienna University of Technology, Energy Economics Group (EEG)
- www.stimme.de letzter Aufruf am 12.11.2011

UM – Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. 2011. *Windatlas Baden-Württemberg*. Stuttgart: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

UM – Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. 2011. *Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2010. Erste Abschätzung, Stand Juni 2011*. Stuttgart: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

www.vestas.com letzter Aufruf am 5.11.2011

von Fabeck, Wolf. 2007. In: ngo.online. *Energischer Ausbau der erneuerbaren Energien bis auf 100 Prozent*. 2. März

www.windenergie-im-binnenland.de letzter Aufruf am 5.11.2011

Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V.. 2010. *Pressemitteilung: Kostenentwicklung bei der Produktion von Windstrom in Deutschland*. 5. November

Anhang

Anhang A1: Vergleich der Ausschlusskriterien verschiedener Regionalverbände

Ausschlusskriterium	Regionalverband			
	Ostwürttemberg	Bodensee- Oberschwaben	Donau-Iller	Hochrhein- Bodensee
	Mindestabstand [m]			
Siedlung				
Kurgebiete, Krankenhäuser, Pflegeanstalten		1000		
Allgemeine Wohngebiete	750	700	700	700
Misch- Dorf und Kerngebiete	500	500	450	
Einzelhäuser im Außenbereich	300	500	450	300
Industriegebiete	250	-	250	
Gewerbegebiete	250	300	250	300
Flächen für Ver- und Entsorgung	100	-		
Sondergebiete und Gebiete für den Gemeinbedarf		300		
Freizeit- und Erholungseinrichtungen	500	-	700	700
Sportanlagen, Grünanlagen und Friedhöfe	350	-	450	700
Verkehr				
Bundesautobahnen	150	200	150	40
Bundes- Landes- und Kreisstraßen	100	200	150	20 und 15
Bahnlinien	100	200	150	50
Flughäfen, Verkehrslandeplätze, Sonderlandeplätze, Segelflugplätze	1000m, 850m zur Flugplatzrunde	Bauschutzbereich Hindernisbegren- zungsfläche	1000	-
Sonstige Verkehrsflächen		-		
Technische Infrastruktur				
Elektrizitätsfreileitungen > 110 kV	100	100	100	100
Richtfunkstrecken	50	50	50	
Landesverteidigung				
Sondergebiete Bund		-		-
Militärische Nachttieffluggebiete		-		
Rohstoffsicherung				
Abbaufächen oberflächennaher Rohstoffe	30	-		-
Bereiche zur Sicherung von Rohstoffvorkommen	30	-	30	-
Waldschutz				
Bannwälder	200	200	200	200
Schonwälder	-	-	200	200

Ermittlung des wirtschaftlichen Potentials für Stromerzeugung mit Wind in Baden-Württemberg

Gewässerschutz				
Wasserschutzzonen I/II	-	-	50	-
Überschwemmungsgebiete		-		-
Gewässer 1. Ordnung	200	50	150	50
Restliche Fließgewässer	30	10	10	10
Binnengewässer > 0,5 ha	200	10	150	10
Naturschutz				
Naturschutzgebiete	200	200	200	200
Naturdenkmale	30	-		-
Geschützte Biotope und Waldbiotope	30	-	30 und 200	-
Vogelschutzgebiete	200	500	1000	
FFH-Gebiete	-	-		
Vorranggebiete für Naturschutz und Landschaftspflege	-	-		-
Landschaftsschutz				
Landschaftsschutzgebiete	-	-		-
Grünzäsuren	-	-		
Kulturgüter	750			

Quelle: Regionalverbände Bodensee-Oberschwaben, Donau-Iller, Hochrhein-Bodensee, Ostwürttemberg

	A	C	D	F	N	P	X	Z	AI	AU	AL	AT	AV	BD	BF
1	Windgeschwindigkeitsklasse 100 m Höhe	Enercon E82	Vestas V112	Repower 5M	Enercon E82	Repower 5M	Vestas V112	Enercon E82	Vestas V112	Repower 5M					
2	< 4,5 nicht explizit aufgeführt, aber in Spalte C und AI	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]
3	bei „Gesamt“ berücksichtigt	Fläche [km²]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Fläche [km²]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]
4			= C*D3	= D*V*U*F*3/1000	= C*N3	= N*V*U*F*3/1000	= C*X3	= X*V*U*F*3/1000		= A*U*3	= A*U*U*F*3/1000	= A*AT3	= A*V*U*F*3/1000	= A*BD3	= B*D*U*F*3/1000
5		Main-Tauber-Kreis	Potentialfläche/Gesamtfläche:	0,2292		Max. Ertrag/km² [GWh]	6,2043		Mecklenburg-Odenwald-Kreis	Potentialfläche/Gesamtfläche:	0,233		Max. Ertrag/km² [GWh]	5,1043	
6	4,50 – 4,75 m/s	2.0032	34,18	25,42	30,10	33,47	28,88	13,8719	219,04	236,69	176,03	208,44	231,80	198,58	
7	4,75 – 5,00 m/s	18.0456	284,94	359,65	301,54	316,65	305,57	1.3593	1128,76	1422,20	905,55	1252,14	1192,41	1208,34	
8	5,00 – 5,25 m/s	65.4791	876,01	1272,47	704,03	1118,91	927,06	1093,71	1.415,45	1759,23	2555,40	2247,03	1881,74	2198,41	
9	5,25 – 5,50 m/s	78.6417	1241,75	2048,15	997,96	1797,48	1314,10	1779,49	4.8995	708,49	1168,59	1025,58	749,77	1015,30	
10	5,50 – 5,75 m/s	74.4106	1174,94	2096,05	944,27	1835,74	1243,40	1832,66	10.1215	159,82	284,97	128,44	249,70	249,28	
11	5,75 – 6,00 m/s	62.1739	981,73	2016,18	788,96	1760,31	1038,93	1786,35	2.1065	33,26	68,31	26,73	59,64	60,52	
12	6,00 – 6,25 m/s	7.3530	116,10	264,21	93,31	221,52	122,87	226,59	3478	5,49	12,02	4,41	10,48	10,72	
13	6,25 – 6,50 m/s	0.0304	0,48	1,15	0,39	1,00	0,51	1,03	0,008	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	
14	6,50 – 6,75 m/s	0.0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
15	6,75 – 7,00 m/s	0.0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
16	> 7,00 m/s	0.0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
17	Gesamt	298.9310	4707,68	8081,04	3793,36	7081,70	4981,88	7054,08	262,3931	4012,11	5748,21	3224,42	5063,02	4245,87	4939,18
18		Hohenlohekreis	Potentialfläche/Gesamtfläche:	0,1025		Max. Ertrag/km² [GWh]	2,7608		Schwäbisch Hall	Potentialfläche/Gesamtfläche:	0,1342		Max. Ertrag/km² [GWh]	3,4804	
19	4,50 – 4,75 m/s	11.3777	21,75	23,51	17,48	20,70	23,02	19,72	6.5518	103,45	111,79	83,14	98,45	109,48	
20	4,75 – 5,00 m/s	8.1929	50,42	63,63	40,52	56,03	53,35	54,07	3.7487	217,09	274,01	174,47	241,25	229,74	
21	5,00 – 5,25 m/s	11.3712	179,55	260,81	144,30	229,34	190,01	224,17	6.378	483,77	702,71	388,79	617,91	511,96	
22	5,25 – 5,50 m/s	21.2518	335,57	563,48	289,69	485,74	355,12	480,88	4.1495	776,07	1280,05	623,71	1123,38	821,29	
23	5,50 – 5,75 m/s	26.1082	412,25	735,08	331,31	644,10	436,27	643,02	8.9205	1009,30	1799,70	811,15	1576,94	1088,11	
24	5,75 – 6,00 m/s	13.2897	209,53	430,31	188,39	375,70	221,74	381,28	2.7114	489,14	963,49	377,04	841,21	498,48	
25	6,00 – 6,25 m/s	2.0956	33,09	72,45	28,59	63,13	35,02	64,58	1.4051	22,19	48,58	17,83	42,33	23,48	
26	6,25 – 6,50 m/s	0.1410	2,23	5,33	1,79	4,63	2,36	4,79	0,022	0,04	0,08	0,03	0,07	0,04	
27	6,50 – 6,75 m/s	0.0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
28	6,75 – 7,00 m/s	0.0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
29	> 7,00 m/s	0.0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
30	Gesamt	79.6221	1244,38	2144,61	1000,08	1879,37	1316,88	1872,48	1.99.1779	3081,05	5180,41	2476,16	4541,55	3250,57	4514,07

Anhang A2: Räumliche Verteilung der Potentialfläche, der Windgeschwindigkeiten und des technischen Potentials auf die Landkreise

Quelle: Eigene Berechnung

Anmerkung: Bei der Berechnung des Flächenpotentials in den Landkreisen wurden Eignungsfaktoren für Landnutzungskategorien aufgrund des hohen Rechenaufwands nicht beachtet

	A	C	D	F	N	P	X	Z	AI	AJ	AL	AT	AV	BD	BF
1	Windgeschwindigkeitsklasse 100 m Höhe		Enercon EB2	Vestas V112	Repower 5M		Repower 5M			Enercon EB2		Vestas V112		Repower 5M	
2	< 4,5 nicht explizit aufgeführt, aber in Spalte C und AI		Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte Verluste	Turbinendichte Verlust	Turbinendichte Verlust	Turbinendichte Verlust	Turbinendichte Verlust	Fläche [km²]	Leistung [MW]	Verluste	Turbinendichte Verlust	Verlust	Turbinendichte Verlust	
3	Spalte C und AI		15,79	12,69	0,9	16,71	0,9	16,71	0,9	15,79		12,69	0,9	16,71	0,9
4	bei „Gesamt“-rückichtigt	Fläche [km²]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Fläche [km²]	Leistung [MW]	Verluste	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]
		= C*03	= D*03	= D*V1LHF3/1000	= C*N3	= N*V1LHF3/1000	= C*X3	= X*V1LH23/1000	= AI*AI3	= AI*V1LHPAL3/1000	= AI*V1LHPAL3/1000	= AT*AT3	= AT*V1LHPAV3/1000	= BD*BD3	= BF*BF3/1000
31	Heilbronn (LK)	Potentialfläche/Gesamtfläche:	0,1221	Max. Ertrag/km² [GWh]	2,6377	Heilbronn (SK)	0,92	Potentialfläche/Gesamtfläche:	0,073	Max. Ertrag/km² [GWh]	1,5999				
32	4,50 – 4,75 m/s	17,3694	274,26	296,37	220,42	281,00	290,24	248,650/0,680	952,272/3,921	37,77	47,67	30,36	41,97	39,97	40,51
33	4,75 – 5,00 m/s	56,2370	887,98	1120,81	713,66	986,79	939,72	852,024/7,841	75,54	109,73	60,71	86,49	79,94	79,94	94,31
34	5,00 – 5,25 m/s	43,2191	682,43	891,27	548,45	871,65	722,19	300,770/0,635	0,85	1,39	0,68	1,22	0,89	1,21	
35	5,25 – 5,50 m/s	13,2920	209,88	346,18	168,88	303,81	222,11	30,580/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
36	5,50 – 5,75 m/s	1,2414	19,60	34,95	15,75	30,63	20,74	1,330/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
37	5,75 – 6,00 m/s	0,465	0,73	1,51	0,59	1,32	0,78	0,000/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
38	6,00 – 6,25 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
39	6,25 – 6,50 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
40	6,50 – 6,75 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
41	6,75 – 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
42	> 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
43	Gesamt	134,2936	2074,88	2791,09	1687,54	2465,19	2195,79	2385,627/2,906	115,07	159,79	92,48	140,56	121,78	136,86	
44	Rhein-Neckar-Kreis	Potentialfläche/Gesamtfläche:	0,0502	Max. Ertrag/km² [GWh]	0,9404	Mannheim	0,00	Potentialfläche/Gesamtfläche:	0,002	Max. Ertrag/km² [GWh]	0,0507				
45	4,50 – 4,75 m/s	12,5444	198,08	214,04	159,19	188,49	209,62	179,590/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
46	4,75 – 5,00 m/s	30,0910	475,14	699,72	381,86	528,01	602,62	509,540/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
47	5,00 – 5,25 m/s	7,7058	121,67	176,74	97,79	155,41	128,76	151,910/0,633	1,00	1,45	0,80	1,28	1,06	1,25	
48	5,25 – 5,50 m/s	0,2261	3,57	5,89	2,87	5,17	3,78	5,120/2,211	3,49	5,76	2,81	5,05	3,69	5,00	
49	5,50 – 5,75 m/s	0,0208	0,33	0,59	0,28	0,51	0,35	0,510/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
50	5,75 – 6,00 m/s	0,0333	0,53	1,08	0,42	0,94	0,66	0,960/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
51	6,00 – 6,25 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
52	6,25 – 6,50 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
53	6,50 – 6,75 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
54	6,75 – 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
55	> 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000/0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
56	Gesamt	53,2788	799,31	998,05	642,39	878,54	845,88	847,620/2,843	4,49	7,21	3,61	6,33	4,75	6,25	

Anhang A2: Räumliche Verteilung der Potentialfläche, der Windgeschwindigkeiten und des technischen Potentials auf die Landkreise

Quelle: Eigene Berechnung

Anmerkung: Bei der Berechnung des Flächenpotentials in den Landkreisen wurden Eignungsfaktoren für Landnutzungskategorien aufgrund des hohen Rechenaufwands nicht beachtet

A	C	D	F	N	P	X	Z	AI	AJ	AL	AT	AV	BD	BF
1	Windgeschwindigkeitsklasse 100 m Höhe	Enercon E82	Vestas V112	Repower 5M	Repower 5M				Enercon E82	Vestas V112	Repower 5M			
2	< 4,5 nicht explizit aufgeführt, aber in Spalte C und AI	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]
3		15,79	0,9	12,69	0,9	16,71	0,9		15,79	0,9	12,69	0,9	16,71	0,9
4	bei Gesamtberücksichtigung	Fläche [km²]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]
		= C*D3	= D*V/LH*F3/1000	= N*V/LH*F3/1000	= P*V/LH*F3/1000	= X*V/LH*Z3/1000	= Y*V/LH*Z3/1000	= AI*V/LH*AI3	= AJ*V/LH*AJ3	= AL*V/LH*AL3/1000	= AT*V/LH*AT3	= AV*V/LH*AV3/1000	= BD*V/LH*BD3	= BF*V/LH*BF3/1000
57		Karlsruhe (LK)	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,1094	Max. Ertrag/km² [GWh]: 2,1055	Karlsruhe (SK)	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0011	Max. Ertrag/km² [GWh]: 0,0225							
58	4,50 – 4,75 m/s	567,41	613,14	468,01	539,98	800,47	514,430,0188	0,30	0,30	0,32	0,24	0,28	0,31	0,27
59	4,75 – 5,00 m/s	874,47	1103,75	702,78	971,77	925,42	937,770,1245	1,97	1,97	2,48	1,58	2,19	2,08	2,11
60	5,00 – 5,25 m/s	292,47	424,83	235,05	373,57	308,51	365,150,0401	0,63	0,63	0,92	0,51	0,81	0,67	0,79
61	5,25 – 5,50 m/s	57,69	95,18	46,37	83,51	61,05	82,680,0087	0,11	0,11	0,18	0,09	0,15	0,11	0,15
62	5,50 – 5,75 m/s	19,77	35,25	15,89	30,89	20,92	30,830,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
63	5,75 – 6,00 m/s	6,41	13,17	5,15	11,50	6,79	11,670,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
64	6,00 – 6,25 m/s	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,020,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
65	6,25 – 6,50 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
66	6,50 – 6,75 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
67	6,75 – 7,00 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
68	> 7,00 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
69	Gesamt	118,7428	2285,32	1461,26	2011,21	1924,17	1942,550,1901	3,00	3,00	3,90	2,41	3,43	3,18	3,32
70	Heidelberg		Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0054	Max. Ertrag/km² [GWh]: 0,1051	Enckreis	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0884	Max. Ertrag/km² [GWh]: 1,7202							
71	4,50 – 4,75 m/s	1,51	1,63	1,21	1,43	1,58	1,3710,4612	165,18	165,18	178,50	132,75	157,19	174,81	149,76
72	4,75 – 5,00 m/s	7,85	9,91	6,31	8,72	8,31	8,4223,5549	371,93	371,93	469,45	298,91	413,32	393,60	399,86
73	5,00 – 5,25 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0010,4846	165,55	165,55	240,47	133,05	211,46	175,20	203,69
74	5,25 – 5,50 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,003,1193	49,25	49,25	81,24	39,58	71,30	52,12	70,58
75	5,50 – 5,75 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,3731	5,89	5,89	10,50	4,73	9,20	6,23	9,19
76	5,75 – 6,00 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,1909	3,02	3,02	6,19	2,42	5,41	3,19	5,45
77	6,00 – 6,25 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
78	6,25 – 6,50 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
79	6,50 – 6,75 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
80	6,75 – 7,00 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
81	> 7,00 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
82	Gesamt	0,5928	11,54	7,52	10,16	9,91	9,790,6893	750,93	750,93	986,36	611,46	867,87	805,16	840,57

Anhang A2: Räumliche Verteilung der Potentialfläche, der Windgeschwindigkeiten und des technischen Potentials auf die Landkreise

Quelle: Eigene Berechnung
 Anmerkung: Bei der Berechnung des Flächenpotentials in den Landkreisen wurden Eignungsfaktoren für Landnutzungskategorien aufgrund des hohen Rechenaufwands nicht beachtet

A	C	D	F	N	P	X	Z	AI	AJ	AL	AT	AV	BD	BF
1	Windgeschwindigkeitsklasse 100 m Höhe	Enercon EB2	Vestas V112	Repower 5M					Enercon EB2		Vestas V112		Repower 5M	
2	< 4,5 nicht explizit aufgeführt, aber in Spalte C und AI	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Fläche [km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Verlust	Turbwindichte [MW/km²]	Verlust	Turbwindichte [MW/km²]	Verlust
3	Spalte C und AI	15,79	0,9	12,69	0,9	16,71	0,9		15,79		12,69		16,71	
4	bei „Gesamt“ berücksichtigt	Leistung [MW] = C*D3	Leistung [MW] = C*N3	Leistung [MW] = N*P3/1000	Leistung [MW] = X*Z3/1000	Leistung [MW] = C*X3	Ertrag [GWh] = X*Z3/1000		Leistung [MW] = A*AJ3	Ertrag [GWh] = A*V*AL3/1000	Leistung [MW] = A*AT3	Ertrag [GWh] = A*V*AV3/1000	Leistung [MW] = A*BD3	Ertrag [GWh] = BD*V*BF3/1000
		0,89	0,97	0,72	0,85	0,85	0,1511	Heidenheim	42,60	48,03	34,24	40,54	45,08	38,82
83	Pforzheim	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0085	Max. Ertrag/km² [GWh]	0,0085	0,1511	0,1511	0,1511	Heidenheim	42,60	48,03	34,24	40,54	45,08	38,82
84	4,50 – 4,75 m/s	0,0587	0,97	0,72	0,85	0,85	0,1511	Heidenheim	42,60	48,03	34,24	40,54	45,08	38,82
85	4,75 – 5,00 m/s	0,1483	2,98	1,98	2,60	2,48	2,48	2,5117,1788	271,25	342,37	218,00	301,43	287,05	290,99
86	5,00 – 5,25 m/s	0,2042	4,68	2,59	4,12	3,41	3,41	4,0354,1171	854,51	1241,23	686,75	1091,45	904,30	1068,98
87	5,25 – 5,50 m/s	0,0984	2,66	1,25	2,25	1,64	1,64	2,2397,2410	588,04	969,91	472,69	851,20	622,30	842,68
88	5,50 – 5,75 m/s	0,0839	2,36	1,07	2,07	1,40	1,40	2,0710,8369	171,10	305,09	137,51	267,33	181,07	268,88
89	5,75 – 6,00 m/s	0,0428	1,38	0,54	1,21	0,71	0,71	1,230,4244	6,70	13,76	5,39	12,02	7,09	12,19
90	6,00 – 6,25 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
91	6,25 – 6,50 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
92	6,50 – 6,75 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
93	6,75 – 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
94	> 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
95	Gesamt	0,6413	14,91	8,95	13,10	10,59	10,59	12,87123,3718	1934,20	2918,39	1554,46	2563,96	2046,89	2518,12
96	Göppingen	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0499	Max. Ertrag/km² [GWh]	0,0499	1,2704	1,2704	1,2704	Esslingen	2,63	2,84	2,11	2,50	2,78	2,38
97	4,50 – 4,75 m/s	0,3314	5,66	4,21	4,98	5,64	5,64	4,740,1665	8,18	10,33	6,58	9,10	8,66	8,78
98	4,75 – 5,00 m/s	2,1045	41,94	26,71	36,93	35,17	35,17	35,640,5184	40,42	58,71	32,48	51,63	42,77	50,46
99	5,00 – 5,25 m/s	9,7509	223,65	123,74	196,66	182,94	182,94	192,232,5597	14,84	24,48	11,93	21,48	15,70	21,27
100	5,25 – 5,50 m/s	10,9344	284,78	138,76	249,92	182,71	182,71	247,420,9398	7,16	12,76	5,75	11,18	7,57	11,16
101	5,50 – 5,75 m/s	8,5998	184,13	82,99	161,34	109,28	109,28	161,070,4632	0,49	1,00	0,39	0,87	0,51	0,88
102	5,75 – 6,00 m/s	1,8074	58,61	22,94	51,17	30,20	30,20	51,930,0308	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
103	6,00 – 6,25 m/s	0,4098	6,47	14,17	12,35	6,85	6,85	12,630,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
104	6,25 – 6,50 m/s	0,0612	2,31	0,78	2,01	1,02	1,02	2,080,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
105	6,50 – 6,75 m/s	0,0147	0,23	0,19	0,52	0,25	0,25	0,550,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
106	6,75 – 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
107	> 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
108	Gesamt	32,0464	815,84	405,50	715,88	533,95	533,95	708,284,6692	73,71	110,12	59,24	96,76	78,01	84,94

Anhang A2: Räumliche Verteilung der Potentialfläche, der Windgeschwindigkeiten und des technischen Potentials auf die Landkreise

Quelle: Eigene Berechnung
 Anmerkung: Bei der Berechnung des Flächenpotentials in den Landkreisen wurden Eignungsfaktoren für Landnutzungskategorien aufgrund des hohen Rechenaufwands nicht beachtet

A	C	D	F	N	P	X	Z	AI	AU	AL	AT	AV	BD	BF
1	Windgeschwindigkeitsklasse 100 m Höhe	Enercon E82	Vestas V112	Repower 5M					Enercon E82	Vestas V112	Repower 5M			
2	< 4,5 nicht explizit aufgeführt, aber in Spalte C und AI	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Fläche [km²]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Verlust [MW]	Verlust [MW]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]
3	bei „Gesamt“ berücksichtigt	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]
4	rück-sichtigt	Fläche [km²]	Fläche [km²]	Fläche [km²]	Fläche [km²]	Fläche [km²]	Fläche [km²]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]
109	Stuttgart	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0	Max. Ertrag/km² [GWh]	Max. Ertrag/km² [GWh]	Max. Ertrag/km² [GWh]	Max. Ertrag/km² [GWh]	Max. Ertrag/km² [GWh]	Max. Ertrag/km² [GWh]	Max. Ertrag/km² [GWh]
110	4,50 – 4,75 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
111	4,75 – 5,00 m/s	0,0072	0,11	0,09	0,13	0,12	0,12	0,004,8997	74,21	80,19	59,84	70,62	78,53	87,28
112	5,00 – 5,25 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,1212,6638	199,98	252,39	160,70	222,21	211,61	214,44
113	5,25 – 5,50 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,008,9743	157,49	228,77	126,57	201,16	166,67	198,63
114	5,50 – 5,75 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,4498	7,10	11,71	5,71	10,28	7,52	10,18
115	5,75 – 6,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
116	6,00 – 6,25 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
117	6,25 – 6,50 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
118	6,50 – 6,75 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
119	6,75 – 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
120	> 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
121	Gesamt	0,0072	0,11	0,09	0,13	0,12	0,12	0,1228,1772	438,76	573,06	352,62	504,27	464,33	488,82
122	Calw	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,1034	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,1034	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,1034	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,1034	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,1034	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,1034	Max. Ertrag/km² [GWh]	Max. Ertrag/km² [GWh]	Max. Ertrag/km² [GWh]	Max. Ertrag/km² [GWh]	Max. Ertrag/km² [GWh]	Max. Ertrag/km² [GWh]	Max. Ertrag/km² [GWh]
123	4,50 – 4,75 m/s	27,4852	433,99	468,97	348,79	413,00	459,28	393,472,4015	37,92	40,98	30,48	36,08	40,13	34,38
124	4,75 – 5,00 m/s	31,0463	480,22	618,75	393,98	544,77	518,78	525,7112,2555	193,51	244,25	155,52	215,05	204,79	207,52
125	5,00 – 5,25 m/s	10,2820	162,04	235,37	130,23	208,97	171,48	202,308,8511	139,76	203,01	112,32	178,51	147,90	174,49
126	5,25 – 5,50 m/s	2,6750	42,24	69,67	33,95	61,14	44,70	60,530,9811	15,49	25,55	12,45	22,42	16,39	22,20
127	5,50 – 5,75 m/s	1,1768	18,58	33,13	14,93	29,03	19,66	28,980,6794	10,73	19,13	8,62	16,76	11,35	16,73
128	5,75 – 6,00 m/s	0,2350	3,71	7,62	2,98	6,65	3,93	6,750,4428	6,99	14,36	5,62	12,54	7,40	12,72
129	6,00 – 6,25 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,1613	2,55	5,68	2,05	4,86	2,70	4,97
130	6,25 – 6,50 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0855	1,35	3,23	1,08	2,81	1,43	2,90
131	6,50 – 6,75 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0765	1,21	3,13	0,97	2,71	1,28	2,84
132	6,75 – 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0272	0,43	1,20	0,34	1,03	0,45	1,09
133	> 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0041	0,07	0,29	0,05	0,24	0,07	0,27
134	Gesamt	82,4256	1150,78	1433,52	924,85	1261,56	1217,83	1217,7536,4731	410,00	560,70	329,51	493,02	433,89	480,13

Anhang A2: Räumliche Verteilung der Potentialfläche, der Windgeschwindigkeiten und des technischen Potentials auf die Landkreise

Quelle: Eigene Berechnung
 Anmerkung: Bei der Berechnung des Flächenpotentials in den Landkreisen wurden Eignungsfaktoren für Landnutzungskategorien aufgrund des hohen Rechenaufwands nicht beachtet

A	C	D	F	N	P	X	Z	AI	AJ	AL	AT	AV	BD	BF
1	Windgeschwindigkeitsklasse 100 m Höhe	Enercon E82	Vestas V112		Repower 5M				Enercon E82		Vestas V112		Repower 5M	
2	< 4,5 nicht explizit aufgeführt, aber in Spalte C und AI	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte Verluste [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte Verlust [MW/km²]	Turbwinddichte [MW/km²]	Turbwinddichte Verlust [MW/km²]	Fläche [km²]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]
3	Spalte C und AI	15,79	0,9	12,69	0,9	16,71	0,9		15,79		12,69		16,71	
4	bei Gesamtberücksichtigung	Fläche [km²]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Fläche [km²]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]
		= C*03	= D*VLHF3*1000	= C*N3	= N*VLHF3*1000	= C*X3	= X*VLH*29*1000		= AI*AJ3	= A*VLHFAL3*1000	= AT*VLFAV3*1000	= AV*VLHF3*1000		= BD*VLH*BF3*1000
135		Baden-Baden	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0185	0,3602	Ortenaukreis	Max. Ertrag/km² [GWh]:	0,0722			Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0722	0,0722		Max. Ertrag/km² [GWh]:	1,4286
136	4,50 - 4,75 m/s	0,1865	3,18	2,37	2,80	3,12	2,6726,8902		424,60	458,82	341,24	404,06	449,33	384,95
137	4,75 - 5,00 m/s	0,3738	7,45	4,74	6,55	6,24	6,3328,3843		418,61	525,84	334,82	462,98	440,88	448,77
138	5,00 - 5,25 m/s	0,4952	11,36	6,28	9,99	8,28	9,7814,5584		229,88	333,91	184,75	293,62	243,27	287,00
139	5,25 - 5,50 m/s	0,1924	3,04	5,01	4,40	3,22	4,3514,8208		234,02	385,99	188,08	338,75	247,66	335,36
140	5,50 - 5,75 m/s	0,1918	3,03	5,40	4,73	3,21	4,7212,4281		196,24	349,92	157,71	306,61	207,67	308,09
141	5,75 - 6,00 m/s	0,2242	3,54	7,27	6,35	3,75	6,447,4202		117,16	240,62	94,16	210,09	123,99	213,19
142	6,00 - 6,25 m/s	0,1612	2,39	5,23	4,55	2,63	4,664,3832		69,21	151,54	55,62	132,05	73,24	135,07
143	6,25 - 6,50 m/s	0,0615	0,97	2,32	0,78	1,03	2,092,3932		37,79	80,41	30,37	78,55	39,99	81,27
144	6,50 - 6,75 m/s	0,0341	0,54	1,40	0,43	0,57	1,271,2933		20,42	52,96	16,41	45,87	21,61	47,99
145	6,75 - 7,00 m/s	0,0425	0,87	1,87	0,64	0,71	1,710,7328		11,57	32,29	9,30	27,88	12,24	29,47
146	> 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,2888		4,63	19,84	3,84	16,72	4,79	19,03
147	Gesamt	2,5928	50,49	24,78	44,22	32,63	44,00133,5341		1762,03	2642,13	1416,09	2317,15	1864,69	2286,21
148	Freudenstadt	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,1149	1,7738	Tübingen	Max. Ertrag/km² [GWh]:	0,0441				Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0441	0,0441		Max. Ertrag/km² [GWh]:	0,8772
149	4,50 - 4,75 m/s	24,1180	411,52	308,06	382,40	403,01	345,226,5731		40,63	43,90	32,65	38,65	43,00	36,84
150	4,75 - 5,00 m/s	33,6530	670,71	427,06	590,51	562,34	569,8513,0211		205,60	269,51	165,24	228,48	217,58	220,49
151	5,00 - 5,25 m/s	12,3839	284,04	157,15	249,76	206,93	244,136,2927		99,36	144,33	79,85	128,91	105,15	124,05
152	5,25 - 5,50 m/s	4,4101	114,86	55,96	100,80	73,69	99,790,2772		4,38	7,22	3,52	6,34	4,63	6,27
153	5,50 - 5,75 m/s	1,2600	35,48	15,89	31,09	21,08	31,030,0060		0,10	0,17	0,08	0,15	0,10	0,15
154	5,75 - 6,00 m/s	0,3797	12,31	4,82	10,75	6,34	10,910,0000		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
155	6,00 - 6,25 m/s	0,4557	7,19	15,75	13,73	7,61	14,040,0000		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
156	6,25 - 6,50 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
157	6,50 - 6,75 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
158	6,75 - 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
159	> 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
160	Gesamt	100,0587	1544,66	972,82	1369,04	1281,00	1315,0322,8822		350,07	455,14	281,34	400,54	370,46	387,80

Anhang A2: Räumliche Verteilung der Potentialfläche, der Windgeschwindigkeiten und des technischen Potentials auf die Landkreise

Quelle: Eigene Berechnung
 Anmerkung: Bei der Berechnung des Flächenpotentials in den Landkreisen wurden Eignungsfaktoren für Landnutzungskategorien aufgrund des hohen Rechenaufwands nicht beachtet

A	C	D	F	N	P	X	Z	AI	AU	AL	AT	AV	BD	BF
1	Windgeschwindigkeitsklasse 100 m Höhe	Enercon E82	Vestas V112	Repower 5M	Repower 5M				Enercon E82	Vestas V112	Repower 5M			
2	< 4,5 nicht explizit aufgeführt, aber in Spalte C und AI	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]	Turbwindichte [MW/km²]
3	bei „Gesamt“ berücksichtigt	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Leistung [MW]	Leistung [MW]
4		Fläche [km²]	Fläche [km²]	Fläche [km²]	Fläche [km²]	Fläche [km²]	Fläche [km²]	Fläche [km²]	Fläche [km²]	Fläche [km²]	Fläche [km²]	Fläche [km²]	Fläche [km²]	Fläche [km²]
		Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Ertrag [GWh]
		Verlust	Verlust	Verlust	Verlust	Verlust	Verlust	Verlust	Verlust	Verlust	Verlust	Verlust	Verlust	Verlust
161	Reutlingen	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,139	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,139	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,139	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,139	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,139	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,139	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,139	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,139	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,139	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,139	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,139	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,139	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,139
162	4,50 – 4,75 m/s	83,84	90,38	67,22	79,59	88,51	75,93	323,93	38,78	39,74	29,58	35,00	38,92	33,34
163	4,75 – 5,00 m/s	443,01	559,18	358,03	492,30	488,82	475,08	84,59	548,20	689,41	438,97	608,98	578,03	586,75
164	5,00 – 5,25 m/s	87,09	105,93	153,81	135,12	112,10	132,22	84,93	118,36	169,68	93,17	149,04	123,37	145,74
165	5,25 – 5,50 m/s	40,14	83,90	104,56	60,45	91,79	90,84	41,47	74,12	123,65	59,63	108,02	78,69	109,22
166	5,50 – 5,75 m/s	10,11	159,78	284,87	128,38	249,61	189,07	191,33	209,28	373,18	188,19	328,98	221,47	328,43
167	5,75 – 6,00 m/s	0,72	11,42	23,45	9,18	20,48	12,09	20,78	12,07	24,79	9,70	21,65	12,78	21,97
168	6,00 – 6,25 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,09	0,03	0,07	0,04	0,08
169	6,25 – 6,50 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
170	6,50 – 6,75 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
171	6,75 – 7,00 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
172	> 7,00 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
173	Gesamt	152,10	2391,10	3542,24	1921,87	3112,69	2530,42	3051,93	2717,84	4063,51	2184,26	3564,74	2876,20	3494,23
174	Ulm	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0078	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0078	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0078	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0078	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0078	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0078	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0078	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0078	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0078	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0078	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0078	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0078	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0078
175	4,50 – 4,75 m/s	0,31	0,50	0,54	0,40	0,48	0,53	0,46	0,87	0,95	0,82	0,92	0,88	0,87
176	4,75 – 5,00 m/s	0,57	9,09	11,47	7,31	10,10	9,62	9,75	5,20	6,57	4,83	6,63	5,78	6,61
177	5,00 – 5,25 m/s	0,26	3,95	5,74	3,18	5,05	4,18	4,94	1,91	2,77	1,53	2,44	2,02	2,38
178	5,25 – 5,50 m/s	0,05	0,89	1,48	0,71	1,28	0,94	1,27	0,55	0,91	0,44	0,69	0,58	0,73
179	5,50 – 5,75 m/s	0,11	0,18	0,33	0,15	0,29	0,19	0,29	0,16	0,29	0,13	0,25	0,17	0,25
180	5,75 – 6,00 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
181	6,00 – 6,25 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
182	6,25 – 6,50 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
183	6,50 – 6,75 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
184	6,75 – 7,00 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
185	> 7,00 m/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
186	Gesamt	0,92	14,81	19,55	11,75	17,20	15,47	16,89	11,48	14,63	9,23	12,79	12,16	12,36

Anhang A2: Räumliche Verteilung der Potentialfläche, der Windgeschwindigkeiten und des technischen Potentials auf die Landkreise

Quelle: Eigene Berechnung
 Anmerkung: Bei der Berechnung des Flächenpotentials in den Landkreisen wurden Eignungsfaktoren für Landnutzungskategorien aufgrund des hohen Rechenaufwands nicht beachtet

	A	C	D	F	N	P	X	Z	AI	AJ	AL	AT	AV	BD	BF
1	Windgeschwindigkeitsklasse 100 m Höhe		Enercon E82	Vestas V112	Repower 5M							Vestas V112			
2	< 4,5 nicht explizit aufgeführt, aber in Spalte C und AI		Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Turbinendichte [MW/km²]
3			15,79	0,9	12,69	0,9	16,71	0,9	15,79	0,9	12,69	0,9	16,71	0,9	0,9
4	bei „Gesamt“ berücksichtigt	Fläche [km²]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Fläche [km²]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]
		= C*D3	= D*VLHF3/1000	= N*VLHF3/1000	= P*3	= X*VLHZ3/1000	= AI*AI3	= AJ*AJ3	= AL*AL3/1000	= AT*AT3	= AV*AV3/1000	= BD*BD3	= BF*BF3/1000		
187		Zollernalbkreis	Potentialfläche [Gesamtfläche]	0,1078	285,08	2,2069	244,232,9848	47,13	50,93	37,88	44,85	49,88	0,7991		
188	4,50 – 4,75 m/s	17,0602	269,38	291,09	216,49	256,35	244,232,9848	285,08	244,232,9848	47,13	50,93	37,88	44,85	49,88	42,73
189	4,75 – 5,00 m/s	35,0199	552,98	697,95	444,40	614,49	593,0010,7713	585,18	593,0010,7713	170,08	214,67	138,69	189,00	179,99	182,99
190	5,00 – 5,25 m/s	28,8384	455,38	661,44	385,98	581,62	568,523,2119	481,89	568,523,2119	50,72	73,67	40,76	64,78	53,67	63,32
191	5,25 – 5,50 m/s	11,3469	179,15	295,49	143,98	259,33	256,732,4815	189,59	256,732,4815	38,87	64,11	31,24	56,26	41,13	56,70
192	5,50 – 5,75 m/s	2,2888	36,14	64,44	29,04	56,46	56,372,0208	38,24	56,372,0208	31,91	56,90	25,64	49,88	33,77	49,77
193	5,75 – 6,00 m/s	0,4332	6,84	14,05	5,60	12,26	12,451,2811	7,24	12,451,2811	19,91	40,90	16,00	35,71	21,07	38,23
194	6,00 – 6,25 m/s	0,0175	0,28	0,61	0,22	0,53	0,540,8912	0,29	0,540,8912	10,91	23,89	8,77	20,82	11,55	21,30
195	6,25 – 6,50 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,2842	0,00	0,000,2842	4,49	10,73	3,61	9,33	4,75	9,65
196	6,50 – 6,75 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,1313	0,00	0,000,1313	2,07	5,38	1,67	4,66	2,19	4,87
197	6,75 – 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0346	0,00	0,000,0346	0,55	1,53	0,44	1,32	0,58	1,39
198	> 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0094	0,00	0,000,0094	0,13	0,58	0,11	0,45	0,14	0,58
199	Gesamt	98,9184	1500,11	2025,06	1205,60	1781,04	1731,8225,8334	1587,51	1731,8225,8334	376,77	543,28	302,80	477,07	388,72	467,91
200		Schwarzwald-Baar-Kreis	Potentialfläche [Gesamtfläche]	0,0262	147,27	0,4417	128,1712,8908	203,39	219,78	183,46	193,55	215,24	3,5872		
201	4,50 – 4,75 m/s	8,8133	139,16	150,38	111,84	132,43	128,1712,8908	147,27	128,1712,8908	203,39	219,78	183,46	193,55	215,24	184,40
202	4,75 – 5,00 m/s	3,0469	48,11	60,73	38,87	53,46	51,5925,6173	50,91	51,5925,6173	404,60	510,55	325,08	449,51	428,07	433,78
203	5,00 – 5,25 m/s	2,7478	43,39	63,02	34,87	55,42	54,1727,9252	45,92	54,1727,9252	440,94	640,49	354,37	563,20	468,63	550,51
204	5,25 – 5,50 m/s	3,3642	53,12	87,62	42,68	76,88	76,1228,2748	56,22	76,1228,2748	414,88	684,30	333,43	600,55	439,05	594,54
205	5,50 – 5,75 m/s	1,5120	23,87	42,57	19,19	37,30	37,2413,4360	25,27	37,2413,4360	212,15	378,28	170,50	331,47	224,52	330,92
206	5,75 – 6,00 m/s	1,0809	17,07	35,05	13,72	30,60	31,064,8289	18,06	31,064,8289	76,25	166,59	81,28	136,72	80,69	138,74
207	6,00 – 6,25 m/s	0,3305	5,22	11,43	4,19	9,96	10,180,8290	5,52	10,180,8290	13,09	28,66	10,52	24,97	13,85	25,55
208	6,25 – 6,50 m/s	0,0621	0,98	2,35	0,79	2,04	2,110,0487	1,04	2,110,0487	0,74	1,76	0,59	1,53	0,78	1,58
209	6,50 – 6,75 m/s	0,0095	0,15	0,39	0,12	0,34	0,350,0000	0,16	0,350,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
210	6,75 – 7,00 m/s	0,0034	0,05	0,15	0,04	0,13	0,140,0000	0,06	0,140,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
211	> 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
212	Gesamt	28,9088	331,12	453,68	286,12	398,57	389,1319,1054	350,42	389,1319,1054	1765,93	2820,44	1419,23	2301,50	1888,82	2260,02

Anhang A2: Räumliche Verteilung der Potentialfläche, der Windgeschwindigkeiten und des technischen Potentials auf die Landkreise

Quelle: Eigene Berechnung

Anmerkung: Bei der Berechnung des Flächenpotentials in den Landkreisen wurden Eignungsfaktoren für Landnutzungskategorien aufgrund des hohen Rechenaufwands nicht beachtet

Ermittlung des wirtschaftlichen Potentials für Stromerzeugung mit Wind in Baden-Württemberg

	A	C	D	F	N	P	X	Z	AI	AJ	AL	AT	AV	BD	BF
1	Windgeschwindigkeitsklasse 100 m Höhe		Enercon E82		Vestas V112		Repower 5M			Enercon E82		Vestas V112		Repower 5M	
2	< 4,5 nicht explizit aufgeführt, aber in Spalte C und AI		Turbinendichte [MW/km²]	Verluste	Turbinendichte [MW/km²]	Verlust	Turbinendichte [MW/km²]	Verlust		Turbinendichte [MW/km²]	Verluste	Turbinendichte [MW/km²]	Verlust	Turbinendichte [MW/km²]	Verluste
3			15,79	0,9	12,69	0,9	16,71	0,9		15,79	0,9	12,69	0,9	16,71	0,9
4	bei Gesamt-rück-sichtig	Fläche [km²]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Fläche [km²]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh]
		= C*03	= D*VLFH*F3/1000	= N*VLFH*F3/1000	= C*N3	= N*VLFH*F3/1000	= C*X3	= X*VLFH*Z3/1000		= AI*AJ3	= AI*VLFH*AL3/1000	= AT*VLFH*AV3/1000	= AV*VLFH*BF3/1000		
213	Ludwigsburg	Potentialfläche/Gesamtfläche:	25,40	18,89	22,37	24,87	21,31/4,7962	0,5948	Rems-Murr-Kreis	75,72	81,82	60,85	72,05	80,13	1,1245
214	4,50 – 4,75 m/s	1.4884	23,50	173,79	145,71	145,71	147,686,7498			138,16	174,38	153,53	146,21	148,16	68,65
215	4,75 – 5,00 m/s	8.7189	137,68	107,10	170,21	141,03	166,3812,1098			191,21	277,75	153,67	244,23	202,35	238,73
216	5,00 – 5,25 m/s	8.4398	133,28	9,70	16,00	14,04	13,9010,3581			163,52	269,71	131,42	236,70	173,05	234,33
217	5,25 – 5,50 m/s	8.6145	9,70	0,00	0,00	0,00	0,004,4766			70,67	126,01	56,80	110,41	74,79	110,23
218	5,50 – 5,75 m/s	0.0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,001,2811			19,91	40,89	16,00	35,70	21,07	36,23
219	5,75 – 6,00 m/s	0.0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,1885			2,98	6,52	2,39	5,68	3,15	5,81
220	6,00 – 6,25 m/s	0.0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
221	6,25 – 6,50 m/s	0.0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
222	6,50 – 6,75 m/s	0.0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
223	6,75 – 7,00 m/s	0.0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
224	> 7,00 m/s	0.0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
225	Gesamt	19.3804	304,15	408,76	244,44	359,63	321,87	349,2444,6613		662,17	977,09	532,17	858,32	700,75	842,14
226	Ostalbkreis	Potentialfläche/Gesamtfläche:	39,01	29,02	34,36	38,21	32,7326,4427	3,7316	Sigmaringen	417,53	451,19	335,56	397,34	441,86	4,1237
227	4,50 – 4,75 m/s	2.2865	36,10	206,28	181,61	172,95	175,26107,1994			1892,68	2198,49	1360,36	1881,03	1791,30	378,54
228	4,75 – 5,00 m/s	10.3500	163,43	897,96	552,15	877,53	857,7865,7737			1354,37	1987,30	1088,47	1729,90	1433,28	1815,23
229	5,00 – 5,25 m/s	43.6106	687,03	2197,92	1070,94	1928,91	1509,6114,6256			230,94	380,91	185,60	334,29	244,39	1690,93
230	5,25 – 5,50 m/s	84.3922	1332,55	1737,17	782,97	1522,16	1519,611,1085			17,50	31,21	14,07	27,35	18,52	330,95
231	5,50 – 5,75 m/s	81.8998	974,24	351,29	137,47	306,71	311,250,0000			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27,30
232	5,75 – 6,00 m/s	10.8329	171,05	93,71	34,40	81,66	83,520,0000			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
233	6,00 – 6,25 m/s	2.7105	42,80	15,78	5,30	13,71	14,180,0000			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
234	6,25 – 6,50 m/s	0.4177	6,60	1,41	0,44	1,22	1,280,0000			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
235	6,50 – 6,75 m/s	0.0345	0,55	0,00	0,00	0,00	0,000,0000			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
236	6,75 – 7,00 m/s	0.0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
237	> 7,00 m/s	0.0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
238	Gesamt	216.6049	3414,35	5640,53	2744,02	4947,87	3613,28	4906,21239,7022		3713,02	4967,10	2994,05	4369,90	3929,36	4242,95

Anhang A2: Räumliche Verteilung der Potentialfläche, der Windgeschwindigkeiten und des technischen Potentials auf die Landkreise

Quelle: Eigene Berechnung
 Anmerkung: Bei der Berechnung des Flächenpotentials in den Landkreisen wurden Eignungsfaktoren für Landnutzungs-kategorien aufgrund des hohen Rechenaufwands nicht beachtet

A	C	D	F	N	P	X	Z	AI	AU	AL	AT	AV	BD	BF					
Windgeschwindigkeitsklasse 100 m Höhe	Enercon E82	Turbwinddichte [MW/km ²]	Verluste	Vestas V112	Turbwinddichte [MW/km ²]	Verlust	Repower 5M	Turbwinddichte [MW/km ²]	Verlust	Enercon E82	Turbwinddichte [MW/km ²]	Verlust	Vestas V112	Turbwinddichte [MW/km ²]	Verlust	Repower 5M	Turbwinddichte [MW/km ²]	Verlust	Enertrag [GWh]
< 4,5 nicht explizit aufgeführt, aber in Spalte C und AI bei „Gesamt“ be- rückichtigt	Fläche [km ²]	Leistung [MW] = C*N3	Ertrag [GWh] = D*V*LF3/1000	Turbwinddichte [MW/km ²]	Verlust	Ertrag [GWh] = N*V*LF3/1000	Leistung [MW] = C*X3	Ertrag [GWh] = X*V*LF29/1000	Fläche [km ²]	Leistung [MW] = A*U3	Ertrag [GWh] = A*V*LF*AL3/1000	Leistung [MW] = A*V*LF*AV3/1000	Ertrag [GWh] = A*V*LF*AV3/1000	Leistung [MW] = A*BD3	Ertrag [GWh] = BD*V*LF*BF3/1000				Max. Ertrag/km ² [GWh]
	Biberach	Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,1553	24,77	27,55	23,639,5007	150,02	182,11	120,55	142,75	158,75	136,01	105,12	1,0512				Max. Ertrag/km ² [GWh]		
239	4,50 - 4,75 m/s	1,8487	26,03	28,13	20,92	24,77	27,55	23,639,5007	150,02	182,11	120,55	142,75	158,75	136,01	105,12				1,0512
240	4,75 - 5,00 m/s	29,3312	463,14	594,57	372,21	514,68	490,13	495,6747,7493	753,98	951,65	605,94	837,85	797,89	808,55	428,98				1,5623
241	5,00 - 5,25 m/s	99,7892	1575,67	2288,76	1266,32	2012,57	1667,48	1987,2321,7592	343,58	499,07	276,12	438,84	363,60	428,98	78,56				1,5623
242	5,25 - 5,50 m/s	75,5496	1192,93	1967,62	958,72	1726,80	1262,43	1709,529,4719	54,82	90,42	44,05	79,35	58,01	78,56	11,18				1,5623
243	5,50 - 5,75 m/s	12,0133	189,68	338,24	152,45	298,37	200,74	295,880,4541	7,17	12,79	5,76	11,20	7,59	11,18	0,01				1,5623
244	5,75 - 6,00 m/s	0,3953	6,24	12,82	5,02	11,19	6,61	11,390,0002	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00				1,5623
245	6,00 - 6,25 m/s	0,0691	1,09	2,39	0,88	2,03	1,16	2,130,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				1,5623
246	6,25 - 6,50 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				1,5623
247	6,50 - 6,75 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				1,5623
248	6,75 - 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				1,5623
249	7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				1,5623
250	> 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				1,5623
251	Gesamt	219,0042	3454,90	5222,54	2776,53	4588,47	3656,09	4505,3984,2382	1309,55	1716,04	1052,45	1510,03	1385,85	1463,27	1,5623				1,5623
252	Bodenseekreis																		1,5623
253	4,50 - 4,75 m/s	7,8718	124,30	134,31	99,89	118,28	131,54	112,6911,6900	184,58	199,46	148,35	175,66	195,34	167,35	1,5623				1,5623
254	4,75 - 5,00 m/s	8,6262	136,21	171,92	109,47	151,35	144,14	145,0716,6828	263,42	332,49	211,70	292,73	278,77	282,49	1,5623				1,5623
255	5,00 - 5,25 m/s	4,5834	72,37	105,12	58,16	92,44	78,56	90,3815,9168	251,32	365,06	201,98	321,01	265,97	313,78	1,5623				1,5623
256	5,25 - 5,50 m/s	2,1260	33,57	55,37	26,98	48,59	35,53	48,119,0070	142,22	234,58	114,30	205,87	150,51	203,81	1,5623				1,5623
257	5,50 - 5,75 m/s	1,6913	26,55	47,34	21,34	41,48	28,09	41,412,9647	46,81	83,47	37,62	73,14	49,54	73,02	1,5623				1,5623
258	5,75 - 6,00 m/s	0,5258	8,30	17,05	6,67	14,89	8,78	15,111,6746	26,44	54,30	21,25	47,41	27,98	48,11	1,5623				1,5623
259	6,00 - 6,25 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,2239	3,54	7,74	2,84	6,75	3,74	6,90	1,5623				1,5623
260	6,25 - 6,50 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0046	0,07	0,17	0,06	0,15	0,08	0,15	1,5623				1,5623
261	6,50 - 6,75 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,5623				1,5623
262	6,75 - 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,5623				1,5623
263	> 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,5623				1,5623
264	Gesamt	27,0258	401,29	631,12	322,51	467,04	424,68	453,7481,7261	918,41	1277,28	738,10	1122,71	971,92	1095,61	1,5623				1,5623

Anhang A2: Räumliche Verteilung der Potentialfläche, der Windgeschwindigkeiten und des technischen Potentials auf die Landkreise

Quelle: Eigene Berechnung

Anmerkung: Bei der Berechnung des Flächenpotentials in den Landkreisen wurden Eignungsfaktoren für Landnutzungskategorien aufgrund des hohen Rechenaufwands nicht beachtet

	A	C	D	F	N	P	X	Z	AI	AU	AL	AT	AV	BD	BF
1	Windgeschwindigkeitsklasse 100 m Höhe		Enercon E82		Vestas V112		Repower 5M					Vestas V112			
2	< 4,5 nicht explizit aufgeführt, aber in Spalte C und AI		Turbinendichte [MW/km²]	Verluste	Turbinendichte [MW/km²]	Verlust	Turbinendichte [MW/km²]	Verlust	Fläche [km²]	Turbinendichte [MW/km²]	Verluste	Turbinendichte [MW/km²]	Verlust	Turbinendichte [MW/km²]	Verluste
3	Spalte C und AI		15,79	0,9	12,69	0,9	16,71	0,9		15,79	0,9	12,69	0,9	16,71	0,9
4	bei „Gesamt“ berücksichtigt	Fläche [km²]	Leistung [MW] = C*D3	Ertrag [GWh] = D*VLH*F3*1000	Leistung [MW] = C*N3	Ertrag [GWh] = N*VLH*F3*1000	Leistung [MW] = C*X3	Ertrag [GWh] = X*VLH*Z3*1000	Fläche [km²]	Leistung [MW] = A*AU3	Ertrag [GWh] = A*VLH*AL3*1000	Leistung [MW] = A*AT3	Ertrag [GWh] = A*TVLH*AV3*1000	Leistung [MW] = A*BD3	Ertrag [GWh] = BD*VLH*BF3*1000
265		Freiburg		Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0285		Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0285	Max. Ertrag/km² [GWh]: 5,61	0,6232	Breisgau-Hochschwarzwald		Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0382			Max. Ertrag/km² [GWh]: 0,6715	
266	4,50 – 4,75 m/s	0,3300	5,21	5,63	4,19	4,98	5,61	4,728.4287		148,85	180,84	119,62	141,66	157,52	134,96
267	4,75 – 5,00 m/s	0,7897	12,47	15,74	10,02	13,88	13,20	13,3714.2181		224,50	283,37	180,43	249,48	237,58	240,76
268	5,00 – 5,25 m/s	1,7673	27,91	40,54	22,43	35,64	29,53	34,848.1637		438,91	563,31	352,73	484,85	464,42	480,94
269	5,25 – 5,50 m/s	3,3511	55,44	81,14	44,46	68,02	58,77	7,942.7795		880,82	1.148,63	739,39	1.000,82	964,45	1.000,82
270	5,50 – 5,75 m/s	5,1162	83,37	120,21	65,47	98,14	84,94	2,881.9846		1.302,15	1.711,81	1.100,82	1.484,85	1.414,28	1.475,00
271	5,75 – 6,00 m/s	7,0498	110,79	161,82	89,63	134,11	116,83	1,431.4529		1.811,11	2.382,44	1.544,28	2.084,85	2.000,82	2.084,85
272	6,00 – 6,25 m/s	9,0930	144,84	209,13	119,54	178,14	156,63	0,831.0203		2.400,82	3.148,63	2.084,85	2.784,85	2.700,82	2.784,85
273	6,25 – 6,50 m/s	11,3483	189,11	275,57	154,73	228,14	200,82	0,580.6098		3.240,82	4.248,63	2.844,85	3.784,85	3.700,82	3.784,85
274	6,50 – 6,75 m/s	14,8437	258,47	374,89	209,54	308,14	276,82	0,370.4071		4.380,82	5.748,63	3.844,85	5.084,85	4.900,82	4.984,85
275	6,75 – 7,00 m/s	20,0070	360,11	516,16	289,63	428,14	384,82	0,280.1726		5.940,82	7.788,63	5.244,85	6.884,85	6.700,82	6.784,85
276	> 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000.5432		8,88	37,58	6,89	31,67	9,08	36,05
277	Gesamt	4,3641	55,52	80,11	44,62	70,39	58,75	68,9382.7007		643,58	926,44	517,23	812,35	881,08	799,92
278		Lörrach		Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,085		Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,085	Max. Ertrag/km² [GWh]: 1,0620	1,0620	Waldshut		Potentialfläche/Gesamtfläche: 0,0721			Max. Ertrag/km² [GWh]: 1,2889	
279	4,50 – 4,75 m/s	13,7163	218,58	234,04	174,06	206,10	229,20	198,3814.8760		234,89	253,82	188,78	223,53	248,58	212,96
280	4,75 – 5,00 m/s	3,2071	145,38	183,50	118,84	161,56	153,85	155,9117.5416		278,98	349,60	222,60	307,80	293,12	297,03
281	5,00 – 5,25 m/s	8,4813	102,34	148,66	82,25	130,72	108,30	127,7714.0965		222,58	323,32	178,88	284,30	235,55	277,90
282	5,25 – 5,50 m/s	4,0481	63,92	105,43	51,37	92,63	67,64	91,6015.3315		242,08	389,29	194,66	350,42	268,19	346,92
283	5,50 – 5,75 m/s	2,7280	43,07	76,81	34,62	67,30	45,68	67,198.9840		62,69	111,61	50,30	97,79	66,24	97,63
284	5,75 – 6,00 m/s	1,3328	21,05	43,22	18,91	37,74	22,27	38,298.4601		7,26	14,92	5,84	13,03	7,69	13,22
285	6,00 – 6,25 m/s	1,0020	15,82	34,64	12,72	30,19	16,74	30,888.1691		2,67	5,84	2,15	5,09	2,83	5,21
286	6,25 – 6,50 m/s	0,6597	10,42	24,92	8,37	21,65	11,02	22,400.0000		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
287	6,50 – 6,75 m/s	0,1273	2,01	5,21	1,81	4,51	2,13	4,720.0000		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
288	6,75 – 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000.0000		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
289	> 7,00 m/s	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000.0000		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
290	Gesamt	58,5479	820,59	856,42	498,75	762,29	656,75	735,1281.5920		1049,07	1488,41	843,11	1281,97	1110,19	1250,86

Anhang A2: Räumliche Verteilung der Potentialfläche, der Windgeschwindigkeiten und des technischen Potentials auf die Landkreise

Quelle: Eigene Berechnung

Anmerkung: Bei der Berechnung des Flächenpotentials in den Landkreisen wurden Eignungsfaktoren für Landnutzungskategorien aufgrund des hohen Rechenaufwands nicht beachtet

		Windgeschwindigkeit [m/s]														
		4,6	4,9	5,1	5,4	5,6	5,9	6,1	6,4	6,6	6,9	7,6	8,2	8,9	9,5	
Skalierungsfaktor A		5,19	5,53	5,75	6,09	6,32	6,66	6,88	7,22	7,45	7,79	8,58	9,25	10,04	10,72	
Anlage																
Vestas V90	Energieertrag [GWh]	2,5030	2,9322	3,3779	3,8347	4,1428	4,7615	5,0697	5,5275	5,9775	6,4171	7,5256	8,4053	9,1908	9,8767	
	Volllast-Stunden [h]	1251,5040	1466,0765	1688,9380	1917,3385	2071,4065	2380,7710	2534,8560	2763,7720	2988,7390	3208,5510	3762,7775	4202,6395	4595,4200	4938,3640	
Enercon E82	Energieertrag [GWh]	2,4013	2,8049	3,2279	3,6653	3,9625	4,5638	4,8656	5,3165	5,7625	6,2010	7,3178	8,2148	9,0235	9,7357	
	Volllast-Stunden [h]	1200,6720	1402,4365	1613,9600	1832,6655	1981,2290	2281,9045	2432,7820	2658,2380	2881,2640	3100,5180	3658,8895	4107,3905	4511,7455	4867,8590	
Vestas V112	Energieertrag [GWh]	3,9470	4,6091	5,2977	6,0038	6,4803	7,4370	7,9134	8,6210	9,3160	9,9946	11,7035	13,0573	14,2641	15,3159	
	Volllast-Stunden [h]	1315,6660	1536,3820	1765,8910	2001,2670	2160,0850	2478,9940	2637,8003	2873,6530	3105,3170	3331,5330	3901,1780	4352,4350	4754,6883	5105,2967	
Enercon E101	Energieertrag [GWh]	3,6505	4,2507	4,8813	5,5347	5,9790	6,8794	7,3315	8,0073	8,6760	9,3332	11,0059	12,3474	13,5548	14,6162	
	Volllast-Stunden [h]	1216,8173	1416,8903	1627,1150	1844,8933	1993,0153	2293,1293	2443,8373	2669,1150	2891,9937	3111,0787	3668,6330	4115,8087	4518,2790	4872,0823	
REpower 3.4	Energieertrag [GWh]	3,4804	4,1074	4,7693	5,4587	5,9298	6,8899	7,3749	8,1034	8,8282	9,5444	11,3821	12,8676	14,2081	15,3841	
	Volllast-Stunden [h]	1023,6544	1208,0515	1402,7394	1605,4971	1744,0526	2026,4353	2169,0785	2383,3391	2596,5147	2807,1726	3347,6788	3784,5835	4178,8538	4524,7321	
Repower 5M	Energieertrag [GWh]	4,7595	5,6297	6,5543	7,5230	8,1884	9,5524	10,2451	11,2903	12,3354	13,3731	16,0588	18,2574	20,2692	22,0645	
	Volllast-Stunden [h]	951,9016	1125,9488	1310,8500	1504,6098	1637,6838	1910,4712	2049,0290	2258,0610	2467,0774	2674,6218	3211,7656	3651,4724	4053,8320	4412,9074	

Anhang A3: Volllaststunden und Energieertrag der Vergleichsanlagen bzgl. der Geschwindigkeitsklasse

Quelle: Eigene Berechnung mit WAsP Turbine Editor

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
4	Windgeschwindigkeitsklasse	Fläche [km²]	Enercon E82									
5			Turbinendichte [MW/km²]		Verlust				2020			
6			15,79		0,9 spez. Kosten [€/kW]		2010		165,87		2030	
7		100m Höhe	Leistung [MW]	VLH [h]	Ertrag [GWh]	Kumulierter Ertrag [GWh]	SGK [ct/kWh]	Ø SGK [ct/kWh]	SGK [ct/kWh]	Ø SGK [ct/kWh]	SGK [ct/kWh]	Ø SGK [ct/kWh]
			= D*E6		= E*F*G6/1000	= H*(X+)+G	= (E*6)/(G*10)	= (J*(X+)+H*(X+)+K*G)/H	= (E*6)/(G*10)	= (L*(X+)+H*(X+)+K*G)/H	= (E*6)/(G*10)	= (N*(X+)+H*(X+)+M*G)/H
8	4,50 – 4,75 m/s	219,33	3463,22	1200,67	3742,37	49700,67	16,98	12,46	15,35	11,26	14,14	10,38
9	4,75 – 5,00 m/s	551,54	8708,82	1402,44	10992,23	45958,31	14,54	12,09	13,14	10,93	12,11	10,07
10	5,00 – 5,25 m/s	614,78	9707,38	1613,96	14100,59	34966,07	12,63	11,32	11,42	10,23	10,52	9,43
11	5,25 – 5,50 m/s	410,95	6488,90	1832,67	10702,81	20865,49	11,13	10,43	10,06	9,43	9,27	8,69
12	5,50 – 5,75 m/s	222,95	3520,38	1981,23	6277,22	10162,68	10,29	9,70	9,30	8,77	8,57	8,08
13	5,75 – 6,00 m/s	97,61	1541,26	2281,90	3165,30	3885,46	8,94	8,75	8,08	7,91	7,44	7,29
14	6,00 – 6,25 m/s	14,99	236,69	2432,78	518,24	720,16	8,38	7,93	7,58	7,16	6,98	6,60
15	6,25 – 6,50 m/s	2,55	40,26	2658,24	96,33	201,92	7,67	6,76	6,93	6,11	6,39	5,63
16	6,50 – 6,75 m/s	1,09	17,21	2881,26	44,63	105,59	7,08	5,93	6,40	5,36	5,89	4,94
17	6,75 – 7,00 m/s	0,52	8,21	3100,52	22,91	60,96	6,58	5,09	5,94	4,60	5,48	4,24
18	> 7,00 m/s	0,55	8,68	4867,86	38,05	38,05	4,19	4,19	3,79	3,79	3,49	3,49
19		Gesamt	33741,02		49700,67							
20												
21		140m Höhe										
22	4,50 – 4,75 m/s	33,32	526,12	1200,67	568,53	59658,76	16,98	10,80	15,35	9,77	14,14	9,00
23	4,75 – 5,00 m/s	154,19	2434,66	1402,44	3073,02	59090,23	14,54	10,74	13,14	9,71	12,11	8,95
24	5,00 – 5,25 m/s	438,19	6919,02	1613,96	10050,32	56017,21	12,63	10,54	11,42	9,52	10,52	8,78
25	5,25 – 5,50 m/s	650,31	10268,39	1832,67	16936,72	45966,89	11,13	10,08	10,06	9,11	9,27	8,39
26	5,50 – 5,75 m/s	510,44	8059,85	1981,23	14371,57	29030,17	10,29	9,47	9,30	8,56	8,57	7,89
27	5,75 – 6,00 m/s	291,31	4599,78	2281,90	9446,62	14658,60	8,94	8,66	8,08	7,83	7,44	7,21
28	6,00 – 6,25 m/s	117,81	1860,22	2432,78	4072,96	5211,97	8,38	8,16	7,58	7,37	6,98	6,80
29	6,25 – 6,50 m/s	23,26	367,28	2658,24	878,68	1139,02	7,67	7,36	6,93	6,65	6,39	6,13
30	6,50 – 6,75 m/s	3,78	59,69	2881,26	154,77	260,34	7,08	6,32	6,40	5,71	5,89	5,27
31	6,75 – 7,00 m/s	1,03	16,26	3100,52	45,38	105,57	6,58	5,21	5,94	4,71	5,48	4,34
32	> 7,00 m/s	0,87	13,74	4867,86	60,18	60,18	4,19	4,19	3,79	3,79	3,49	3,49
33		Gesamt	35125,01		59658,76							

Anhang A4: Berechnung von installierbarer Leistung, Ertrag, kumuliertem Ertrag, Stromgestehungskosten für jede Geschwindigkeitsklasse4 sowie durchschnittliche Stromgestehungskosten für die Jahre 2010, 2020 und 2030, in 100m und 140m Nabenhöhe für die Enercon E82

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

	C	D	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
4	Windgeschwindigkeitssklasse	Fläche [km²]	Vestas V112									
5			Turbinendichte [MW/km²]		Verlust		2010		2020		2030	
6			12,69		0,9 spez. Kosten [€/kW]		183,5		165,87		152,84	
7		100m Höhe	Leistung [MW]	VLH [h]	Ertrag [GWh]	Kumulierter Ertrag [GWh]	SGK [ct/kWh]	Ø SGK [ct/kWh]	SGK [ct/kWh]	Ø SGK [ct/kWh]	SGK [ct/kWh]	Ø SGK [ct/kWh]
8	4,50 – 4,75 m/s	219,33	2783,30	1315,67	3295,71	43655,14	$\frac{SGK}{(O*16)/(Q*10)}$	$\frac{Ø\ SGK}{(T/(x-1)*R/(x-1)+S*Q)/R}$	$\frac{SGK}{(O*U6)/(Q*10)}$	$\frac{Ø\ SGK}{(V/(x-1)*R/(x-1)+I*Q)/R}$	$\frac{SGK}{(O*W6)/(Q*10)}$	$\frac{Ø\ SGK}{(X/(x-1)*R/(x-1)+W*Q)/R}$
9	4,75 – 5,00 m/s	551,54	6999,04	1536,38	9677,87	40359,43	15,50	11,40	14,01	10,30	12,91	9,49
10	5,00 – 5,25 m/s	614,78	7801,56	1765,89	12399,02	30681,56	13,27	11,06	12,00	10,00	11,05	9,22
11	5,25 – 5,50 m/s	410,95	5214,96	2001,27	9392,88	18282,54	11,55	10,37	10,44	9,37	9,62	8,64
12	5,50 – 5,75 m/s	222,95	2829,24	2160,09	5500,26	8889,66	10,19	9,57	9,21	8,65	8,49	7,97
13	5,75 – 6,00 m/s	97,61	1238,67	2479,00	2763,60	3389,40	9,44	8,91	8,53	8,06	7,86	7,42
14	6,00 – 6,25 m/s	14,99	190,22	2637,80	451,59	625,80	8,22	8,06	7,43	7,29	6,85	6,71
15	6,25 – 6,50 m/s	2,55	32,36	2873,65	83,69	174,20	7,73	7,33	6,99	6,63	6,44	6,11
16	6,50 – 6,75 m/s	1,09	13,83	3105,32	38,66	90,51	7,10	6,30	6,41	5,69	5,91	5,24
17	6,75 – 7,00 m/s	0,52	6,60	3331,53	19,79	51,85	6,57	5,56	5,93	5,02	5,47	4,63
18	> 7,00 m/s	0,55	6,98	5105,30	32,07	32,07	6,12	4,80	5,53	4,34	5,10	4,00
19		Gesamt	27116,75		43655,14		3,99	3,99	3,61	3,61	3,33	3,33
20												
21		140m Höhe										
22	4,50 – 4,75 m/s	33,32	422,83	1315,67	500,68	52284,64	15,50	9,91	14,01	8,96	12,91	8,25
23	4,75 – 5,00 m/s	154,19	1956,67	1536,38	2705,57	51783,97	13,27	9,85	12,00	8,91	11,05	8,21
24	5,00 – 5,25 m/s	438,19	5560,63	1765,89	8837,52	49078,40	11,55	9,66	10,44	8,74	9,62	8,05
25	5,25 – 5,50 m/s	650,31	8252,43	2001,27	14863,81	40240,88	10,19	9,25	9,21	8,36	8,49	7,71
26	5,50 – 5,75 m/s	510,44	6477,48	2160,09	12592,75	25377,07	9,44	8,70	8,53	7,87	7,86	7,25
27	5,75 – 6,00 m/s	291,31	3696,72	2479,00	8247,76	12784,31	8,22	7,98	7,43	7,21	6,85	6,65
28	6,00 – 6,25 m/s	117,81	1495,01	2637,80	3549,18	4536,55	7,73	7,53	6,99	6,81	6,44	6,27
29	6,25 – 6,50 m/s	23,26	295,17	2873,65	763,39	987,37	7,10	6,83	6,41	6,17	5,91	5,68
30	6,50 – 6,75 m/s	3,78	47,97	3105,32	134,06	223,98	6,57	5,91	5,93	5,34	5,47	4,92
31	6,75 – 7,00 m/s	1,03	13,07	3331,53	39,19	89,92	6,12	4,92	5,53	4,45	5,10	4,10
32	> 7,00 m/s	0,87	11,04	5105,30	50,73	50,73	3,99	3,99	3,61	3,61	3,33	3,33
33		Gesamt	28229,03		52284,64							

Anhang A5: Berechnung von installierbarer Leistung, Ertrag, kumuliertem Ertrag, Stromgestehungskosten für jede Geschwindigkeitsklasse sowie durchschnittliche Stromgestehungskosten für die Jahre 2010, 2020 und 2030, in 100m und 140m Nabenhöhe für die Vestas V112

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

	C	D	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH
4	Windgeschwindigkeitsklasse	Fläche [km²]	Repower 5M									
5			Turbinendichte [MW/km²]		Verlust				2020		2030	
6			16,71		0,9 spez. Kosten [€/kWh]		183,5		165,87		152,84	
7		100m Höhe	Leistung [MW] = D*V6	VLH [h]	Ertrag [GWh] = Y*Z*AA/1000	Kumulierter Ertrag [GWh] = AB*(X+1)-AA	SGK [ct/kWh] = (Y*AC6)/(AA*(X+1))	Ø SGK [ct/kWh] = (AD*(X+1)+AB*(X+1)+AC*AA)/AB	SGK [ct/kWh] = (Y*AE6)/(AA*(X+1))	Ø SGK [ct/kWh] = (AF*(X+1)+AB*(X+1)+AE*AA)/AB	SGK [ct/kWh]	Ø SGK [ct/kWh] = (AH*(X+1)+AB*(X+1)+AG*AA)/AB
8	4,50 – 4,75 m/s	219,33	3665,00	951,90	3139,85	42839,68	21,42	15,29	19,36	13,83	17,84	12,74
9	4,75 – 5,00 m/s	551,54	9216,23	1125,95	9339,32	39699,83	18,11	14,81	16,37	13,39	15,08	12,34
10	5,00 – 5,25 m/s	614,78	10272,97	1310,85	12119,69	30360,52	15,55	13,80	14,06	12,47	12,96	11,49
11	5,25 – 5,50 m/s	410,95	6866,97	1504,61	9298,91	18240,82	13,55	12,63	12,25	11,41	11,29	10,52
12	5,50 – 5,75 m/s	222,95	3725,49	1637,68	5491,05	8941,92	12,45	11,67	11,25	10,55	10,37	9,72
13	5,75 – 6,00 m/s	97,61	1631,06	1910,47	2804,49	3450,86	10,67	10,42	9,65	9,42	8,89	8,68
14	6,00 – 6,25 m/s	14,99	250,48	2049,03	461,92	646,38	9,95	9,35	8,99	8,45	8,29	7,78
15	6,25 – 6,50 m/s	2,55	42,61	2258,06	86,60	184,45	9,03	7,83	8,16	7,08	7,52	6,52
16	6,50 – 6,75 m/s	1,09	18,21	2467,08	40,44	97,86	8,26	6,77	7,47	6,12	6,88	5,64
17	6,75 – 7,00 m/s	0,52	8,69	2674,62	20,92	57,42	7,62	5,71	6,89	5,17	6,35	4,76
18	> 7,00 m/s	0,55	9,19	4412,91	36,50	36,50	4,62	4,62	4,18	4,18	3,85	3,85
19		Gesamt	35706,93			42839,68						
20												
21		140m Höhe										
22	4,50 – 4,75 m/s	33,32	556,78	951,90	477,00	52042,56	21,42	13,11	19,36	11,85	17,84	10,92
23	4,75 – 5,00 m/s	154,19	2576,51	1125,95	2610,92	51565,56	18,11	13,03	16,37	11,78	15,08	10,85
24	5,00 – 5,25 m/s	438,19	7322,15	1310,85	8638,42	48954,64	15,55	12,76	14,06	11,53	12,96	10,63
25	5,25 – 5,50 m/s	650,31	10866,68	1504,61	14715,10	40316,22	13,55	12,16	12,25	10,99	11,29	10,13
26	5,50 – 5,75 m/s	510,44	8529,45	1637,68	12571,66	25601,11	12,45	11,36	11,25	10,27	10,37	9,46
27	5,75 – 6,00 m/s	291,31	4867,79	1910,47	8369,79	13029,45	10,67	10,31	9,65	9,32	8,89	8,59
28	6,00 – 6,25 m/s	117,81	1968,61	2049,03	3630,36	4659,66	9,95	9,66	8,99	8,73	8,29	8,04
29	6,25 – 6,50 m/s	23,26	388,67	2258,06	789,89	1029,30	9,03	8,62	8,16	7,79	7,52	7,18
30	6,50 – 6,75 m/s	3,78	63,16	2467,08	140,25	239,42	8,26	7,27	7,47	6,58	6,88	6,06
31	6,75 – 7,00 m/s	1,03	17,21	2674,62	41,43	99,17	7,62	5,87	6,89	5,31	6,35	4,89
32	> 7,00 m/s	0,87	14,54	4412,91	57,74	57,74	4,62	4,62	4,18	4,18	3,85	3,85
33		Gesamt	37171,56			52042,56						

Anhang A6: Berechnung von installierbarer Leistung, Ertrag, kumuliertem Ertrag, Stromgestehungskosten für jede Geschwindigkeitsklasse sowie durchschnittliche Stromgestehungskosten für die Jahre 2010, 2020 und 2030, in 100m und 140m Nabenhöhe für die REpower 5M

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung