

Leitfaden: Kleinwindkraft

Zahlen, Fakten & Erfolgsfaktoren für Planung, Standortbewertung, Umsetzung und Betrieb in Österreich

Projekt: SmallWind4Cities

Alexander Hirschl-Schmol, Daniel Österreicher, Jana Berg, Flora Bachleitner, Matthias Mallotke, Martin Bruckner, Matthias Zawichowski, Hans Banzhaf, Leonhard Beischroth

Gefördert aus dem Programm: Smart Cities Demo – Klima und Energie Fonds



im-plan-tat

Impressum

energy scripts – Eine Schriftenreihe des Kompetenzfelds Renewable Energy Technologies der FH Technikum Wien
Nummer 1/2020: SmallWind4Cities

Autor

Alexander Hirschl-Schmol

FH Technikum Wien

E: alexander.hirschl@technikum-wien.at

Herausgeber und Redaktion:

Kompetenzfeld Renewable Energy Technologies, FH Technikum Wien

Giefinggasse 6

1210 Wien

I: www.technikum-wien.at

Cover:

Schürz & Lavicka

Alle veröffentlichten Beiträge und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt. Eine vorherige schriftliche Zustimmung der AutorInnen ist für jede vom Urheberrechtsgesetz nicht zugelassene Verwertung einzuholen.

© Kompetenzfeld Renewable Energy Technologies, FH Technikum Wien

Inhaltsverzeichnis

1.1	Das Projekt SmallWind4Cities	4
1.2	Projektdateien	4
2.	Kleinwindkraft	6
2.1	Vorteile & Herausforderungen	7
2.2	Soziale Akzeptanz	9
2.3	Zahlen in Österreich	10
3.	Planungsstart Kleinwindkraft	12
3.1	Standortwahl	12
3.2	Windpotenzial	13
3.3	Ertrag	13
3.4	Anlagengröße	14
3.5	Sicherheitsabstand Kleinwindkraft	15
3.6	Planungskriterien zur Konfliktvermeidung	16
4.	Standortbewertung	17
4.1	Jahresmittelwindgeschwindigkeit	17
4.2	Windrose	18
4.3	Hindernisse	18
4.4	Umrechnung Windpotenzial auf Nabenhöhe	20
4.5	Häufigkeitsverteilung Wind	22
4.6	Leistungskurve	22
4.7	Jahresenergieerzeugung (AEP)	23
4.8	Windmessung	23
4.9	Beispiel Standortbewertung	24
5.	Genehmigungsablauf	28
5.1	Genehmigungsanforderungen	28
5.2	Bundeslandspezifische Regelungen	33
5.3	Hürden bei der Genehmigung	35
5.4	Verbesserungsvorschläge – Genehmigung	37
6.	Literaturverzeichnis	43
7.	Anhang	45

1.1 Das Projekt SmallWind4Cities

Die Ergebnisse in diesem Leitfaden wurden über das Projekt SmallWind4Cities erbracht. Der Inhalt und die Ziele des Projekts gliedern sich in:

Ausgangssituation, Problematik und Motivation: Eine interessante Option für eine versorgungssichere, nachhaltige und resiliente Energieversorgung von Groß- und Kleinstädten auf Basis lokaler Erzeugungstechnologien ist die Kleinwindkraft, die neben der Photovoltaik eine der wenigen Möglichkeiten darstellt, auch in dicht bebauten Gebieten sowie im städtischen Umfeld umweltfreundlich elektrische Energie zu erzeugen. Während die Kleinwindkraft in den letzten Jahren technische Fortschritte machen konnte und sich zu einer sicheren und ernstzunehmenden Erzeugungstechnologie – vor allem für Groß- und Kleinstädte – entwickelt hat, ist das Bewusstsein für die Technologie und deren Vorteile in Österreich nach wie vor sehr gering. Gemeinsam mit der nach wie vor komplexen Standortauswahl bzw. -bewertung sowie der administrativen Aspekte (länderspezifische Genehmigungsverfahren) führt dies dazu, dass sich die Kleinwindkraft bisher nicht am Markt etablieren konnte.

Ziele und Innovationsgehalt: Um das zu ändern, werden im geplanten Projekt folgende Ziele verfolgt:

A) Bewusstsein für die Technologie sowie deren Akzeptanz erhöhen und Vorbehalte ausräumen, unter anderem durch folgende innovative Maßnahmen:

- erstmalige Erhebung des Bewusstseins und der Akzeptanz für KWEA sowie der Treiber und Hemmnisse im deutschsprachigen Raum.
- Erhöhung des Bewusstseins für die Kleinwindkraft, durch die Möglichkeit eine Kleinwindkraftanlage (KWEA) live und direkt in Gemeinden zu erleben
- Einbindung der Bürgerinnen und Möglichkeit zur aktiven Mitgestaltung im Projekt und damit auch hinsichtlich der zukünftigen Implementierung der Technologie

(B) Vereinfachung planerischer, organisatorischer und administrativer Aspekte bei der Planung und Umsetzung von KWEA in besiedelten Gebieten, unter anderem durch folgende innovative Maßnahmen:

- Entwicklung einer einfachen Methode zur Standortauswahl bzw. -bewertung in besiedelten Gebieten
- Erhebung / Entwicklung und Anwendung transdisziplinärer Kriterien für die Standortauswahl und -bewertung
- Ausarbeitung von Best Practice Beispielen für die Genehmigung von KWEA

Angestrebte Ergebnisse und Erkenntnisse: Auf Basis der gewonnenen sozialen, organisatorischen (Genehmigungsverfahren,...) sowie planerischen (Standortbewertung,...) Erkenntnisse sollen gesamtheitliche und transdisziplinäre Lösungsansätze entwickelt werden.

1.2 Projektdaten

Projektlaufzeit: von 09/21 bis 08/25

Projektdauer: 48 Monate

Förderprogramm: Smart Cities Demo – Boosting Urban Innovation 2020 Eine Förderaktion des Klima- und Energiefonds

Leitfaden Kleinwindkraft

Projektbudget: EUR 545.574,-

Projektförderung: EUR 327.342,-

Projektleitung: FH Technikum Wien, Kompetenzfeld Renewable Energy Technologies

ProjektpartnerInnen:

- im-plan-tat Raumplanungs GmbH & Co KG (IMP)
- Sonnenplatz Großschönau (SPG)
- Ingenieurleistungen für KFZ-Technik und Stahlbau Hans Banzhaf (BANZ)
- Tulln Energie (TUE)

Ansprechperson(en):

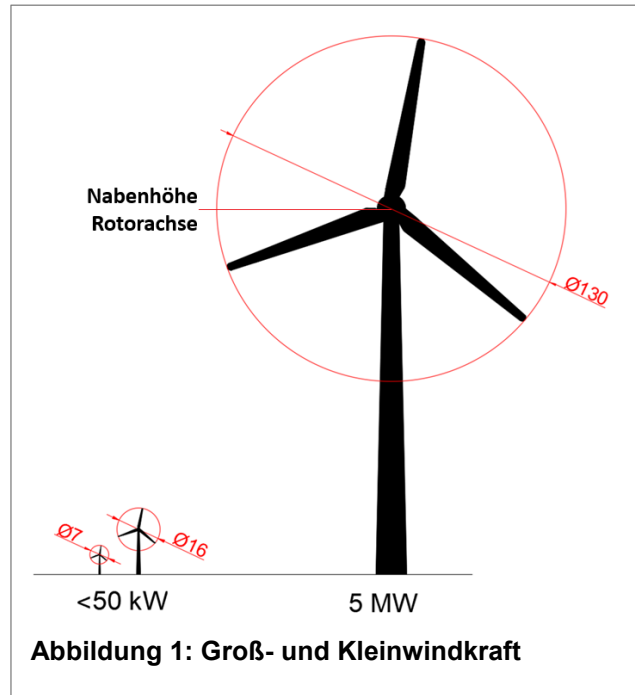
- Alexander Hirschl-Schmol (Projektleiter), Fachhochschule Technikum Wien, Kompetenzfeld Renewable Energy Technologies, Standort ENERGYbase, Giefinggasse 6, 1210 Wien, Mobil +43 664 889 630 84, Mail: hirschl@technikum-wien.at

2. Kleinwindkraft

Bei Kleinwindenergieanlagen (KWEA) handelt sich um Stromerzeugungsanlagen für den privaten bzw. meist kleingewerblichen Bereich. Laut EN 61400-2 handelt es sich dabei um Anlagen mit einer überstrichenen Rotorfläche von $<200 \text{ m}^2$ (oder ca. $\text{Ø}16 \text{ m}$ Rotordurchmesser) bzw. einer Leistung von $>50 \text{ kW}$. Des Weiteren kann in folgende Unterkategorien unterschieden werden:

- Kategorie 1: Mikrowindkraft $\leq 2 \text{ m}^2$ ($\sim \text{Ø}1,5 \text{ m}$)
- Kategorie 2: Kleinwindkraft $\leq 60 \text{ m}^2$ ($\sim \text{Ø}8 \text{ m}$)
- Kategorie 3: Kleinwindkraft $<200 \text{ m}^2$ ($<50 \text{ kW}$) – Rotordurchmesser ca. 16 m

Das Windpotenzial ist entscheidend für einen guten Ertrag. Dieses wird als Jahresmittelwindgeschwindigkeit in m/s in Nabenhöhe definiert. Die Nabenhöhe beschreibt dabei die Höhe der Rotorachse und ist Bezugspunkt für die Planung. Mittelmäßige Erträge liegen bei einer Jahresmittelwindgeschwindigkeit von ca. $3,5 \text{ m/s}$ und 150 kWh/m^2 Rotorfläche und entsprechen damit grob der Leistung einer PV-Anlage. In niedrigen Luftschichten ist das Windpotenzial oftmals mittelmäßig, weshalb die Kleinwindkraft hier mit der PV konkurriert. Ihre Stärken spielt sie jedoch im saisonalen Ausgleich aus. Die sonnenschwachen Wintermonate sind meist die windstarke Zeit.



Grundsätzlich unterscheidet man bei KWEA zwischen Anlagen mit horizontaler Drehachse (Horizontalläufer, kurz HAWT) und Anlagen mit vertikaler Drehachse (Vertikalläufer, kurz VAWT). Dabei sind HAWT wie in der Großwindkraft aufgrund des höheren Wirkungsgrades (ca. 30%-40%) die dominierende Bauform. Dennoch haben auch VAWT Vorteile, diese liegen bei weniger bewegten Teilen und tendenziell weniger Schallemissionen [1].



Abbildung 2: Beispiele KWEA: Schachner SW5 (HAWT), Venturicon (HAWT), VertikonM (VAWT), Helix3 Luvside (VAWT Widerstandsläufer)

Fact box:

Kleinwindkraft: Rotordurchmesser ≤ 16 m

Vorteile: saisonaler Ausgleich mit PV, Akzeptanz in der Bevölkerung

Herausforderungen: Windpotenzial, Kosten, komplexe Genehmigung

Kosten: durchschnittlich 5.023 €/kW

Installierte Anlagen in AT: offiziell 497 (Stand 2025)

Typische Anlagengröße: 5 bis 10 kW

2.1 Vorteile & Herausforderungen

Im Vergleich zur Photovoltaik ergeben sich durch die Kleinwindkraft zusätzliche planerische, technische, ökonomische und bürokratische Herausforderungen.

Windpotenzial:

Im Vergleich zur Großwindkraft ist das Windpotenzial in Bodennähe für gewöhnlich geringer, weshalb ein guter Standort gefunden werden muss, um auch mit der Photovoltaik konkurrieren zu können. Die Jahresmittelwindgeschwindigkeit sollte dabei im optimalen Fall über 4 m/s liegen. Ein solches Windpotenzial ist jedoch meist nur auf freien exponierten Flächen (Felder, Hügelkuppen) oder am Ortsrand vorzufinden. Abbildung 2 zeigt diesen Umstand mit dem Vergleich der Jahreserträge pro m² Modulfläche und Rotorfläche für typische PV-Anlagenkonfigurationen und Erträge von Kleinwindenergieanlagen (KWEA) an drei Standorten (3 m/s = mittel; 4 m/s = gut; 5 m/s = sehr gut).

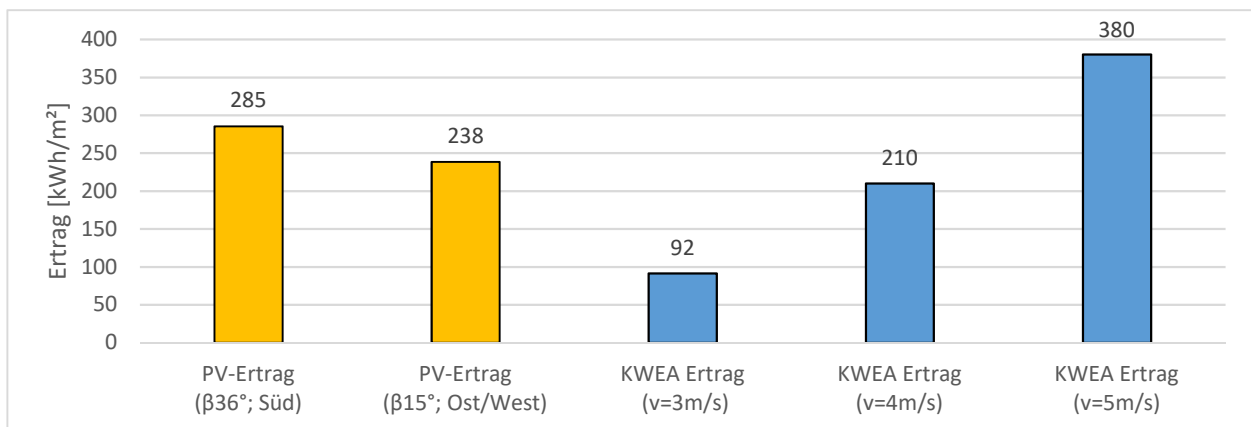


Abbildung 3: Flächenbezogener Jahresertrag PV und Kleinwindenergieanlagen (KWEA)

Eine exakte Vorhersage der Windbedingungen ist mit Windpotenzialkarten nur bedingt möglich und es ist mit höheren Abweichungen als bei PV-Ertragsprognosen zu rechnen. Im Zweifelsfall kann nur eine mindestens 1-jährige Windmessung in Nabhöhe (Installationshöhe) eine eindeutige Aussage bieten.

Kosten:

Im Durchschnitt kann bei der Kleinwindkraft von den doppelten Installationskosten von einer Photovoltaikanlage ausgegangen werden. Geringere Stückzahlen und der komplexere Aufbau sind der

Grund dafür. Eine Untersuchung von mehreren Anlagen am österreichischen Markt hat ergeben, dass mit Kosten von 5.023 €/kW gerechnet werden kann. Für eine Anlage mit 5 kW ergibt das Installationskosten von 25.115 € [2]. Aus diesem Grund ist ein möglichst guter Standort entscheidend für einen wirtschaftlichen Betrieb.

Genehmigung:

Bei der Genehmigung von Kleinwindkraftanlagen im besiedelten und nicht besiedelten Raum hat sich gezeigt, dass bestimmte Punkte vermehrt ein Genehmigungshindernis darstellen. Hürden treten allen voran beim Thema Eisfall und -wurf auf. Die bislang gültigen Sicherheitsabstände betragen das 1,5-fache der Anlagengesamthöhe (höchster Punkt) [3], was bei einer üblichen Anlagengröße mit bspw. 15 m Mast und 5 m Rotordurchmesser einen Umkreis von 26 m für andere Nutzungen quasi ausschließt. Neuer Erkenntnisse gehen davon aus, dass die Sicherheitsabstände für Vereisung bei Kleinwindkraftanlagen reduziert werden können [4]. Des Weiteren zeigen Vereisungsrisikokarten, dass das österreichische Flachland ein geringes Vereisungsrisiko aufweist und damit mit Eisansatz wie in Abbildung 4 zu rechnen ist.



Abbildung 4: Vereisungsereignis Kleinwindkraft Hügelland (Standort Lichtenegg NÖ) – Anlagenleistung 1 kW

Speziell für Mikro-Kleinwindkraftanlagen ($\sim\varnothing 1,5$ m) gelten dieselben Auflagen, was bei dieser Größe die Preise und den Aufwand zusätzlich erhöht und das Kostennutzenverhältnis meistens negativ ausfällt.

Saisonaler Ausgleich:

Speziell im Parallelbetrieb mit Photovoltaikanlagen können Kleinwindkraftanlagen ihre Vorteile ausspielen. Das Erzeugungsprofil schwankt zwar über Tage und Wochen teils stärker als bei der PV, jedoch ist die saisonale Verteilung der PV entgegengesetzt. Im Winter gleichen die Mehrerträge durch Wind die geringeren PV-Erträge aus und umgekehrt im Sommer. Bei einer richtigen Dimensionierung lässt sich bei gleicher Fläche (Modul und Rotor) und einem guten Windstandort (ca. 5 m/s) ein saisonaler Ausgleich ermöglichen (siehe Abbildung 5).

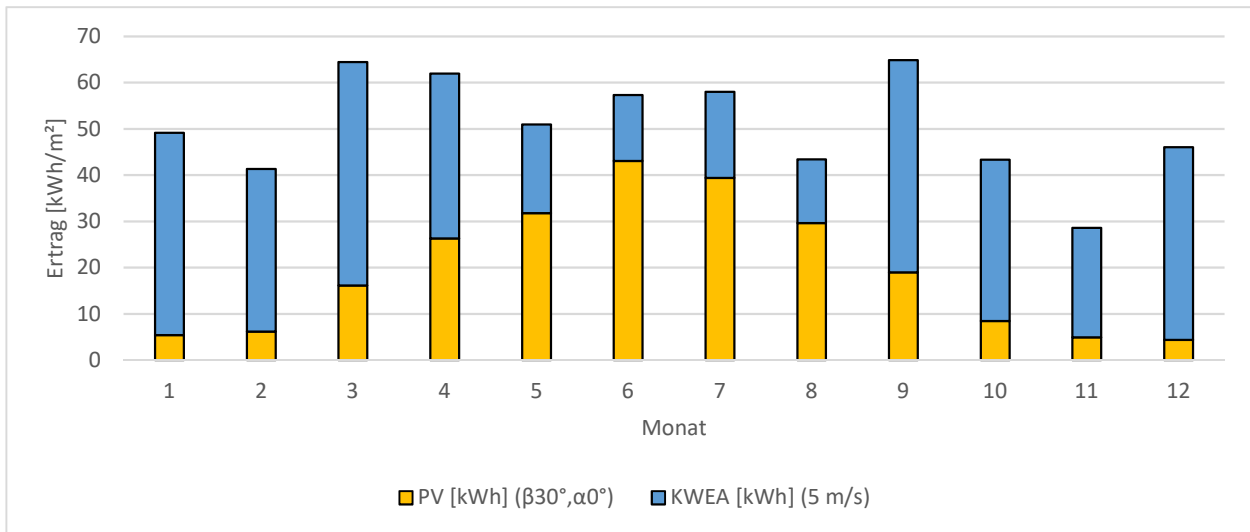


Abbildung 5: Saisonales Erzeugungsprofil PV und Windkraft (Basisfläche 1 m²)

2.2 Soziale Akzeptanz

Basierend auf einer Befragung von 1.453 österreichischen Einwohner:innen wurden Wahrnehmung und Akzeptanz von Windenergie im Allgemeinen sowie Vorlieben für die Installation von Kleinwindkraftanlagen untersucht. Die Analyse zeigt, dass die Mehrheit der Bevölkerung im Allgemeinen eine positive Einstellung zur Windenergie hat. Dabei ist die Akzeptanz umso höher, wenn lokale Wertschöpfung und Beteiligung eine Rolle spielt (z. B.: Einbindung in Klimamodellregion auf Gemeindeebene, Beauftragung von lokalen Unternehmen) bzw. die Anlagen an industriell geprägten Standorten installiert werden. Allen Teilnehmenden wurden digital generierte typische Anwendungsfälle von Kleinwindkraftanlagen gezeigt. Dabei haben sich bezüglich der Akzeptanz günstige und ungünstige Fälle ergeben. Die Konstellation in Abbildung 6 (a) ist der am meisten akzeptierte Anwendungsfall, in welchem die Kleinwindkraftanlage in Gemeindebesitz oder einer gemeinnützigen Organisation ist und am Siedlungsrand oder Gewerbegebiet installiert ist. Dieser Fall am Ortsrand weist in den meisten Fällen auch das höchste Windpotenzial im bewohnten Gebiet auf. Im Gegenzug dazu ist die Konstellation in Abbildung 6 (b) der ungünstigste Fall im Ortszentrum und im Besitz einer externen Firma o. Ä.. Der Anlagentyp (vertikal oder horizontal) hat einen vernachlässigbaren Einfluss auf die Akzeptanz.

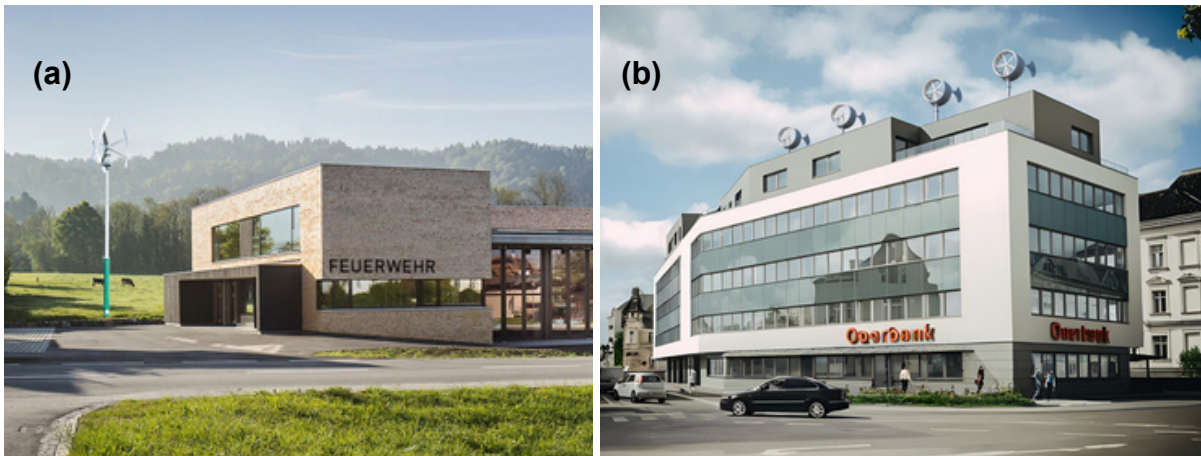


Abbildung 6: Anwendungsfälle Kleinwindkraft (a) höchste Akzeptanz (b) niedrigste Akzeptanz

2.3 Zahlen in Österreich

In Österreich ist die Kleinwindkraft im Jahr 2025 mit 497 offiziell installierten Anlagen verhältnismäßig zur Photovoltaik gering vertreten. Ein Grund dafür sind die noch hohen Kosten, die komplexe Genehmigung und vor allem das ungleich verteilte Windpotential. Nach einem leichten Aufschwung ab dem Jahr 2010 bis 2015 konnten erste Standorte erschlossen werden, jedoch hat die fehlende Wirtschaftlichkeit zu einer Dämpfung des Markts geführt. Seit der Energiekrise im Jahr 2022 ist die Nachfrage nach Energieautonomie zum Teil größer als der Wunsch nach einem wirtschaftlichen Betrieb geworden. Dieser Umstand zeigt, dass ein Markt möglich ist, jedoch fehlt eine Investitionsförderung im Leistungsbereich unter 20 kW und eine vereinfachte einheitliche Genehmigung, sowie unabhängige Beratungsstellen.

In den Leistungsklassen unter 1 kW sind 220 Anlagen und zwischen 1 kW und 10 kW 255 Anlagen installiert. Über 10 kW sind mit 22 Anlagen die wenigsten Kleinwindkraftanlagen installiert. Bezogen auf die installierte Leistung sind 1.334 kW in Österreich installiert, davon fällt der Großteil wieder auf die Leistungsklasse zwischen 1 kW und 10 kW. Da der Markt auch von Direktimporten aus bspw. China, speziell im Leistungsbereich kleiner 1 kW dominiert wird, ist keine exakte Zahlenerhebung möglich.

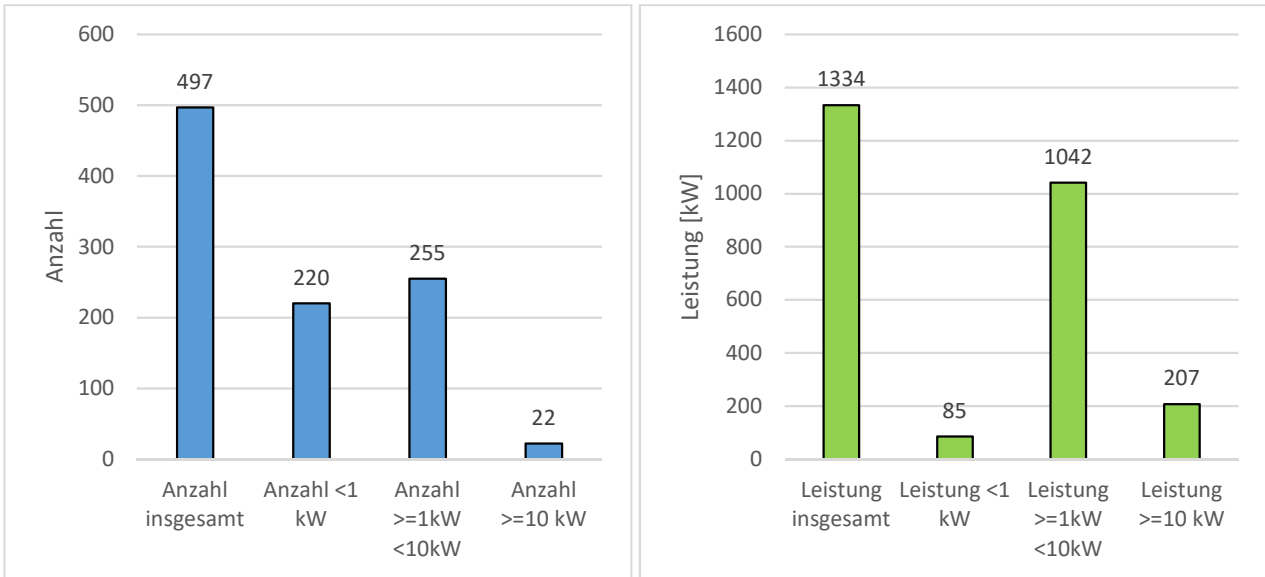


Abbildung 7: Aktuell installierte Kleinwindkraftanlagen in Österreich (Stand 2025)

Seriöse Hersteller und Vertrieb von Kleinwindkraftanlagen sind in und um Österreich begrenzt vorhanden und die Auswahl ist aufgrund von großen Qualitätsunterschieden umso wichtiger. Folgende Grafik gibt die derzeitige Unternehmenssituation am Markt wieder. In Österreich beschäftigen sich Stand 2025 vier Unternehmen aktiv mit dem Thema. Außerhalb von Österreich ist speziell Deutschland und Dänemark in diesem Themenfeld stark aktiv.

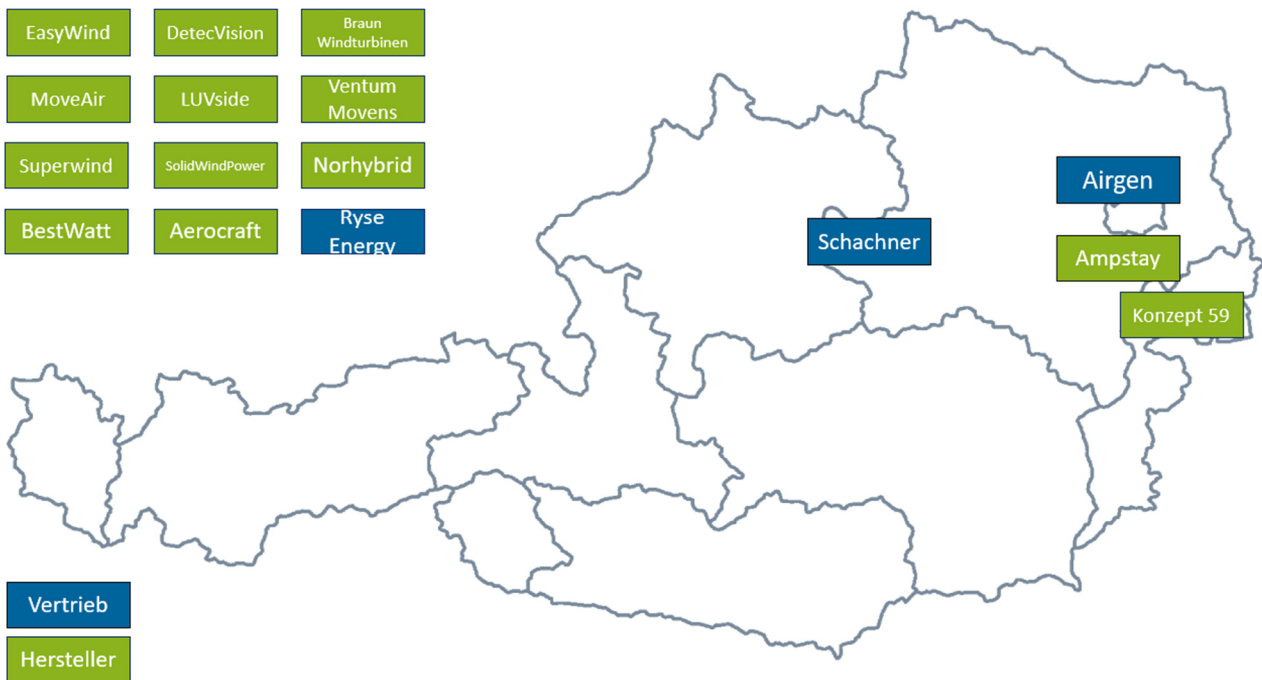


Abbildung 8: Unternehmen im Themenfeld Kleinwindkraft

3. Planungsstart Kleinwindkraft

Der folgende Projektablauf kennzeichnet die wesentlichen Planungspunkte für ein erfolgreiches Kleinwindkraftprojekt. Damit werden die Herausforderungen aus Kapitel 2.1 gezielt bearbeitet.

Fact box:

Standortwahl: exponierter Standort (Hügelkuppen, offener Raum).

Windpotenzial: Ersteinschätzung Standortpotenzial (gut, mittel, schlecht) mittels Kartenmaterial.

Ertrag: Wunschertrag (z. B. Ertrag = Verbrauch) abschätzen ($\text{Ertrag(kWh)}/1000=\text{Nennleistung(kW)}$) und Nennleistung ableiten.

Anlagengröße: Produktwahl inklusive Nennleistung, Rotordurchmesser D, Masthöhe H.

Sicherheitsabstand (A) = (Rotordurchmesser (D) + Nabhöhe (H))*1,5 zu öffentlichen Flächen einhaltbar.

Konfliktvermeidung: Einfluss auf Personen, Natur, Kultur, etc..

3.1 Standortwahl

Kleinwindenergieanlagen (KWEA) werden in der Regel an exponierten Standorten mit guten Windverhältnissen installiert, an denen sich in der Umgebung keine Hindernisse befinden, die den Rotor der Anlage beeinträchtigen könnten (siehe Abbildung 9). Solche Standorte können Hügelkuppen, offenes Agrarland, Industriegebiete mit niedrigen Gebäuden oder in seltenen Fällen auch Dächer von Gebäuden sein. Bei der Auswahl eines Installationsstandorts sollten folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Keine Hindernisse in der Hauptwindrichtung
- Gute Windverhältnisse
- Freiliegender Standort

Sind diese Anforderungen erfüllt, kann anhand von Kartenmaterial eine Windpotenzialbewertung für den Standort durchgeführt werden. Befinden sich Windmessgeräte in unmittelbarer Nähe des gewünschten Standorts (z. B. weniger als einen Kilometer entfernt), können die Datensätze dieser Geräte verwendet werden.

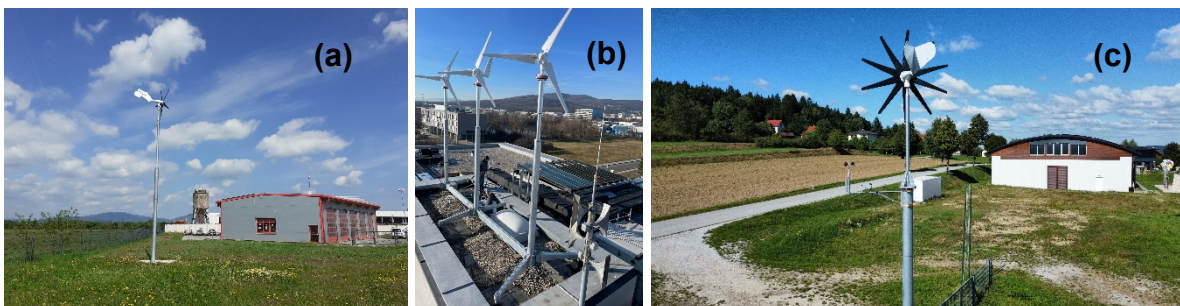


Abbildung 9: Guter ländlicher Standort (a); mittelmäßiger industrieller Standort (b); schlechter ländlicher Standort (3)

3.2 Windpotenzial

Das Windpotenzial lässt sich über die Jahresmittelwindgeschwindigkeit in Online-Kartenmaterial ermitteln. Die gängigsten Karten für die Bewertung von Kleinwindkraft sind:

- <https://globalwindatlas.info/en/>
- <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/>

Vergleichsmessung haben gezeigt, dass der GlobalWindAtlas mittlerweile auch in komplexem Gelände zum Teil gute Vorhersagen trifft. Es kann die Jahresmittelwindgeschwindigkeit (siehe Abbildung 10 (a)) in 10, 50 und 100 m über Grund ermittelt werden.

Diese werden aus dem Kartenmaterial von GlobalWindAtlas ausgelesen (siehe Abbildung 10 (a)). Dafür werden die Koordinaten oder die Adresse des jeweiligen Standortes eingegeben und auf der Karte markiert. Mit dem Cursor kann die Jahresmittelwindgeschwindigkeit des markierten Bereichs mittels Farbskala angezeigt und für weitere Berechnungen abgelesen werden. Es wird auch die zu erwartende Hauptwindrichtung angezeigt.

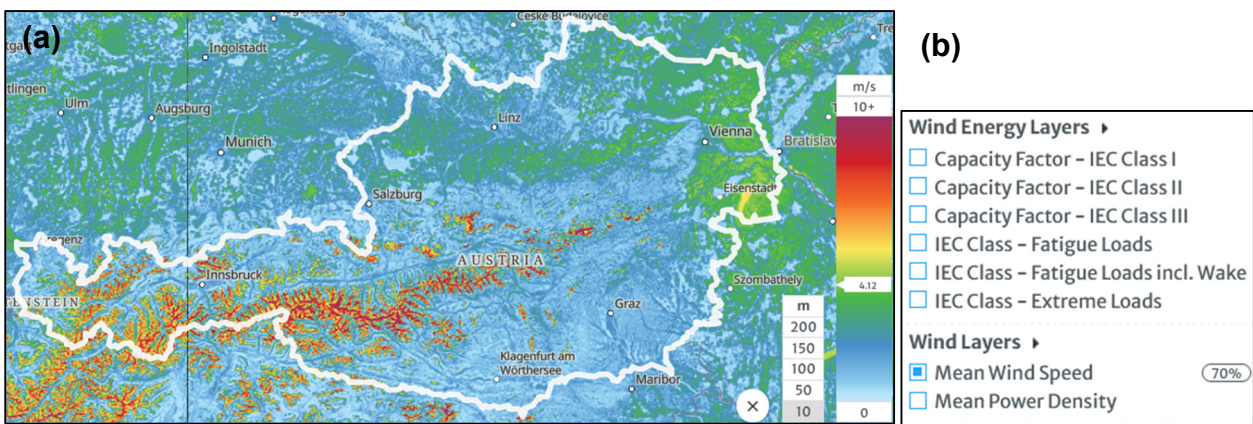


Abbildung 10: Jahreswindgeschwindigkeit Österreich (a) Auswahlmöglichkeit (b)

Die Jahresmittelwindgeschwindigkeit sollte in einem ersten Schritt für 10 m Höhe ausgelesen und der Standort nach folgender Tabelle eingeordnet werden:

Tabelle 1: Windpotenzial nach Jahresmittelwindgeschwindigkeit

Standort	Jahresmittelwindgeschwindigkeit
Ausgezeichnet	>5 m/s
Gut	4 – 5 m/s
Mittelmäßig	3 – 4 m/s
Schlecht	<3 m/s

3.3 Ertrag

Je nach Anwendungsfall muss vorab ein gewünschter Ertrag abgeschätzt werden, um die passende Anlagengröße ermitteln zu können. Dabei können für gewöhnlich bei Einfamilienhaushalten, mit einem Stromverbrauch von 3.000 bis 6.000 kWh, 25% bis 40% des Verbrauchs mit Windstrom direkt gedeckt

werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass es sich um einen guten Standort handelt, an welchem mit üblicher Anlagengröße von 5 kW ca. 6.000 kWh erzeugt werden können [5]. Als Planungsleitfaden dafür, lässt sich Abbildung 11 heranziehen.

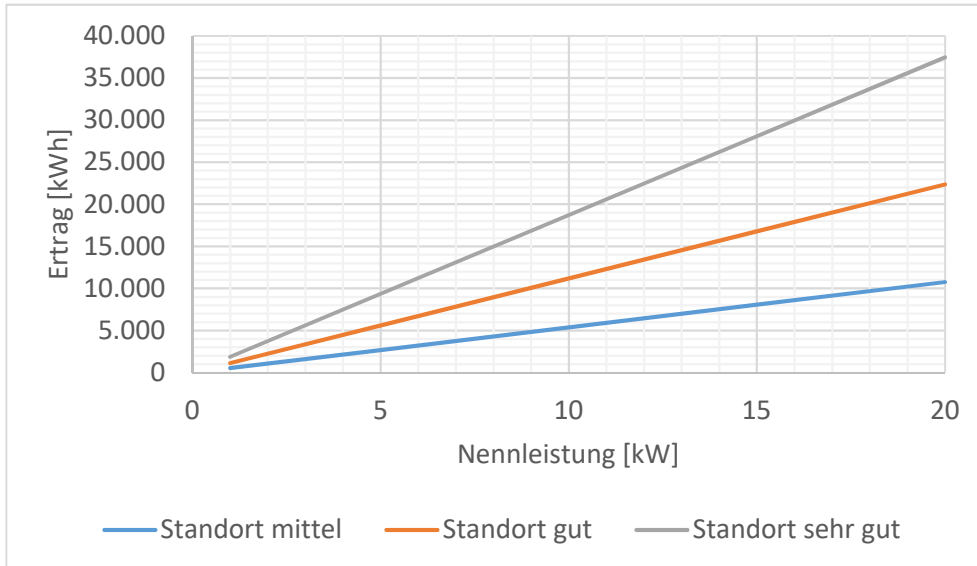


Abbildung 11: Ertragsabschätzung anhand der Anlagennennleistung (standortabhängig)

Für eine einheitliche Vergleichsbasis ist dabei festzuhalten, dass die Nennleistung laut EN 61400-2:2024 S.17 als die elektrische Wirkleistung der Anlage bei 11 m/s definiert ist.

3.4 Anlagengröße

Wurde der gewünschte Ertrag ermittelt und die Nennleistung abgeleitet, kann nach folgenden empirisch ermittelten Zusammenhängen der mittlere Rotordurchmesser für die Nennleistung und eine typische Masthöhe abgeschätzt werden. Diese Werte dienen als grober Richtwert für typische Anlagenkonzepte bei freier Montage. Im besten Fall ist bereits ein gewünschtes Produkt mit folgenden Informationen vorhanden:

- Nennleistung [kW]
- Masthöhe [m]
- Rotordurchmesser [m]
- Leistungskennlinie (nach IEC 61400-12)

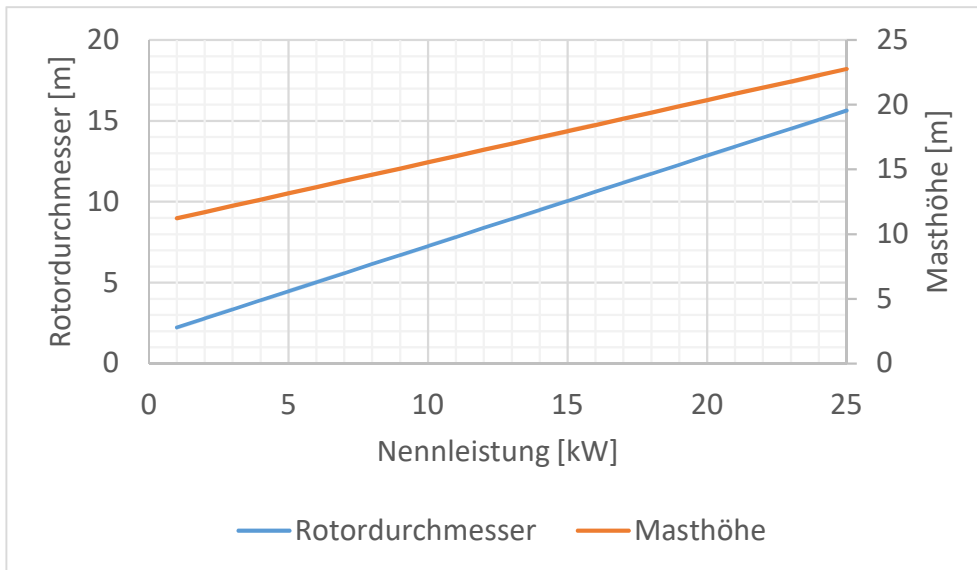


Abbildung 12: Empirisch ermittelte Rotordurchmesser und Masthöhen abhängig von der Nennleistung

3.5 Sicherheitsabstand Kleinwindkraft

In der Planung einer Kleinwindkraftanlage ist der Sicherheitsabstand aufgrund von möglichen Eisabwurf am relevantesten. Daher sollte vorab geprüft werden, ob dieser Sicherheitsabstand eingehalten werden kann. Die Grundregel besagt, dass ein Sicherheitsabstand in einem Radius von

$$\text{Abstand (A)} = (\text{Rotordurchmesser (D)} + \text{Nabenhöhe (H)}) * 1,5$$

zu öffentlichen Flächen eingehalten werden muss. Folgende Grafik zeigt ein Beispiel einer solchen Bewertung. Hier ist der Abstand zum öffentlichen Raum gewahrt, am Betriebsgelände musste eine Sonderregelung getroffen werden.



Abbildung 13: Sicherheitsabstandsregelung

3.6 Planungskriterien zur Konfliktvermeidung

Vor der Genehmigung und dem Baubeginn, speziell von Anlagen mit 10 kW und mehr, ist es ratsam potenzielle Konfliktpotenziale mit Betroffenen zu vermeiden. Unter diese fallen hauptsächlich Anwohner:innen. In der Planungsphase sollten daher durch verschiedene involvierte Parteien bestimmte Kriterien zur Konfliktvermeidung bedacht werden. Die involvierten Parteien sind:

Gruppe 1 (Allgemein Genehmigende) ■: Magistrate, Gemeinden (Bürgermeister) – Fokus auf rechtliche, soziale und städtebauliche Aspekte.

Gruppe 2 (Fachlich Genehmigende) ■: Ziviltechniker, Ingenieure – Fokus auf technische, sicherheitsrelevante und umweltbezogene Kriterien.

Gruppe 3 (Umsetzer) ■: Planer, Hersteller – Fokus auf Planung, Umsetzung und wirtschaftliche Machbarkeit.

Tabelle 2 zeigt die Liste an potenziellen Kriterien mit Konfliktpotenzial zwischen Betreiber:in und bspw. Anwohner:in. Dabei sind die Kriterien nach deren Relevanz absteigend geordnet. Die jeweiligen Akteur:innen können deren zutreffendes Kriterium auswählen und in den Planungsprozess einbauen.

Tabelle 2: Planungskriterien zur Konfliktvermeidung

Gruppe	Kriterium	Indikator
■ ■ ■	Lärmimmissionen	Störend / nicht störend / Grenzwert eingehalten (z. B. 40 dBA)
■ ■	Ästhetik	Anlage fügt sich in lokales Landschaftsbild
■ ■	Sicherheit	Sturm-/ Rotorbremse, Langzeittest IEC61400-2, Eiswurfrisiko
■ ■	Wirtschaftlichkeit	Bürgerbeteiligung, Stromkostensenkung, Amortisation
■ ■	Rentabilität Standort	Jahresmittelwindgeschw. <4 m/s, Windmessung,
■ ■ ■	Wartung	Einfache Durchführbarkeit, Kosten, Intervall, Straßensperren etc.
■	Akzeptanz	Bewusstsein lokale Wertschöpfung, Akzeptanz abgefragt
■ ■	Transparenz	Planungsunterlagen öffentlich, Partizipation Bevölkerung (Bürgerforum), Öffentlichkeitsarbeit / Kommunikation
■	Kultur / Geschichte	Anlage stört nicht in historisch sensiblen oder denkmalgeschützten Gebieten
■ ■ ■	Bildung	Eventuelle Bildungsangebote/ Ausflugsziel bedacht (Führungen, Schulbesuche)
■ ■	Vogelschutz	Anlage außerhalb von Vogelschutzgebieten
■ ■ ■	Flächenverbrauch	Nutzung von bereits versiegelten Flächen
■ ■	Lebenszyklus	Rezyklierbarkeit von Komponenten, Rückbaukonzept vorhanden

4. Standortbewertung

Das Windpotenzial ist der entscheidende Faktor ob ein KWEA-Projekt aus energetischer, nachhaltiger und wirtschaftlicher Sicht sinnvoll ist. Dieses kann über Kartenmaterial oder Windmessungen ermittelt werden. Im Zweifelsfall sind zweitere anzuraten, jedoch können speziell bei Mikrowindkraftanlagen die Kosten für eine Messung die Anlagenanschaffungskosten übersteigen. Deshalb kann in Einzelfällen auch auf solche Messungen verzichtet werden.

Daher sollte vor Projektstart eine Windpotenzialanalyse durchgeführt werden. Folgender Ablauf hat sich dabei in der Praxis bewährt:

Fact box:

Jahresmittelwindgeschwindigkeit: Ermittlung in 10 m Höhe (Kartenmaterial) und Einordnung (gut, mittel, schlecht) und ob Windmessung notwendig.

Windrose: Analyse Hindernisse in Hauptwindrichtung (Kartenmaterial).

Hindernisse: Einfluss einschätzen – große Hindernisse $\geq 60\%$ der (Naben-)Anlagenhöhe.

Umrechnung auf Nabenhöhe: Logarithmisches Windprofil – Umrechnung Jahresmittelwindgeschwindigkeit von 10 m auf Nabenhöhe.

Ertrag: Berechnung aus Leistungskennlinie und Windhäufigkeitsverteilung.

4.1 Jahresmittelwindgeschwindigkeit

Der Ablauf zur Ermittlung der Jahresmittelwindgeschwindigkeit für 10 m Höhe mittels Kartenmaterial (<https://globalwindatlas.info/en/>) wurde bereits in Kapitel 3.2 beschrieben. Ein guter Windstandort zeichnet sich durch eine hohe durchschnittliche jährliche Windgeschwindigkeit und eine hohe Anzahl von Volllaststunden aus. Die folgende Tabelle zeigt die jeweiligen Richtwerte für die Bewertung eines Windstandorts:

Tabelle 3: Faktoren für die Standortwahl / Jahresmittelwindgeschwindigkeit

Standort	Ertrag [kWh/m ²] cp ~30%	Windgeschwindigkeit	Windmessung
		Jahresmittel	
Ausgezeichnet	>380	>5 m/s	Nicht zwingend nötig
Gut	>210 & ≤380	4 – 5 m/s	Nicht zwingend nötig
Mittelmäßig	>92 & ≤210	3 – 4 m/s	Empfohlen
Schlecht	≤ 92	<3 m/s	Standort ausgenommen

Wenn eine erste Bewertung des Standorts zumindest ein mäßiges Windpotenzial in Nabenhöhe ergibt, kann die Standortbewertung fortgesetzt werden. An Standorten mit mäßigem Potenzial wird jedoch eine Windmessung empfohlen, insbesondere für Windkraftanlagen mit einem Rotordurchmesser >2 m. An guten und ausgezeichneten Standorten sind Windmessungen in der Regel nicht erforderlich. Bei größeren Investitionen (z. B. > 20.000 €) wird eine Windmessung jedoch trotzdem empfohlen, um kostspielige

Fehlinvestitionen zu vermeiden. Darüber hinaus hängt das Windpotenzial eines Standorts auch von kleineren Hindernissen (die nicht in den Kartendaten erfasst sind) und anderen Aspekten ab:

- Hindernisse in der Hauptwindrichtung
- Nabenhöhe unterhalb oder oberhalb der angegebenen Kartenhöhe

4.2 Windrose

Wie in Abbildung 14 dargestellt, ist eine Windrose eine effektive Methode zur Visualisierung der häufigsten Windrichtungen (z. B. Süd und Nordwest in Abbildung 14). Die Breite der farbigen Balken gibt die Häufigkeit der entsprechenden Windklasse an. Windrosen werden in erster Linie zur Beurteilung der vorherrschenden Windrichtung und möglicher Hindernisse verwendet. Windrosen aus dem Global Wind Atlas (siehe Abbildung 14 (b)) zeigen nur die Gesamtwahrscheinlichkeit jeder Windrichtung bei einem Winkelbereich von 30°. Dennoch ist dieser Ansatz für die Beurteilung von Hindernissen ausreichend.

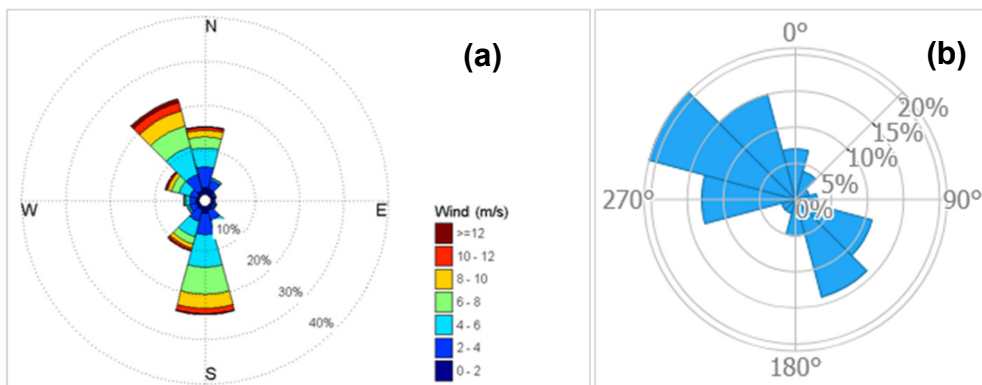


Abbildung 14: Windrose einer Windmessung (a) und Windrose aus Global Wind Atlas (b)

4.3 Hindernisse

Die Windverhältnisse eines Standorts sind Großteils von der Orografie (Oberfläche) bestimmt. Einzelne Hindernisse verursachen starke Turbulenzen. Die Installation einer KWEA muss außerhalb turbulenter Bereiche erfolgen. Hindernisse verursachen Turbulenzen in einer Höhe, welche das Doppelte des Hindernisses betragen können. Des Weiteren können Turbulenzen noch weit hinter dem Hindernis auftreten. Diese können in einer Distanz hinter dem Hindernis auftreten, welche das 20-fache der Hindernishöhe betragen kann [6].

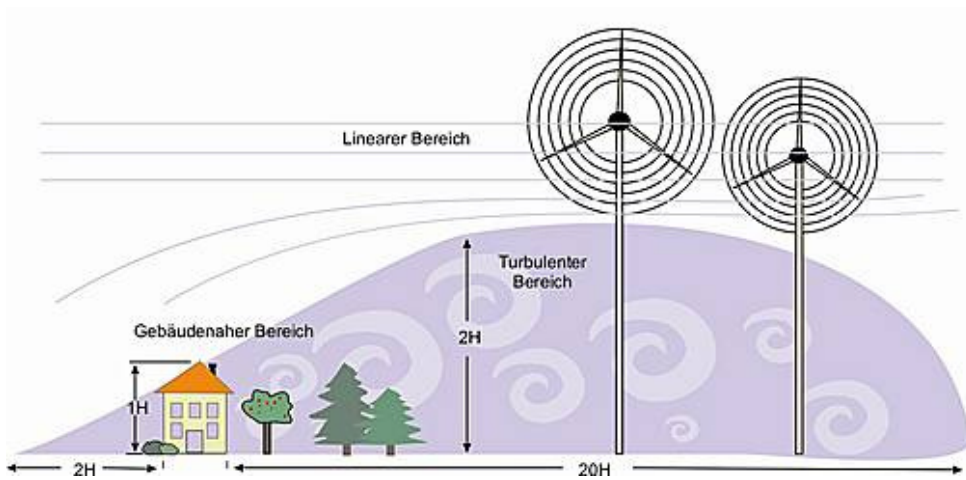


Abbildung 15: Turbulenter Bereich hinter Hindernissen [6]

Die folgende Methode dient der Klassifizierung von Hindernissen und Entscheidung, ob eine Installation realisierbar ist oder nicht. Das Verhältnis zwischen Hindernishöhe und Nabenhöhe sowie der Abstand zwischen diesen sind für diesen Ansatz entscheidend.

- Größenverhältnis R zwischen Hindernis und Nabenhöhe:
 - o Kleines Hindernis: $<0,3$
 - o Mittleres Hindernis: $0,3-0,6$
 - o Großes Hindernis: $>0,6$
- Beobachteter Abstand D für Hindernisse ausgehend von der Turbine:
 - o $20 \times$ Nabenhöhe H

Basierend auf der Geländebewertung gemäß IEC 61400-1:2020-01-01 wurde ein Beobachtungsradius von 20-mal der Nabenhöhe definiert. Relevante Hindernisse außerhalb dieses Bereichs sollten im Kartenmaterial angemessen berücksichtigt werden. Das Größenverhältnis R ist ein entscheidender Faktor bei der Beurteilung, ob das Hindernis die KWEA beeinträchtigt.

Abbildung 16 zeigt ein Beispiel für eine Hindernisbewertung. In diesem Fall wurden vier Hindernisse identifiziert. Die Nabenhöhe der KWEA beträgt 10 m, was zu einer Beobachtungsentfernung D von 200 m führt.

- Jährliche durchschnittliche Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe $\rightarrow 3,5 \text{ m/s}$ \rightarrow Windmessung empfohlen

Die Hindernisse wurden wie folgt analysiert:

1. Hindernishöhe 3 m $\rightarrow R < 0,3$ \rightarrow keine weiteren Maßnahmen erforderlich
2. Hindernishöhe 6 m $\rightarrow R > 0,3$ \rightarrow Windmessung empfohlen (Einfluss durch Hindernis möglich)
3. Hindernishöhe 8 m $\rightarrow R > 0,6$ \rightarrow Windmessung dringend empfohlen (Einfluss durch Hindernis vorhanden)
4. Hindernis außerhalb der beobachteten Entfernung \rightarrow Einfluss unwahrscheinlich \rightarrow im Allgemeinen durch Kartendaten abgedeckt

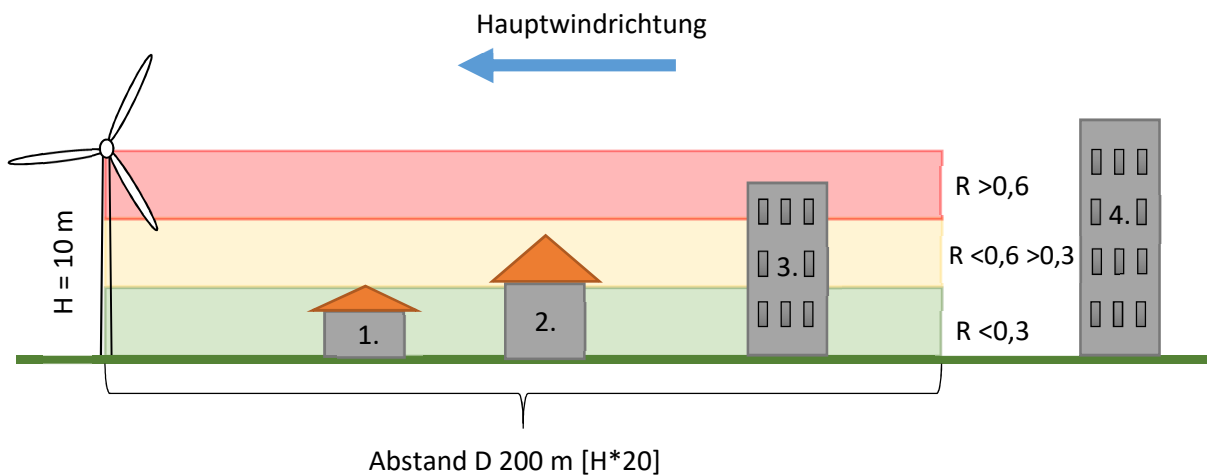


Abbildung 16: Beispiel Hindernisbewertung

4.4 Umrechnung Windpotenzial auf Nabenhöhe

Befindet sich die geplante Anlagenhöhe in einer Höhe zwischen 10 m und 50 m, muss die Windgeschwindigkeit auf die spezifische Höhe (Nabenhöhe) umgerechnet werden. Dies geschieht durch die Zuordnung einer Rauheitslänge zum Standort. Anschließend wird die Jahresmittelwindgeschwindigkeit in Nabenhöhe unter Verwendung des logarithmischen Windprofils berechnet.

Zwischen 0 und 100 m über dem Boden (Prandtl-Schicht) nimmt die Windgeschwindigkeit, abhängig von der Bodenrauheit exponentiell mit der Höhe zu. Die Bodenrauheit wird durch die Rauheitslänge z_0 beschrieben. Dieser Parameter gibt die Höhe an, in welcher der Wind statistisch gesehen durchschnittlich 0 m/s erreicht [2]. Tabelle 4 zeigt Rauheitslängen und die entsprechenden Geländeoberflächen, welche einem bestimmten Standort zugeordnet werden können.

Tabelle 4: Rauheitslänge [1]

z_0 [m]	Orographie		z_0 [m]	Orographie	
1,00	Städte		0,20	Viele Bäume und/oder Büsche	
0,50	Vorstädte, Siedlungen		0,10	Landwirtschaftliches Gelände mit geschlossenem Erscheinungsbild	
0,30	Bebautes Gelände				

Zusätzlich kann z_0 , bei Vorhandensein von zwei Messpunkten anhand der Jahresmittelwindgeschwindigkeiten in 10 m und 50 m Höhe über dem Boden berechnet werden. Die Bodenrauheit lässt sich durch Einsetzen der Windgeschwindigkeiten und Höhen in die folgende Gleichung berechnen:

$$z_0 = e^{\left(\frac{v_1 \cdot \ln(h_2) - v_2 \cdot \ln(h_1)}{v_1 - v_2}\right)} \quad 4-1$$

- v_1 Windgeschwindigkeit [m/s] (z. B. 5 m/s)
- v_2 Windgeschwindigkeit [m/s] (z. B. 4 m/s)
- h_1 Höhe [m] (z. B. 50 m Nabenhöhe)
- h_2 Höhe [m] (z. B. 20 m Messhöhe)
- z_0 Rauheitslänge [m]

Die Beziehung zwischen zwei durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in unterschiedlichen Höhen und der Rauheitslänge wird in der folgenden Gleichung dargestellt:

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} \quad 4-2$$

Abbildung 17 zeigt einen möglichen Verlauf der Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe. Durch Berechnung der Bodenrauheit und Ermittlung von zwei durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten lässt sich die jährliche mittlere Windgeschwindigkeit in einer bestimmten Höhe bestimmen. Liegt nur die Windgeschwindigkeit in einer Höhe vor, kann die Bodenrauheit anhand von Tabelle 4 geschätzt werden.

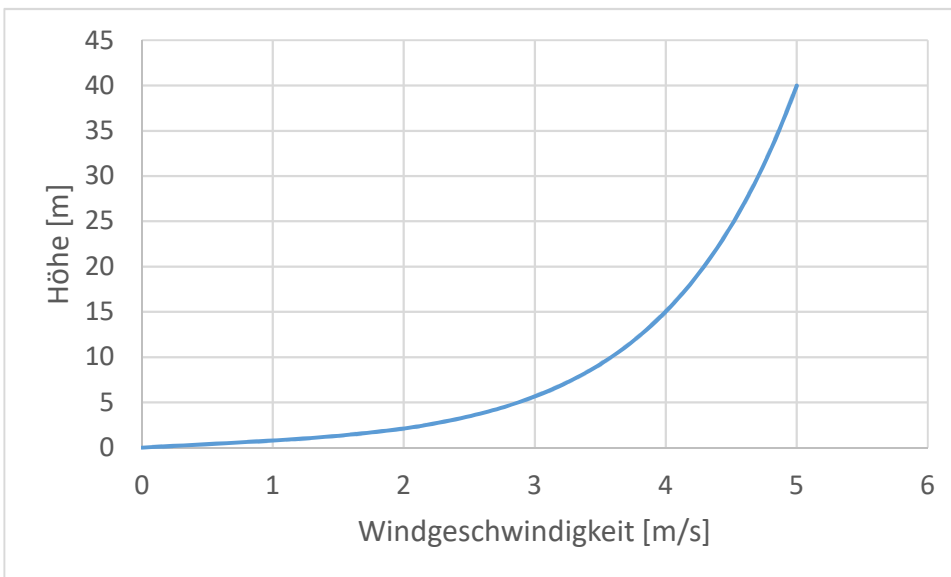


Abbildung 17: Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe

4.5 Häufigkeitsverteilung Wind

Aus Kartendaten wird in der Regel nur die Jahresmittelwindgeschwindigkeit abgeleitet. Daher kann die Rayleigh-Verteilungsfunktion als Näherung für die jährliche Windgeschwindigkeits-Wahrscheinlichkeitsverteilung verwendet werden. Vergleiche haben gezeigt, dass die Rayleigh-Verteilung eine relativ gute Annäherung an die Windverteilungen für Standorte in Mitteleuropa darstellt [2] (siehe Abbildung 18).

Die Rayleigh Verteilung kann mit der folgenden Formel berechnet werden:

$$f_{Rayleigh}(v) = \frac{\pi}{2} * \frac{v_i}{v_m^2} * \exp\left(-\frac{\pi}{4} * \frac{v_i^2}{v_m^2}\right) \quad 4-3$$

$f_{Rayleigh}(v)$ Rayleigh Verteilung für Windgeschwindigkeit [1]

v_i Windgeschwindigkeitsklasse [m/s] (z. B. 1, 2, ... m/s)

v_m Jahresmittelwindgeschwindigkeit [m/s]

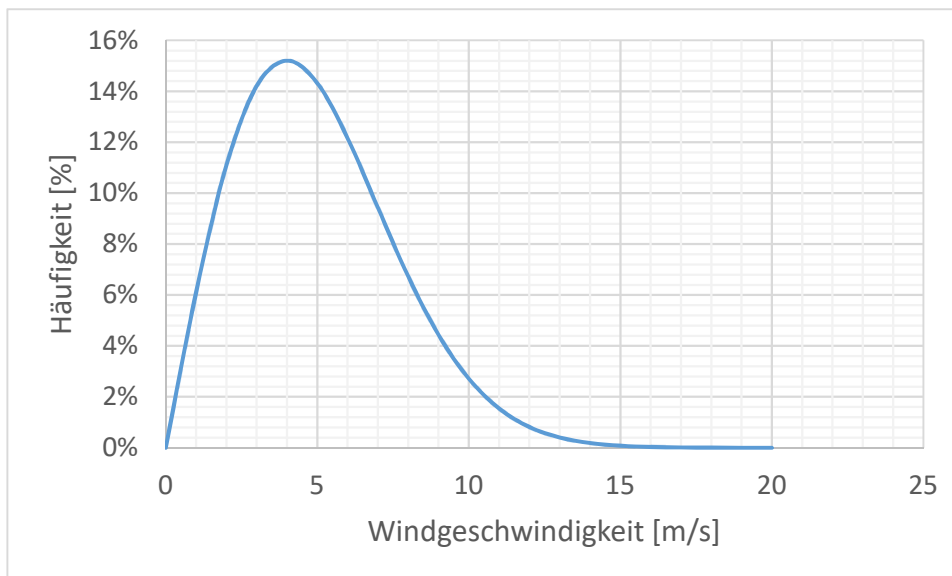


Abbildung 18: Rayleigh Verteilung - Jahresmittelwindgeschwindigkeit 4 m/s

4.6 Leistungskurve

Für weitere Ertragsberechnungen muss die Leistungs-Drehzahl-Kennlinie der ausgewählten KWEA bekannt sein. Idealerweise sollte diese gemäß IEC 61400-12 ermittelt worden sein und den Bereich von der Einschalt- bis zur Ausschaltwindgeschwindigkeit abdecken. Abbildung 19 zeigt die Leistungskurve einer Horizontalachsige KWEA mit einem Rotordurchmesser von 5,6 m und einer Nennleistung von 5 kW. Die Kurve wurde nach Norm gemessen und ist für eine Standardluftdichte von 1,225 kg dargestellt. Für weitere Berechnungen ist es entscheidend, dass die Leistungskurve auf der Standardluftdichte basiert.

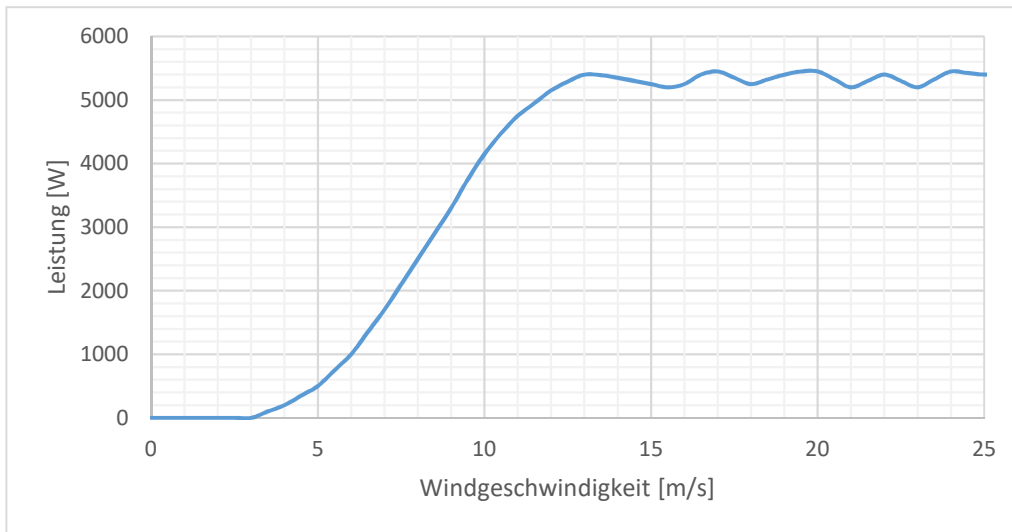


Abbildung 19: Beispiel Leistungskennlinie

4.7 Jahresenergieerzeugung (AEP)

Die jährliche Energieproduktion (AEP) von KWEA wird anhand der Leistungskurve und der zuvor berechneten Rayleigh-Verteilung berechnet. Unter Verwendung der Leistungs- und Wahrscheinlichkeitsdaten für jede Windgeschwindigkeit kann der Energieertrag in kWh/a für jede Windgeschwindigkeit berechnet werden.

$$AEP = \sum f_{Rayleigh}(v_i) * P(v_i) * t \quad 4-4$$

AEP	Jahresenergieerzeugung [Wh]
v_i	Windgeschwindigkeitsklasse [m/s] (z. B. 1, 2, ... m/s)
$f_{Rayleigh}$	Windgeschwindigkeitshäufigkeit bei v_i [-]
P	Leistung bei Windgeschwindigkeit v_i [W]
t	8760 Stunden pro Jahr [h]

4.8 Windmessung

Neben der Standortbewertung mittels Kartenmaterial kann auch ein Windmessmast zur Messung der vorherrschenden Windverhältnisse aufgestellt werden. Die Messung sollte dabei über einen Zeitraum von einem Jahr stattfinden, da die Windverhältnisse über ein Jahr deutlich schwanken. Vor allem in den Wintermonaten sind höhere Windgeschwindigkeiten zu erwarten als in den Sommermonaten.

Ein Windmessmast kann abhängig von der erwünschten Messhöhe von zwei Personen innerhalb weniger Stunden aufgestellt und abgebaut werden. Zur Speicherung der Daten reicht ein einfacher Datenlogger.

Wie in Kapitel 3.1 bereits beschrieben können die durch ein Hindernis entstehenden Verwirbelungen den Ertrag bis auf die doppelte Hindernishöhe beeinflussen. Ein 10 Meter hoher Baum hat somit in 20 Meter noch Einfluss auf die Windströmung.

Üblicherweise werden Schalenanemometer für die Windgeschwindigkeit und Windfahnen für die Ermittlung der Hauptwindrichtung verwendet. Ultraschallanemometer können ohne bewegte Teile beide Sensortypen kombinieren.

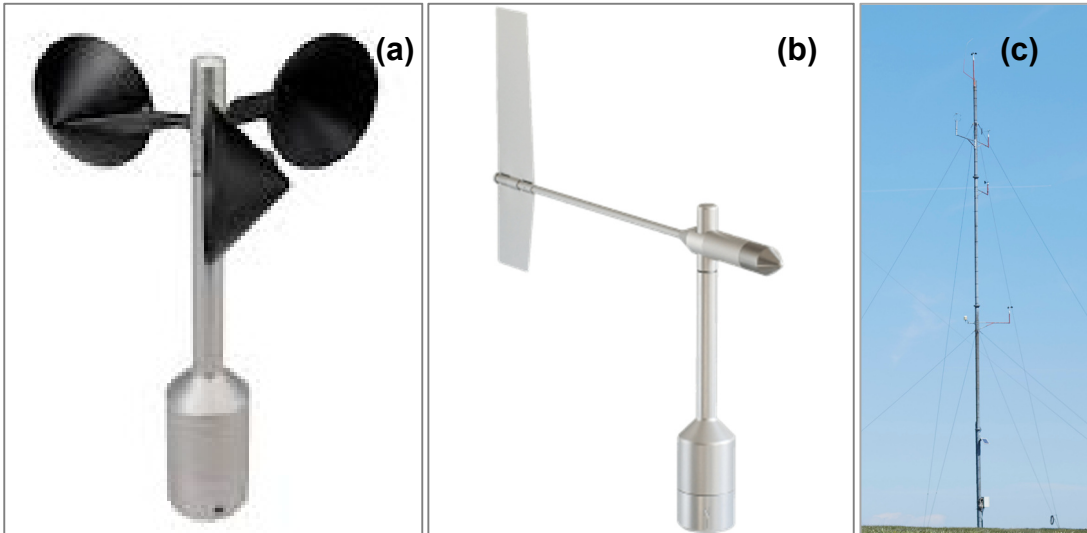


Abbildung 20: Schalenanemometer (a); Windfahne (b) [7]; Windmessmast (c)

Für eine aussagekräftige Messung sollten die Sensoren und die Messung bestimmte Mindestanforderungen erfüllen:

- Messgenauigkeit $\pm 0,1$ m/s (Anemometer) $\pm 1^\circ$ (Windfahne)
- Messdauer: mindestens 1 Jahr
- Datenaufzeichnungsrate: 1 Hz (1 Messwert pro Sekunde)
- Datenauswertung: 1 oder 10-Minutenmesswerte

4.9 Beispiel Standortbewertung

Standortwahl:

Für das folgende Projekt wurde ein ländlicher Standort ausgewählt. In unmittelbarer Umgebung in Hauptwindrichtung wurden keine nennenswerten Hindernisse festgestellt, und der Standort liegt exponiert auf einem Hügel. Die KWEA wird für einen kleinen Tischlereibetrieb genutzt, weshalb eine Anlage mit einer Nennleistung von 10 kW (basierend auf dem Verbrauch) gewählt wurde. Die Turbinendaten sind nachfolgend aufgeführt:

- Nennleistung 10 kW (bei 11 m/s)
- Rotordurchmesser 7,4 m
- Nabenhöhe 15 m
- Leistungsregelung passive Blattverstellung
- Windnachführung passiv



Abbildung 21: 10-kW Kleinwindkraftanlage (links) und ausgewählter Standort (roter Punkt) sowie Hauptwindrichtung (rechts)

Die durchschnittliche jährliche Windgeschwindigkeit wurde aus dem globalen Windatlas in einer Höhe von 10 m über dem Boden entnommen. Das Ergebnis betrug 5,8 m/s, was einen ausgezeichneten Standort darstellt. Angesichts der Eindeutigkeit des Ergebnisses ist eine Windmessung in diesem Fall nicht unbedingt erforderlich. Die vom Windatlas angegebene Windrose zeigt, dass der Wind am häufigsten aus Nordwesten weht.

- Simulierte Höhe 10 m (über dem Boden)
- Jahresmittelwindgeschwindigkeit 5,8 m/s
- Standortklasse ausgezeichnete Standort
- Hauptwindrichtung Nordwesten

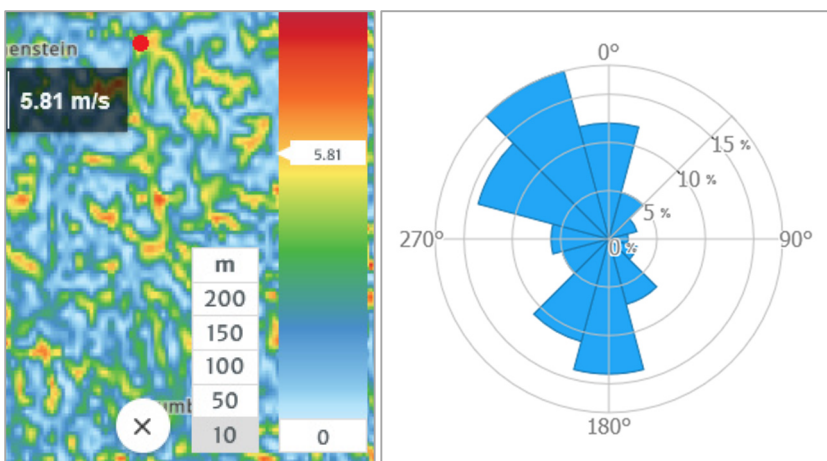


Abbildung 22: Ergebnisse GlobalWindAtlas – Standort siehe roter Punkt

Hindernisse:

Die Bewertung von Hindernissen basiert auf einem Sichtradius, der das 20-fache der Nabenhöhe beträgt. Bei einer Nabenhöhe von 15 m ergibt dies 300 m. In der Hauptwindrichtung Nordwest (330°) gibt es innerhalb einer Entfernung von 300 m keine Hindernisse, die größer als das 0,3-fache der Nabenhöhe (4,5 m) sind. In der Nebenwindrichtung aus Süden (180°) können die Gebäude jedoch ein Hindernis darstellen. Nach einer ersten Bewertung wurde festgestellt, dass das Gebäude 40 m von der Turbine

entfernt ist und eine Höhe von 6 m hat. Dieses Hindernis fällt in die Kategorie „möglicher Einfluss“. In diesem Fall kann eine Windmessung ratsam sein.

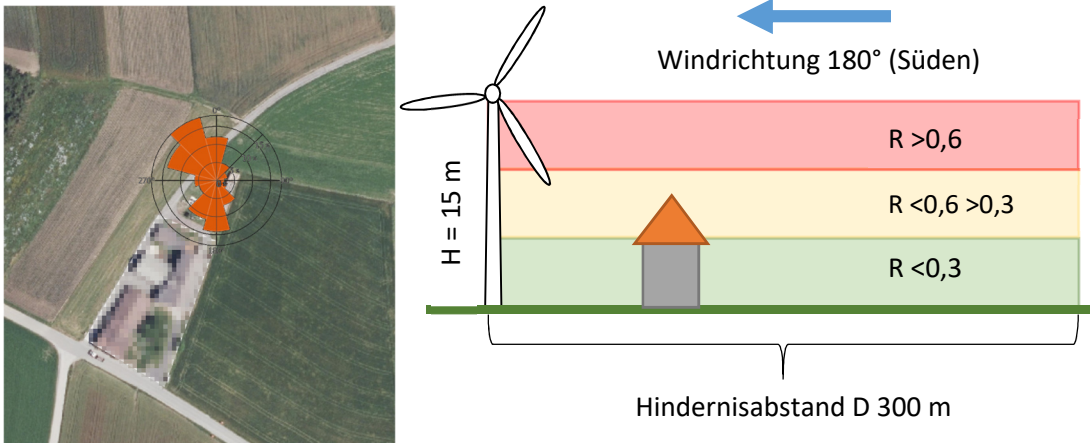


Abbildung 23: Hindernisbewertung

Umrechnung Windpotenzial auf Nabenhöhe:

Basierend auf der Kartenansicht wird dem Standort eine Rauheitslänge von 0,1 m (siehe Tabelle 4) zugewiesen, um die Jahresmittelwindgeschwindigkeit von 10 auf 15 m Nabenhöhe umzurechnen. Die folgende Gleichung zeigt die Umrechnung auf die Nabenhöhe:

- h_1 10 m
- h_2 15 m
- z_0 0,1 m
- v_1 5,8 m/s

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} \rightarrow v_2 = 5,8 \cdot \frac{\ln\left(\frac{15}{0,1}\right)}{\ln\left(\frac{10}{0,1}\right)} = 6,3 \text{ m/s} \quad 4-5$$

Rayleigh Verteilung:

Die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit für den Standort kann anschließend anhand der Formel für die Rayleigh-Verteilung bestimmt werden. In diesem Fall wurde die in Abbildung 24 dargestellte Verteilung berechnet.

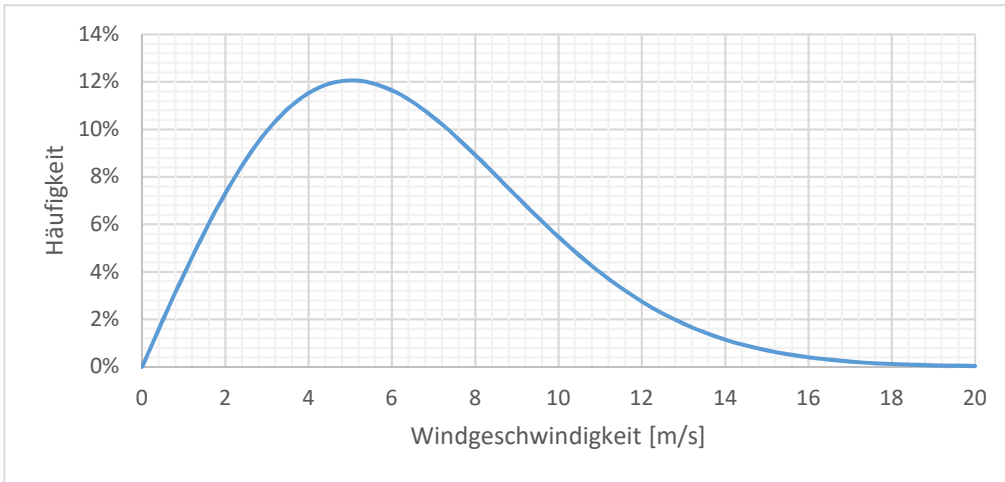


Abbildung 24: Rayleigh-Verteilung am Standort (6,3 m/s)

Leistungskurve und Jahresenergieerzeugung AEP:

Die Berechnungsergebnisse für den Beispielstandort sind in Tabelle 5 dargestellt. Die Leistungskurve (dritte Spalte) wurde vom Hersteller bereitgestellt. Der Jahresertrag wurde für jede Windklasse anhand der Gleichung für den AEP berechnet und anschließend summiert. Es wurde berechnet, dass innerhalb eines Zeitraums von 12 Monaten 27.257 kWh erzeugt werden können. Dies ergibt einen Ertrag von 633 kWh/m² pro Quadratmeter Rotorfläche pro Jahr, was gemäß Tabelle 3, Spalte 2, einen ausgezeichneten Betrieb der Turbine darstellt.

Tabelle 5: Leistungskurve und AEP pro Windklasse

Windgesch.	Häufigkeit	Leistung	AEP
m/s	%	kW	kWh
0	0%	0,0	0
1	4%	0,0	0
2	7%	0,0	0
3	10%	0,1	87
4	12%	0,4	404
5	12%	1,0	1.057
6	12%	2,0	2.041
7	11%	3,2	2.945
8	9%	5,0	3.908
9	7%	6,2	3.895
10	5%	8,0	3.834
11	4%	10,0	3.479
12	3%	10,0	2.408
13	2%	10,0	1.590
14	1%	10,0	1.004
15	1%	10,0	606
			27.257

5. Genehmigungsablauf

Für die Genehmigung von Kleinwindkraftanlagen in Österreich ist derzeit der „Anforderungskatalog für die Beurteilung von kleinen Windenergieanlagen inklusive Erläuterungen 2019“ [3] gültig. Ein Kleinwindkraft-Hersteller sollte alle nötigen Dokumente für die Erfüllung des Leitfadens vor dem Kauf bereits vorlegen können. Die folgenden Punkte sind eine Zusammenfassung der nötigen Schritte und Dokumente für die Genehmigung.

Die Anforderungen gelten nur für Kleinwindkraftanlagen, die gemäß ÖVE/ÖNORM EN 61400-2 als Anlagen mit einer Rotorfläche von weniger als 200 m² definiert sind. Das sind typischerweise Anlagen mit einem Rotordurchmesser kleiner 16 m.

[Link: Anforderungskatalog für kleine Windenergieanlagen](#)

5.1 Genehmigungsanforderungen

1. Bauansuchen und bauliche Dokumente

In den meisten Fällen sind KWEA auf Masten mit Fundament installiert. Eine Ausnahme ist die Installation mit Erdankern, wo es zu keinen Fundamentarbeiten kommt. Unter das Bauansuchen fallen:

- Bauansuchen/Beschreibung
 - o Technische Beschreibung inkl. Angabe zum Aufstellungsort
- Einreichplan (3-fache Ausführung)
 - o Lageplan (M1:500 bzw. M1:1000) – Standort der KWEA und Objekte im Nahbereich (Gebäude, Kanal, Wasserleitung, etc.)
 - o Auszug Flächenwidmungsplan
- Technische Beschreibung:
 - o Angaben zu Standortbedingungen (Bezugswindgeschwindigkeit, Turbulenz)
 - o Angaben des Fundaments (Material, Maße)
 - o Angaben zu Lasten der tragenden Struktur
 - o Angaben zu Befestigungsmitteln / Schwingungsdämpfer
 - Gebäudemontage – Angabe der Raumnutzung
 - o Angaben zur Nutzungssicherheit/Zugriffssicherheit
 - o Angaben zur Art der erzeugten Energie und Verwendung (Netzparallelbetrieb, Inselbetrieb)
- Bautechnik: Bestätigung eines Ziviltechnikers über die fachgerechte standsichere Errichtung
- Maschinenbautechnik: Bestätigung einer fachkundigen Person zur Errichtung und Inbetriebnahme laut Betriebsanleitung.
- Elektrotechnik: Bestätigung einer Elektrofachkraft über die fachgerechte Inbetriebnahme und Unterweisung betreffend der elektrischen Anlage.

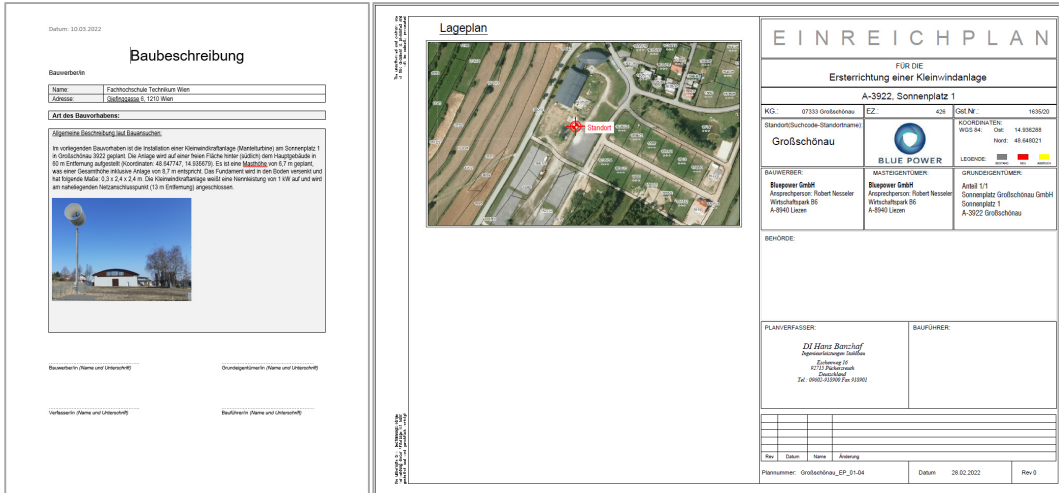


Abbildung 25: Beispiel Baubeschreibung und Einreichplan

2. Technische Beschreibung

Die Art der elektrischen Erzeugung und Verwendung der elektrischen Energie muss beschrieben werden:

- Angaben zur elektrischen Energie – Datenblätter zu:
 - o Generator
 - o Wechselrichter (Nennspannung, Nennleistung)
 - o Inselbetrieb oder Netzparallelbetrieb
- Elektrischer Schaltplan
 - o Ausgehend von Generator bis zur Verbraucheranlage inklusive aller Schutzeinrichtungen (Generator, Umrichter, Trennstellen, Not-Aus-, Entkopplungs-, Leitungsschutzschalter (LS), FI-Schutzschalter, Sicherungen, Überspannungsschutz, Überwachungseinrichtungen).

3. Dauerprüfung – Consumer Label

Im Rahmen des Moduls Typprüfung nach ÖVE/ÖNORM EN 61400-2 wird eine zumindest sechs Monate andauernde Dauerprüfung gefordert. Die Anlagen müssen je nach Standort, für welchen diese konstruiert sind in folgende Klassen eingeordnet werden:

- Klasse 1: Jahresmittelgeschwindigkeit 10 m/s
- Klasse 2: Jahresmittelgeschwindigkeit 8,5 m/s
- Klasse 3: Jahresmittelgeschwindigkeit 7,5 m/s
- Klasse 4: Jahresmittelgeschwindigkeit 6 m/s
- Klasse S: Werte vom Konstrukteur festzulegen

Zweck der Dauerprüfung nach IEC 61400-2 ist die Untersuchung von:

- der strukturellen Integrität und des Materialabbaus (Korrosion, Risse, Verformungen).
- der Qualität des Umweltschutzes der Windenergieanlage.
- des dynamischen Verhaltens der Anlage.

Zweck der Untersuchung des Leistungsverhaltens nach IEC 61400-12-1 ist die:

- Ermittlung der Leistungskennlinie nach Norm.
- Ermittlung des Jahresenergieertrags (AEP).

Zweck der Untersuchung nach IEC 61400-11 ist die Ermittlung der Schallemissionen.

Bei der Dauerprüfung muss mit Messverfahren ermittelt werden, ob und wann die zu untersuchende Anlage zufriedenstellend die in der Norm ÖVE/ÖNORM EN 61400-2, Punkt 13.4.1 geforderten Kriterien erfüllt.

4. Betriebsanleitung

In der Betriebsanleitung der Kleinwindkraftanlage müssen folgende Inhalte in deutscher Sprache nach der Maschinen- Sicherheitsverordnung 2010 – MSV 2010 enthalten:

- **elektrisch:** elektrische Nennleistung, Stromart, Nennspannung, Nennstrom, Frequenz.
- **mechanisch:** Rotorblattanzahl, Achslage, Nenndrehzahl, maximale Rotordrehzahl, Rotordurchmesser, Nabenhöhe, Turmbauart, Einschalt-, Nenn- und Ausschaltwindgeschwindigkeit.
- **bautechnisch:** KWEA-Klasse gemäß ÖVE/ÖNORM EN 61400-2; abzuleitende statische und dynamische Lasten.

5. EG-Konformitätserklärungen

Alle Bauteile müssen über eine Konformitätserklärung in deutscher Sprache verfügen, darunter fallen:

- Kleinwindenergieanlage
- Wechselrichter und Steuerungsbox bzw. wenn vorhanden Speicher

Die wesentlichen Rechtsvorschriften, welche erfüllt werden müssen sind:

- Maschinenrichtlinie 2006/42/EG
- Niederspannungsrichtlinie 2014/35/EU
- Elektromagnetische Verträglichkeits-Richtlinie 2014/30/EU
- Verordnung (EU) Nr. 305/2011 – Vermarktung von Bauprodukten

6. CE-Kennzeichnung

Eine CE-Kennzeichnung ist für die gesamte Anlage gefordert. Der Hersteller hat damit geprüft, ob alle EU-weiten Anforderungen an Sicherheit, Gesundheitsschutz und Umweltschutz erfüllt wurden. Dieses deklariert, dass die Maschine/KWEA mit der MSV 2010 übereinstimmt.

7. Netzeinspeisung

Es ist ein schriftliches Einvernehmen mit dem Netzbetreiber zu verfassen, welches bestätigt, dass die Anlage in das örtliche Netz einspeisen darf. Folgend einer Auflistung aller nötigen Punkte:

- Zustimmungserklärung des Verteilnetzbetreibers zum Anschluss an das Verteilnetz

- Bestätigung der Angaben zur Netzfreeschaltstelle (ENS)
- Bestätigung das die Einspeisung nach den akzeptierten elektrotechnischen Kenndaten passiert (vor Inbetriebnahme)
- Bestätigung des Einvernehmens mit dem Verteilnetzbetreiber und der Funktionsfähigkeit der Netzentkupplungsschutzeinrichtung (vor Inbetriebnahme)

8. Prüfbefund elektrische Anlage

Für die Anlage muss eine Erstprüfung nach ÖVE/ÖNORM E 8001-6-61 erfolgen bevor diese an den Betreiber übergeben wird. Darunter fällt auch die Prüfung des Wechselrichters nach R25-Protokoll für die Zulassung im österreichischem Verteilnetz.

9. Standsicherheit - Statische und dynamische Berechnung

Alle Lasten die durch die Kleinwindkraftanlage auftreten müssen berücksichtigt werden (ÖNORM EN 1990). Dabei ist die Rotorfläche die Bezugsfläche für die Windlast. Das Fundament / Erdanker müssen die Lasten bis zu einer Orkanböe bemessen werden.

Des Weiteren müssen die dynamischen Lasten (nach ÖVE/ÖNORM EN 61400-2) in Form einer Resonanzanalyse durchgeführt werden. In Form eines Campbell-Diagramms muss belegt werden, ob es zu erheblichen Resonanzen im Betrieb kommt.

- Anlagen $\leq 2\text{m}^2$ Rotorfläche: Nachweis, dass die Standfestigkeit durch die tragende Struktur gegeben ist.
- Anlagen $\geq 2\text{m}^2$ Rotorfläche: Nachweis, dass die Standfestigkeit der KWEA und der tragenden Struktur anhängig von den Umgebungsbedingungen (inkl. Bodenverhältnisse) gegeben ist.

10. Schattenwurf

Falls im Umfeld von $5x$ Gesamthöhe (Nabenhöhe+Rotordurchmesser/2) keine relevanten Objekte sind (Fenster, Gebäude) ist keine Schattenwurfanalyse durchzuführen. Andernfalls muss eine Schattenanalyse durchgeführt werden, dabei darf die Beschattungsdauer 30 Stunden pro Jahr und 30 Minuten pro Tag nicht überschreiten. Voraussetzung dafür ist, dass der Schattenimmissionspunkt eine Höhe von 2 m und 1 m^2 hat.

11. Schallemissionen

Schallemissionen müssen für die aufzustellende Anlage in Form eines Berichts nach ÖVE/ÖNORM EN 61400-11 vorhanden sein. Dieser Bericht beinhaltet den A-bewerteten Schalldruck- und Schalleistungspegel (bis 11 m/s laut Norm & von 6 bis 10 m/s laut Anforderungskatalog) und eine Schalllandkarte (Schalldruckpegelabnahme mit dem Abstand) sowie eine Frequenzspektrumsanalyse.

- Die Installation auf Gebäuden sollte aufgrund von Körperschall vermieden werden.
- Abschaltungen beim Überschreiten der Schallimmissionen sind erlaubt.

12. Eiswurf

Vor der Gefahr von Eis muss in Form einer Beschilderung gewarnt werden. Außerdem muss unter folgenden Voraussetzungen ein Abstand zu begehbarem Gelände eingehalten werden:

- Keine Eiserkennung und keine Abschaltung – Abstand: $(\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser}) \times 1,5$
- Eiserkennung und Abschaltung – Abstand: $(\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser}/2) \times 1,3$

Diese Abstände gelten für Verfrachtungen von Eis bei 20 m/s.

13. Blitzschlag

Zum Schutz vor Blitzschlag sind KWEA mit einem Erdungssystem auszustatten. Die Ausführung erfolgt nach ÖVE/ÖNORM EN 62305-3.

14. Brand

Vor dem Schutz vor Brand muss im Zuge der Konformitätserklärung die harmonisierte Norm ÖNORM EN ISO 19353 im Zuge der Konformitätserklärung eingehalten werden.

5.2 Bundeslandspezifische Regelungen

Die einzelnen Bundesländer haben die Regelungen des Anforderungskatalogs erweitert bzw. in länderspezifische Gesetze übernommen. Folgende Auflistung gibt einen Überblick über die vom Anforderungskatalog abweichenden bzw. ergänzenden Regelungen.

Burgenland:

- Anlagengröße:
 - Eine Gesamthöhe von 20 m und ein Rotordurchmesser von 8 m dürfen nicht überschritten werden.
- Baurecht:
 - Eine KWEA ist anzeige- und bewilligungspflichtig und wird bei der Gemeinde beantragt.
 - Errichtung im Bauland nur in Ausnahmefällen (z. B.: Bauland-Betriebsgebiet oder Industriegebiet). Die Errichtung auf Grünflächen ist nur in der Widmungskategorie Grünfläche-Windkraftanlage erlaubt.
- elektrizitätsrechtlichen Genehmigung: nur über 50 kW notwendig [8]

Kärnten:

- Kärntner Bauordnung 1996 idgF.
 - Eine Baubewilligung muss bei dem/der BürgermeisterIn eingeholt werden.
- Kärntner Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz 2011 idgF.
 - Eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung bis einschließlich 5 kW ist nicht erforderlich.
- Kärntner Gemeindeplanungsgesetz 1995 idgF.
 - Für das Ortsbild ist die Standortgemeinde zuständig [8].

Niederösterreich:

- NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005 idgF.
 - Eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung bis einschließlich 200 kW ist nicht erforderlich.
- NÖ Bauordnung 2014 idgF.
 - Eine Baubewilligung muss für Anlagen bis 50 kW bei dem/der BürgermeisterIn eingeholt werden.
- NÖ Raumordnungsgesetz 2014 idgF.
 - Bei KWEA mit einer Wirkleistung >20 kW ist eine Sonderwidmung im Grünland erforderlich.
 - Im Widmungsgebiet Bauland entscheidet der/die BürgermeisterIn.
- NÖ Naturschutzgesetz 2000 idgF [8]

Oberösterreich:

- Oberösterreichisches Elektrizitätsrecht 2006idgF.
 - Eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung bis einschließlich 5 kW ist nicht erforderlich.
- Oberösterreichisches Baurecht 1994 idgF.

- Eine Baubewilligung muss bei dem/der BürgermeisterIn eingeholt werden.
- Zusätzlich wird eine mindestens 1-jährige Windmessung gefordert.
- Außerdem muss nach Errichtung eine Schallmessung durchgeführt werden.
- Oberösterreichisches Raumordnungsrecht 1994 idgF.
 - Bei einer installierten Leistung bis 30 kW müssen 100 m Abstand zu Gebäuden eingehalten werden.
 - Kleinwindkraftanlagen dürfen nicht im Bauland errichtet werden (Ausnahme Anlagen bis 5 kW in Industrie- und Betriebsgebiet).
 - Im Grünland dürfen Anlagen nur errichtet werden, die nötig sind (z. B. landwirtschaftlicher Betrieb).
- Oberösterreichisches Naturschutzrecht 2011 idgF.
 - Eine Naturschutzrechtliche Bewilligung ist bei einer Gesamthöhe von mehr als 30 m erforderlich [8].
- Oberösterreich hat einen eigenen Leitfaden erstellt, basierend auf dem allgemeinen Anforderungskatalog.
 - Link: [Anforderungskatalog Kleinwindkraft Oberösterreich](#)

Salzburg:

- Salzburger Landeselektrizitätsgesetz 1999
 - Eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung bis einschließlich 50 kW ist nicht erforderlich.
- Baupolizeigesetz 1997 idgF.
 - Eine Baubewilligung muss bei dem/der BürgermeisterIn eingeholt werden.
- Salzburger Raumordnungsgesetz 2009 idgF.
 - Das Ortsbild darf durch die Anlage nicht grob beeinträchtigt werden [8].

Steiermark:

- Steiermärkisches Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz 2005 idgF.
 - Eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung bis einschließlich 200 kW ist nicht erforderlich.
- Steiermärkisches Raumordnungsgesetz 2010 idgF.
 - Eine Genehmigung der Gemeinde ist erforderlich. Eine Sonderwidmung im Freiland wird empfohlen.
- Steiermärkisches Baugesetz idgF.
 - Eine Baubewilligung muss bei dem/der BürgermeisterIn eingeholt werden. Dafür müssen die Dokumente des allgemeinen Anforderungskatalogs eingereicht werden [8].

Tirol:

- Tiroler Elektrizitätsgesetz 2012 idgF.
 - Eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung bis einschließlich 5 kW ist nicht erforderlich.
 - Eine Anzeige mit Unterlagen des allgemeinen Anforderungskatalogs ist bei der Bezirksverwaltungsbehörde nötig.
- Tiroler Stadt- und Ortsbildschutzgesetz 2003 idgF.
- Tiroler Raumordnungsgesetz 2011 idgF.
 - Eine Errichtung ist für die Widmungsgebiete Industriegebiet oder Sonderfläche empfohlen [8].

Vorarlberg:

- Elektrizitätswirtschaftsgesetz idgF.
 - Eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung bis einschließlich 200 kW ist nicht erforderlich.
- Baugesetz idgF.
 - Eine Baubewilligung muss bei dem/der BürgermeisterIn eingeholt werden.
- Raumplanung idgF [8].

Wien:

- Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005 idgF.
 - Eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung ist erforderlich, jedoch im vereinfachtem Umfang bis 250 kW.
- Bauordnung für Wien idgF.
 - Die zuständige erste Genehmigungsinstanz ist die MA 64 [8].

5.3 Hürden bei der Genehmigung

Die Genehmigung und Installation kleiner Windkraftanlagen ist in Österreich mit einer Reihe von bürokratischen, planerischen und technischen Hürden verbunden. Dazu gehören:

- Kostenintensive Zertifizierung von Anlagen
- Mangelnde Informationen über die erforderlichen Anforderungen
- Keine standardisierten Verfahren in den Bundesländern/Gemeinden
 - Es gibt keine allgemeine rechtliche Richtlinie für das Genehmigungsverfahren
 - Es liegt im Ermessen jedes Bundeslandes, inwieweit die Richtlinie befolgt wird
- Interaktion zwischen vielen Beteiligten (Bauträger, Bauunternehmen, Elektriker, Hersteller, Statiker, Baubehörden, Sachverständige, usw.)
- Technische Schwierigkeiten bei der Abstimmung der Komponenten:
 - Turm und Turbine
 - Wechselrichter und Turbine
 - Vereisungserkennung

Abbildung 26 zeigt Hürden, die bei der Genehmigung von sieben Kleinwindkraftanlagen in Niederösterreich und Wien auftraten. Die während des Verfahrens aufgetretenen Probleme wurden mit Zahlen kategorisiert, wobei negative Zahlen (min. -1) Hürden und positive Zahlen (max. +1) keine Hürden anzeigen. Die Kleinwindkraftanlagen wurden an verschiedenen Standorten in Niederösterreich und Wien installiert und der Genehmigungsprozess begleitet.

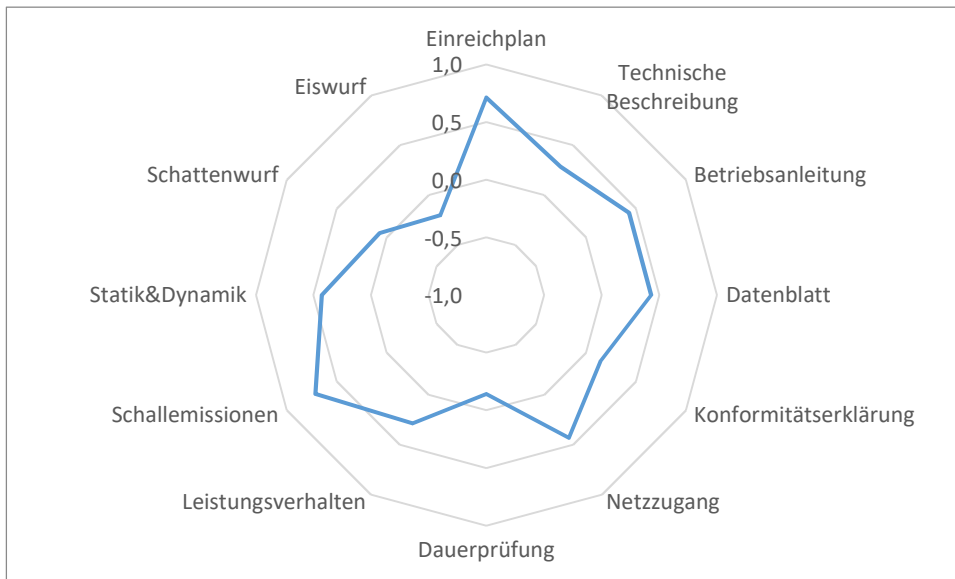


Abbildung 26: Auswertung Genehmigung spezifisch

Insbesondere das Fehlen kostengünstiger Vereisungssensoren auf dem Markt stellte ein großes Problem dar. In Gemeinden, in denen die Entfernungen zu besiedelten Gebieten klein waren, gab es teils große Probleme mit der Zulassung hinsichtlich Vereisung.



Abbildung 27: Genehmigte und untersuchte Standorte und KWEA

Die größten Hürden für die Zulassung waren Berichte über Eiswurf und Lärm, die für die Hersteller aus technischer und wirtschaftlicher Sicht schwer oder gar nicht zu überwinden waren. Je nach Standort und Sachverständigen, wurden diese Zulassungsaspekte mit unterschiedlich streng behandelt. Nach der Analyse und Bearbeitung dieser Probleme wurden die nachfolgenden Lösungen und Verbesserungsvorschläge entwickelt.

5.4 Verbesserungsvorschläge – Genehmigung

Für die derzeit gültige Fassung des Genehmigungsleitfadens, wurden anhand der identifizierten Hürden folgende Vereinfachungsmaßnahmen erarbeitet [3].

Kleinwindkraft Klassifizierung

Eine erste Vereinfachung des Genehmigungsablaufs ist die separate Betrachtung von Mikrowindkraftanlagen ($P \leq 0,8 \text{ kW}$ od. $A \leq 2 \text{ m}^2$) und Kleinwindkraftanlagen ($P \leq 50 \text{ kW}$ od. $A \leq 16 \text{ m}^2$). Diese wurden im Genehmigungsverfahren bislang nicht separat betrachtet. Basierend auf der Bezugsleistung, lassen sich folgende 2 Klassen definieren:

- Klasse A: Bezugsleistung 0 bis 0,8 kW Rotordurchmesser $\leq 2 \text{ m}$
 - Anzeigepflichtig
 - Eine Checkliste dient Herstellern als Leitfaden ob alle Regelungen eingehalten werden (siehe Anhang).
 - Elektrotechnisch fallen diese Anlagen unter die Regelung von Kleinstenergieanlagen (bspw. PV-Balkonkraftwerke).
 - Bekanntgabe bei Netzbetreiber – Konformitätserklärung Wechselrichter

- Klasse B: Bezugsleistung 0,8 bis 50 kW Rotordurchmesser $> 2 \text{ m}$ bis $\leq 16 \text{ m}$
 - Genehmigungspflichtig
 - Abarbeitung des kompletten Anforderungskatalogs (ggf. inklusive folgende Änderungen)

Die Bezugsleistung ist dabei laut EN 61400-2:2014 S.17 als die elektrische Wirkleistung bei 11 m/s definiert und wurde für einen Wirkungsgrad von 30% (Durchschnitt bei Kleinwindkraft) und einer Normluftdichte von $1,225 \text{ kg/m}^3$ ermittelt.

Zulassungsgebiete

Stand 2019: Anforderungskatalog

Bislang gab es keine definierte Bauzone welche ausgeschlossen wurde.

Stand 2025: Änderungsvorschlag

In bestimmten Bauzonen können aufgrund der dichten Bebauung weder die Sicherheitsabstände für Vereisung noch für Schall und Schatten eingehalten werden. Deswegen werden diese vorab ausgeschlossen. Des Weiteren ist hier das Windpotenzial oftmals nicht ausreichend. Daher sind folgende Bauzonen je KWEA-Klasse definiert worden:

- Klasse A: BB, BW, BS, GL, BA
 - BK – keine Zulassung
- Klasse B: BA, BB, GL, BI, BS
 - BK, BW – keine Zulassung

Dabei sind die Baugebiete wie folgt definiert:

- BB Bauland Betrieb
- BW Bauland Wohnen
- BS Bauland Siendlungsrand
- BK Bauland Kernzone
- GL Grünland
- BA Bauland Agrar

Vereisung

Stand 2019: Anforderungskatalog

Die bisherigen Untersuchungen zu Vereisung von Kleinwindkraftanlagen stützen sich auf Untersuchungen an einer Windkraftanlage mit 100 kW aus den 1990-iger Jahren, was in Bezug auf die Anlagenleistung doppelt so groß ist wie die derzeit gültige Grenze von 50 kW laut IEC 61400-2. Es muss hierbei zwischen Eisfall und Eiswurf unterschieden werden. Eiswurf entsteht im Betrieb und erfordert derzeit einen Sicherheitsabstand von [3]:

$$df = 1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$$

Bei einer KWEA mit 10 m Nabenhöhe und 2 m Rotordurchmesser bedeutet das einen Sicherheitsabstand von 18 m.

Ist eine Eiserkennung vorhanden kann der Abstand verringert werden:

$$df = 1,3 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser}/2)$$

Bei einer KWEA mit 10 m Nabenhöhe und 2 m Rotordurchmesser bedeutet das einen Sicherheitsabstand von 14,3 m.

Diese Abstände machen speziell kleinere Anlagen praktisch nicht genehmigungsfähig.

Stand 2025: Änderungsvorschlag

Neuere Untersuchungen mit kleineren Anlagen schlagen Sicherheitsabstände von $1 \times \text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser}/2$ vor [4]. Des Weiteren legen Untersuchungen im Energieforschungspark Lichtenegg auch nahe, dass das derzeitige Modell zur Eiswurfweitenbestimmung die Distanzen stark überschätzt [9]. Bei Vorhandensein einer Eiserkennungsmethode (hauptsächlich bei Anlagen in der Klasse B) haben Untersuchungen gezeigt, dass der Gefährdungsradius ebenfalls reduziert werden kann.

Daher werden für die Vereisung von Kleinwindkraftanlagen folgende neue Regelungen vorgeschlagen:

Klasse A: keine Eiserkennung: Abstand $1 \times \text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser}/2$ zu Fremdgrundstück.

Klasse B: keine Eiserkennung: Abstand $1 \times \text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser}/2$ zu Fremdgrundstück.

Eiserkennung: Sofern eine Eiserkennung vorhanden ist, kann der Sicherheitsabstand weiter reduziert werden. Nach folgender Formel kann der Gefährdungsradius durch Eisfall eingegrenzt werden [10].

$$df = \text{Jahresmittelwindgeschw.} \cdot \left(\frac{D}{2} + H \right) / 15$$

Bei einer KWEA mit 10 m Nabenhöhe H, 2 m Rotordurchmesser D an einem Standort mit 5 m/s Jahresmittelwindgeschwindigkeit, bedeutet das einen Sicherheitsabstand von 3,6 m.

Netzanschluss

Stand 2019: Anforderungskatalog

Für den Netzanschluss ist derzeit für alle Leistungsklassen ein Netzzugangsvertrag abzuschließen.

Stand 2025: Änderungsvorschlag

Klasse A: Anzeige von Konformitätserklärung an Netzbetreiber (lt. PV-Kleinanlagen <800W)

Klasse B: Antrag für Netzzugang mit Einspeisezählung- und Vertrag bei Netzbetreiber (laut Leitfaden)

Dauerprüfung

Stand 2019: Anforderungskatalog

Die Dauerprüfung ist für alle Leistungsklassen bei der Genehmigung nachzuweisen.

Stand 2025: Änderungsvorschlag

Die Dauerprüfung beinhaltet einen Langzeittest der Anlage für den Nachweis der Standsicherheit.

Klasse A: Anzeigepflicht – im Zweifelsfall muss die Standsicherheit nachgewiesen werden können.

Klasse B: Genehmigungspflicht – die Standsicherheit muss vor Genehmigung mittels Dauerprüfung nachgewiesen werden.

Statik

Stand 2019: Anforderungskatalog

Ein statischer und dynamischer Nachweis ist derzeit für alle Leistungsklassen bei der Genehmigung nachzuweisen.

Stand 2025: Änderungsvorschlag

Eine Kleinwindkraftanlage muss den statischen und dynamischen Anforderungen und Windlasten standhalten.

Klasse A: Anzeigepflicht – eine Vorlage der Statikberechnung ist nicht notwendig, muss jedoch vom Unternehmen, welches die Anlage in Vertrieb bringt bestätigt werden und im Zweifelsfall vorgewiesen werden können.

Klasse B: Genehmigungspflicht – eine Analyse der Statik und Dynamik muss vorgelegt werden. Hierfür sind pro Anlagentyp/Produktreihe folgende Dokumente erforderlich:

- Bodenmontage: eine Statikberechnung pro Produktreihe darf für verschiedene Standorte verwendet werden, sofern diese die vor Ort vorherrschende Bodenklasse abdeckt.
- Dachmontage: für jeden Standort ist eine eigene Statikberechnung und Maßnahmen zur Vibrationseindämmung vorzulegen.

Schallgutachten

Stand 2019: Anforderungskatalog

Bislang wurden Schallgutachten teilweise pro Standort gefordert, was bei der Genehmigung erhebliche Kosten mit sich bringt. Außerdem müssen laut IEC 61400-11 die Schallemissionen zwischen 1 m/s unter Startwindgeschwindigkeit bis inklusive 11 m/s ermittelt werden. Beide Bereiche bei gleichen Wetterbedingungen zu vermessen und eine Umgebungsmessung im selben Zeitraum durchzuführen ist oftmals eine Herausforderung.

Stand 2025: Änderungsvorschlag

Speziell der niedrige Windgeschwindigkeitsbereich ist, aufgrund der geringen Emissionen wenig aussagekräftig. Im ConsumerLabel wird daher oft nur ein Referenzschallpegel bei 8 m/s oder im Bereich 6 bis 10 m/s angegeben. Daher werden folgende Änderungen vorgeschlagen:

Klasse A: Anzeigepflicht – bei Widerruf muss ein Schallgutachten nach IEC 61400-11 für diesen Typ im Bereich 6 bis 10 m/s vorgewiesen werden.

Klasse B: Genehmigungspflicht – ein Schallgutachten nach IEC 61400-11 muss für diesen Typ im Bereich 6 bis 10 m/s vorgewiesen werden.

In beiden Fällen dürfen 40 dB(A) an der Grundstücksgrenze nicht überschritten werden.

Schattenwurf

Stand 2019: Anforderungskatalog

Ist der Abstand größer 5x Nabenhöhe zum nächsten Grundstück, kann von keiner Verschattung ausgegangen werden. Andernfalls muss nachgewiesen werden, dass es zu keiner Belästigung kommt, welche größer 30 min/Tag oder 30 h/Jahr ist. Es muss im Zuge einer Dokumentation nachgewiesen werden, dass die Werte nicht überschritten werden. [3]

Stand 2025: Änderungsvorschlag

Für die Verschattungsanalyse werden Online-Tools vorgeschlagen, wie zum Beispiel <https://www.sonnenverlauf.de/>. Hierbei können die Hindernishöhe und der Schattenverlauf zu jeder Stunde im Jahr simuliert werden.

Klasse A: Anzeigepflicht – eine Überprüfung der Verschattungsverhältnisse lässt sich mit online Tools durchführen. Jedoch wird aufgrund der allgemein hohen Drehzahl und des geringen Rotordurchmessers von einer geringen Belästigung ausgegangen.

Klasse B: Genehmigungspflicht – eine Simulation der Verhältnisse muss angefertigt und als Dokument bei der Genehmigung eingereicht werden.

Windpotenzial

Stand 2019: Anforderungskatalog

Bislang wurde keine Bewertung des Windpotenzials im Anforderungskatalog gefordert, was zur Folge hatte, dass teilweise Anlagen in schlechten Windverhältnissen aufgestellt wurden.

Stand 2025: Änderungsvorschlag

Um diesen Umstand zu vermeiden und einen nachhaltigen Betrieb zu garantieren, müssen grobe Standortbewertungen vor Projektbeginn durchgeführt werden.

Klasse A: Anzeigepflicht – keine Standortbewertung verpflichtend.

Klasse B: Genehmigungspflicht – eine Standortbewertung muss zumindest im Groben mittels gängiger Kartenmaterialien (z. B.: <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/>) und einer Hindernisbewertung durchgeführt werden. Die Einteilung des Windpotenzials gliedert sich in:

Tabelle 6: Faktoren zur Standortbewertung

	Ertrag KWEA [kWh/m ²] bei cp ~30%	Mittlere Windgeschwindigkeit
<i>Ausgezeichneter Standort</i>	>380	>5 m/s
<i>Guter Standort</i>	>210 & <380	4 – 5 m/s

<i>Mittelmäßiger Standort</i>	>92 & <210	3 – 4 m/s
<i>Schlechter Standort</i>	< 92	<3 m/s

An schlechten Standorten wird keine Genehmigung erteilt. An mittelmäßigen Standorten oder wenn wesentliche Hindernisse vorhanden sind, ist im Zweifelsfall eine Windmessung angebracht.

Wesentliche Hindernisse können in Hauptwindrichtung eine horizontale Auswirkung des 20-fachen der Hindernishöhe und eine vertikale Auswirkung des zweifachen der Hindernishöhe haben. Hindernisse innerhalb dieser Grenzwerte sollten bewertet werden. [6]

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Groß- und Kleinwindkraft.....	6
Abbildung 2: Beispiele KWEA: Schachner SW5 (HAWT), Venturicon (HAWT), VertikonM (VAWT), Helix3 Luvside (VAWT Widerstandsläufer).....	6
Abbildung 3: Flächenbezogener Jahresertrag PV und Kleinwindenergieanlagen (KWEA)..	7
Abbildung 4: Vereisungsereignis Kleinwindkraft im Gebirge (Standort Lichtenegg NÖ) – Anlagenleistung 1 kW	8
Abbildung 5: Saisonales Erzeugungsprofil PV und Windkraft (Basisfläche 1 m ²).....	9
Abbildung 6: Anwendungsfälle Kleinwindkraft (a) höchste Akzeptanz (b) niedrigste Akzeptanz.....	10
Abbildung 7: Aktuell installierte Kleinwindkraftanlagen in Österreich (Stand 2025).....	11
Abbildung 8: Unternehmen im Themenfeld Kleinwindkraft	11
Abbildung 9: Guter ländlicher Standort (a); mittelmäßiger industrieller Standort (b); schlechter ländlicher Standort (3).....	12
Abbildung 10: Ertragsabschätzung anhand der Anlagennennleistung (standortabhängig)	14
Abbildung 11: Empirisch ermittelte Rotordurchmesser und Masthöhen abhängig von der Nennleistung	15
Abbildung 12: Sicherheitsabstandregelung	15
Abbildung 13: Jahreswindgeschwindigkeit Österreich (a) Auswahlmöglichkeit (b).....	13
Abbildung 14: Windrose aus einer Windmessung (a) und Windrose aus dem Global Wind Atlas (b).....	18
Abbildung 15: Turbulenter Bereich hinter Hindernissen [6].....	19
Abbildung 16: Beispiel Hindernisbewertung	20
Abbildung 17: Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe.....	21
Abbildung 18: Rayleigh Verteilung - Jahresmittelwindgeschwindigkeit 4 m/s.....	22
Abbildung 19: Beispiel Leistungskennlinie	23
Abbildung 20: Schalenanemometer (a); Windfahne (b) [7]; Windmessmast (c).....	24
Abbildung 21: 10-kW Kleinstwindkraftanlage (links) und ausgewählter Standort (roter Punkt) sowie Hauptwindrichtung (rechts).....	25
Abbildung 22: Ergebnisse globaler Windatlas – Standort siehe roter Punkt	25
Abbildung 23: Hindernisbewertung	26
Abbildung 24: Rayleigh-Verteilung am Standort (6,3 m/s)	27
Abbildung 25: Beispiel Baubeschreibung und Einreichplan	29
Abbildung 26: Auswertung Genehmigung spezifisch.....	36
Abbildung 27: Genehmigte und untersuchte Standorte und KWEA	36

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Planungskriterien zur Konfliktvermeidung	16
Tabelle 2: Faktoren für die Standortwahl / Jahresmittelwindgeschwindigkeit	17
Tabelle 3: Rauigkeitslänge [1].....	20
Tabelle 4: Leistungskurve und AEP pro Windklasse.....	27
Tabelle 5: Faktoren zur Standortbewertung.....	40

6. Literaturverzeichnis

- [1] E. Hau, Windkraftanlagen - Grundlagen Technik Einsatz Wirtschaftlichkeit, Krailing: Springer Vieweg, 2014.
- [2] A. Hirschl, D. Österreicher und E. Aeikens, „Kleinwindreport Österreich 2022 - Dezentrale Windenergie Österreich,“ Wien, 2022.
- [3] B. D. u. W. BMDW, „Windenergieanlagen - Anforderungskatalog für die Beurteilung von kleinen Windenergieanlagen samt Erläuterungen,“ Wien, 2019.
- [4] D. Prezioso, A. Orrel und C. Godreau, „A Framework for Characterizing the Risk of Ice Fall and Ice Throw from Small Wind Turbines,“ 2022.
- [5] A. Hirschl, K. Leonhartsberger und M. Peppoloni, „Evaluierung des Direktnutzungsanteils von Kleinwindenergieanlagen (KWEA) für unterschiedliche Standorte, Anlagen und Verbrauchergruppen,“ Wien, 2017.
- [6] D. Reiterer, „Kleinwindkraft - Ein Leitfaden zur Planung und Umsetzung,“ Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie NÖ-Wien, Wien, 2014.
- [7] Adolf Thies GmbH , „Thies Klima,“ 10 02 2026. [Online]. Available: <https://www.thiesclima.com/>. [Zugriff am 10 02 2026].
- [8] Kleine-Windkraft.at, „Kleine-Windkraft.at,“ 2026. [Online]. Available: <https://www.kleinwindkraft.at/rechtliches/auflagen-je-bundesland>. [Zugriff am 09 04 2026].
- [9] R. E. Bredesen, M. Drapalik und B. Butt, „Understanding and acknowledging the ice throw hazard - consequences for regulatory frameworks, risk perception and risk communication,“

2017.

- [10] Canadian Renewable Energy Association Operations & Maintenance, „Best Practices for Wind Farm Icing and Cold Climate Health & Safety,“ 2020.
- [11] Bundesministerium Digitalisierung und Wirtschaftsstandort, „bmaw.at,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.bmaw.gv.at/dam/jcr:765857e3-6128-4930-809f-02ddd9a8ac53/Anforderungskatalog%20Windenergieanlagen.pdf>. [Zugriff am 23.4.2014].

7. Anhang

Checkliste – Kleinwindkraft Klasse A

Für die Anzeige einer Kleinwindkraftanlage der Klasse A müssen folgende Punkte erfüllt sein.

Checkliste Dokumente für die Anzeige einer Kleinwindkraftanlage Klasse A:

Anlagentyp:

Anlagenleistung $\leq 800\text{W}$ oder Rotordurchmesser kleiner 2 m

Standort:

Standort liegt nicht im Bauland Kernzone (od. Ruhegebiet, Kurgebiet)

Skizze des Bauvorhabens vorhanden

Sicherheit:

Bauteile entsprechen den statischen & dynamischen Anforderungen

Schallgrenzwert von 40 dB(A) an Grundstücksgrenze eingehalten¹

Schattenbelästigung ausgeschlossen (unter 30 min/d & 30h/a)²

Eiswurfgefahr ausgeschlossen – Abstand Grundstücksgrenze $\geq 1 \cdot (H + D/2)$ ³

Eiserkennung vorhanden – Abstand $\geq v \cdot (H + D/2)/15$

Energieverteilung:

Netzparallelbetrieb:

CE Kennzeichen und Konformitätserklärung Wechselrichter vorhanden

Einspeiseleistung $\leq 800\text{ W}$

Meldung an Netzbetreiber erfüllt

Oder Inselbetrieb:

Die Erfüllung der Mindestanforderungen wird durch ein konzessioniertes Unternehmen bestätigt:

¹ Verweis auf Grenzwerte Schallimmission nach ÖNORM S 5021, 2017-08, S.9

² Schattensimulation in Tool nachgewiesen oder Abstand $> 5 \times \text{Nabenhöhe}$

³ H...Nabenhöhe [m]; D...Rotordurchmesser [m]; v...Jahresmittelwindgeschwindigkeit [m/s] laut Windatlas in H

Ort, Datum

Unterschrift und Unternehmenssignatur

Skizze Bauvorhaben:

