

Kleinwindenergie- anlagen

Hintergrundinformationen und
Handlungsempfehlungen

TEAM **ENERGIEWENDE** BAYERN



Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Bayerisches Staatsministerium für
Ernährung, Landwirtschaft, Forsten und Tourismus



C.A.R.M.E.N.

C.A.R.M.E.N.-Publikation

Kleinwindenergieanlagen – Hintergrundinformationen und Handlungsempfehlungen

TEAM **ENERGIEWENDE BAYERN**



Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Bayerisches Staatsministerium für
Ernährung, Landwirtschaft, Forsten und Tourismus



C.A.R.M.E.N.



Herausgeber

C.A.R.M.E.N. e.V.
Schulgasse 18 · 94315 Straubing
Tel. 09421 960 300
Fax 09421 960 333
contact@carmen-ev.de
www.carmen-ev.de
V.i.S.d.P.: C.A.R.M.E.N. e.V. · Edmund Langer

Redaktion: C.A.R.M.E.N. e.V.
Auszugsweiser Nachdruck unter Quellenangabe ist erlaubt.
Bildquellen: C.A.R.M.E.N. e.V.
Stand: Dezember 2023

© C.A.R.M.E.N. e.V. · Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk ·
Schulgasse 18 · 94315 Straubing

Inhalt

1.	Nutzung der Kleinwindenergie.....	7
2.	Physikalische und meteorologische Grundlagen.....	9
3.	Standortevaluierung.....	12
3.1	Windpotenzial am Standort.....	12
3.2	Geländebeschaffenheit.....	14
3.3	Windmessung.....	17
4.	Technik von Kleinwindenergieanlagen.....	19
4.1	Bauformen.....	20
4.1.1	Horizontale Bauform.....	20
4.1.2	Vertikale Bauform.....	21
4.2	Technische Komponenten.....	23
4.3	Ertrags- und Leistungsverhalten.....	26
5.	Genehmigung von Kleinwindenergieanlagen.....	33
5.1	Zulässigkeit von Kleinwindenergieanlagen im Innenbereich.....	36
5.2	Zulässigkeit von Kleinwindenergieanlagen im Außenbereich.....	36
5.3	Kleinwindenergieanlagen als Nebenanlagen.....	38
6.	Wirtschaftlichkeit einer Kleinwindenergieanlage.....	40
6.1	Kosten einer Kleinwindenergieanlage.....	40
6.1.1	Investitionskosten.....	40
6.1.2	Betriebs- und finanzierungsgebundene Kosten.....	41
6.1.3	Förderungen.....	42
6.2	Einnahmen einer Kleinwindenergieanlage.....	42
6.3	Einfluss des Eigenverbrauchsanteils auf die Wirtschaftlichkeit.....	45
6.3.1	Kleinwindenergieanlagen für Wohngebäude.....	46
6.3.2	Kleinwindenergieanlagen für kleine Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe....	49
6.3.3	Kleinwindenergieanlagen für mittelgroße Gewerbe- und Landwirtschafts- betriebe.....	52
6.3.4	Kleinwindenergieanlagen für Gewerbebetriebe und große Landwirtschafts- betriebe.....	54
6.4	Einfluss der Strompreissteigerung auf die Wirtschaftlichkeit.....	58
7.	Praxisbeispiel aus Bayern.....	60
8.	Fazit und Schlussfolgerungen.....	62
9.	Umsetzungsschritte im Überblick.....	63
10.	Literaturverzeichnis.....	65

Abbildungen

Abbildung 1:	Monatl. Anteil am jährlichen Gesamtenergieaufkommen bei Photovoltaik und Windenergie (Beispielstandort Binnenland).....	8
Abbildung 2:	Vergleich der Windzonen und -klassen anhand der Durchschnittswindgeschwindigkeiten (v_{mittel}) gemäß der DIBt- und IEC-Richtlinie.....	11
Abbildung 3:	Zunahme der Windleistung mit der Windgeschwindigkeit.....	12
Abbildung 4:	Beispiel für die Windhäufigkeitsverteilung an einem fiktiven Windmessstandort.....	13
Abbildung 5:	Beispiel für die Häufigkeit einzelner Windrichtungen eines fiktiven Standorts.....	14
Abbildung 6:	Beispielhafte Darstellung laminarer und turbulenter Windströmungsverhältnisse.....	16
Abbildung 7:	Turbulenter Strömungsbereich auf Grund von Windhindernissen.....	17
Abbildung 8:	Windmessstation mit Schaufelanemometer.....	18
Abbildung 9:	Auftriebsprinzip.....	20
Abbildung 10:	Vertikalachsenanlagen – Savonius-Rotor, Darrieus-Rotor, H-Darrieus-Rotor (von links nach rechts).....	21
Abbildung 11:	Komponenten einer horizontalachsigen Windenergieanlage.....	23
Abbildung 12:	Freie Aufstellung (Gittermast, Rohrmast) und Dachinstallation (von links nach rechts).....	25
Abbildung 13:	Leistungskennlinien zweier Windenergieanlagentypen (Nennleistung 6 kW).....	28
Abbildung 14:	Amortisation Standardrotor.....	30
Abbildung 15:	Amortisation Schwachwindrotor.....	30
Abbildung 16:	Leistungskennlinie und Leistungsbeiwert.....	32
Abbildung 17:	Art des Genehmigungsverfahrens für Windenergieanlagen.....	33
Abbildung 18:	Einflussfaktoren auf die Erträge einer Kleinwindenergieanlage.....	42
Abbildung 19:	Amortisationszeit einer 600 W-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4 m/s.....	47
Abbildung 20:	Amortisationszeit einer 600 W-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s.....	47
Abbildung 21:	Jährlicher Gewinn einer 600 W-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s.....	48
Abbildung 22:	Amortisationszeit einer 6 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4 m/s.....	50

Abbildung 23:	Amortisationszeit einer 6 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s.....	50
Abbildung 24:	Jährlicher Gewinn einer 6 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenstromquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s.....	51
Abbildung 25:	Amortisationszeit einer 10 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4 m/s.....	53
Abbildung 26:	Amortisationszeit einer 10 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s.....	53
Abbildung 27:	Jährlicher Gewinn einer 10 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s.....	54
Abbildung 28:	Amortisationszeit einer 20 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4 m/s.....	55
Abbildung 29:	Amortisationszeit einer 20 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s.....	56
Abbildung 30:	Jährlicher Gewinn einer 20 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s.....	57
Abbildung 31:	Einfluss des Strompreises auf die Ertragsentwicklung einer 10 kW-Anlage bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4m/s und einem Strompreis von 40,07 ct/kWh.....	58
Abbildung 32:	Einfluss des Strompreises auf die Ertragsentwicklung einer 10 kW-Anlage bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4 m/s und einem Strompreis von 46,91 ct/kWh.....	58
Abbildung 33:	Anlage Praxisbeispiel.....	61

Tabellen

Tabelle 1:	Definition und Effekte unterschiedlicher Windstärken.....	10
Tabelle 2:	Rauigkeitsklassen.....	15
Tabelle 3:	Leistungsklassen bei Kleinwindenergieanlagen.....	19
Tabelle 4:	Horizontalachser – Vor- und Nachteile.....	21
Tabelle 5:	Vertikalachser – Vor- und Nachteile.....	22
Tabelle 6:	Höhe der Einspeisevergütung/Marktprämie für Strom aus Kleinwindenergieanlagen nach installierter Leistung.....	44
Tabelle 7:	Technische Daten einer Kleinwindenergieanlage für Wohngebäude.....	46
Tabelle 8:	Technische Daten einer Kleinwindenergieanlage für kleine Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe.....	49
Tabelle 9:	Technische Daten: Kleinwindenergieanlagen für Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe mittlerer Größe.....	52
Tabelle 10:	Technische Daten einer Kleinwindenergieanlage für Gewerbebetriebe und große Landwirtschaftsbetriebe.....	55

Formeln

Formel 1:	Windleistung.....	12
Formel 2:	Leistungsformel von Windkraftanlagen.....	27
Formel 3:	Leistungsbeiwert c_p	28
Formel 4:	Volllaststunden einer Windkraftanlage.....	32

1. Nutzung der Kleinwindenergie

Bislang spielt die Kleinwindenergie in Deutschland im Gegensatz zu anderen Formen Erneuerbarer Energien nur eine untergeordnete Rolle in der Energiebereitstellung. Voraussichtlich wird sich dies auch in Zukunft trotz einer stetigen Weiterentwicklung dieser Technologie nicht grundlegend ändern. Mit dem wachsenden Interesse an einer dezentralen Stromproduktion zur anteiligen Deckung des Energiebedarfs gewinnt diese Technologie jedoch zunehmend an Zuspruch.

Speziell Landwirtschafts- und Gewerbebetriebe mit zahlreichen, durchgängig arbeitenden Stromverbrauchern bieten sich als geeignete Versorgungsobjekte an. Sie haben wegen ihres im Vergleich zu durchschnittlichen Haushalten höheren und oftmals präziser prognostizierbaren Strombedarfs die Möglichkeit, Kleinwindanlagen mit größerer Leistung zu betreiben und dadurch Skaleneffekte auszunutzen, um die spezifischen Kosten je Leistungseinheit zu senken. Insbesondere Landwirtschaftsbetriebe (vor allem im Außenbereich) verfügen zudem oft über die notwendigen (Abstands-)Flächen zur nächsten Wohnbebauung, um Lärm- und Naturschutzbelangen gebührend Rechnung zu tragen.

Mit Hilfe einer Kleinwindenergieanlage kann eine teilweise elektrische Eigenversorgung sichergestellt werden. Auf Grund der stetig steigenden Energiekosten wird diese Option immer attraktiver, weil hierdurch die Abhängigkeit vom Strombezug reduziert werden kann. Innerhalb der letzten 20 Jahre stiegen die Strompreise für Privathaushalte um durchschnittlich 5,7 % pro Jahr auf ca. 46,91 ct/kWh im April 2023 (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2023). Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, den produzierten Strom möglichst komplett selbst zu nutzen, anstatt ihn in das Netz der allgemeinen Stromversorgung einzuspeisen.

Synergieeffekte zwischen Photovoltaik und Kleinwindenergie

Durch den unterschiedlichen Jahresverlauf der Energieerzeugung der beiden Energieformen ergänzen sich diese sehr gut. Denn die Sonne scheint besonders viel in den Sommermonaten und natürlich tagsüber, wohingegen in den Wintermonaten und auch nachts der Wind häufiger weht. Somit produziert eine Windkraftanlage auch dann Strom, wenn die Photovoltaikanlage wenig oder gar keinen Strom produziert. Dies wird in Abbildung 1 veranschaulicht.

Um auch den Teil des Stromverbrauchs, der nicht durch die Stromerzeugung einer Photovoltaikanlage in Kombination mit einem Speicher gedeckt werden kann (besonders im Winter), selbst zu produzieren, kann der zusätzliche Betrieb einer Kleinwindenergieanlage bei guten Windverhältnissen am Standort sinnvoll sein.

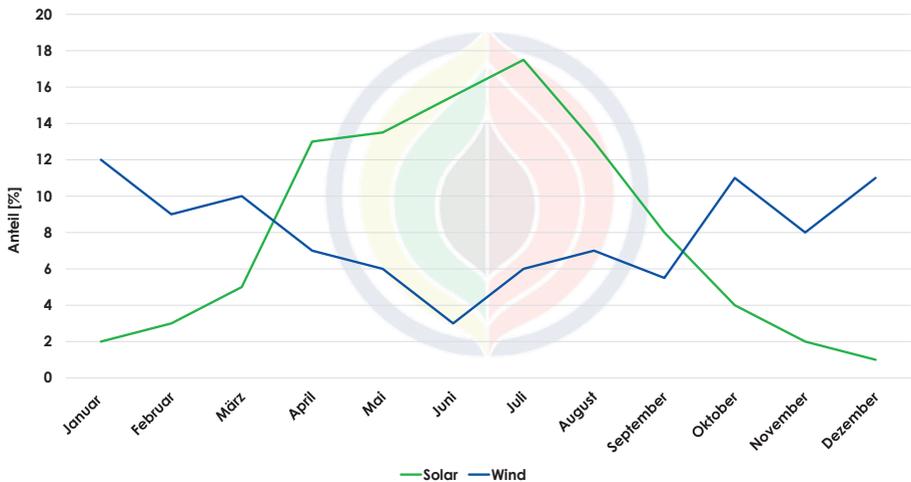


Abbildung 1: Monatlicher Anteil am jährlichen Gesamtenergieaufkommen bei Photovoltaik und Windenergie (Beispielstandort Binnenland), Eigene Darstellung nach Schachinger, M & Tetzlaff, V. (2022)

Damit alle Anlagen optimal genutzt werden können, sollte vorrangig eine Photovoltaik(dach)anlage geplant und dem Stromverbrauch vor Ort entsprechend ausgelegt werden. Zusätzlich kann die Photovoltaikanlage durch einen Speicher ergänzt werden, um den eigens produzierten Strom auch dann nutzbar zu machen, wenn die Sonne nicht scheint, z. B. bei Bewölkung oder in den Abendstunden.

Erst nachdem die Photovoltaikanlage und gegebenenfalls ein Speicher passend zueinander und zum jeweiligen Strombedarf des Hauses ausgelegt wurden, sollte die Dimensionierung einer Kleinwindenergieanlage entsprechend des noch zu deckenden Strombedarfs geplant werden. Generell macht es Sinn, die Reihenfolge der Anschaffung der jeweiligen Erzeugungsanlage und eines Speichers vom Standort (Potenzial) und dem jeweiligen Anwendungsfall (Lastgang) abhängig zu machen. Die Entscheidung ist dabei sehr individuell.

Diese Kleinwindbroschüre gibt potenziellen Betreibenden einer Kleinwindenergieanlage hilfreiche und praktische Hinweise zur Suche nach dem optimalen Standort für die Errichtung, zu deren technischen Eigenschaften, ihrer optimalen Abstimmung auf den individuellen Strombedarf sowie zum Genehmigungsvorgang und zu Wirtschaftlichkeitsaspekten.

2. Physikalische und meteorologische Grundlagen

„Wind“ beschreibt, vereinfacht dargestellt, die Bewegung von Luftmassen, die auf Grund von Temperaturunterschieden variierende Dichte- und Druckverhältnisse aufweisen. Verantwortlich für Temperatur- und Druckunterschiede sind jahres- und tageszeitliche Witterungseinflüsse, aber auch geographische Faktoren wie die Geländebeschaffenheit, die zur unterschiedlich starken Absorption von Sonneneinstrahlung führt. Wärmere Luft besitzt eine geringere Dichte als Kältere und steigt folglich empor. Kältere und schwerere Luft sinkt herab und strömt in die entstandenen Zonen niedrigeren Luftdrucks – die Luftmassen beginnen zu zirkulieren.

Die so entstandene Bewegungsenergie (kinetische Energie) hängt von der Masse der Luft und ihrer Beschleunigung ab. Aus der kinetischen Kraft lässt sich mit Hilfe elektrotechnischer Umwandlungsprozesse in Windenergieanlagen elektrischer Strom erzeugen. Je höher die Geschwindigkeit und Masse des Windes – im Fall von Windanlagen entspricht dies dem durch die Rotorfläche strömenden Luftstrom – desto größer ist die daraus produzierbare Strommenge. Der Einfluss der Windgeschwindigkeit auf die Windleistung ist dabei von überproportionaler Bedeutung, wie in Kapitel 3.1 näher erläutert wird. Windgeschwindigkeiten können in insgesamt zwölf Windstärken eingeteilt werden, deren Bezeichnungen und Auswirkungen in Tabelle 1 beschrieben werden.

Um Windenergieanlagen möglichst standortgerecht auswählen zu können, werden sie anhand von Windzonen oder Windklassen eingestuft. Gängige Definitionen hierfür liefern das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) mit der DIN 1055-4 in ihrer seit 2007 geltenden Fassung und die International Electrotechnical Commission (IEC) mit der IEC 61400 (Koop 2013). Beide Normen legen vier Windzonen bzw. -klassen fest, unterscheiden sich jedoch in der Nummerierung sowie marginal in den Grenzwindgeschwindigkeiten für die Abgrenzung der Windzonen bzw. -klassen. In Abbildung 2 sind exemplarisch die Bereiche der Durchschnittswindgeschwindigkeiten der jeweiligen Zonen bzw. Klassen aufgeführt.

Die Windzone bzw. -klasse gibt auch an, welche Spitzenwindgeschwindigkeiten an einem Standort zu erwarten sind. Dadurch beschreibt sie, auf welche Kräfte und Belastungen eine Windenergieanlage eingestellt sein muss. Sind die Durchschnittswindgeschwindigkeiten und somit die Windzone bzw. -klasse eines Standortes bekannt, kann anhand dieser Einordnung gezielt ein passender Anlagentyp ausgewählt werden.

Windstärke	m/s	km/h	Bezeichnung	Sichtbare Auswirkungen
0	0–0,2	1	Windstille	Keine Luftbewegung, Rauch steigt gerade empor
1	0,3–1,5	1–5	Leiser Zug	Rauch treibt leicht ab, Windfahnen bleiben unbewegt
2	1,6–3,3	6–11	Leichte Brise	Wind im Gesicht spürbar, Windfahnen bewegen sich
3	3,4–5,4	12–19	Schwache Brise	Blätter und dünne Zweige werden bewegt, Fahnen flattern
4	5,5–7,9	20–28	Mäßige Brise	Dünne Zweige werden bewegt, Staub und Papier verweht
5	8,0–10,7	29–38	Frische Brise	Äste und kleine Bäume bewegen sich, deutlich hörbares Windgeräusch
6	10,8–13,8	39–49	Starker Wind	Starke Äste bewegen sich, hörbares Pfeifen an Überlandleitungen
7	13,9–17,1	50–61	Steifer Wind	Bäume schwanken, Widerstand beim Gehen
8	17,2–20,7	62–74	Stürmischer Wind	Zweige brechen, starker Widerstand beim Gehen
9	20,8–24,4	75–88	Sturm	Kleinere Schäden an Dächern, Äste brechen, Gartenmöbel fallen um
10	24,5–28,4	89–102	Schwerer Sturm	Bäume werden entwurzelt, größere Schäden an Häusern
11	28,5–32,6	103–117	Orkanartiger Sturm	Selten im Binnenland, schwere Sturmschäden, Forstschäden
12	32,7–56,0	118–132	Orkan	Selten im Binnenland, schwerste Verwüstungen

Tabelle 1: Definition und Effekte unterschiedlicher Windstärken (Deutscher Wetterdienst (DWD) o. J.)

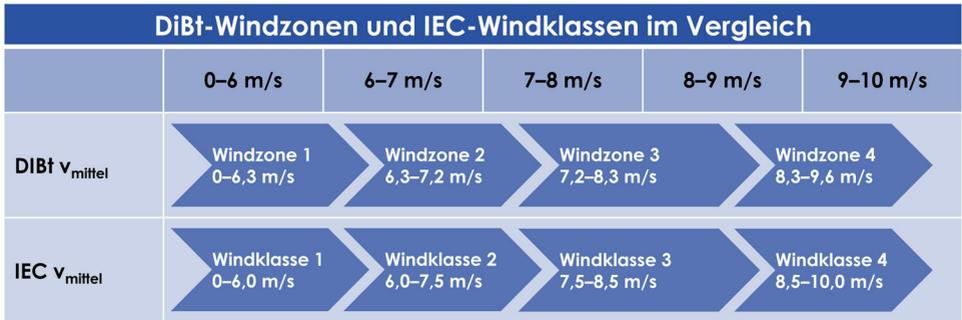


Abbildung 2: Vergleich der Windzonen und -klassen anhand der Durchschnittswindgeschwindigkeiten (v_{mittel}) gemäß der DiBt- und IEC-Richtlinie (Ingenieurbüro TECHCARBON 2017)

Daher zertifizieren viele Windenergieanlagenhersteller ihre Produkte für einzelne Windzonen bzw. -klassen und kennzeichnen sie dann mit einer sogenannten Typenklasse. Da viele am Markt befindliche Kleinwindenergieanlagen jedoch keine Zertifizierungen vorweisen, sind weitere Kriterien, die in den nachfolgenden Kapiteln erläutert werden, zu berücksichtigen.

Die DiBt-Klassifizierung in DIN 1055-4 legt die regionale Verteilung der Windzonen in Deutschland fest. Daraus geht hervor, dass vor allem die Südhälfte Deutschlands in relativ schwachen Windzonen liegt. Nichtsdestotrotz ist auch dort eine Vielzahl an geeigneten Standorten für die Windenergienutzung verfügbar. Mit Hilfe einiger Untersuchungskriterien, die diese Broschüre nachfolgend behandelt, lässt sich die Eignung eines Standortes für eine Kleinwindenergieanlage näher bestimmen.

3. Standortevaluierung

Bei Kleinwindenergieanlagen gestaltet sich die Standortfindung deutlich anspruchsvoller als z. B. bei Photovoltaikanlagen. Einerseits kann das Windpotenzial von Region zu Region stark variieren, andererseits wirken sich bereits einzelne Charakteristika des jeweiligen Geländes deutlich auf das Strömungsverhalten des Windes aus. Dennoch ist es möglich, die Qualität eines potenziellen Kleinwindenergiestandortes schon im Vorfeld verlässlich einzuschätzen und somit den Grundstein für einen ertragreichen Anlagenbetrieb zu legen. Hierfür sind elementare Fragen bezüglich des am möglichen Standort vorhandenen Windpotenzials zu beantworten.

3.1 Windpotenzial am Standort

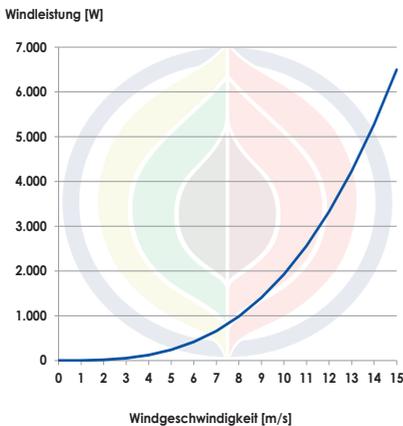


Abbildung 3: Zunahme der Windleistung mit der Windgeschwindigkeit

Konstante mit $1,225 \text{ kg/m}^3$ zu berücksichtigen) und die vom Wind durchströmte Querschnittsfläche, bei Windanlagen also die **überstrichene Rotorfläche A_R** , in die Berechnung der Windleistung ein.

$$P_{\text{Wind}} = \frac{1}{2} * \rho * A_R * v_W^3$$

Formel 1: Windleistung (Zahoransky et al. 2010)

Ein positiver Einfluss der Windgeschwindigkeit auf die Stromerzeugung ist natürlich naheliegend. Aus Abbildung 3 geht hervor, dass die **Leistung des Windes**, welche die Grundlage für die weitere Stromerzeugung mit einer Windenergieanlage darstellt, überproportional mit der Windgeschwindigkeit zunimmt.

Grund hierfür ist, dass die **Windgeschwindigkeit v_W** in die Leistungsberechnung in dritter Potenz eingeht (siehe Formel 1) und damit überproportionale Auswirkungen hat. Anschaulich ausgedrückt führt eine Verdopplung der Windgeschwindigkeit zur achtfachen Leistung. Neben der Windgeschwindigkeit gehen die **Luftdichte ρ** (bei Realbedingungen als

Für eine erste Einstufung der Windverhältnisse am potenziellen Standort bieten sich Daten und Kartenmaterialien von nahegelegenen öffentlichen oder privaten Wetterstationen an, die oftmals kostenlos zugänglich sind. Frei abrufbare Windkarten finden sich auf den Webseiten des Deutschen Wetterdienstes (2013) oder im Bayerischen Windatlas im Energie-Atlas Bayern (Bayerische Staatsregierung 2023).

Obwohl sich diese Werte oft nicht exakt auf den späteren Anlagenstandort und die spätere Nabenhöhe übertragen lassen, geben sie einen groben Aufschluss über das Windpotenzial und erlauben somit in vielen Fällen bereits eine erste Einschätzung der Standorteignung. Völlig ungeeignete Standorte lassen sich hiermit frühzeitig ausschließen, ohne kostspielige Messungen durchzuführen. Liegen die vorherrschenden Windgeschwindigkeiten im Jahresdurchschnitt bei mindestens 4 m/s, bietet es sich an, die lokalen Gegebenheiten mit Hilfe von Windmessungen (siehe Kapitel 3.3) genauer zu analysieren.

Denn neben der Durchschnittsgeschwindigkeit spielen noch eine Reihe weiterer Parameter der gemessenen Windverhältnisse eine bedeutsame Rolle für den erzielbaren Gesamtenergieertrag. Zu beachten ist deshalb unter anderem die Häufigkeitsverteilung des Auftretens unterschiedlicher Windgeschwindigkeiten über die Dauer der Messperiode (siehe Abbildung 4). Diese ist wichtig, weil sich die Differenzen zwischen spezifischen Windgeschwindigkeiten nicht gleichmäßig und linear, sondern exponentiell auf die energetische Leistung des Windes auswirken. Dies führt dazu, dass sich an Standorten mit abweichenden Windgeschwindigkeitshäufigkeiten und ansonsten identischen Durchschnittsgeschwindigkeiten

dennoch beträchtliche Unterschiede im Energieertrag ergeben können, da hohe Windgeschwindigkeitsspitzen, selbst wenn sie selten auftreten, überproportional höhere Energieerträge generieren, als eher konstante Windgeschwindigkeiten, die sich nicht weit von den Durchschnittswerten entfernen.

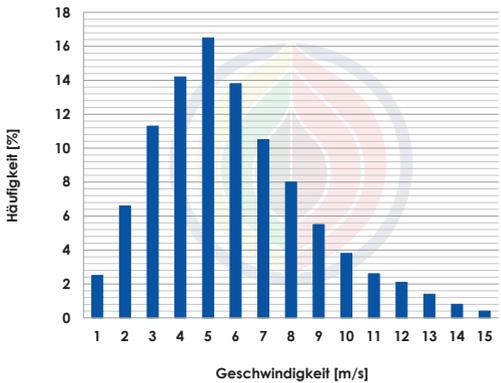


Abbildung 4: Beispiel für die Windhäufigkeitsverteilung an einem fiktiven Windmessstandort

hingegen ein niedriger k-Wert auf sehr variable Windgeschwindigkeiten hinweist.

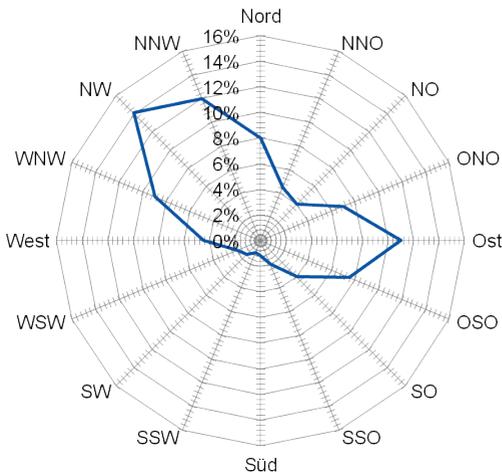


Abbildung 5: Beispiel für die Häufigkeit einzelner Windrichtungen eines fiktiven Standorts

Eine weitere nennenswerte Größe bei der Charakterisierung der Windbeschaffenheit eines Standortes stellt die Verteilung auf die einzelnen Windrichtungen dar, aus denen der Wind kommt (siehe Abbildung 5). Üblicherweise weht der Wind an einem bestimmten Standort nicht gleichmäßig aus allen Himmelsrichtungen, sondern vornehmlich aus einer bestimmten Richtung. In diesem Zusammenhang wird von Hauptwindrichtungen gesprochen. Diese gilt es zu ermitteln, um zu erfahren, ob die möglichst ungehinderte Anströmung des Kleinwindrades aus dieser energetisch wichtigsten Richtung gegeben ist.

Vor allem in komplexem Gelände kann es zu häufigen, abrupten Richtungswechseln des Windes kommen, was von einer Windenergieanlage ebenso häufige, rasche Nachlaufbewegungen des Rotors und der Gondel erfordert. Im Zuge derer wirken verstärkte Kräfte auf die Anlage ein, die den Verschleiß befördern können, während gleichzeitig der erwirtschaftete Energieertrag geschmälert wird. Deshalb sind hindernisreiche Standorte in komplexem Gelände für Windenergieanlagen ungeeignet.

3.2 Geländebeschaffenheit

Das Strömungsverhalten des Windes wird maßgeblich von der Beschaffenheit des jeweiligen Geländes beeinflusst. Insbesondere die Orographie einer Landschaft, also die Anordnung und der Verlauf von Gebirgen und ihren Hängen, jedoch auch Oberflächenhindernisse wie Wälder und Gebäude prägen das Strömungsverhalten des Windes. Bei der Beschreibung des Geländes spricht man von der Oberflächenrauigkeit. Anhand dieser kann eine Einordnung verschiedener Geländetypen erfolgen. Je nach Häufigkeit, räumlicher Verteilung und der Größe von Hindernissen werden verschiedene Rauigkeitsklassen unterschieden (siehe Tabelle 2), die bei steigender Einstufung zu niedrigeren Anteilen verwertbarer Leistung des Windes führen.

Rauigkeits- klassen	Rauigkeits- länge	Energieindex	Beschreibung
0	0,0002 m	100 %	Offene Wasserflächen: Meere, Seen
0,5	0,0024 m	73 %	Offenes, flaches Gelände ohne Windhindernisse, z. B. Landebahnen
1	0,03 m	52 %	Offenes, flaches Gelände mit wenigen weit entfernten Windhindernissen wie Hecken, Zäune, z. B. große Felder
1,5	0,055 m	45 %	Kulturlandschaft mit wenigen Windhindernissen in einer Entfernung von unter 1.000 m
2	0,1 m	39 %	Kulturlandschaft mit wenigen Windhindernissen in einer Entfernung von unter 500 m, sanfte Hügel
2,5	0,2 m	31 %	Kulturlandschaft mit Windhindernissen in einer Entfernung von unter 250 m
3	0,4 m	24 %	Dörfer, Kleinstädte, bewaldete Flächen, landwirtschaftliches Gelände mit hohen Hecken, raues und unebenes Terrain
3,5	0,8 m	18 %	Größere Städte, hohe Gebäude
4	1,6 m	13 %	Großstädte mit sehr hohen Gebäuden

Tabelle 2: Rauigkeitsklassen (Renewable Energy Concepts 2013)

Die in Tabelle 2 aufgeführte Rauigkeitslänge gibt die Höhe in Metern über Grund an, in der die Windgeschwindigkeit als Folge der Geländehindernisse noch null beträgt. Je weniger ein Gelände von Unebenheiten und Bewuchs oder Bebauung geprägt ist, desto niedriger ist seine Rauigkeitsklasse und desto günstiger sind die Voraussetzungen für die Windenergienutzung.

Mit zunehmender Nabenhöhe nimmt der Geländeeinfluss ab und es werden höhere und gleichmäßigere Windgeschwindigkeiten erzielt.

Anschaulich lässt sich der Einfluss der Oberflächenrauigkeit auf die erzielbaren Stromerträge mit Hilfe des Energieindexes ausdrücken. Dieser gibt den zu erwartenden Anteil der Windleistung innerhalb einer bestimmten Rauigkeitsklasse verglichen mit der Rauigkeitsklasse 0 an, in der keinerlei Windhindernisse vorhanden sind.

Bei der Auswahl des späteren Anlagenstandortes ist zu berücksichtigen, dass sich Windhindernisse in ausreichender Entfernung zur Windanlage befinden. Dies gilt besonders für die Hauptwindrichtung, aus der der Großteil der Energieerträge zu erwarten ist. Eine Anlage sollte so positioniert sein, dass sie aus der Hauptwindrichtung frei angeströmt wird.

Hinter jedem Hindernis ergibt sich in Windrichtung eine Verwirbelungszone, in der Turbulenzen entstehen. Diese turbulenten Strömungen zeichnen sich durch veränderliche Strömungsrichtungen und vor allem durch deutlich niedrigere kinetische Energie aus, da sie gegenüber der am Hindernis auftreffenden laminaren, also gleichförmigen, Windströmung bereits gebremst wurden. Die energiearmen und verwirbelten Turbulenzströmungen können von Windanlagen kaum genutzt werden. Die linke Grafik in Abbildung 6 zeigt schematisch eine laminare, gleichmäßige Strömung, während rechts turbulente Windverhältnisse abgebildet sind.

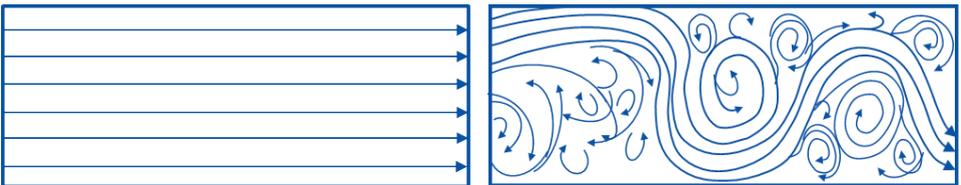


Abbildung 6: Beispielhafte Darstellung laminarer und turbulenter Windströmungsverhältnisse

Wie Abbildung 7 darstellt, kann sich eine solche Verwirbelungszone in der Höhe bis auf das Doppelte und in der Länge auf das Zwanzigfache der Hindernishöhe ausdehnen (Winkelmeier 2006).

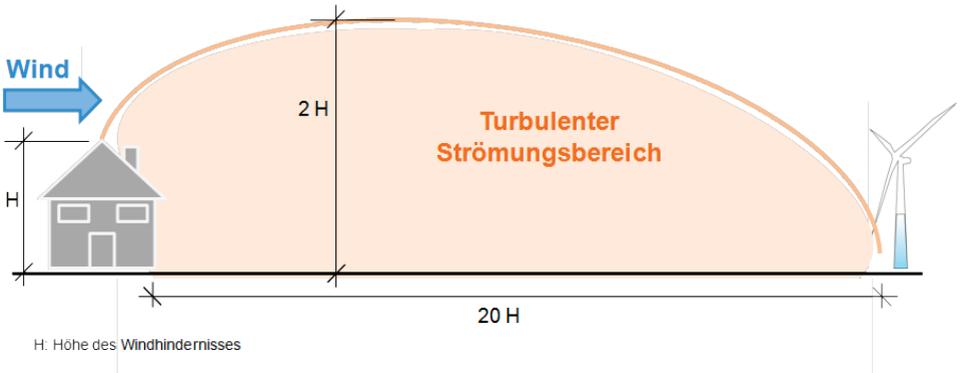


Abbildung 7: Turbulenter Strömungsbereich auf Grund von Windhindernissen

Bei Kleinwindenergieanlagen spielen überdies die Beschaffenheit der Umgebungsbebauung bzw. bei Dachanlagen insbesondere die Geometrie und Statik des Gebäudes, auf dem die Anlage installiert werden soll, eine erhebliche Rolle. Exponierte Standorte auf Anhöhen, die ungestört anströmbar sind, sollten daher gegenüber Talsenken nahe dichter Bebauung oder natürlicher Hindernisse wie Wäldern vorgezogen werden.

3.3 Windmessung

Nachdem ein Standort mit grundsätzlich geeigneten Wind- und Geländebeziehungen identifiziert wurde, empfiehlt es sich, vorab mit Genehmigungsvertretenden zu sprechen, um nicht erst im Genehmigungsverfahren auf mögliche Ausschlussgründe zu stoßen. Weitere potenzielle Projekthindernisse sollten aus dem Weg geräumt sein, bevor eine Windmessung mit dem verbundenen Zeit- und Geldaufwand durchgeführt wird. Näheres zu den genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen ist unter Kapitel 5 „Genehmigung von Kleinwindenergieanlagen“ erläutert.

Die Windmessung verfolgt das Ziel, genauen Aufschluss über die standortspezifischen Windverhältnisse zu erhalten. Dies beugt einer möglichen Fehlinvestition vor, die oftmals aus zu optimistisch geschätzten Windwerten resultiert, und dient als Grundlage für die Wahl eines gut geeigneten Anlagentyps. Zusätzlich ermöglicht die Windmessung eine fundierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung über den Betriebszeitraum. Verlässliche Windmessdaten zu erhalten ist nicht sonderlich kompliziert, allerdings sind einige Vorkehrungen zu treffen:

- Optimalerweise sollte wenigstens ein halbes, besser noch ein ganzes Jahr lang kontinuierlich gemessen werden, denn nur so lässt sich die genaue Verteilung der unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten und -richtungen über den Tagesverlauf und die Jahreszeiten hinweg erfassen.
- Die Messdaten sollten dann in Relation zu mehrjährigen Messreihen gesetzt werden. Da einzelne Jahre unterschiedliche Windaufkommen aufweisen, könnte es sonst unter Umständen zu Fehlinterpretationen der eigenen Messwerte kommen.

Für die Durchführung der Windmessung eignen sich semi-professionelle Wetterstationen, wie sie in Fachgeschäften für Meteorologie- oder Elektronikbedarf erhältlich sind. Sie sollten auf einem Mast – idealerweise in Höhe der späteren Windanlagennabe – angebracht werden und über eine Möglichkeit zur Datenaufzeichnung von Windgeschwindigkeit und -häufigkeitsverteilung sowie einen Anschluss für den heimischen Computer verfügen, um die Messchronik



Abbildung 8: Windmessstation mit Schaufelanemometer

auswerten zu können. Sobald diese Ergebnisse vorliegen, können sie mit Hilfe von Berechnungsprogrammen wie dem „Small Wind Turbine Yield Estimator“ des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2012) oder dem Ertragsrechner des Kleinwind-Portals (Jüttemann 2013) ausgewertet werden. Alternativ bieten auch spezialisierte Dienstleister wie Immissionsschutz- und Umweltplanungsbüros oder Kleinwindenergieanlagenanbieter Windmessungen mit Auswertung und Ertragssimulation an.

4. Technik von Kleinwindenergieanlagen

In Bezug auf die technischen Komponenten unterscheiden sich Kleinwindenergieanlagen nicht wesentlich von großen Anlagen. Die Abgrenzung erfolgt durch Größe und Leistung. Eine Gesamthöhe von unter 50 Metern, eine Rotorfläche kleiner als 200 Quadratmeter (was einem Rotordurchmesser von knapp 16 Metern entspricht) und eine Leistung kleiner als 100 kW sind die ausschlaggebenden Merkmale von Kleinwindenergieanlagen. Innerhalb dieser Kleinwindenergieanlagenkategorie kann eine Unterscheidung in die drei Leistungsklassen der Tabelle 3 vorgenommen werden.

Leistungsklasse 1	bis 5 kW	Mikrowindenergieanlagen	<ul style="list-style-type: none"> • Wohngebäude • Gekoppelt ans Stromnetz oder batteriegestütztes Inselsystem
Leistungsklasse 2	5–30 kW	Miniwindenergieanlagen	<ul style="list-style-type: none"> • Gewerbebetriebe und Landwirtschaft • Netzkopplung zur Überschusseinspeisung
Leistungsklasse 3	30–100 kW	Mittelwindenergieanlagen	<ul style="list-style-type: none"> • Gewerbebetriebe und Landwirtschaft • Netzkopplung zur Überschusseinspeisung

Tabelle 3: Leistungsklassen bei Kleinwindenergieanlagen (Bundesverband WindEnergie e.V. 2011)

Es existieren im Wesentlichen zwei Antriebskonzepte für Windenergieanlagen: Einerseits das Widerstandsprinzip und andererseits das Auftriebsprinzip. Auf Grund niedriger Wirkungsgrade von unter 20 % hat das Widerstandsprinzip in der modernen Windenergie-technologie kaum praktische Bedeutung. Für die Praxis relevant dagegen ist das Auftriebsprinzip, welches abhängig von der jeweiligen Anlagentechnologie Wirkungsgrade von bis zu 50 % (Heier 2012) ermöglicht und bei Großwindanlagen standardmäßig zum Einsatz kommt.

Beim Auftriebsprinzip entsteht an einem Rotorblatt ein Druckgefälle, weil die an der gewölbten Oberfläche vorbeiströmende Luft auf beiden Seiten unterschiedliche Strecken zurücklegen muss. Daraus resultiert eine lotrecht zur Windrichtung wirkende Auftriebskraft auf der Seite des niedrigeren Luftdrucks, die einen Rotor in Bewegung setzen kann (siehe Abbildung 9).

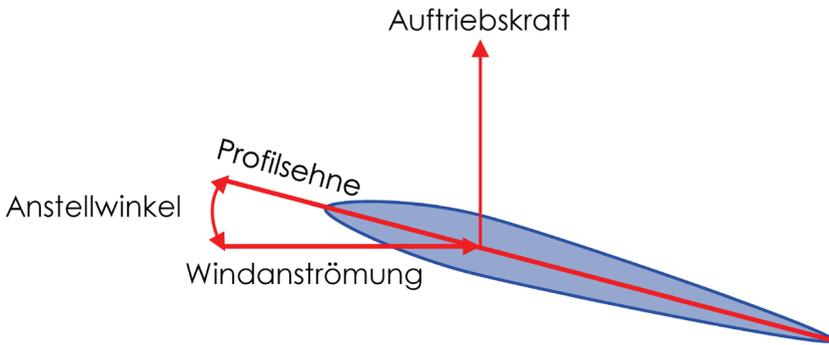


Abbildung 9: Auftriebsprinzip

Durch die Verbindung von Rotorblättern über Naben mit einer Rotorachse, welche die Bewegungskräfte entweder direkt oder mittels eines Getriebes an einen elektrischen Generator weiterleitet, erzeugt das Windrad elektrische Energie. Die einzelnen Anlagenkomponenten werden im Kapitel 4.2 „Technische Komponenten“ näher erläutert.

4.1 Bauformen

Ein gängiges Unterscheidungskriterium für Windenergieanlagen ist die Ausrichtung der Drehachse. Zwei Typen sind gebräuchlich: Rotoren mit horizontal liegender und Rotoren mit vertikal stehender Achse. Bei Großwindenergieanlagen haben sich inzwischen dreiblättrige Horizontalachser als Standardbauform auf dem Markt durchgesetzt, bei Kleinwindenergieanlagen dagegen ist die Auswahl vielfältiger.

Wegen ihrer höheren Energieausbeute kommen Horizontalachser jedoch häufiger zum Einsatz und verfügen nach Schätzungen über einen Marktanteil von 88 % (Jüttemann 2013).

4.1.1 Horizontale Bauform

Horizontalachsige Anlagen basieren auf einem langjährig bewährten und dadurch technisch ausgereiften Anlagenkonzept. Daher lassen sich mit ihnen höhere Wirkungsgrade und Stromerträge als bei Vertikalanlagen erzielen. Wie auch bei Großwindanlagen werden im Kleinwindenergiebereich häufig Bauformen mit drei Rotorblättern eingesetzt. Daneben gibt es auch Ausführungen mit einem, zwei oder mehreren Rotorblättern. Damit die Rotorblätter stets optimal zum Wind ausgerichtet sind, erfordern horizontalachsige Anlagen Windnachführungssysteme (siehe Kapitel 4.2 „Technische Komponenten“).

In unmittelbarer Umgebung des Windrades kann es durch die Rotordrehung zu Licht-Schatten-Effekten (Schattenschlag) kommen. Aus immissionsschutz- und bauplanungsrechtlicher Sicht (siehe Kapitel 5 „Genehmigung von Kleinwindenergieanlagen“) sind Horizontalanlagen in direkter Umgebung von Wohngebäuden in aller Regel unwahrscheinlich. Horizontalanlagen sind oftmals leichter, da relativ zur überstrichenen Querschnittsfläche weniger Material verbaut werden muss, was sich auch in günstigeren Herstellungskosten für die Anlage und für den Mast niederschlägt.

Die grundsätzlichen Vor- und Nachteile von Horizontalachsenanlagen verglichen mit Vertikalachsenanlagen listet Tabelle 4 auf:

Vorteile von Horizontalachsen	Nachteile von Horizontalachsen
+ Höhere Anlagenwirkungsgrade	- Windnachführung erforderlich
+ Bewährte Technologie	- Schattenschlag
+ Geringeres Gewicht	
+ Geringere Anlagenkosten	

Tabelle 4: Horizontalachser – Vor- und Nachteile

4.1.2 Vertikale Bauform

Vertikalachsige Anlagen sind anlagentechnisch als Widerstands- oder auch als Auftriebsläufer ausgeführt. Übliche Bauweisen für vertikalachsige Auftriebsläufer sind der Darrieus- und der leicht abgewandelte H-Darrieusrotor. Ein Vertreter der vertikalen Widerstandsläufer ist der Savoniusrotor. Abbildung 10 zeigt schematisch die verschiedenen vertikalen Bauformen.

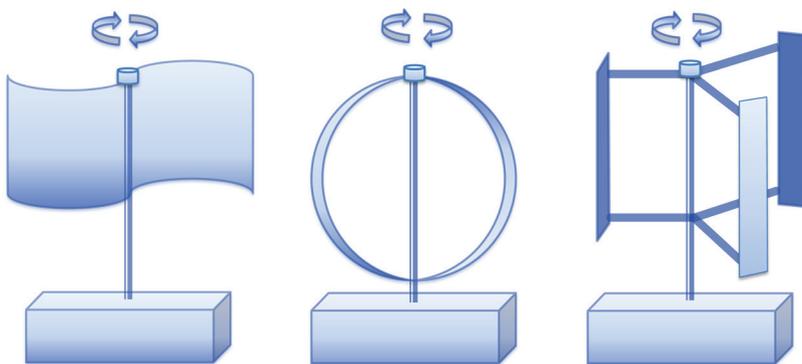


Abbildung 10: Vertikalachsenanlagen – Savonius-Rotor, Darrieus-Rotor, H-Darrieus-Rotor (von links nach rechts)

Vertikalanlagen sind im Allgemeinen unempfindlicher gegenüber Schräganströmungen, häufigen Windrichtungswechseln und Windturbulenzen. Da jedoch Turbulenzen und veränderliche Strömungsrichtungen in der Regel aus Windhindernissen im Umfeld der Anlage resultieren, an denen der Wind bereits abgebremst wurde, beinhalten die auftretenden Strömungen meist nur noch wenig in elektrischen Strom wandelbare Energie. Häufig weisen Vertikalanlagen niedrigere Schallemissionen auf, was ihre Installation in Wohngebieten begünstigen kann. Exakte Angaben über die von der jeweiligen Anlage ausgehenden Schallemissionen sind den Herstellerangaben zu entnehmen.

Bauartbedingt neigen die Anlagen zu aerodynamischen Unwuchten, die auftreten, sobald ihre Rotorblätter den Windschatten der Drehachse durchlaufen. Diese führen zu verstärkten Schwingungen und somit zu erhöhter Materialbeanspruchung und entsprechend höherem Materialverschleiß. Auf Grund der Schwingungen ist es mit noch vertretbaren Kosten schwierig, Nabenhöhen in gleichmäßigeren und stärkeren Windgeschwindigkeitsbereichen zu realisieren. Daneben bewirkt die vertikale Drehung, dass stets mindestens eines der Rotorblätter nicht ideal im Wind ausgerichtet ist. Mit diesem bauartspezifischen Effekt gehen im Ergebnis schlechtere Wirkungsgrade und niedrigere Stromerträge einher.

Ein weiteres Manko der vertikalen Bauform ist die Abhängigkeit von einer externen Energieversorgung. Grund hierfür ist, dass die Anlagen oftmals nicht aus eigener Kraft anlaufen können und zur Überwindung von Trägheitsmomenten Strom benötigen. Demgegenüber steht, dass sie bei niedrigen Windgeschwindigkeiten zum Teil schon bei niedrigeren Drehzahlen arbeiten, was geringere Lärmemissionen und ein für Beobachtende ruhigeres Gesamterscheinungsbild zur Folge hat. Es existieren Anwendungsfälle, in denen Vertikalachsen besser geeignet sein können, z. B. im gewerblichen Bereich zur Nutzung der Rotorflächen als Werbeträger für Logos.

Die grundsätzlichen Vor- und Nachteile von Vertikalachsenanlagen gegenüber Horizontalachsenanlagen listet Tabelle 5 auf:

Vorteile von Vertikalachsen	Nachteile von Vertikalachsen
+ Unempfindlicher gegenüber drehenden Strömungen	- Niedrigerer Anlagenwirkungsgrad
+ Gute Eignung als Werbeträger	- Begrenzte Masthöhen durch starkes Resonanzverhalten
+ Niedrigere Schallemissionen	- Höheres Gewicht
	- Höhere Anlagen- und Mastkosten
	- Eigenstrombedarf zum Anlaufen

Tabelle 5: Vertikalachsen – Vor- und Nachteile

4.2 Technische Komponenten

Abbildung 11 zeigt schematisch die technischen Komponenten einer horizontalachsigen Windenergieanlage.

Unabhängig davon, ob es sich um horizontal- oder vertikalachsige Anlagen handelt, ist ein breites Spektrum verschiedenartiger Rotorblätter auf dem Markt verfügbar. In Abhängigkeit von der standortspezifischen Anlagenauslegung variieren Größenverhältnisse und Formen der Rotorblätter. Je nach Form, Größe und Material der einzelnen Rotorblätter werden das aerodynamische Verhalten der Anlage, ihre Belastbarkeit und Reaktion auf Turbulenzen, die Geräuschentwicklung und weitere Faktoren beeinflusst (Heier 2012).

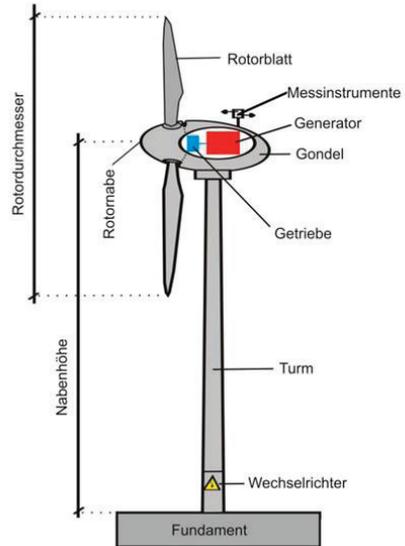


Abbildung 11: Komponenten einer horizontalachsigen Windenergieanlage

Die Rotorblätter sind über die **Nabe** mit der **Gondel** verbunden. Die Gondel beinhaltet die meisten wesentlichen mechanischen und elektronischen Bestandteile einer Windenergieanlage, darunter die **Steuerungselektronik** und **Messensorik** sowie eventuelle Schutzvorrichtungen, z. B. Blitzschutz und Sturmsicherung. An oder in der Gondel befindet sich bei Horizontalachsenanlagen (siehe Kapitel 4.1.1) zudem ein **Windnachführungssystem**, das entweder aus einer einfachen Windfahne besteht, die für eine selbsttätige Ausrichtung des Rotors in Hauptwindrichtung sorgt, oder aus sogenannten Azimutmotoren, die eine durch Windrichtungssensoren ermittelte Ausrichtung der Gondel bewirken (Twele et.al. 2013).

Um den dauerhaft sicheren Betrieb einer Kleinwindenergieanlage zu gewährleisten, werden folgenden Schutzvorrichtungen eingesetzt:

Sturmsicherung:

Im Fall von zu starken Winden gibt es eine Reihe unterschiedlicher Sicherungssysteme, um mögliche Schäden an den Anlagen zu verhindern. So gibt es aktive Bremssysteme, welche die Umdrehung der Rotorblätter stoppen. Eine andere Möglichkeit sind sogenannte Pitch-Systeme. Mittels dieser wird der Anstellwinkel der Rotorblätter verstellt, um

den Auftrieb und folglich die Umdrehungsgeschwindigkeit zu drosseln oder im Falle der Fahnenstellung die Umdrehung zu stoppen. Gänzlich ohne Verstellung der Rotorblätter sind Anlagen mit der Stallregelung. Bei dieser sind die Rotorblätter so beschaffen, dass es automatisch bei Überschreitung einer gewissen Windgeschwindigkeit zu einem Strömungsabriss an den Rotorflügeln und einem daraus resultierenden Stillstand der Anlage kommt. Da dieser Strömungsabriss ab einer bestimmten Grenzgeschwindigkeit unkontrolliert auftritt, können abrupte Lastwechsel und ein „Flattern“ an den Rotorblättern auftreten, die zu erhöhter Materialbeanspruchung führen. Ein weiteres System ist die Helikoptersicherung. Bei dieser neigt sich der gesamte Rotorstern nach oben, so dass es zu einer verminderten Anströmung und entsprechend verminderter Umdrehungsgeschwindigkeit kommt.

- **Blitzschutz:**

Bei einer günstigeren Variante wird die Anlage selbst als Fangeinrichtung für den Blitz herangezogen und über sie der Blitzstrom abgeleitet. Dies hat jedoch den Nachteil, die Anlage dem Blitz direkt auszusetzen und damit Schäden zu riskieren. Eine anspruchsvollere Lösung wird durch eine externe Fangeinrichtung erzielt, welche die Kleinwindenergieanlage überragt und sie damit vor direkten Einschlägen schützt. Dabei ist insbesondere auf ausreichenden Trennungsabstand zwischen den Anlagenkomponenten und den Blitzschutzleitungen zu achten.

Eine zentrale technische Komponente in der Gondel stellt der elektrische **Generator** dar, der die Bewegungsenergie der Drehachse in Strom umsetzt. Hierfür werden **Getriebe** oder in getriebelosen Anlagen Permanentmagnete bzw. elektrisch erregte Kupferspulen eingesetzt. Über das Getriebe wird ggf. die Eingangsdrehzahl der Rotorachse vervielfacht und danach auf die Generatorwelle umgesetzt. Hohe Drehzahlen der Generatorwelle haben den Vorteil, dass ein kleinerer Generator benötigt wird, womit dessen Kosten sinken. Herkömmliche Getriebe verfügen oft über zwei oder drei Übersetzungsstufen, die je nach Windgeschwindigkeit leichtere oder schwergängigere Rotation erlauben, wodurch z. B. selbst bei niedrigen Windgeschwindigkeiten hohe Umdrehungszahlen möglich werden. Getriebeleose Generatoren nutzen zur Erzeugung des für den Direktantrieb erforderlichen Magnetfeldes starke Permanentmagnete oder Elektromagnete, beispielsweise aus Kupfer. Sie sind leichter und wartungsärmer, jedoch auch aufwendiger und dadurch teurer in der Produktion.

Die Höhe des **Masts** spielt eine bedeutende Rolle sowohl für die Ertragsleistung als auch für die Kosten einer Kleinwindanlage. Einerseits steigt die durchschnittliche Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe über Grund, andererseits aber auch die Kosten, für die Anschaffung, Installation und Wartung des Mastes. Die optimale Höhe ist individuell für den jeweiligen Standort je nach vorherrschenden Windverhältnissen festzule-

gen. Abbildung 12 zeigt exemplarisch verschiedene Installationsmöglichkeiten für eine Kleinwindenergieanlage.

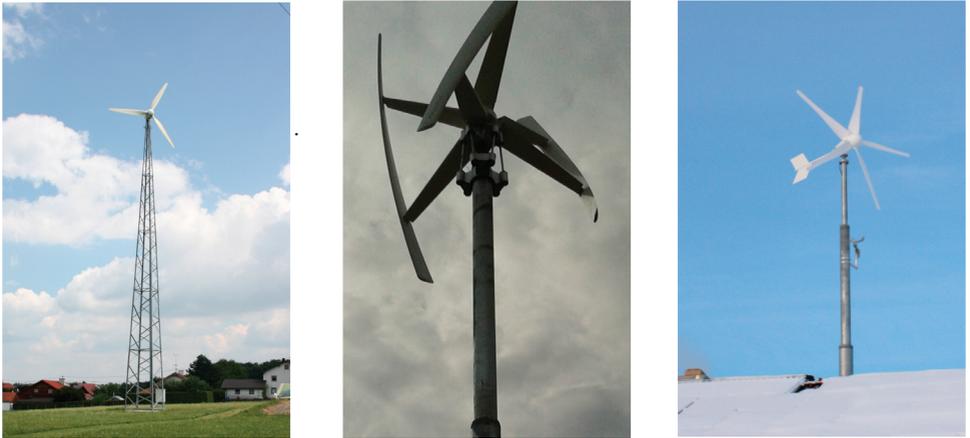


Abbildung 12: Freie Aufstellung (Gittermast, Rohrmast) und Dachinstallation (von links nach rechts)

Die Ausführung des **Fundamentes** unterliegt baustatischen Einschränkungen nach DIN 61400-2 bzw. DIN 1055-4. Es können metallische Anker, Betonfundamente, das Einrammen des Mastes oder separate Haltevorrichtungen mit Hilfe von Abspannseilen zur Gewährleistung der Standsicherheit eingesetzt werden.

Bei der **Dach- oder Gebäudemontage** einer Kleinwindenergieanlage bestehen andere Erfordernisse. So ist durch eine Fachperson zu prüfen, ob die Statik eines Daches zusätzlich zu den normalen Belastungen auch noch das Gewicht und die betriebsbedingten Lasten einer Windenergieanlage tragen kann. Schließlich gilt festzustellen, in welchem Umfang Eigenschwingungen der Windenergieanlage auf das Gebäude übertragen werden können, die Belastungen der Bausubstanz sowie Vibrationen und Geräusche verursachen, welche von Personen im Gebäude als unangenehm empfunden werden. Körperschalltechnische Entkopplungen zum Schutz vor unerwünschten Erschütterungen sind daher ggf. vorzunehmen. Des Weiteren haben die Gebäudearchitektur und das vor allem in bebauten Gebieten oftmals komplexe, umliegende Terrain tiefgreifende Auswirkungen auf die Windanströmung. Verwirbelungen, Verlangsamung und letztlich die Minderung des Energiegehalts können hier die Folgen sein. Aus diesen Gründen erweist sich die freie Aufstellung auf einem separaten Masten häufig als günstigere und einfachere Option zur Errichtung einer Kleinwindenergieanlage.

Zur Abnahme und Weiterleitung des erzeugten Stroms sind schließlich **Wechselrichter**, **Zähleinrichtungen** und eine geeignete **Verkabelung** notwendig. Bei Wechselrichtern handelt es sich um Komponenten, die den von der Windenergieanlage je nach Windangebot mit schwankender Stärke, Frequenz und Spannung produzierten Strom in netzkompatiblen 1- oder 3-phasigen Wechselstrom mit konstanten Eigenschaften umwandeln. Für Anlagen mit einer installierten Scheinleistung (Summe aus Wirkleistung und Blindleistung) ab 4,6 kVA sind 3-phasige Wechselrichter vorgeschrieben (energie-experten.org 2016). Die lokal geltenden Anschlussvoraussetzungen richten sich nach den technischen Anschlussbedingungen des örtlichen Netzbetreibers und der Richtlinie VDE-AR N 4105 zur Verbindung von elektrischen Generatoren mit Niederspannungsnetzen. Spezielle Zähleinrichtungen erfassen die Menge selbst erzeugten sowie ins Netz eingespeisten Stroms. Der Einspeisezähler der Kleinwindenergieanlage kann entweder auf der ungezählten Leitung, die vom Netzanknüpfungspunkt direkt zur Anlage führt, angebracht werden, oder er wird mittels eines Kabels nach dem bisherigen Strombezugszähler an dessen gezählte Leitung angebunden. Dabei wird letzterer vom zuständigen Energieversorgungsunternehmen durch einen Zwei-Wege-Zähler ersetzt, der sowohl den Strombezug als auch die Stromeinspeisung ermittelt. Falls eine Netzeinspeisung des Stroms der Anlage ausgeschlossen werden soll, ist die Anbringung eines Bezugszählers mit integrierter Rücklaufsperrung notwendig. In allen Fällen ist es ratsam, die Leitungswege zwischen den Zählern und der Anlage möglichst kurz zu halten, um so auch elektrische Verluste zu minimieren (Twele et.al. 2013).

4.3 Ertrags- und Leistungsverhalten

Für den Erfolg eines Kleinwindenergieprojektes ist die Wahl der richtigen Anlage aus der Vielzahl verfügbarer Anlagentypen von Bedeutung. Der „richtige“ Anlagentyp orientiert sich an standortspezifischen Voraussetzungen hinsichtlich des lokalen Windangebots sowie an den Bedürfnissen des Betreibenden hinsichtlich seines Strombedarfs. Dabei zu berücksichtigende Parameter und Informationen erhält man von seriösen Anlagenanbietenden, so dass die kaufinteressierte Person dank einer überschaubaren Anzahl technischer Kenngrößen bereits vorab einschätzen kann, ob die ausgesuchte Anlage für sie überhaupt in Frage kommt. Zu den im Vorfeld einer Investition zu prüfenden und vergleichenden technischen Kenngrößen bezogen auf die Standortverhältnisse zählen:

- Nennleistung und Nennwindgeschwindigkeit
- Leistungsbeiwert c_p
- Rotorfläche A_R
- Leistungsdichte
- Ein- und Ausschaltgeschwindigkeit
- Auslegungswindgeschwindigkeit
- Volllaststundenzahl

Nennleistung und Nennwindgeschwindigkeit

Rein physikalisch errechnet sich die **elektrische Leistung** (P_{el}), die eine Kleinwindanlage tatsächlich erzeugen kann, über:

$$P_{el} = \frac{1}{2} * c_p * \rho * A_R * v_w^3$$

Formel 2: Leistungsformel von Windkraftanlagen (Zahoransky et al. 2010)

Wie bereits in Kapitel 3.1 „Windpotenzial am Standort“ erläutert, hat die Windgeschwindigkeit erhebliche Auswirkungen auf die generierbaren Erträge, wohingegen die **Dichte der Luft** ρ als Konstante in die Berechnungen einfließt. Bei den Faktoren c_p (**Leistungsbeiwert**) und A_R (**durchströmte Rotorfläche**) handelt es sich um anlagenspezifische Einflussparameter (siehe unten) auf die erzielbare Anlagenleistung und den daraus resultierenden Stromertrag.

Die elektrische Leistung, die der Stromgenerator einer Anlage maximal aus dem Wind, der die Rotorfläche der Anlage durchströmt, erzeugen kann, heißt **Nennleistung**. Um die Nennleistung zu erreichen, muss der Generator bis auf ein bestimmtes Maß ange-regt werden. Dazu muss eine bestimmte Windgeschwindigkeit vorliegen, die analog zur Nennleistung als **Nennwindgeschwindigkeit** (siehe auch Abbildung 16) bezeichnet wird. Für die Beurteilung von Windenergieanlagen sind diese beiden Werte nur gemeinsam sinnvoll zu interpretieren. Die Nennwindgeschwindigkeit sollte in einem Geschwindigkeitsbereich liegen, der am jeweiligen Standort erreicht wird. So können zwei Anlagen mit derselben Nennleistung am gleichen Standort erheblich voneinander abweichende Stromerträge liefern, weil sie unterschiedliche Nennwindgeschwindigkeiten aufweisen.

Die Art, wie eine Windenergieanlage auf unterschiedliche Windgeschwindigkeiten reagiert, bildet ein weiteres wichtiges Auswahlkriterium und wird mit Hilfe der sogenannten Leistungskennlinie beschrieben. Abbildung 13 veranschaulicht dies durch die Darstellung der Kennlinien zweier Typen von Kleinwindanlagen mit unterschiedlichen Nennwindgeschwindigkeiten.

Anlagentyp 1 erreicht die Nennleistung von 6 kW bei ca. 9 m/s, wohingegen Anlagentyp 2 mit 11 m/s eine höhere Nennwindgeschwindigkeit sowie ein schlechteres Ertragsverhalten in den mittleren Windgeschwindigkeitsbereichen (etwa zwischen 4 und 9 m/s) aufweist, die gerade an Schwachwindstandorten im Binnenland häufiger anzutreffen sind. Damit eignet sich Anlagentyp 2 tendenziell eher für Starkwindstandorte, die oftmals in küstennahen Bereichen anzutreffen sind.

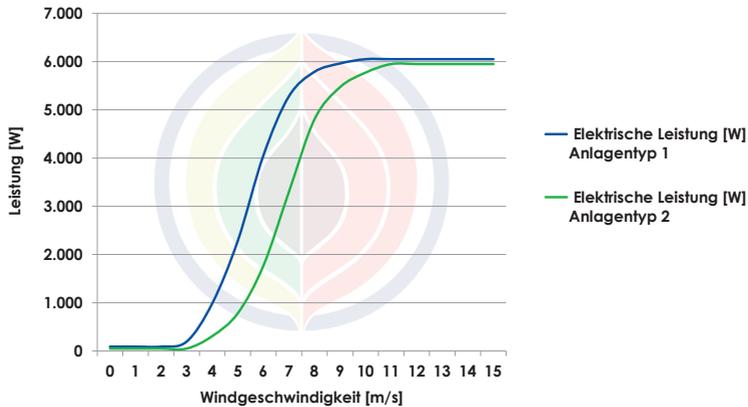


Abbildung 13: Leistungskennlinien zweier Windenergieanlagentypen (Nennleistung 6 kW)

Aus Abbildung 13 geht deutlich hervor, dass die Leistung einer Windenergieanlage überproportional zur Windgeschwindigkeit zunimmt. Der Leistungszuwachs verläuft in bestimmten Geschwindigkeitsbereichen steiler oder flacher, was zum einen aus der Windgeschwindigkeit, die in dritter Potenz in die Leistung eingeht, und zum anderen aus dem anlagenspezifischen Leistungsbeiwert c_p resultiert (Twele et.al. 2013).

Leistungsbeiwert c_p

Vereinfacht ausgedrückt stellt der **Leistungsbeiwert c_p** den Wirkungsgrad einer Windenergieanlage dar. Im Detail setzt er sich gemäß Formel 3 aus **Teilwirkungsgraden** einzelner Windanlagenkomponenten sowie dem sogenannten **Betz-Faktor** zusammen:

$$c_p = \eta_{\text{Betz}} * \eta_{\text{Reibung}} * \eta_{\text{mechanisch}} * \eta_{\text{elektrisch}}$$

Formel 3: Leistungsbeiwert c_p

Der Betz-Faktor bezeichnet den maximalen Anteil an der kinetischen Leistung einer Windströmung, welcher durch eine Windenergieanlage theoretisch entzogen werden kann. Dies ist damit zu begründen, dass die Strömungsgeschwindigkeit durch die Rotorblätter abgebremst wird. Im Extremfall käme es auf der windabgewandten Seite zu einem Luftstau, wodurch die weiter heranströmende Luft an der Rotorfläche vorbeigelenkt würde. Der Betz-Faktor liegt unabhängig von Anlagentyp und -größe bei maximal 59,3 % (c_{pmax}) (Hau 2016).

Daneben gehen Teilwirkungsgrade der mechanischen und elektrischen Anlagenkomponenten sowie Reibungsverluste in den Leistungsbeiwert ein. Der Punkt, an dem eine Windenergieanlage ihren höchsten Leistungsbeiwert erreicht, liegt meist deutlich unterhalb ihrer Nennwindgeschwindigkeit und definiert, bei welcher Windgeschwindigkeit sie ihren effizientesten Betriebszustand einnimmt.

Rotorfläche A_r

Die Rotorfläche wird häufig auch als „Erntefläche“ bezeichnet, womit anschaulich zum Ausdruck kommt, dass mit ihr auch die Stromerträge ansteigen. Je länger die Rotorblätter einer Windenergieanlage sind, desto größer ist die von ihnen überstrichene Fläche. Damit lassen sich die Einflüsse eines niedrigeren Windaufkommens an Schwachwindstandorten bis zu einem gewissen Grad kompensieren.

Anlagentechnisch ist die Länge der Rotorblätter jedoch nicht beliebig erweiterbar, da die Geschwindigkeiten mit zunehmendem Durchmesser an den Rotorblattspitzen bis in den Überschallbereich steigen könnten. Die damit verbundene hohe Materialbeanspruchung erfordert kräftigere und folglich schwerere oder teurere Rotorblattkonstruktionen, die sich wiederum negativ auf das Anlaufverhalten oder die Gesamtwirtschaftlichkeit der Anlage auswirken würden.

Für die Auswahl einer Kleinwindenergieanlage kann die Rotorfläche, bzw. die Länge der Flügel die entscheidende Komponente sein. Wie oben bereits erwähnt, ist für Standorte mit einer niedrigeren jährlichen Durchschnittswindgeschwindigkeit ein größerer Rotor zu empfehlen. An folgendem Beispiel soll verdeutlicht werden, welchen Einfluss die Rotorfläche auf das Ertragsverhalten an Schwachwindstandorten haben kann.

Betrachtet werden zwei baugleiche Anlagen:

- Nennleistung 9,8 kW
- Nabenhöhe 30 m
- Durchschnittliche Windgeschwindigkeit am Standort 4,0 m/s
- Anlage 1 (Standardrotor): 7,5 m Rotordurchmesser
- Anlage 2 (Schwachwindrotor): 10,5 m Rotordurchmesser

Einfluss des Eigenverbrauchsanteils auf die Ertragsentwicklung über die Betriebsjahre für Eigenverbrauch
(durchschnittliche Windgeschwindigkeit 4 m/s, Rotordurchmesser 7,5 m)

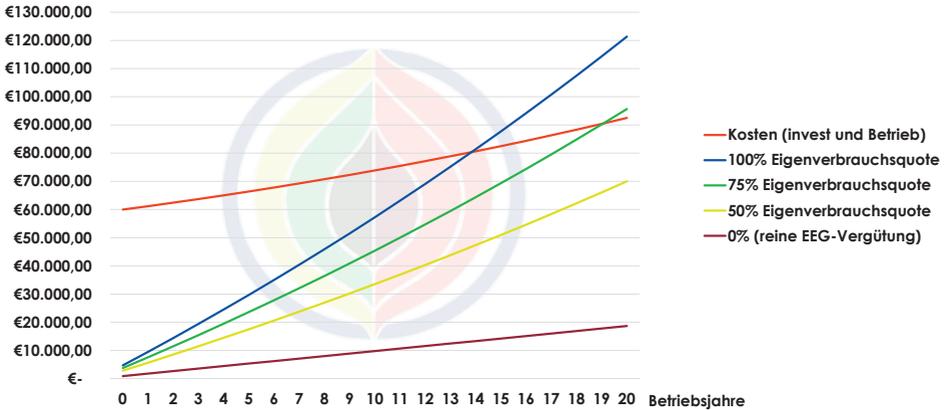


Abbildung 14: Amortisation Standardrotor

Einfluss des Eigenverbrauchsanteils auf die Ertragsentwicklung über die Betriebsjahre für Eigenverbrauch
(durchschnittliche Windgeschwindigkeit 4 m/s, Rotordurchmesser 10,5 m)

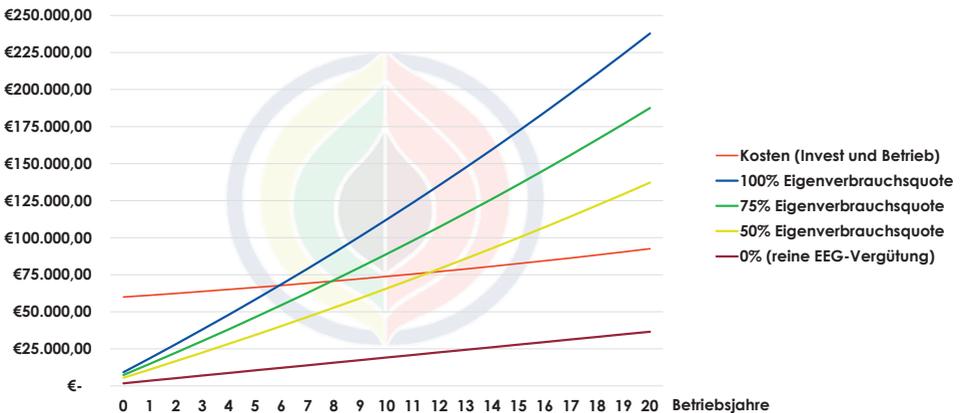


Abbildung 15: Amortisation Schwachwindrotor

Vergleicht man Abbildung 14 und Abbildung 15 miteinander, wird deutlich, dass eine baugleiche Anlage mit etwas größerem Rotor am selben Standort die Investitions- und Betriebskosten deutlich schneller deckt.

Leistungsdichte

Die Eignung einer Windenergieanlage für Stark- bzw. Schwachwindstandorte kann auch anhand der **Leistungsdichte** bzw. **spezifischen Leistung** abgeschätzt werden. Diese gibt das Verhältnis zwischen installierter Generatormennleistung und überstrichener Rotorfläche wieder und beträgt bei dezidierten Schwachwindanlagen in der Regel zwischen 100 und 200 W/m², während Starkwindanlagen spezifische Leistungswerte von 500 W/m² und mehr aufweisen. Der Einsatz von Anlagen mit niedriger Leistungsdichte spart einerseits Kosten und Gewicht und gewährt gleichzeitig eine gleichmäßigere Generatorauslastung, was zu höheren Volllaststundenzahlen und einem konstanteren Stromfluss führt. Andererseits ist dadurch jedoch das maximal nutzbare Potenzial besonders hoher Windgeschwindigkeiten begrenzt, die zwar seltener, dafür aber besonders energiereich sind. Daher ist für verschiedene Standorte ein ausgewogenes, sinnvolles Verhältnis von Rotordurchmesser zu Generatorleistung jeweils individuell zu bestimmen. Für Schwachwindstandorte, wie sie im Binnenland überwiegen, bieten sich eher Anlagen mit niedrigen spezifischen Leistungen und Nennwindgeschwindigkeiten an (Twele et.al. 2013).

Anlauf- und Abschaltwindgeschwindigkeit

Unterhalb der als **Anlaufwindgeschwindigkeit** bezeichneten Mindestgeschwindigkeit steht eine Windenergieanlage still. Da im Bereich knapp oberhalb der Einschaltgeschwindigkeit die Energieerträge sehr gering ausfallen, sind die wirtschaftlichen Auswirkungen einer sehr niedrigen Anlaufwindgeschwindigkeit eher gering.

Auf der anderen Seite der Windgeschwindigkeitsskala werden zunächst beim Erreichen der zulässigen Maximalgeschwindigkeit selbsttätig die Vorrichtungen zur Abregelung einer Windenergieanlage ausgelöst, um einen weiteren Anstieg der Rotordrehzahl und daraus resultierende überhöhte Belastungen der Bauteile zu vermeiden. Bei Überschreiten der **Abschaltwindgeschwindigkeit** bei zu hohen Windgeschwindigkeiten, beispielsweise in Folge eines Orkans (siehe auch „Sturmsicherung“ in Kapitel 4.2), wird der Anlagenbetrieb vorübergehend eingestellt, um Schäden an der Anlage oder auch in der Umgebung durch sich lösende Teile vorzubeugen (Twele et.al. 2013).

Anlauf- und Abschaltwindgeschwindigkeit sind zur Veranschaulichung exemplarisch in Abbildung 16 gekennzeichnet.

Auslegungswindgeschwindigkeit

Für einen langfristigen, weitgehend verschleiß- und wartungsarmen und dabei trotzdem ertragreichen Anlagenbetrieb stellt die **Auslegungswindgeschwindigkeit** (siehe Abbildung 16) ein bedeutendes Kriterium dar. An dieser stellt sich das Betriebsoptimum einer

Kleinwindanlage ein, gekennzeichnet durch den Maximalbereich des Leistungsbeiwertes c_p . Die Auslegungsgeschwindigkeit sollte so gewählt sein, dass sie den Windgeschwindigkeitsbereichen entspricht, die am Errichtungsort dominieren, damit die Windenergieanlage effizient betrieben werden kann.

Volllaststundenzahl

Als Indikator dafür, wie erfolgreich sich eine Windenergieanlage an einem bestimmten Standort betreiben lässt, kann die Anzahl der **Volllaststunden** herangezogen werden. Sie ist eine rein rechnerische Größe, die durch den Bezug des **Jahresstromertrags** (in kWh/a) auf die **Nennleistung** (in kW) ermittelt wird (Twele et.al. 2013).

$$\text{Anzahl der Volllaststunden} = \frac{\text{„Jahresenergieertrag“}}{\text{„Nennleistung“}}$$

Formel 4: Volllaststunden einer Windkraftanlage

Die Volllaststundenzahl drückt die theoretische Dauer in Stunden pro Jahr aus, in der eine Windenergieanlage bei Nennleistung betrieben wird. Hierfür sind neben dem standortspezifischen Windaufkommen die zuvor dargestellten anlagenspezifischen Parameter bestimmend.

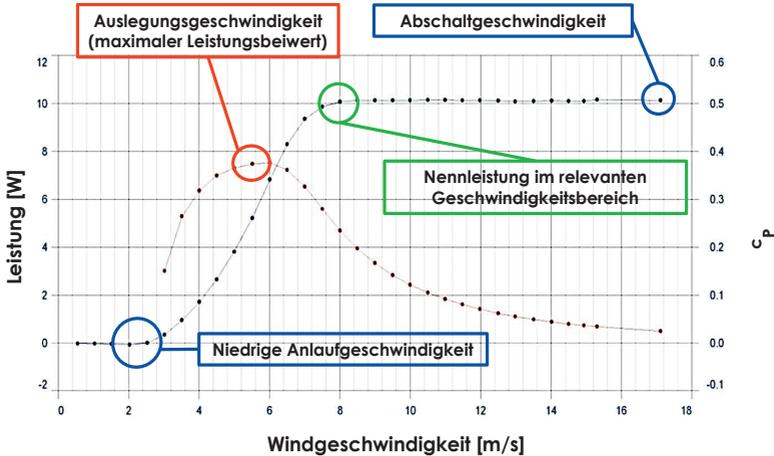


Abbildung 16: Leistungskennlinie und Leistungsbeiwert

5. Genehmigung von Kleinwindenergieanlagen

Auf Bundesebene bestehen keine einheitlichen Regelungen für die Genehmigung von Kleinwindenergieanlagen. Je nach Bundesland und zugehörigem Landesbauordnungsrecht unterscheidet sich das Genehmigungsverfahren.

Um möglichen Konflikten vorzubeugen, ist es empfehlenswert, sich frühzeitig mit der Nachbarschaft auszutauschen und das grundsätzliche Einverständnis für den Bau in schriftlicher Form einzuholen. Bevor mit der Detailplanung begonnen wird, die mit Kosten- und Zeitaufwand einhergeht, sollte auch ein Erstgespräch mit der jeweiligen Bauaufsichtsbehörde (in der Regel am Landratsamt angesiedelt) geführt werden, um mit Hilfe von Lageplänen und technischen Anlagendaten zu klären, was bei der Anlagenerrichtung grundsätzlich zu beachten ist.

Die Höhe einer geplanten Anlage ist ausschlaggebend dafür, ob eine Genehmigung nach Baurecht oder Immissionsschutzrecht erfolgt. Ob für eine Anlage ein Genehmigungsverfahren erforderlich ist, kann aus Abbildung 17 entnommen werden.

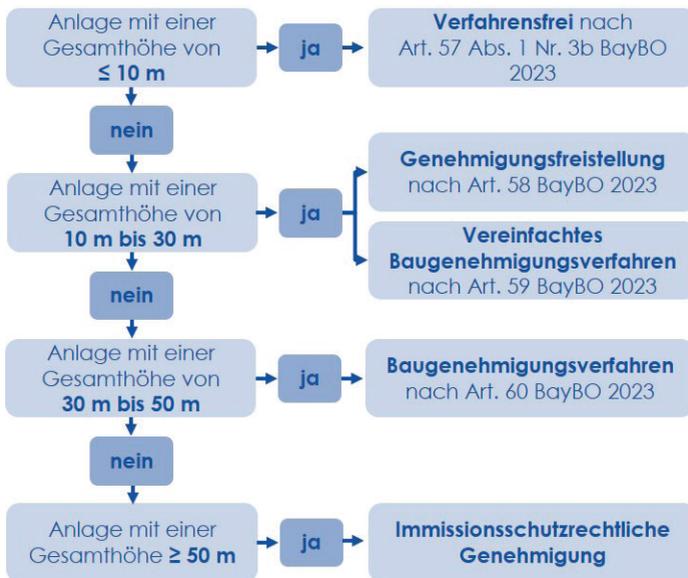


Abbildung 17: Art des Genehmigungsverfahrens für Windenergieanlagen

In Bayern sind Windenergieanlagen bis zu einer Gesamthöhe von 10 m verfahrensfrei (Art. 57 Abs. 1 Nr. 3b BayBO). Die Höhe ist zu messen von der – natürlichen oder festgesetzten – Oberkante der Erdoberfläche bis zum höchsten Punkt der Windenergieanlage (Lechner/Busse in Busse/Kraus, 150. EL Februar 2023, BayBO Art. 57 Rn. 166).

Bei Installationen auf Gebäuden ist allein die Höhe der Windenergieanlage maßgebend, die Höhe des Gebäudes wird nicht mitgerechnet. Etwas anderes gilt, wenn das Gebäude nur zum Zweck der Anlageninstallation errichtet wurde (BStMI 2009). Verfahrensfrei bedeutet, dass das Vorhaben keiner Baugenehmigung bedarf. Da die Verfahrensfreiheit gemäß Art. 55 Abs. 2 BayBO aber nicht von der Einhaltung der materiell-rechtlichen Vorschriften (z. B. Abstandsflächen nach Art. 6 BayBO, bauplanungsrechtliche Zulässigkeit, etc.) entbindet, trägt die bauverantwortliche Person die alleinige Verantwortung für die Rechtmäßigkeit der Anlage. Verfahrensfrei heißt somit auf keinen Fall „rechtsfrei“. Bei Missachtung der öffentlich-rechtlichen Vorschriften kann bauaufsichtlich eingeschritten werden. Dies geht auch bis zur Beseitigung der Anlage. Einen Verfahrensfreiheit bietet der bauverantwortlichen Person also keine Rechtssicherheit. Die verfahrensfreie Errichtung von Windenergieanlagen hat den Vorteil, dass sie zeit- und kostensparend ist, weil kein Genehmigungsverfahren durchgeführt werden muss.

Der Bau einer Kleinwindenergieanlage mit einer Gesamthöhe von über 10 m bis höchstens 30 m ist nach Art. 58 BayBO genehmigungsfrei, wenn

- sie im Geltungsbereich eines qualifizierten Bebauungsplans liegt und diesem entspricht,
- die Erschließung gesichert ist und
- die Gemeinde nicht binnen eines Monats erklärt, dass ein Genehmigungsverfahren durchgeführt werden soll.

In diesem Fall sind Unterlagen bei der Gemeinde einzureichen, die denen eines Bauantrages entsprechen. Erfolgt keine Erklärung der Gemeinde, dass ein Genehmigungsverfahren durchgeführt werden soll, kann mit dem Bau (nach Einreichung einer Baubeginnsanzeige) begonnen werden. Entscheidet sich die Gemeinde hingegen dafür, dass ein Genehmigungsverfahren durchgeführt werden soll, werden die Unterlagen von der zuständigen Bauaufsichtsbehörde als Bauantrag weiterbehandelt, soweit die antragstellende Person dies wünscht.

Anlagen mit einer Höhe von mehr als 10 m und höchstens 30 m, bei denen die Voraussetzungen für eine Genehmigungsfreistellung nicht vorliegen, bedürfen eines Bauantrags, der im vereinfachten Genehmigungsverfahren (Art. 59 BayBO) geprüft wird.

Die Errichtung einer Kleinwindenergieanlage mit einer Gesamthöhe von mehr als 30 m bis höchstens 50 m erfordert ein Baugenehmigungsverfahren nach Art. 60 BayBO mit umfassenden Prüfmaßstab, weil eine Kleinwindenergieanlage mit einer Höhe von mehr als 30 m ein Sonderbau im Sinne des Art. 2 Abs. 4 Nr. 2 BayBO ist.

Bauvorlagen für einen Bauantrag sowie Unterlagen für ein Genehmigungsverfahren müssen nach Art. 61 Abs. 1 BayBO von einem bauvorlageberechtigten Entwurfsverfassenden (z. B. Architekt*in, Bauingenieur*in) erstellt werden. Dieser hat professionelle Kenntnis darüber, welche Unterlagen für den Bauantrag benötigt werden und eingereicht werden müssen. Ggf. kann dieser auch frühzeitig Kontakt zur Genehmigungsbehörde aufnehmen, um die Genehmigungsfähigkeit der Anlage bereits vor Bauantragsstellung abzuklären. Meist sind diese bauvorlagenberechtigten Entwurfsverfassenden in den Herstellerfirmen und Projektiererbüros tätig.

Die für die bauaufsichtliche Genehmigung einzureichenden Unterlagen lassen sich der Bauvorlagenverordnung (BauVorV) entnehmen. Hierzu gehören unter anderem (Rolink 2013):

- Flurkartenauszug aus dem Katasterwerk mit Darstellung der benachbarten Grundstücke im Umkreis von 50 m
- Lageplan der Kleinwindenergieanlage inklusive Darstellung der Abstandsflächen
- Bauzeichnungen (§ 8 BauVorV)
- Bau- und Betriebsbeschreibung inklusive Darstellung der späteren Nutzungsform
- Technische Daten und Nachweise (z. B. Standsicherheit, Schall- und Erschütterungsschutz)
- Naturschutzfachliche Gutachten
- Erklärung des Antragstellers zur Rückbauverpflichtung
- Ggf. eine Darstellung der Anlage auf dem Grundstück (Fotomontage)

Erst ab einer Gesamthöhe von über 50 m ist eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung zu beantragen.

Generell unterscheidet man eine Errichtung der Anlage im Innen- bzw. Außenbereich sowie, ob es sich um eine selbstständige Hauptanlage oder untergeordnete Nebenanlage handelt.

5.1 Zulässigkeit von Kleinwindenergieanlagen im Innenbereich

Gem. § 30 Abs. 1 BauGB beurteilt sich die Zulässigkeit eines Vorhabens im Geltungsbereich eines qualifizierten Bebauungsplans nach dessen jeweiligen Festsetzungen. Kleinwindenergieanlagen sind als Gewerbebetriebe in den Gebieten nach §§ 4a bis 9 Baunutzungsverordnung (BaunVO), also in Dorf-, Misch-, Gewerbe- und Industriegebieten, generell (und unter Beachtung sonstiger gesetzlicher Vorgaben) zulässig. In Kleinsiedlungsgebieten (§ 2 BaunVO) und allgemeinen Wohngebieten (§ 4 BaunVO) sind Kleinwindenergieanlagen ausnahmsweise zulässig, wenn sie als nicht störend zu bewerten sind.

Unter Umständen können Kleinwindenergieanlagen auch als Nebenanlage in den Baugebieten nach §§ 2-11 BaunVO zugelassen werden, wenn eine Möglichkeit zur ausnahmsweisen Zulassung nach § 14 Abs. 2 Satz 2 BaunVO besteht. (Siehe Kapitel 5.3 Kleinwindenergieanlage als Nebenanlage.)

Neben den Festsetzungen zur Art der baulichen Nutzung müssen die Kleinwindenergieanlagen auch die übrigen Festsetzungen des Bebauungsplans (z. B. Höhenbeschränkungen) beachten.

Im unbeplanten Innenbereich ist erforderlich, dass sich die Kleinwindenergieanlage in die nähere Umgebung einfügt und das Ortsbild nicht beeinträchtigt wird (vgl. § 34 Abs. 1 Baugesetzbuch (BauGB)).

5.2 Zulässigkeit von Kleinwindenergieanlagen im Außenbereich

Anlagen im Außenbereich (die weder im Geltungsbereich eines Bebauungsplans liegen noch innerhalb eines im Zusammenhang bebauten Ortsteils (BStMB o.J.) sind ab Erreichen der durch den Bundesgesetzgeber vorgegebenen Flächenbeitragswerte 2027 bzw. 2032 für Windenergie nur noch zulässig, wenn sie in einem „Windenergiegebiet“ liegen. Das heißt, es muss sich um Flächen handeln, die durch die Regionalplanung oder die Bauleitplanung für die Windenergie ausgewiesen sind (vgl. § 3 Abs. 1. Windenergieflächenbedarfsgesetz).

Bis zum Erreichen der Flächenbeitragswerte gelten Windenergieanlagen als „Vorhaben der Erforschung, Entwicklung oder Nutzung der Windenergie“ gem. § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB als privilegierte Vorhaben, wenn sie die landesrechtlichen Mindestabstände zur Wohnbebauung einhalten (siehe nächste Seite). Öffentliche Belange dürfen hier nicht entgegenstehen.

Die zu berücksichtigenden öffentlichen Belange umfassen die nachfolgenden Bereiche:

- Von der Windenergieanlage dürfen keine schädlichen Umwelteinwirkungen, also Immissionen, ausgehen, die Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft herbeiführen können, wie z. B. die Überschreitung von Grenzwerten der Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) oder Schattenwurf am Immissionsort.
- Vom Anlagenbetrieb darf keine Gefährdung von Vögeln oder Fledermäusen ausgehen. Die Belange des Natur- und Artenschutzes sind einzuhalten.
- Eine Verunstaltung des Landschaftsbildes sowie eine Beeinträchtigung der natürlichen Eigenart der Landschaft sind zu vermeiden.
- Die Darstellungen des Flächennutzungsplans sind im Außenbereich zu beachten.
- Die Funktionsfähigkeit von Radaranlagen und Funkstellen darf nicht beeinträchtigt werden.
- Der Bodenschutz und der Denkmalschutz, besonders in Gebieten mit besonderer kultureller und historischer Wertigkeit, sind zu beachten.

Zu beachten sind weiterhin die Eingriffs- und Ausgleichsregelungen. Je nach Wertigkeit der Landschaft können mit der Realisierung des Projekts Ausgleichszahlungen in unterschiedlichen Höhen zu leisten sein. Auch daher ist ein Vorabgespräch mit der unteren Bauaufsichtsbehörde sinnvoll.

Landesrechtliche Mindestabstände zur Wohnbebauung

Die landesrechtlichen Mindestabstandsregeln in Art. 82 ff. BayBO, die alle Windenergieanlagen unabhängig von einer bestimmten Bagatellgrenze erfassen, knüpfen die Privilegierung an die Voraussetzung, dass die Windenergieanlage einen bestimmten Abstand zu geschützten Gebäuden einhält. Dieser Abstand beträgt grundsätzlich das Zehnfache ihrer Anlagenhöhe (sog. 10 H-Regelung, Art. 82 Abs. 1 BayBO).

Zum 16. November 2022 trat eine Reform dieser bayerischen 10 H-Regel in Kraft, durch die Ausnahmen von der 10 H-Abstandsvorgabe für Windenergieanlagen auf bestimmten Flächen (im Wald, in einem 500 m Streifen entlang von Autobahnen, vierstreifigen Bundesstraßen und Schienenwegen, im Umkreis von 2.000 m um Gewerbe- und Industriebetriebe, wenn der erzeugte Strom überwiegend zur Versorgung der Betriebe in den Gebieten bestimmt ist, und beim Repowering) geschaffen wurden, die in Art. 82 Abs. 5

BayBO aufgeführt sind. In diesen Gebieten gilt nunmehr ein Mindestabstand von 1.000 m von Windenergieanlagen zur nicht nur ausnahmsweise zulässigen Wohnbebauung. Soweit Kleinwindanlagen bereits den 10 H-Abstand einhalten, kommt es systematisch nicht mehr auf diese Ausnahmeregelung an.

Für Windenergieanlagen in Windenergiegebieten ist außerdem zwischenzeitlich entsprechend der bundesrechtlichen Vorgabe gemäß Art. 82b BayBO gar kein landesrechtlicher Mindestabstand im Sinne des § 249 Abs. 9 BauGB mehr erforderlich. Bei der Berechnung der Tiefe der Abstandsfläche für eine Windenergieanlage ist von deren Gesamthöhe, d. h. der Nabenhöhe zuzüglich Rotorradius, auszugehen.

Windenergieanlagen, die die landesrechtlichen Abstände nicht einhalten, gelten nach § 35 Abs. 2 BauGB als „sonstige Vorhaben“ und können daher nur realisiert werden, wenn keine Beeinträchtigung öffentlicher Belange vorliegt. Da bei Bauvorhaben wie Windenergieanlagen in den meisten Fällen mit einer Form der Beeinträchtigung öffentlicher Belange zu rechnen ist (s.o.), wird in diesen Fällen eine gemeindliche Bauleitplanung unumgänglich. Die landesrechtlichen Mindestabstände gelten dabei nicht.

Weiterhin grundsätzlich immer gültig und von der landesrechtlichen Abstandsregelung der Art. 82 ff. BayBO strikt zu unterscheiden sind insbesondere die Abstände, die sich aus dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) ergeben, sowie die in Art. 6 BayBO bauordnungsrechtlichen Abstandsvorgaben.

Auch bei Windenergieanlagen kommt die Möglichkeit einer Reduzierung der Abstandsflächen im Wege der Abweichung unter den in Art. 63 Abs. 1 Satz 1 Halbsatz 1 BayBO i.V.m. Art. 6 Abs. 1 Satz 4 BayBO genannten Voraussetzungen in Betracht. Die Abweichung muss unter Berücksichtigung des Zwecks der jeweiligen Anforderung und unter Würdigung der öffentlich-rechtlich geschützten nachbarlichen Belange mit den öffentlichen Belangen, insbesondere den Anforderungen des Art. 3 Satz 1 BayBO, vereinbar sein. In die Ermessensentscheidung der unteren Bauaufsichtsbehörde sind als öffentliche Belange auch die Belange der energiewirtschaftlichen Versorgungssicherheit und des überragenden öffentlichen Interesses am Ausbau der Erneuerbaren Energien einzustellen, vgl. § 2 Erneuerbare-Energien-Gesetz.

5.3 Kleinwindenergieanlagen als Nebenanlage

Kleinwindenergieanlagen können in Hauptanlagen oder untergeordnete Nebenanlagen unterschieden werden. Dabei kennzeichnet sich eine Nebenanlage dadurch, dass sie der Hauptanlage räumlich-funktional untergeordnet ist, d. h. sie darf keine optisch dominierende Wirkung gegenüber der dortigen Bebauung besitzen und nur einen untergeordneten Teil der Betriebsfläche einnehmen. Voraussetzung für die Zulässigkeit einer

Nebenanlage ist gem. § 14 Abs. 1 Satz 1 BauNVO, dass sie dem Nutzungszweck der in dem Baugebiet gelegenen Grundstücken oder des Baugebietes selbst dient und seiner Eigenart nicht widerspricht.

Eine dem Nutzungszweck dienende Anlage setzt voraus, dass der erzeugte Strom ausschließlich oder überwiegend zur Versorgung des Grundstücks verwendet wird und nur Überschüsse an ein Energieversorgungsunternehmen abgegeben werden. Eine Grenze wird dabei überwiegend bei 50 % gesehen.

Hinsichtlich der Frage, ob die Anlage der Eigenart des jeweiligen Baugebietes widerspricht, ist eine Einzelfallbetrachtung vorzunehmen.

Unter Umständen kann auch in einem reinen Wohngebiet eine Nebenanlage zugelassen werden, wenn das Gebiet so „aufgelockert“ ist, dass auf jedem Grundstück eine Windenergieanlage aufgestellt und betrieben werden kann, ohne dass dadurch auf Nachbargrundstücken die Aufstellung sinnvoll zu betreibender Windenergieanlagen beeinträchtigt würde und ohne dass der Betrieb solcher Anlagen durch die Bebauung und den Bewuchs der Nachbargrundstücke behindert werden könnte. In dicht bebauten Gebieten mit kleinen Grundstücken, einer hohen Grundflächenzahl und einer großen bebaubaren Grundstücksfläche (Reihenhäuser) sind Kleinwindenergieanlagen hingegen eher unzulässig.

6. Wirtschaftlichkeit einer Kleinwindenergieanlage

Wer zum Kleinwindanlagenbetreibenden wird, möchte sich – zumindest anteilig – unabhängig mit eigenem, erneuerbarem Strom versorgen. Dieses Ziel sollte aber nur dann verfolgt werden, wenn die Windanlage nicht nur ökologisch, sondern auch ökonomisch erfolgreich sein kann.

Am Ende der Nutzungsdauer, für die bei Kleinwindenergieanlagen in den weiteren Betrachtungen ähnlich wie bei anderen Erneuerbaren-Energie-Anlagen 20 Jahre angesetzt werden, soll für den Anlagenbetreibenden ein positives wirtschaftliches Ergebnis vorliegen. Das setzt voraus, dass die Kosten für die Anfangsinvestition sowie die regelmäßig über die Nutzungsdauer hinweg anfallenden Betriebs- und Finanzierungskosten möglichst früh, zumindest aber innerhalb der Nutzungsdauer amortisiert werden können.

Auf der Einnahmenseite stehen beim Kleinwindanlagenbetrieb die Erlöse aus der Stromproduktion, entweder in Form der EEG-Einspeisevergütung oder bei Eigenverbrauch in Form der Ersparnis von Strombezugskosten. Um eine grobe Prognose der voraussichtlichen Strom- und damit der finanziellen Erträge erstellen zu können, finden sich zu den anlagen- und standortspezifischen Einflussfaktoren in den Kapiteln 3 „Standortevaluierung“ und 4 „Technik von Kleinwindenergieanlagen“ hilfreiche Informationen.

6.1 Kosten einer Kleinwindenergieanlage

Die Kosten zur Realisierung und zum Betrieb einer Kleinwindanlage variieren zum Teil sehr stark, je nach Modell und Standorterschließung. Allgemein kann festgehalten werden, dass die Stromgestehungskosten von Kleinwindanlagen, verglichen beispielsweise mit Großwindanlagen oder Photovoltaikanlagen, relativ hoch sind, so dass für die Wirtschaftlichkeit ein sehr gut geeigneter Windstandort vorausgesetzt werden muss. Je nach Standorteignung und Anlagengröße weisen Kleinwindenergieanlagen bis 30 kW Nennleistung Gestehungskosten zwischen 15 und 30 ct/kWh auf (Jüttemann 2023).

6.1.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten setzen sich zusammen aus:

- Kosten für die Windmessung (mindestens ein halbes Jahr; Gebühr/Preis der Messgeräte zzgl. der Kosten für die nötige Arbeitszeit)
- Kosten für die Beratung, Planung, Projektierung und Genehmigung einschließlich angeforderter Gutachten (z. B. Statik, Emissionen, Artenschutz) und naturschutzrechtlicher Ausgleichsmaßnahmen
- Anschaffungs- und Errichtungskosten für die Windenergieanlage (inklusive Mast, Fundament, Wechselrichter, Steuerung und Sensorik sowie Schutzvorrichtungen)

- Kosten für die Standorterschließung (Verkabelung, Kranstellfläche, Zuwegung, Netzanschlussgebühr)

Gerade im Bereich der niedrigen Windenergieleistungsklassen bis 30 kW findet sich die größte Vielfalt verschiedener Anlagenbautypen, was sich auch in den dahinterstehenden technischen Konzepten bzgl. der Anlagenauslegung und den damit verbundenen spezifischen Investitionskosten widerspiegelt.

Beispielsweise können sich diese von rund 3.000 €/kW bis hin zu 12.000 €/kW erstrecken (Jüttemann 2023). Der dabei verwendete Bezug auf die Nennleistung ist für den Kostenvergleich von Kleinwindanlagen jedoch aus verschiedenen Gründen nicht immer sinnvoll: Zum einen stellt die Nennleistung keine repräsentative Leistungsgröße dar, da sie erst bei der relativ hohen Nennwindgeschwindigkeit erreicht wird (siehe Kapitel 4.3 „Ertrags- und Leistungsverhalten“), die Windanlage aber überwiegend bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten und damit auch niedrigeren Leistungswerten arbeitet. Zum anderen weichen die Nennwindgeschwindigkeiten verschiedener Windanlagen voneinander ab, so dass eine einheitliche Aussagekraft der Nennleistung nicht gegeben ist.

Insbesondere an Schwachwindstandorten bietet sich beim Vergleich verschiedener Kleinwindenergieanlagen die Betrachtung des Verhältnisses zwischen den Investitionskosten und der installierten Rotorfläche an, welche letztendlich über die Größe des nutzbaren Luftstroms entscheidet (vergleiche hierzu Kapitel 4.3 „Ertrags- und Leistungsverhalten“).

6.1.2 Betriebs- und finanzierungsgebundene Kosten

Neben den einmalig entstehenden Investitionskosten fallen über die Betriebsdauer hinweg Zahlungen für Betriebs- und Finanzierungskosten an. Diese können folgende Leistungen betreffen:

- Versicherungskosten
- Wartungs- und Reparaturkosten
- Flächenpacht (falls sich der Anlagenstandort nicht in eigenem Besitz befindet)
- (Kalkulatorische) Zinsen für Eigen- oder Fremdkapital
- Rücklagen für den Anlagenrückbau

Es bestehen zahlreiche Versicherungsangebote für unterschiedliche Anwendungsfälle. Häufig werden Betreiberhaftpflicht- und Elektronikversicherungen abgeschlossen sowie Policen gegen Vandalismus, Diebstahl und witterungsbedingte Schäden. Die jährlichen Kosten liegen bei ca. 130 € für die Elektronik- und ca. 40 – 50 € im Jahr für die Betreiberhaftpflichtversicherung (Jüttemann 2016). Inzwischen werden auch spezielle Ertragsausfallversicherungen für Kleinwindenergieanlagen angeboten, die einen Betreibenden

gegen die unvorhersehbaren Schwankungen des Windes absichern sollen. Für diese Versicherungsart belaufen sich die Versicherungskosten über eine Vertragslaufzeit von 20 Jahren auf insgesamt ca. 5 bis 7 % der Investitionssumme (Twele et.al. 2013).

6.1.3 Förderungen

Um die Wirtschaftlichkeit einer Kleinwindanlage zu verbessern und Kosten zu senken, könnte eine Förderung helfen. Ob eine entsprechende Förderung für Sie in Frage kommt, können Sie hier nachsehen: www.umweltpakt.bayern.de/werkzeuge/foerderfibel/programme



6.2 Einnahmen einer Kleinwindenergieanlage

Das wirtschaftlich verwertbare Produkt eines Windrades ist der erzeugte Windstrom. Die Einflussfaktoren auf die Erträge einer Kleinwindenergieanlage sind vielfältig (siehe Abbildung 18).

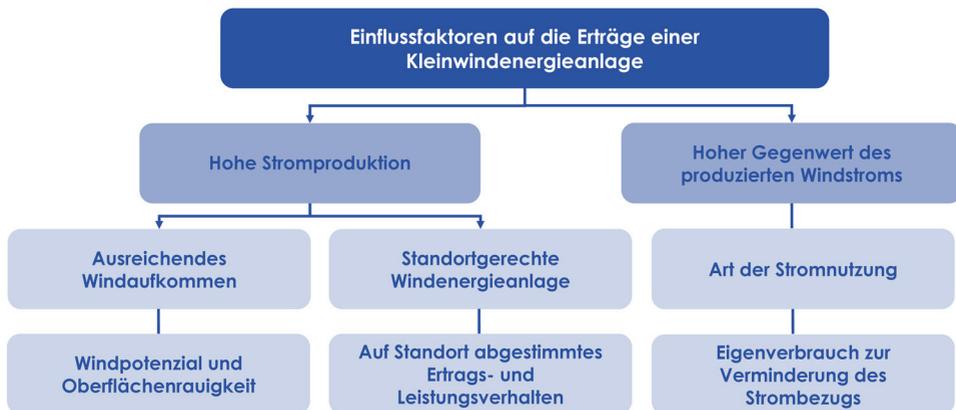


Abbildung 18: Einflussfaktoren auf die Erträge einer Kleinwindenergieanlage

Wie auch Strom aus anderen Erneuerbaren Energien besteht für Strom aus Kleinwindenergieanlagen ein Anschluss- und Einspeisevorrang in das Netz der allgemeinen Versorgung gemäß § 8 und § 11 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG). Darüber hinaus steht diesen Anlagen eine öffentliche Förderung entsprechend der Vorgaben des EEG zu. Mit der Novellierung des EEG im Jahr 2017 wurden für Windenergieanlagen an Land öffentliche Ausschreibungen zur Bestimmung der Förderhöhe eingeführt. Windenergieanlagen mit einer Nennleistung kleiner als 1 MW und bei Bürgerenergiegesellschaften kleiner als 18 MW sind nach aktueller Rechtslage von dieser Ausschreibungspflicht ausgenommen (§ 22 Abs. 2 EEG 2023). Für Anlagen größer 100 kW aber kleiner 1 MW installierter Leistung kann eine sog. Marktprämie in Anspruch genommen werden, für Anlagen mit installierter Leistung bis 100 kW kann eine Einspeisevergütung beantragt werden.

Zum Ausgleich niedrigerer Stromerträge an Standorten mit schlechteren Windbedingungen wird im EEG über das sog. einstufige Referenzertragsmodell mittels eines Korrekturfaktors eine höhere EEG-Vergütung bezahlt. Gemäß § 46 Abs. 3 EEG 2023 gelten Kleinwindenergieanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 50 kW für die Berechnung des EEG-Fördersatzes als Anlagen mit einem Ertrag von 50 % des Referenzertrages. Bei einem Referenzertrag von 50 % oder weniger wird für eine Anlage in Bayern ein Korrekturfaktor von 1,55 angewandt. Dieser wird bezogen auf den anzulegenden Wert, der sich aus den EEG-Ausschreibungsrunden für (Groß-)Windenergieanlagen ergibt. Darüber hinaus ist bei Inanspruchnahme einer Einspeisevergütung ein Abzug in Höhe von 0,4 ct/kWh vorzunehmen (vgl. § 53 Abs. 1 Nr.2 EEG 2023). Der Betreibende hat dann für 20 Jahre einen festen Vergütungsanspruch in dieser Höhe (§ 25 Abs. 1 EEG 2023). Beispielrechnung zur Einspeisevergütung für eine bayerische Kleinwindanlage im Jahr 2023:

1. Der anzulegende Wert, der als Grundlage für die Berechnung angewendet wird, ergibt sich aus dem Durchschnitt der jeweils höchsten bezuschlagten Gebote der jeweiligen EEG-Ausschreibungen aus dem Vorvorjahr (§ 46 Abs. 1 EEG 2023). Für 2023 ist somit der Mittelwert der Ausschreibungsergebnisse aus dem Jahr 2021 als anzulegender Wert anzusetzen, welcher 5,97 ct/kWh beträgt.
2. Um die Einspeisevergütung für Kleinwindanlagen zu berechnen, muss der Korrekturfaktor mit dem anzulegenden Wert multipliziert werden (§ 46 Abs. 3 EEG 2023):
 $5,97 \text{ ct/kWh} * 1,55 = 9,25 \text{ ct/kWh}$.
3. Abschließend sind nach § 53 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023 0,4 ct/kWh abzuziehen. Somit ergibt sich für das Jahr 2023 eine Einspeisevergütung für Kleinwindanlagen von 8,85 ct/kWh.

Jahr der Inbetriebnahme	100 kW < KWEA < 1000 kW (Pflicht zur Direktvermarktung, anzulegender Wert)	50 kW < KWEA < 100 kW (Möglichkeit der Einspeisevergütung)	Kleinwindanlagen < 50 kW (Möglichkeit der Einspeisevergütung)
2019	4,63 ct/kWh	4,23 ct/kWh	5,57 ct/kWh
2020	6,04 ct/kWh	5,64 ct/kWh	7,39 ct/kWh
2021	6,20 ct/kWh	5,80 ct/kWh	7,97 ct/kWh
2022	6,18 ct/kWh	5,78 ct/kWh	9,18 ct/kWh
2023	5,97 ct/kWh	5,57 ct/kWh	8,85 ct/kWh

Tabelle 6: Höhe der Einspeisevergütung/Marktprämie für Strom aus Kleinwindenergieanlagen nach installierter Leistung

Für einen wirtschaftlich erfolgreichen Kleinwindanlagenbetrieb spielt die Art der Stromnutzung eine entscheidende Rolle. Die EEG-Vergütungshöhe, die sich an den Stromgestehungskosten von Großwindenergieanlagen orientiert, liegt deutlich unter den Stromgestehungskosten der meisten Kleinwindenergieanlagen (vergleiche Kapitel 6.1). Damit ist die vollständige Netzeinspeisung von Kleinwindstrom in der Regel unwirtschaftlich.

Da der Strombezugspreis für die meisten Verbrauchenden deutlich über der EEG-Vergütungshöhe bei Kleinwindenergieanlagen liegt, sollte aus Wirtschaftlichkeitsaspekten heraus ein möglichst hoher Anteil des erzeugten Stroms zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt werden. Damit steigert sich der Wert des Windstroms auf den jeweiligen Strombezugspreis von z. B. 46,91 ct/kWh im April 2023 für Privathaushalte (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2023).

6.3 Einfluss des Eigenverbrauchsanteils auf die Wirtschaftlichkeit

Der Eigenverbrauchsanteil beschreibt die Menge des erzeugten Windstroms, die selbst genutzt wird, bezogen auf die insgesamt vom Windrad erzeugte Strommenge. Im Falle der Einspeisung des gesamten Stroms läge der Eigenverbrauchsanteil bei 0 %, wohingegen sie bei vollständiger Nutzung des Stroms durch den Anlagenbetreibenden vor Ort bei 100 % läge. Wie bereits in Kapitel 6.2 erläutert, variiert der wirtschaftliche Wert des Windstroms je nach Art der Nutzung: Bei Netzeinspeisung liegt er bei 5,57 ct/kWh (Inbetriebnahme 2023, größer als 50 kW und kleiner als 100 kW Nennleistung) bzw. bei 5,78 ct/kWh (Inbetriebnahme 2022 größer als 50 kW und kleiner als 100 kW Nennleistung). Beim Eigenverbrauch liegt er auf Höhe des Strombezugspreises.

Wie sich unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile auf die wirtschaftliche Situation eines Kleinwindrades auswirken, sollen die nachfolgenden Beispiele verdeutlichen, welche typische Größenordnungen für Kleinwindenergieanlagen und charakteristische Verbrauchseigenschaften für private, landwirtschaftliche und gewerbliche Anwendende zum Inhalt haben. Folgende Rahmendaten wurden der Wirtschaftlichkeitsanalyse zu Grunde gelegt:

- Es werden Standorte mittlerer Güte mit einer **Jahresdurchschnittswindgeschwindigkeit** von 4 m/s bzw. 5 m/s in Nabenhöhe betrachtet.
- Die von C.A.R.M.E.N. e.V. angenommenen spezifischen Investitionskosten liegen mit 6.000 €/kW im mittleren Bereich. Es handelt sich um Investitionskosten für eine schlüsselfertige Anlage (Anlagenkosten zuzüglich aller Bauneben-, Genehmigungs-, Planungskosten etc.).
- Die **betriebs- und finanzierungsgebundenen Kosten** entsprechen rund 2 % der Investitionssumme pro Jahr.
- Die **EEG-Vergütung** im Inbetriebnahmejahr 2023 beträgt 8,85 ct/kWh.
- Für die betriebsgebundenen Kosten (Versicherungs-, Wartungs-, Reparatur-, Pachtkosten etc.) wird eine jährliche **Preissteigerungsrate** von 3 % angesetzt.
- Zur Ermittlung der „Einnahmenseite“ wird für die vermiedenen Strombezugskosten ein **Strompreis** von 46,91 ct/kWh im Inbetriebnahmejahr 2023 und eine jährliche **Strompreissteigerungsrate** von 2 % angenommen.

6.3.1 Kleinwindenergieanlagen für Wohngebäude

Die für die Kleinwindanlagenauslegung maßgebliche Grundlast in Privathaushalten ist in der Regel sehr niedrig. Daher kommen für diese Anwendungen Kleinwindenergieanlagen in Frage, die Nennleistungen von wenigen 100 W bis hin zu ca. 1 kW aufweisen. Dem folgenden Beispiel für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung liegt eine marktübliche 600 W-Kleinwindanlage zu Grunde, deren technische Anlagendaten in Tabelle 7 aufgelistet sind.

Leistung/Ertrag	Nennleistung	0,6 kW
	Nennwindgeschwindigkeit	11,0 m/s
	Einschaltgeschwindigkeit	1,8 m/s
	Ausschaltgeschwindigkeit	-
	Spezifische Leistung	299 W/m ²
	Jahresertrag bei $v_m = 4$ m/s und $k = 1,8$	548 kWh/a
	Jahresertrag bei $v_m = 5$ m/s und $k = 2$	942 kWh/a
Technische Daten	Anlagentyp	Horizontalachser
	Rotordurchmesser	1,6 m
	Nabenhöhe	-
Kosten	Investitionskosten	1.760 €
	Betriebs- und Finanzierungskosten	35,20 €/a

Tabelle 7: Technische Daten einer Kleinwindenergieanlage für Wohngebäude (Bundesverband WindEnergie e.V. 2013)

Für die in Tabelle 7 angegebenen Investitionskosten wurden nicht die spezifischen Investitionskosten von 6.000 € angenommen, da dies für eine Anlage dieser Größenordnung zu hoch gegriffen wäre. Kleinere Anlagen sind, wie im vorhergehenden Kapitel beschrieben, genehmigungsverfahrensfrei und verursachen daher deutlich geringere Investitionskosten. Insbesondere die Kosten für Gutachten (z. B. naturschutzrechtliche Gutachten) und die Planungskosten fließen in weitaus geringerem Umfang in die gesamten Investitionskosten ein. Aus diesem Grund wurde für diese Anlage angenommen, dass die Investitionskosten in etwa dem Zweifachen der reinen Anlagenkosten entsprechen.

In den nachfolgenden Abbildungen 19 bis 21 werden sowohl Amortisationszeiten als auch jährliche Gewinne bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten und Eigenverbrauchsquoten dargestellt. Besonders hervorzuheben sind die deutlichen Unterschiede, die durch Änderungen an den beiden Parametern Windgeschwindigkeit und Eigenverbrauchsquote entstehen.

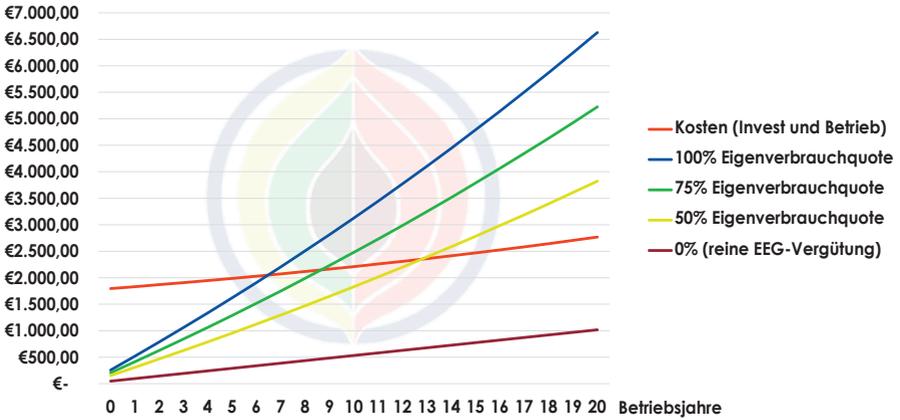


Abbildung 19: Amortisationszeit einer 600 W-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4 m/s

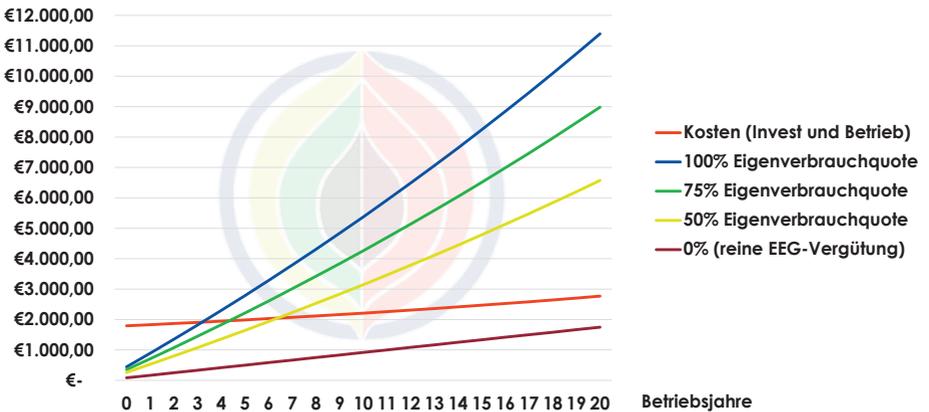


Abbildung 20: Amortisationszeit einer 600 W-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s

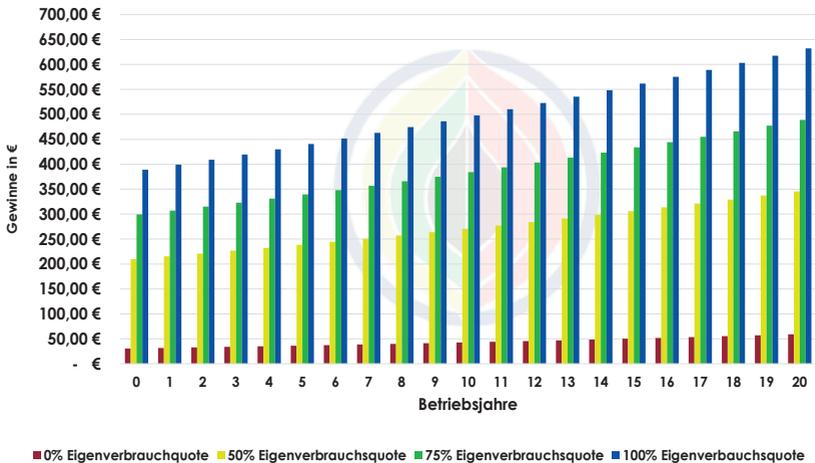


Abbildung 21: Jährlicher Gewinn einer 600 W-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s

Am Beispiel des Standorts mit 5 m/s Jahresdurchschnittswindgeschwindigkeit in Abbildung 20 kann verdeutlicht werden, wie die Amortisationsdauer mit zunehmendem Eigenverbrauchsanteil verkürzt werden kann. Aus Abbildung 19 für den Anlagenstandort mit 4 m/s geht hervor, dass sich die Anlage erst weitaus später, nach frühestens sechs Jahren, amortisiert und dies nur unter der Voraussetzung der vollständigen Eigenstromnutzung, also einer Eigenverbrauchsquote von 100 %. Bei einer Eigenverbrauchsquote von 75 % tritt eine Amortisation erst nach acht Jahren ein. Bei einer Quote von 50 % erst nach zwölf Jahren. Niedrigere Eigenverbrauchsquoten führen schwer oder gar nicht zu einer Amortisation innerhalb von 20 Jahren. Auffällig ist anhand dieses beispielhaften Vergleichs der Jahresdurchschnittswindgeschwindigkeiten der beträchtliche Unterschied in der wirtschaftlichen Entwicklung der beiden Anlagen. Wird diese Kleinwindenergieanlage bei einer Windgeschwindigkeit von 5 m/s betrieben, ist sie ca. drei Jahre früher wirtschaftlich, als bei einer Windgeschwindigkeit von 4 m/s.

Wie aus Abbildung 21 zu entnehmen, steigen die Gewinne mit zunehmender Eigenverbrauchsquote. Bei höherem Eigenverbrauch kann ein maximaler jährlicher Gewinn in Höhe von 200 € bis 400 € erreicht werden. Die Steigerung des Gewinns von Jahr zu Jahr lässt sich auf zukünftig steigende Strompreise zurückführen. Demgegenüber stehen sehr niedrige Gewinne, mit denen bei Volleinspeisung zu rechnen ist. Im Laufe der Zeit erhöhen sich die Gewinne bei Volleinspeisung nicht signifikant.

6.3.2 Kleinwindenergieanlagen für kleine Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe

Kleine Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe sind ideale Anwendungsbereiche für Kleinwindenergieanlagen. Durch den im Gegensatz zu Privathaushalten höheren Strombedarf dieser Betriebe sind Anlagennennleistungen im einstelligen Kilowatt-Bereich interessant. Um hohe Eigenverbrauchsquoten zu realisieren, sollte immer die Grundlast des Betriebs als Maß für die Dimensionierung einer Anlage beachtet werden. Der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im folgenden Beispiel liegt eine marktübliche 6 kW-Kleinwindenergieanlage zu Grunde. In Tabelle 8 sind alle wichtigen Eckdaten dieser Anlage aufgelistet.

Leistung/Ertrag	Nennleistung	6,0 kW
	Nennwindgeschwindigkeit	10,6 m/s
	Einschaltgeschwindigkeit	3,0 m/s
	Ausschaltgeschwindigkeit	keine
	Spezifische Leistung	212 W/m ²
	Jahresertrag bei $v_m = 4$ m/s und $k = 1,8$	5.875 kWh/a
	Jahresertrag bei $v_m = 5$ m/s und $k = 2$	9.952 kWh/a
Technische Daten	Anlagentyp	Horizontalachser
	Rotordurchmesser	6,0 m
	Nabenhöhe	7/13/19 m
Kosten	Investitionskosten	36.000 €
	Betriebs- und Finanzierungskosten	720 €/a

Tabelle 8: Technische Daten einer Kleinwindenergieanlage für kleine Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe (Bundesverband WindEnergie e.V. 2013)

In den nachfolgenden Abbildungen 22 bis 24 werden sowohl Amortisationszeiten als auch jährliche Gewinne bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten und Eigenverbrauchsquoten dargestellt. Besonders hervorzuheben sind die deutlichen Unterschiede, die durch Änderungen an den beiden Parametern (Windgeschwindigkeit und Eigenverbrauchsquote) entstehen.

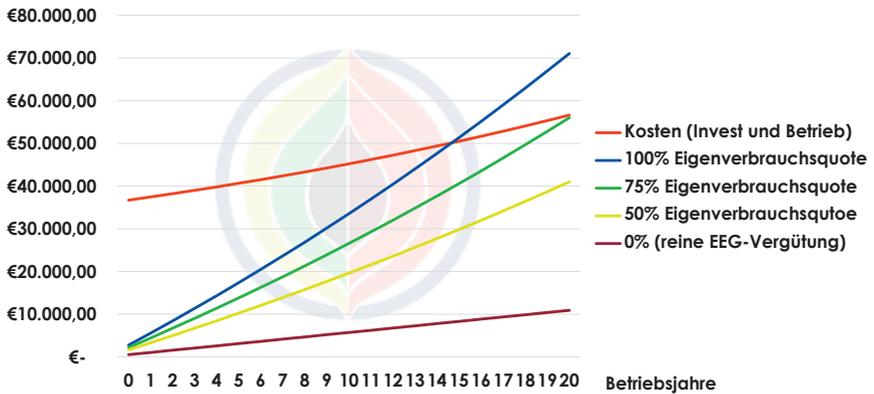


Abbildung 22: Amortisationszeit einer 6 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4 m/s

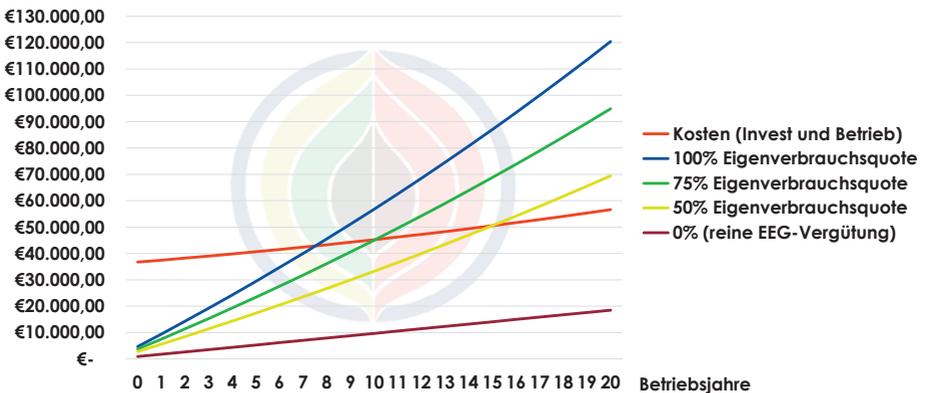


Abbildung 23: Amortisationszeit einer 6 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s

Die in dieser Beispielrechnung betrachtete Anlage ist bei einer Windgeschwindigkeit von 4 m/s und einer Betriebsdauer von 20 Jahren nicht wirtschaftlich, außer es wird eine Eigenverbrauchsquote von 100 % erreicht (siehe Abbildung 22). Im Gegensatz dazu amortisiert sich diese Windenergieanlage, wie in Abbildung 23 dargestellt, bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s nach ca. einem Drittel der Laufzeit, vorausgesetzt der entstandene Windstrom wurde vollständig selbst verbraucht.

Trotzdem ist zu beachten, dass eine Anlage dieser Größe bei Eigenverbrauchsquoten von 0 % nicht wirtschaftlich ist. Auch eine Eigenverbrauchsquote von 50 % bzw. 75 % führt erst nach der Hälfte der Betriebsdauer zu einer Amortisation. Es ist erneut zu betonen, wie wichtig eine möglichst hohe Eigennutzung des produzierten Stroms ist.

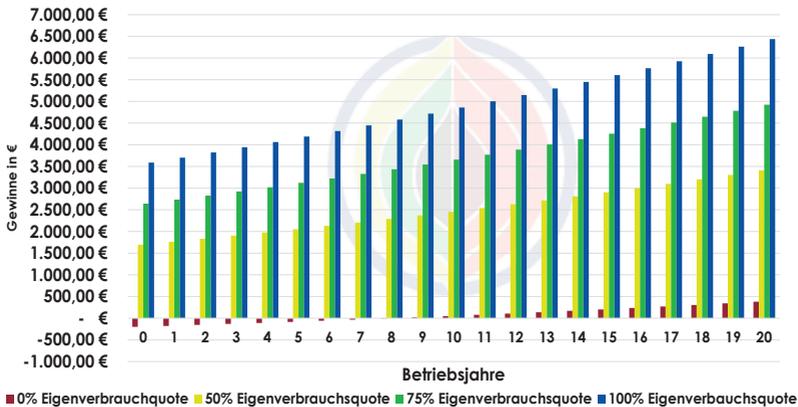


Abbildung 24: Jährlicher Gewinn einer 6 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenstromquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s

Wie aus Abbildung 24 zu entnehmen ist, steigen die Gewinne mit zunehmender Eigenverbrauchsquote. Ein maximaler jährlicher Gewinn in Höhe von 1.600 € bis 3.500 € kann bei vollständigem Eigenverbrauch erreicht werden. Zukünftig steigende Strompreise und die dadurch entstehende Kostenersparnis durch den Eigenverbrauch führen zu jährlich steigenden Gewinnen. Im Gegensatz dazu entstehen bei einer Eigenverbrauchsquote von 0 % Verluste, mit denen bis zur Hälfte der Laufzeit zu rechnen ist. Erst gegen Ende der Laufzeit stellt sich ein geringer Gewinn ein.

6.3.3 Kleinwindenergieanlagen für mittelgroße Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe

Wie schon im vorherigen Beispiel beschrieben, eignen sich Kleinwindenergieanlagen in besonderer Weise für Betriebe, die ein hohes Grundlastniveau aufweisen und dadurch hohe Eigenverbrauchsquoten erreichen können. Dies gilt umso mehr für Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe mittlerer Größe. Ausgehend von der Annahme einer Grundlast von ca. 10 kW sind für diese Betriebe Anlagennennleistungen in dieser Größenordnung von Interesse. Die folgende Beispielrechnung wurde für eine marktübliche 10 kW-Kleinwindanlage erstellt. Alle relevanten Eckdaten dieser Anlage befinden sich in Tabelle 9.

Leistung/Ertrag	Nennleistung	9,8 kW
	Nennwindgeschwindigkeit	11,0 m/s
	Einschaltgeschwindigkeit	3,5 m/s
	Ausschaltgeschwindigkeit	25,0 m/s
	Spezifische Leistung	248 W/m ²
	Jahresertrag bei $v_m = 4$ m/s und $k = 1,8$	10.033 kWh/a
	Jahresertrag bei $v_m = 5$ m/s und $k = 2$	17.356 kWh/a
Technische Daten	Anlagentyp	Horizontalachser
	Rotordurchmesser	7,5 m
	Nabenhöhe	18/24/30 m
Kosten	Investitionskosten	58.800 €
	Betriebs- und Finanzierungskosten	1.176 €/a

Tabelle 9: Technische Daten: Kleinwindenergieanlagen für Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe mittlerer Größe (Bundesverband WindEnergie e.V. 2013)

In den nachfolgenden Abbildungen 25 bis 27 werden sowohl Amortisationszeiten als auch jährliche Gewinne bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten und Eigenverbrauchsquoten dargestellt. Besonders hervorzuheben sind die deutlichen Unterschiede, die durch Änderungen an den beiden Parametern (Windgeschwindigkeit und Eigenverbrauchsquote) entstehen.

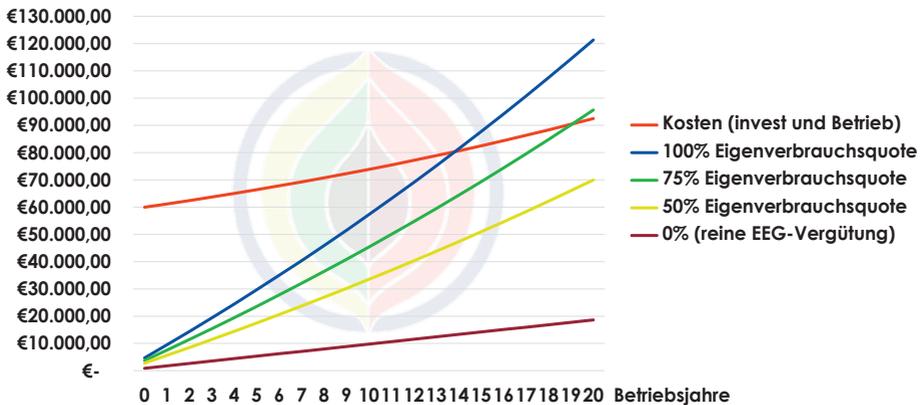


Abbildung 25: Amortisationszeit einer 10 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4 m/s

Die in dieser Beispielrechnung betrachtete Anlage ist bei einer Windgeschwindigkeit von 4 m/s und einer Betriebsdauer von 20 Jahren nur wirtschaftlich, wenn mindestens 75 % des Stroms selbst verbraucht werden (siehe Abbildung 25). Im Gegensatz dazu amortisiert sich diese Windenergieanlage, wie in Abbildung 26 dargestellt, bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s nach einem Drittel der Laufzeit, wenn der erzeugte Windstrom vollständig genutzt wird. Es ist zu beachten, dass eine Anlage dieser Größe bei Eigenverbrauchsquoten von 0 % nicht wirtschaftlich ist. Auch eine Eigenverbrauchsquote von 50 % bzw. 75 % führt erst bei der Hälfte der Laufzeit zu einer Amortisation.

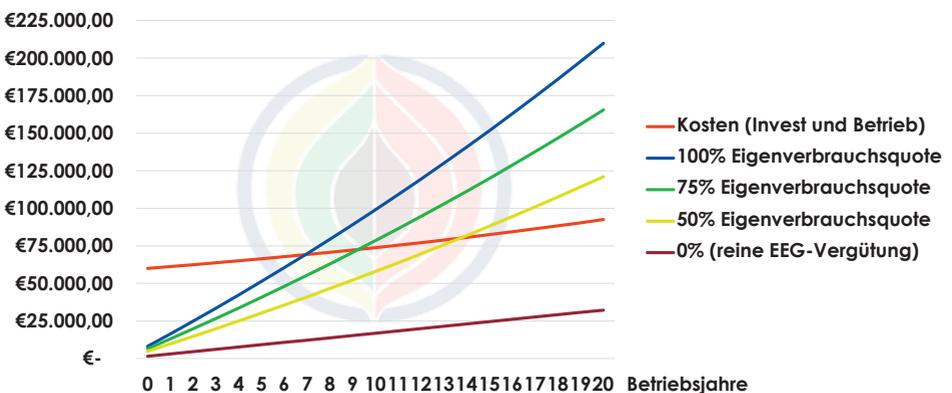


Abbildung 26: Amortisationszeit einer 10 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s

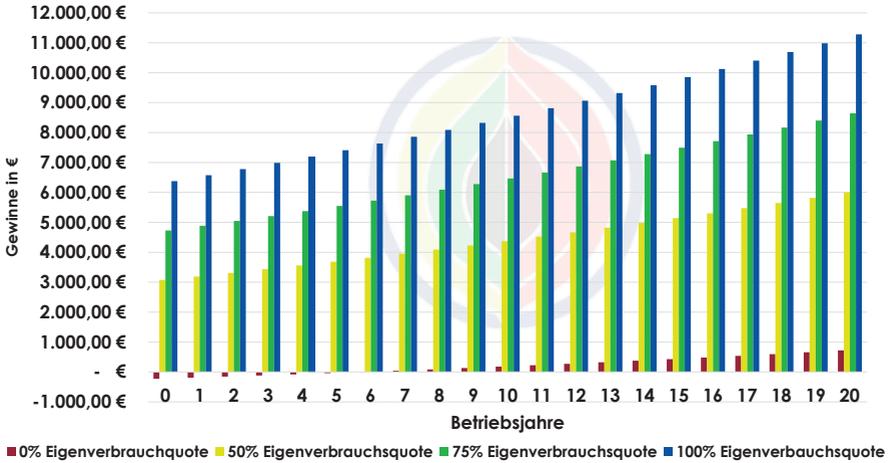


Abbildung 27: Jährlicher Gewinn einer 10 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s

Wie schon bei den vorangegangenen Berechnungen sind wegen steigender Strompreise auch hier die Gewinne bei hoher Eigenstromnutzung entsprechend höher (siehe Abbildung 27). Jahresgewinne in Höhe von 3.000 € bis 6.400 € können bei entsprechendem Eigenverbrauch erreicht werden. Zukünftig steigende Strompreise und die dadurch entstehende Kostenersparnis durch den Eigenverbrauch führen zu jährlich steigenden Gewinnen. Im Gegensatz dazu entstehen Verluste in der ersten Hälfte der Nutzungsdauer, mit denen bei vollständiger Einspeisung zu rechnen ist.

6.3.4 Kleinwindenergieanlagen für Gewerbebetriebe und große Landwirtschaftsbetriebe

Kleinwindanlagen mit Nennleistungen über 10 kW bieten eine optimale Möglichkeit für Betriebe mit höherem Strombedarf, wie beispielsweise dem produzierenden Gewerbe und der Tierhaltung. In diesen Fällen kann auch bei einem hohen Ertrag des Windrades ein hoher Eigenverbrauch erreicht werden. Die folgende beispielhafte Analyse der Wirtschaftlichkeit basiert auf einer 20 kW-Kleinwindenergieanlage, deren technische Daten in Tabelle 10 zusammengefasst sind.

Leistung/Ertrag	Nennleistung	20,0 kW
	Nennwindgeschwindigkeit	9,0 m/s
	Einschaltgeschwindigkeit	1,5 m/s
	Ausschaltgeschwindigkeit	keine
	Spezifische Leistung	148 W/m ²
	Jahresertrag bei $v_m = 4$ m/s und $k = 1,8$	32.730 kWh/a
	Jahresertrag bei $v_m = 5$ m/s und $k = 2$	51.758 kWh/a
Technische Daten	Anlagentyp	Horizontalachser
	Rotordurchmesser	13,1 m
	Nabenhöhe	20,58 m
Kosten	Investitionskosten	120.000 €
	Betriebs- und Finanzierungskosten	2.400 €/a

Tabelle 10: Technische Daten einer Kleinwindenergieanlage für Gewerbebetriebe und große Landwirtschaftsbetriebe (Bundesverband WindEnergie e.V. 2013)

In den nachfolgenden Abbildungen 28 bis 30 werden sowohl Amortisationszeiten als auch jährliche Gewinne bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten und Eigenverbrauchsquoten dargestellt. Besonders hervorzuheben sind die deutlichen Unterschiede, die durch Änderungen an den beiden Parametern (Windgeschwindigkeit und Eigenverbrauchsquote) entstehen.

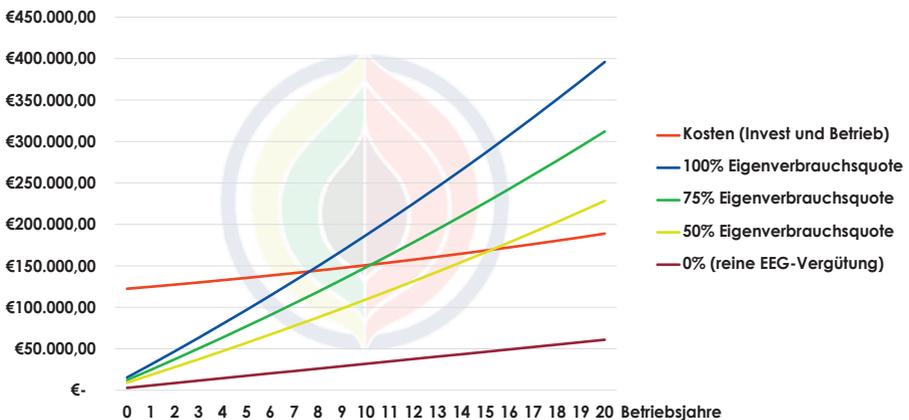


Abbildung 28: Amortisationszeit einer 20 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4 m/s

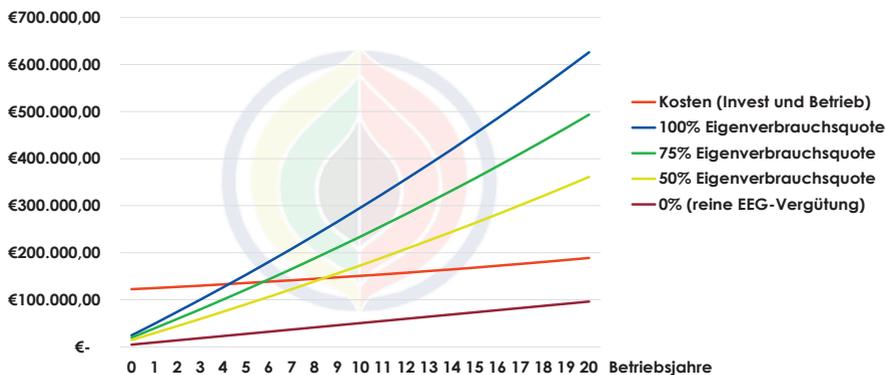


Abbildung 29: Amortisationszeit einer 20 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s

Auf Grund von entsprechenden Skalenerträgen ist es bei einer Anlage dieser Größenordnung auch bei einer Windgeschwindigkeit von 4 m/s sowie einer Eigenverbrauchsquote von mindestens 50 % möglich, dass sie innerhalb von 20 Jahren ein positives wirtschaftliches Ergebnis erreicht (siehe Abbildung 28). Eine Amortisation bei vollständigem Eigenverbrauch tritt nach sieben Jahren ein. Im Gegensatz dazu amortisiert sich diese Windenergieanlage, wie in Abbildung 29 dargestellt, bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s bereits nach vier Jahren. Durch einen besseren Standort kann sich diese Anlage also bereits drei Jahre früher amortisieren. Trotzdem ist auch in diesem Beispiel zu beachten, dass eine Anlage dieser Größe bei einer Eigenverbrauchsquote von 0 % nicht wirtschaftlich ist. Auch eine Eigenverbrauchsquote von 50 % führt nach ca. der Hälfte der Laufzeit zu einer Amortisation.

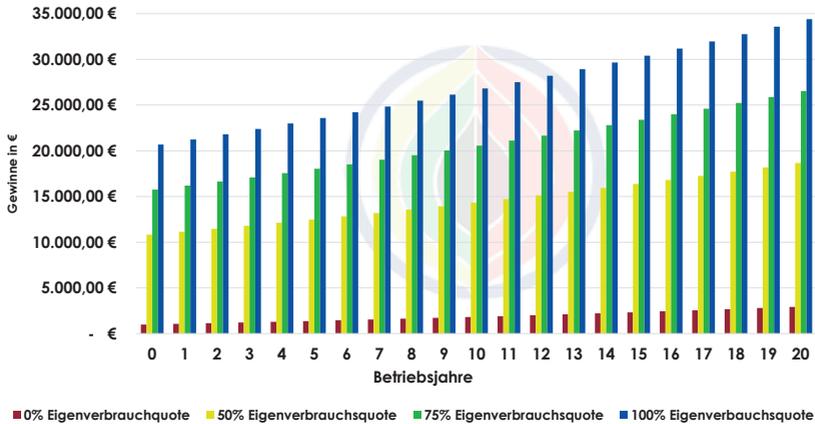


Abbildung 30: Jährlicher Gewinn einer 20 kW-Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsquoten und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s

Abbildung 30 zeigt eine ähnliche Gewinnverteilung wie bei den vorangegangenen Beispielen. Jedoch können durch den Betrieb einer Kleinwindenergieanlage dieser Größenordnung auf Grund hoher Skalenerträge entsprechend höhere Gewinne erzielt werden. Jährliche Gewinne in Höhe von 10.100 € bis 20.100 € können bei entsprechendem Eigenverbrauch erreicht werden. Zukünftig steigende Strompreise und die dadurch entstehende Kostenersparnis durch den Eigenverbrauch führen zu jährlich steigenden Gewinnen. Bei Volleinspeisung ist mit vernachlässigbar kleinen Gewinnen zu rechnen.

Im Allgemeinen können sich Kleinwindanlagen, deren erzeugter Strom ausschließlich ins öffentliche Netz eingespeist wird, nicht innerhalb ihrer rund 20-jährigen Laufzeit amortisieren.

Die Wirtschaftlichkeit einer Kleinwindenergieanlage ist vor allem vom Standort, vom Anlagentyp sowie von der Höhe des Eigenverbrauchs abhängig. Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass sich ein hoher Eigenverbrauchsanteil positiv auswirkt. Die Maxime sollte daher in allen Stufen der Projektplanung vorrangig die Steigerung des Eigenverbrauchsanteils sein. Dafür sollte die Anlage nur so groß dimensioniert sein, dass dieses Ziel realistisch erreicht werden kann. Dies gelingt am besten, wenn die installierte elektrische Nennleistung nicht über der Grundlast des Betreibenden liegt, d. h. der niedrigsten elektrischen Leistung, die dauerhaft abgerufen wird.

6.4 Einfluss der Strompreissteigerung auf die Wirtschaftlichkeit

Wie schon in den vorherigen Kapiteln erklärt, ist einer der Faktoren für eine gute Wirtschaftlichkeit die Höhe der Eigenverbrauchsquote. Die Wirtschaftlichkeit errechnet sich dabei aus der Einsparung zugekauften Stroms durch den Eigenverbrauch des Windstroms. Wie sich der Strompreis auf die Wirtschaftlichkeit einer Kleinwindenergieanlage auswirkt, wird besonders deutlich, wenn die Amortisation bei aktuellem Strompreis mit der aus dem Vorjahr verglichen wird, was in den nachfolgenden Abbildungen grafisch dargestellt wird.

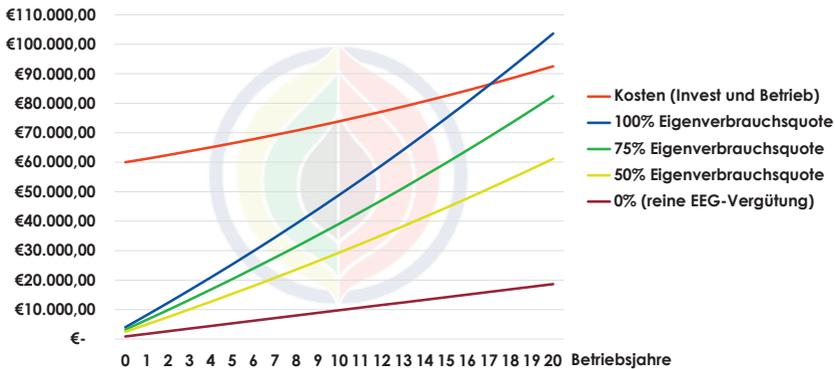


Abbildung 31: Einfluss des Strompreises auf die Ertragsentwicklung einer 10 kW-Anlage bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4m/s und einem Strompreis von 40,07 ct/kWh

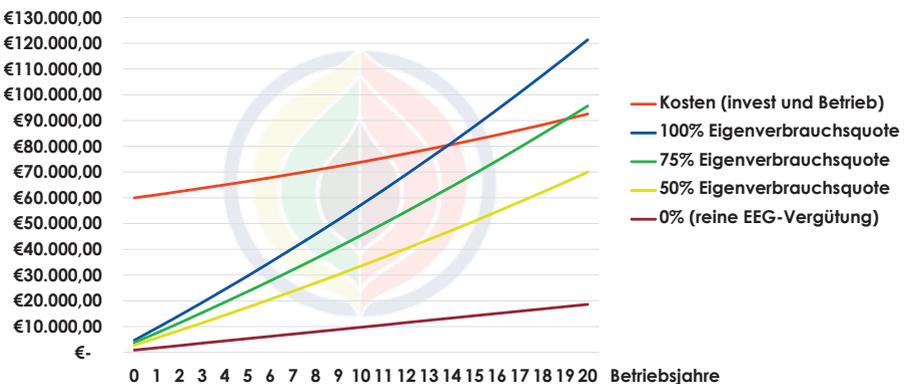


Abbildung 32: Einfluss des Strompreises auf die Ertragsentwicklung einer 10 kW-Anlage bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4 m/s und einem Strompreis von 46,91 ct/kWh

Im Jahr 2023 lag der Strompreis für Haushalte bei 46,91 ct/kWh und im Jahr 2022 bei 40,07 ct/kWh, das bedeutet eine Differenz von 6,84 ct/kWh innerhalb eines Jahres (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2023).

Anhand eines Vergleichs der Ertragsentwicklungen einer 10 kW-Kleinwindenergieanlage bei 4 m/s und einer EEG-Vergütung von 8,85 ct/kWh zeigt sich, dass der unterschiedlich hohe Strompreis einen erheblichen Einfluss auf die Amortisationszeit der Anlage hat.

Bei einem Strompreis von 40,07 ct/kWh amortisiert sich die Anlage nach ca. 16 Jahren, unter der Voraussetzung, dass der gesamte produzierte Strom selbst verbraucht wird (Abbildung 31). Wenn der Strompreis nun ansteigt, amortisiert sich die Anlage schon einige Jahre vorher und auch dann, wenn eine niedrigere Eigenverbrauchsquote von 75 % erreicht wird. Abbildung 32 zeigt, dass bei einem Strompreis von 46,91 ct/kWh und einer 100 %igen Eigenverbrauchsquote eine Amortisation schon nach 13 Jahren und somit drei Jahre früher als bei einem niedrigeren Strompreis möglich ist. Dieses Beispiel verdeutlicht erneut den Einfluss des Strompreises auf die Wirtschaftlichkeit einer Kleinwindenergieanlage und dem vorrangigen Interesse, den Eigenverbrauch zu steigern und der Einspeisung des Stroms vorzuziehen.

7. Praxisbeispiel aus Bayern

Ein Landwirt aus dem Süden Bayerns, nahe der österreichischen Grenze, versorgt seinen 40 ha großen Schweinemast-Betrieb mit Strom, welcher durch ein Kleinwindrad erzeugt wird. Der jährliche Stromverbrauch des Betriebs beläuft sich auf ca. 70.000 kWh. Die Grundlast beträgt 8 kW und der Stromverbrauch ist über den Tag verteilt und auch in der Nacht durch die Zwangslüftung im Stall und die Kühlung der Direktvermarktung gleichbleibend. Größere Stromverbraucher stellen eine Hammermühle mit 15 kW und ein Combidämpfer der Direktvermarktung mit 10 kW dar. Insgesamt kann bei einer jährlichen Stromerzeugung von 25.000 kWh eine sehr hohe Eigenverbrauchsquote von 95 % erzielt werden.

Am Standort der Anlage wurde im Vorfeld eine Windmessung über eine Laufzeit von drei Monaten in einer Höhe von 15 m durchgeführt. Dabei wurde eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 4,2 m/s gemessen. Die Größe der Kleinwindanlage wurde mit dem Ziel geplant, die Hälfte des Jahresstromverbrauchs zu produzieren und somit eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote zu erreichen.

Die installierte Leistung der vom Landwirt gewählten Anlage beträgt 30 kW bei einer Nabenhöhe von 42 m und einen Rotordurchmesser von 14,1 m. Sie besitzt eine Nenngeschwindigkeit von 11 m/s.

Die Planung und auch das Genehmigungsverfahren wurden komplett vom Hersteller bzw. von dessen Vertriebspartner übernommen. Das Genehmigungsverfahren dauerte insgesamt sechs Monate. Nach erfolgreicher Genehmigung startete der Bau der Anlage. Der Landwirt konnte die Ausgrabungen, die Betonarbeiten und das Verlegen der Leitungen innerhalb von einer Woche in Eigenleistung durchführen. Der Gittermast der Anlage konnte gemeinsam mit zwei Monteuren und dem Landwirt innerhalb von drei Tagen zusammengebaut werden. Das anschließende Aufstellen des Mastes und der Gondel dauerte ca. einen halben Tag. Das Windrad wurde 2015 in Betrieb genommen.

Die Kleinwindanlage kostete insgesamt 160.000 €. Für die Planung, die Errichtung usw. fielen zusätzliche Kosten in Höhe von ca. 5.000 € an. Die Betriebskosten belaufen sich auf 1.100 € pro Jahr (ca. 0,7 % der Investitionskosten), welche sich aus den Kosten für die jährliche Wartung in Höhe von 700 € und den Versicherungskosten mit 400 € zusammensetzen.

Insgesamt können 95 % des erzeugten Windstroms selbst verbraucht werden. Die restlichen 5 % werden mit einer EEG-Vergütung in Höhe von 12,3 ct/kWh eingespeist. Eine Förderung für den Bau der Anlage wurde nicht in Anspruch genommen. Es gab weder bei der Planung, der Genehmigung oder dem Bau größere Probleme oder Hürden zu bewältigen und auch seitens der Nachbarschaft gab es überwiegend positive Rückmeldungen, die bis heute anhalten.

Als Tipp für andere Landwirt*innen, die sich eine Kleinwindanlage zulegen wollen, empfiehlt der Landwirt den Hersteller der Anlage genau auszuwählen, denn in seinem Fall wurde die Herstellerfirma mittlerweile zweimal verkauft und es ist keine wirtschaftliche Zusammenarbeit in Bezug auf den Service etc. mehr möglich.

Auf die Frage, ob der Landwirt sich im Nachhinein wieder für eine Kleinwindanlage entscheiden würde, antwortete dieser:

„Ja, weil die Anlage Strom produziert ohne größeren Arbeitsaufwand. Es ist keine höchst profitable Investition durch den schwächeren Wind am Standort, aber sie macht keine Arbeit und die Rechnung geht auf, ohne größeren Gewinn.“



Abbildung 33: Anlage Praxisbeispiel

8. Fazit und Schlussfolgerungen

Die Installation einer Kleinwindenergieanlage bedarf einer guten Vorbereitung, denn die Eignung des Standortes für den erfolgreichen Anlagenbetrieb ist weitaus entscheidender als etwa bei Photovoltaikanlagen. Daher gilt es, die örtlichen Windverhältnisse möglichst exakt zu kennen, um über eine realistische Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsabschätzung zu verfügen. Wenn ein windhöffiger Standort identifiziert und für aussichtsreich befunden wurde, sollte anschließend dessen Erschließbarkeit sowie die Verfügbarkeit aller erforderlichen Flächen (für Rotorüberstrich, Fundament, Zuwegung, Kabelstrecke etc.) sichergestellt werden. Erst danach sollte ernsthaft über die Anschaffung einer Anlage nachgedacht werden, denn die Investitionskosten für Kleinwindenergieanlagen sind – im Verhältnis zur elektrischen Leistung und dem potenziellen Energieertrag – beträchtlich.

Die genehmigungsrechtliche Einstufung der Kleinwindenergie kann eine weitere Hürde auf dem Weg zur eigenen Anlage bilden, da zentrale Belange von Immissions- und Naturschutz sowie Baurecht berührt werden. Kleinwindenergieanlagen müssen trotz ihrer geringeren Größe und der infolgedessen gegebenenfalls verminderten Umweltwirkung rechtlichen Anforderungen entsprechen. Auf Grund dessen empfiehlt sich frühzeitig der Dialog mit der zuständigen Genehmigungsbehörde, um den Genehmigungsaufwand oder ggf. Hindernisse frühzeitig zu klären.

Ein problematischer Punkt der Kleinwindenergie-technologie in Deutschland ist die fehlende wirtschaftliche Absicherung durch eine auskömmliche gesetzliche Förderung. Das relevante EEG zieht hinsichtlich der Vergütungshöhe keine Trennlinie zwischen Groß- und Kleinwindenergieanlagen, was in Kombination mit den erheblich höheren Stromgestehungskosten von Kleinwindenergieanlagen zur Folge hat, dass ein rentabler Kleinwindenergiebetrieb nur über den Weg des maximierten Eigenverbrauchs möglich ist.

Der effektivste Weg zur Steigerung der Eigenverbrauchsquote besteht darin, die Anlagengröße am Minimum des kontinuierlich auftretenden Strombedarfs, der sogenannten Grundlast, auszurichten, wodurch der erzeugte Strom jederzeit verwertet werden kann. Als Regel für die wirtschaftliche Optimierung einer Kleinwindenergieanlage sollte daher gelten: Das Optimum zwischen Kostendegression und möglicher Eigenverbrauchsquote finden.

Wie die vorliegende Broschüre demonstriert, ist die Kleinwindenergie eine facettenreiche und anspruchsvolle Technologie, die sich dennoch eignet, dem Wunsch einer größeren Unabhängigkeit durch eigene Stromerzeugung einen Schritt näher zu kommen, sofern man über einen geeigneten Standort verfügt, sich über die Voraussetzungen und technologisch bedingten Limitationen von Anfang an im Klaren ist und alle gebotenen Vorkehrungen berücksichtigt.

9. Umsetzungsschritte im Überblick

Standortvoraussetzungen

- ✓ Ist der geplante Anlagenstandort aus der Hauptwindrichtung frei anströmbar?
- ✓ Sind im direkten Umfeld Windhindernisse wie Bäume, Bewuchs und Häuser vorhanden?
- ✓ Liegt der Standort in Bereichen, die laut Windkarten von Wetterdiensten Windgeschwindigkeiten von mindestens 4 m/s in 10 m Höhe über Grund angeben, so dass eine weiterführende Verfolgung des Vorhabens überhaupt sinnvoll ist?
- ✓ Wurde eine sorgfältige Windmessung in Nabenhöhe durchgeführt, die aufzeigt, dass eine ausreichend hohe Jahresdurchschnittswindgeschwindigkeit und -häufigkeit vorliegt und wurden die Messwerte mit den Langzeitdurchschnittswerten der Vorjahre abgeglichen?
- ✓ Wurde im Falle einer Dachinstallation die Gebäudestatik geprüft und sind Vorrichtungen zur schalltechnischen Entkopplung vorgesehen?

Genehmigungsvoraussetzungen

- ✓ Welche Form von Genehmigungsverfahren ist auf die Anlage anzuwenden?
- ✓ Liegt der Standort im Außenbereich und sind die erforderlichen Abstände eingehalten?
- ✓ Liegt der Standort im Innenbereich und entspricht die Anlage den geltenden Bebauungsplänen bzw. nach Maß und Art den baulichen Gegebenheiten?
- ✓ Hat ein Vorgespräch mit der zuständigen Bauaufsichts-/Genehmigungsbehörde ergeben, dass keine Ausschlusskriterien vorliegen?
- ✓ Stehen dem Anlagenbetrieb öffentliche Belange laut § 35 BauGB entgegen?
- ✓ Wurden die Genehmigungsunterlagen vollständig (in Abstimmung mit der Bauaufsichts-/Genehmigungsbehörde) zusammengestellt?
- ✓ Ist die direkte Nachbarschaft des Anlagenstandorts über das Vorhaben informiert und damit einverstanden?

Anlagentechnik

- ✓ Ist die Anlage auf die am Standort vorherrschenden Windbedingungen abgestimmt (Rotorfläche, Generatorleistung etc.)?
- ✓ Entspricht das Leistungsverhalten (Leistungskennlinie, Anlauf-, Nenngeschwindigkeit etc.) den Windverhältnissen am Standort?
- ✓ Liegt die Nennleistung der Anlage maximal im Bereich der Grundlast des Betriebs/Haushalts, so dass sich hohe Eigenverbrauchsanteile realisieren lassen?

- ✓ Liegen die prognostizierten Stromerträge unterhalb des Strombedarfs?
- ✓ Sind Schutzeinrichtungen gegen Sturm, Blitz etc. vorgesehen?

Angebotsprüfung

- ✓ Wurden Angebote von verschiedenen Anbietern eingeholt?
- ✓ Können die Anbieter Referenzanlagen vorweisen?
- ✓ Wurden Referenzanlagen besichtigt und die Betreibenden zu ihren Erfahrungen befragt?
- ✓ Wurden Wirtschaftlichkeitsberechnungen erstellt?
- ✓ Ist eine Amortisation innerhalb von 20 Jahren erreichbar?
- ✓ Wurden die Angebote bzw. die Wirtschaftlichkeitsberechnungen durch unabhängige Einrichtungen auf Plausibilität geprüft?

Betriebsweise

- ✓ Ist die Anlage gegen Schäden (Sturm, Ertragsausfall, Vandalismus etc.) versichert?
- ✓ Wird der Windstrom zur Deckung des eigenen Strombedarfs herangezogen?
- ✓ Liegt für die Einspeisung von Überschussstrom in das lokale Stromnetz eine Einspeisezusage des Netzbetreibers vor?
- ✓ Liegen Angebote für Wartungsverträge vor?
- ✓ Bietet der Anbieter zusätzliche Anlagengarantien an?

10. Literaturverzeichnis

- Bayerische Staatsregierung (2023): Energieatlas Bayern 4.0. Abrufbar unter: <https://www.energieatlas.bayern.de> (Letzter Abruf 01.09.2023).
- Bayerisches Staatsministerium des Inneren (BStMI) (2009): Gesetze zur Änderung der Bayerischen Bauordnung. Abrufbar unter: https://www.stmb.bayern.de/assets/stmi/buw/baurechtundtechnik/vollzugshinweise_2009.pdf (letzter Abruf 05.12.2023)
- Bayerisches Staatsministerium des Inneren (BStMI) (2011): Bauplanungsrechtliche Beurteilung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, München.
- Bayerisches Staatsministerium des Inneren (BStMI) (2016): Hinweise zur Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen (WEA). Windenergie-Erlass - BayWEE, München. Abrufbar unter: https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/publikationen/pdf/Windenergie-Erlass_2016.pdf (letzter Abruf 26.06.2023)
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (BStMWIVT) (2010): Bayerischer Windatlas. Abrufbar unter: http://www.stmwvt.bayern.de/fileadmin/Web-Dateien/Dokumente/energie-und-rohstoffe/Bayerischer_Windatlas.pdf (letzter Abruf 11.05.2020).
- Bayerisches Staatsministerium für Wohnen, Bau und Verkehr (BStMB) (o.J.): Bauherren-Info. Abrufbar unter: <https://www.stmb.bayern.de/buw/bauherreninfo/rechtlichevorgaben/index.php> (letzter Abruf: 05.12.2023)
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2023). Abrufbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/> (letzter Abruf: 19.07.2023).
- Bundesrepublik Deutschland (2023): Gesetze im Internet. Abrufbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/ (letzter Abruf: 29.06.2023).
- Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) (2013): Kleinwindanlagen: Handbuch der Technik, Genehmigung und Wirtschaftlichkeit kleiner Windräder, Berlin.
- Bundesverband WindEnergie e.V. (2010): Wirtschaftlichkeit und Vergütung von Kleinwindenergieanlagen. Abrufbar unter: http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/wirtschaftlichkeit-und-vergutung-von-kleinwindenergieanlagen/bwe_kwea_studie_liersch_final_2.pdf (letzter Abruf: 01.11.2011).

- Bundesverband WindEnergie e.V. (2011): Qualitätssicherung im Sektor der Kleinwindenergieanlagen. Abrufbar unter: http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/qualitaetsicherung-im-sektor-der-kleinwindenergieanlagen/bwe-kweastudie_twele_final_2.pdf (letzter Abruf: 05.02.2013).
- Deutscher Wetterdienst (DWD) (2013): Wetterlexikon. Abrufbar unter: <http://www.deutscherwetterdienst.de/lexikon/index.htm?ID=B&DAT=Beaufort-Skala> (letzter Abruf: 11.05.2020).
- Deutscher Wetterdienst (DWD) (2013): Windkarten. Abrufbar unter: http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=_dwdwww_klima_umwelt_klimadaten_deutschland&T169000247481244102242349gsbDocumentPath=Navigatio n%2FOeffentlichkeit%2FKlima Umwelt%2FKlimagutachten%2FWindenergie%2FWindkart en start (letzter Abruf: 05.05.2020).
- Deutsches Institut für Bautechnik (2019): Windzonen. Abrufbar unter: http://www.dibt.de/de/Geschaeftsfelder/data/Windzonen_Version_19-07-12.xls (letzter Abruf: 11.05.2020)
- Eggersglüß, W., Eckel, H. & S. Hartmann (2012): Kleine Windenergieanlagen, Technik – Recht – Wirtschaftlichkeit, Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.
- energie-experten.org (2016): Technik und Einsatz von Ein- und Dreiphasen-Wechselrichter. Abrufbar unter: <http://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/wechselrichter/phasenwechselrichter.html> (letzter Abruf: 11.05.2020).
- Faulstich, S., Durstewitz, M., Hahn, B. Knorr, K. & K. Rohring (2008): Windenergie Report 2008, Kassel: Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET).
- Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2012): Small Wind Turbine Yield Estimator. Abrufbar unter: windmonitor.iwes.fraunhofer.de/wind/download/SWT_Yield_Estimator_De.xls (letzter Abruf: 17.07.2013).
- Hau, E. (2016): Windkraftanlagen - Grundlagen. Technik. Einsatz. Wirtschaftlichkeit, Berlin: Springer-Verlag GmbH Deutschland.
- Heier, S. (2012): Nutzung der Windenergie, Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.
- Ingenieurbüro TECHCARBON (2017): Nutzung der Kleinwindkraft. Abrufbar unter: http://www.wind-of-change.org/files/helix_files/Downloads/Physikalische_Grundlagen_der_Windenergie.pdf (letzter Abruf: 24.07.2020).
- Jüttemann, P. (2013): Kleinwindkraft-Portal. Abrufbar unter: <http://www.klein-windkraftanlagen.com> (letzter Abruf: 17.07.2013).

- Jüttemann, P. (2016): Versicherungen für Kleinwindkraftanlagen. Abrufbar unter: <https://www.klein-windkraftanlagen.com/allgemein/versicherungen-fur-kleinwindkraftanlagen/> (letzter Abruf: 29.06.2023).
- Jüttemann, P. (2023): Kleinwind-Marktreport - Die besten Kleinwindkraftanlagen in Deutschland.
- Koop, S. (2013): Windenergie im Binnenland. Abrufbar unter: <http://www.windenergie-im-binnenland.de/> (letzter Abruf: 31.07.2013).
- Quaschnig, V. (2015): Regenerative Energiesysteme, München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG.
- Renewable Energy Concepts (2013): Rauigkeitsklassen. Abrufbar unter: <http://www.renewable-energy-concepts.com/german/windenergie/wind-basiswissen/rauigkeitsklassen.html> (letzter Abruf: 11.05.2020).
- Rolink, D. (2013): Kleinwindkraftanlagen: So klappt's auch mit der Baugenehmigung. Abrufbar unter: <https://www.topagar.com/energie/news/kleinwindkraftanlagen-so-klappt-s-auch-mit-der-baugenehmigung-9480077.html> (letzter Abruf 06.12.2023).
- Schachinger, M & Tetzlaff, V. (2022): Versorgungssicherheit durch Integration kleiner Windkraftanlagen. Abrufbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2022/10/24/versorgungssicherheit-durch-integration-kleiner-windkraftanlagen/> (letzter Abruf 26.06.2023)
- Störfix (2005): Windload areas of Germany. Abrufbar unter: <http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Windzonenkarte.png?uselang=de> (letzter Abruf: 11.05.2020).
- Twele, J., Amme, J., Benesch, J., Buddeke, M. Thorbecke, J. & D. Willnauer (2013): Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum, Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin.
- Winkelmeier, H. (2006): Windenergie – Windmessung. Abrufbar unter: <http://www.energiwerkstatt.org/download/Windmessung.pdf> (letzter Abruf: 11.05.2020).
- Zahoransky, R., Allelein, H.-J., Bollin, E., Oehler, H. & U. Schelling (2010): Energietechnik - Systeme zur Energieumwandlung, Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag.

Herausgeber

C.A.R.M.E.N. e.V.
Schulgasse 18 · 94315 Straubing
Tel. 09421 960 300
Fax 09421 960 333
contact@carmen-ev.de
www.carmen-ev.de



C.A.R.M.E.N.