



Herausragende Masterarbeiten

Studiengang

Nachhaltige Entwicklungszusammenarbeit, M.A.

Autor*in

Andrea Rabhansl

Masterarbeitstitel

**Wiederverwendung von deutschen
Onshore-Windenergieanlagen**

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich allen herzlich danken, die mich während der Erstellung dieser Masterarbeit unterstützt haben.

Mein besonderer Dank gilt meinem Betreuer **Prof. Dr. Michael von Hauff**, der mit seinen konstruktiven Anregungen und Anmerkungen diese Arbeit in den richtigen Kontext gesetzt hat. Seine Unterstützung und seine stets prompte Rückmeldung haben mir immer sehr weiter geholfen.

Ebenso möchte ich den **Expertinnen und Experten** danken, die ihre Zeit und ihr Wissen zur Verfügung gestellt haben. Ihre Einsichten haben entscheidend dazu beigetragen, meine Perspektive zu erweitern.

Ich möchte mich auch bei meinem Vorgesetzten **Alexander Lehner** für sein Verständnis und den großzügigen und flexiblen Umgang mit meinem Gleitzeitkonto bedanken.

Dr. Gunther Elender danke ich für sein sorgfältiges Lesen und die wertvollen Anmerkungen, die mir geholfen haben, die Arbeit sprachlich und inhaltlich weiter zu verfeinern. **Martin Strangmüller** und **Stefan Gnad** danke ich für Ihre Unterstützung beim Korrekturlesen.

Weiterhin möchte ich meiner Freundin **Kerstin Stockinger** danken, die mich an einem kalten Dezemberabend zu diesem Thema inspiriert hat.

Nicht zuletzt möchte ich **meiner Familie** meinen tiefsten Dank aussprechen. Die große Geduld meiner Kinder, als ich wegen dem „mastern“ oft keine Zeit hatte. Meinen Mann David und meinen Eltern, die mir trotz Baustelle bestmöglich Freiräume zum Schreiben geschaffen haben. Und meiner Schwester Karin, die in schwierigen Phasen immer ein offenes Ohr hatte. Die Unterstützung meiner Familie, ihre Ermutigung und ihr Verständnis haben mir in anspruchsvollen Zeiten Kraft und Motivation gegeben und waren für mich von unschätzbarem Wert.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VI
1 Einleitung	1
1.1 Problemstellung	1
1.2 Methodisches Vorgehen	2
1.3 Struktur der Arbeit	3
2 Windenergie als zentrale Komponente der Energiewende in Deutschland.....	4
2.1 Der Mensch und das Klima	4
2.2 Die deutsche Energiewende als Beitrag zum Klimaschutz.....	6
2.2.1 Entstehungsgeschichte der Energiewende und deren Etablierung in der deutschen Energiepolitik	6
2.2.2 Sektoren und Sektorenkopplung des deutschen Energiebedarfs	8
2.2.3 Strategien für die Energiewende.....	10
2.3 Die Rolle der Windenergie bei der Energiewende	11
2.3.1 Emissionseinsparungen	12
2.3.2 Amortisationszeit.....	14
2.3.3 Stromgestehungskosten	14
3 Aktuelle Situation der Windenergie mit Fokus auf Deutschland.....	17
3.1 Aktuelle Entwicklung der Windenergieturbinen-Technik.....	17
3.2 Elektrische Energieerzeugung durch Windenergie.....	19
3.3 Förderung von Windenergie durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz	21
3.4 Herausforderungen bei der Nutzung von Windenergie	22
3.4.1 Energieinfrastruktur und Strompreis	22
3.4.2 Flächenverfügbarkeit für Windenergienutzung.....	25
3.4.3 Realisierungsdauer und gesellschaftliche Akzeptanz.....	26
3.4.4 Materialverfügbarkeit für Windenergieanlagen	28

4	Lebensdauer einer Windenergieanlage.....	30
4.1	Technische Lebensdauer	30
4.2	Wirtschaftliche Lebensdauer	38
4.3	Entscheidung für die Stilllegung von Windenergieanlagen in Deutschland ...	44
5	Circular Economy.....	45
6	End-of-Life-Strategien für Windenergieanlagen.....	47
6.1	Refurbishment und Remanufacturing von Windenergieanlagen.....	47
6.2	Repowering von Windenergieanlagen.....	49
6.3	Recycling und Repurpose von Windenergieanlagen.....	51
6.4	Reuse von Windenergieanlagen.....	54
7	Wiederverwendung von deutschen Onshore-Windenergieanlagen.....	57
7.1	Auswahlkriterien für Reuse-Windenergieanlagen.....	58
7.2	Kostensituation bei der Wiederverwendung von Windenergieanlagen.....	60
7.3	Gründe für die Installation gebrauchter Windenergieanlagen.....	63
8	Fazit.....	67
	Literaturverzeichnis	71
	Anhang	85
A	Hauptkomponenten einer Windenergieanlage.....	85
B	Entscheidungsbaum zur Weiterbetriebsüberlegung.....	88
C	Übersicht zirkulärer Lieferkettenprozesse von Windenergieanlagen.....	89
	Eigenständigkeitserklärung	90

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Verlauf der energiebedingten CO ₂ -Emissionen (blau) und der globalen mittleren Temperatur (rot) seit dem Jahr 1860	5
Abb. 2: Energieverbrauch aufgeteilt in die verschiedenen Sektoren.....	9
Abb. 3: Deutscher Strommix im Jahr 2024	11
Abb. 4: Entwicklung der absoluten Kohlendioxidemissionen der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs im Vergleich.....	13
Abb. 5: Anteil der Energieträger am Strommix von 1990 bis 2024.....	13
Abb. 6: Vergleich der Stromgestehungskosten bei elektr. Energieerzeugungsanlagen .	15
Abb. 7: Konfiguration der jährlich in Betrieb gegangenen deutschen WEA	17
Abb. 8: WEA-Neuinstallationen der Windenergie im Jahr 2024: Regionen u. Länder .	19
Abb. 9: Gesamtwindleistung in Deutschland	21
Abb. 10: Strompreisschwankungen, Stand 2024.....	23
Abb. 11: Mittlere Dauer ab Genehmigungsantrag bis zur Realisierung einer WEA	26
Abb. 12: Altersverteilung der in Betrieb befindlichen deutschen Onshore-WEA	32
Abb. 13: Zusammensetzung der Betriebskosten einer Onshore-WEA, Stand 2024	39
Abb. 14: Anteil der Baustoffe am Gesamtgewicht einer WEA.....	51
Abb. 15: CE-Wertschöpfungskette für WEA	55
Abb. 16: Kostenstruktur einer gebrauchten WEA.....	61
Abb. 17: Hauptkomponenten einer Windenergieanlage	85
Abb. 18: Entscheidungsbaum zur Weiterbetriebsüberlegung	88
Abb. 19: Übersicht zirkulärer Lieferkettenprozesse für Windenergieanlagen	89

Abkürzungsverzeichnis

SI-Einheiten (Internationales Einheitensystem):

Präfix	Name	Potenz
k	Kilo	10^3
M	Mega	10^6
G	Giga	10^9
T	Tera	10^{12}

Einheiten:

g	Gramm (Gewichtseinheit)
t	Tonne (Gewichtseinheit)
m	Meter (Längeneinheit)
W	Watt (Leistungseinheit)
Wh	Wattstunden (Leistungseinheit/Zeiteinheit)

Abkürzungen:

AKS	Antikollisionssystem
BPW	Bewertung und Prüfung über den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen
CAPEX	Capital Expenditures / Investitionskosten
CCS	Carbon Capture and Storage
CE	Circular Economy
CFK	Carbonfaserverstärkter Kunststoff
CM	Condition Monitoring
CO ₂	Kohlenstoffdioxid / Kohlendioxid
CPU	Central Processing Unit

DD	Direct Drive / getriebeloser Direktantrieb
DFIG	Doubly-Fed Induction Generator / Doppelt gespeister Asynchronengenerator
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EoL	End-of-Life
EPBT	Energy Payback Time / energetische Amortisationszeit
EU	European Union / Europäische Union
GD	Gear Drive / Getriebeanlage
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser / Wasserdampf
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor / Isolierter Gate-Bipolartransistor
KI	Künstliche Intelligenz
LCOE	Levelized Cost of Electricity / Stromgestehungskosten
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
OEM	Original Equipment Manufacturer / Originalhersteller
PMG	Permanet Magnet Generator
PPA	Power-Purchase-Agreement
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
SF ₆	Schwefelhexafluorid
THG	Treibhausgas
UN	United Nations / Vereinte Nationen
WEA	Windenergieanlage

1 Einleitung

Die Windenergie ist im Rahmen der globalen Energiewende von herausragender Bedeutung. Deutschland hat in den letzten Jahrzehnten zahlreiche Windenergieanlagen (WEA) sowohl an Land (Onshore), als auch auf See (Offshore) errichtet und gilt somit als eines der Länder, die in der Windenergie eine Vorreiterrolle übernommen haben. Viele dieser Anlagen erreichen nun das Ende ihrer wirtschaftlichen oder technischen Lebensdauer.

Anstatt diese Anlagen stillzulegen und zu entsorgen, bietet sich unter gewissen Voraussetzungen die Möglichkeit der Weiterverwendung an anderen Standorten. Dort können sie weiterhin einen wichtigen Beitrag zur regenerativen Energieerzeugung leisten. Diese Arbeit bezieht sich hierbei auf Onshore-Windenergieanlagen.

1.1 Problemstellung

Der Rückbau einer WEA ist ein komplexes Unterfangen, bei dem viele verschiedene Akteure und Branchen beteiligt sind. Außerdem unterscheiden sich die WEA in Größe, Bauart, Materialien und der Erreichbarkeit des Standortes. Ein weiteres Problem besteht darin, dass es in Deutschland bislang keine verbindlichen Standards für den Rückbau von WEA gibt. Mit der DIN SPEC 4866 liegt zwar eine praxisorientierte, aber freiwillige Branchenempfehlung vor, diese wird jedoch noch nicht überall als Branchenstandard angewendet.

Für den Rückbau von WEA, die wiederverwendet werden sollen, muss ein höherer Aufwand betrieben werden, um die einzelnen Komponenten für einen Weiterbetrieb zu erhalten. Dies erschwert die Logistik, da beispielsweise die Rotorblätter nicht in kleine, leicht zu transportierende Stücke zerteilt werden können. Am neuen Standort muss ein technisch sicherer Betrieb gewährleistet sein. Dies erfordert eine gründliche Inspektion und Überholung der gebrauchten WEA. Es gilt zu klären, ob und unter welchen Bedingungen eine solche Wiederverwendung praktikabel und zweckmäßig ist. In der Fachliteratur wird häufig der englische Begriff „Reuse“ verwendet, der im Folgenden synonym mit „Wiederverwendung“ gebraucht wird.

1.2 Methodisches Vorgehen

Die vorliegende Arbeit basiert im Wesentlichen auf einer umfassenden Literaturrecherche. Dabei wurden sowohl wissenschaftliche Fachpublikationen als auch Berichte von Behörden, Branchenverbänden und relevanten Organisationen ausgewertet. Neben der Analyse der technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Bedingungen der Wiederverwendung diente die Recherche auch dazu, die energie- und klimapolitischen Zielsetzungen der deutschen Energiewende zu erfassen. Dies bildet den übergeordneten Kontext, innerhalb dem die Wiederverwendung von WEA bewertet werden kann.

Ergänzend dazu wurden gezielt Expertengespräche geführt, um aktuelle Markteinschätzungen und praxisnahe Perspektiven in die Analyse einzubeziehen. Drei Fachpersonen aus dem Umfeld von Rückbau, Verwertung und Wiedervermarktung erklärten sich zu einem qualitativen Interview bereit. Die Gespräche wurden leitfadengestützt vorbereitet, wobei die Fragen individuell auf das jeweilige Tätigkeitsfeld der Gesprächspartner zugeschnitten waren. Die Interviews erfolgten halbstrukturiert: Die vorbereiteten Leitfragen dienten der Orientierung, ohne den Gesprächsverlauf strikt vorzugeben. Ein Gespräch wurde aufgezeichnet und transkribiert, die beiden anderen wurden unmittelbar im Anschluss auf Grundlage eines Gedächtnisprotokolls dokumentiert.

Ursprünglich war geplant, eine konkrete Fallstudie mit zwei vergleichbaren Anlagen durchzuführen, um die Unterschiede zwischen Verwertung und Wiederverwendung anhand realer Projekte zu analysieren. Trotz intensiver Bemühungen gelang es jedoch nicht, die entsprechenden Daten in dem geplanten Umfang zu akquirieren. Die angefragten Unternehmen zeigten sich zurückhaltend bei der Herausgabe sensibler Projekt- und Kostendaten.

Eine besondere Bedeutung für die vorliegende Arbeit haben deshalb die Forschungsergebnisse aus der Dissertation von Dr. Kathrin Julia Kramer, die 18 umfassende Interviews zum Thema Wiederverwendung durchgeführt hat. Diese Erkenntnisse fließen insbesondere in Kapitel 7 ein und erweitern die empirische Basis der Untersuchung erheblich. Die Integration dieser Sekundärdaten ermöglicht es, die eigenen Interviewergebnisse in einen breiteren Kontext einzuordnen und die Aussagekraft der Analyse zu verstärken.

Das gewählte methodische Vorgehen erwies sich als zweckmäßig für die Zielsetzung der Arbeit, auch wenn nicht alle ursprünglich geplanten Datenerhebungsmethoden umsetzbar waren. Die Kombination aus umfassender Literaturrecherche und qualitativen Experteninterviews ermöglichte es, sowohl theoretische Grundlagen als auch praxisrelevante Erkenntnisse zu gewinnen. Die Limitationen bei der Fallstudienentwicklung verdeutlichen die Sensibilität des Themas in der Praxis und unterstreichen gleichzeitig die Relevanz weiterer Forschungsarbeiten in diesem Bereich.

1.3 Struktur der Arbeit

Die vorliegende Masterarbeit gliedert sich in acht Kapitel. Zu Beginn (Kapitel 2) wird die Rolle der Windenergie als zentrale Komponente der Energiewende in Deutschland herausgearbeitet. Dabei wird auf ihren Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasemissionen, ihre ökonomische Bedeutung sowie auf politische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen eingegangen. Kapitel 3 analysiert die aktuelle Situation der Windenergie in Deutschland, insbesondere im Hinblick auf Technikentwicklung, Strommarktintegration und regulatorische Herausforderungen.

Kapitel 4 behandelt die Lebensdauer von Windenergieanlagen. Es differenziert zwischen technischer und wirtschaftlicher Nutzungsdauer und zeigt auf, welche Faktoren für die Stilllegung von Bestandsanlagen entscheidend sind. Aufbauend darauf wird in Kapitel 5 das Konzept der Circular Economy (CE) vorgestellt, um die theoretische Grundlage für die im Anschluss behandelten End-of-Life-Strategien zu schaffen.

Kapitel 6 analysiert verschiedene Strategien zum Umgang mit ausgedienten Windenergieanlagen: Refurbishment, Repowering, Recycling und Reuse. Kapitel 7 setzt einen Fokus auf die konkrete Weiternutzung deutscher Onshore-Windenergieanlagen. Neben einer Auswertung verfügbarer Projekt- und Kostendaten fließen hier auch Experteninterviews sowie Erkenntnisse aus einer umfangreichen Studie von Dr. Kathrin Julia Kramer ein.

Im abschließenden Kapitel 8 werden die zentralen Erkenntnisse zusammengefasst. Dabei wird insbesondere reflektiert, inwieweit die Weiterverwendung gebrauchter Windenergieanlagen sinnvoll ist und unter welchen Bedingungen sie als ökologisch und wirtschaftlich tragfähige Option gelten kann.

2 Windenergie als zentrale Komponente der Energiewende in Deutschland

2.1 Der Mensch und das Klima

Mit der Erfindung der Dampfmaschine wurde Mitte des 18. Jahrhunderts das Industriezeitalter eingeläutet. Es markierte den Übergang von agrarisch geprägten Gesellschaften zu industriellen Wirtschaftssystemen. Dies war mit einem tiefgreifenden Wandel der Produktionsprozesse und einer bislang nie dagewesenen Steigerung von Produktivität, Wohlstand und Bevölkerungswachstum in den Industrieländern verbunden.

Zentral für das Industriezeitalter ist die Nutzung fossiler Energieträger wie Kohle, Erdöl, Erdgas und im weiteren Sinne auch Uran. Diese Rohstoffe entstanden über geologische Zeiträume hinweg, sind nicht erneuerbar und stehen nur begrenzt zur Verfügung. Demgegenüber gelten erneuerbare Energien wie Sonne, Wind, Wasser, Geothermie und Biomasse als dauerhaft verfügbar.

Fossile Energieträger wurden zur dominierenden Quelle für elektrische Energie, Wärme und Verkehr. Sie bringen jedoch durch Abbau, Verarbeitung und Nutzung erhebliche Umweltschäden mit sich. Zu den gewichtigsten Auswirkungen zählt die Freisetzung von Treibhausgasen bei der Verbrennung von Kohle, Erdöl oder Erdgas. Diese Gase verstärken den natürlichen Treibhauseffekt, der für eine lebensfreundliche Durchschnittstemperatur auf der Erde sorgt. Hauptverantwortlich ist Wasserdampf (H_2O), daneben wirken auch Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Lachgas (N_2O), bodennahes Ozon (O_3) und weitere Spurengase als klimawirksame Bestandteile der Atmosphäre.¹

Die globale mittlere Temperatur unterlag im Laufe der Erdgeschichte immer gewissen Schwankungen. Natürliche Gründe hierfür sind u. a. astronomische Ereignisse und Vulkanismus. In der Wissenschaft ist es jedoch mittlerweile unbestritten, dass der Mensch seit Beginn des Industriezeitalters zu einer Verstärkung des Treibhauseffektes beiträgt. Die Nutzung von Kohle, Erdöl und Erdgas zur Energiegewinnung steigerten den Anteil an CO_2 in der Atmosphäre (vgl. Abbildung 1). Die energiebezogenen Treibhausgas-

¹ (Lillich, 2024, S. 15)

emissionen aus fossilen Energieträgern machten im Jahr 2022 mit ca. 36,8 Milliarden Tonnen CO₂ mehr als 60 % der globalen Treibhausgasemissionen aus.²

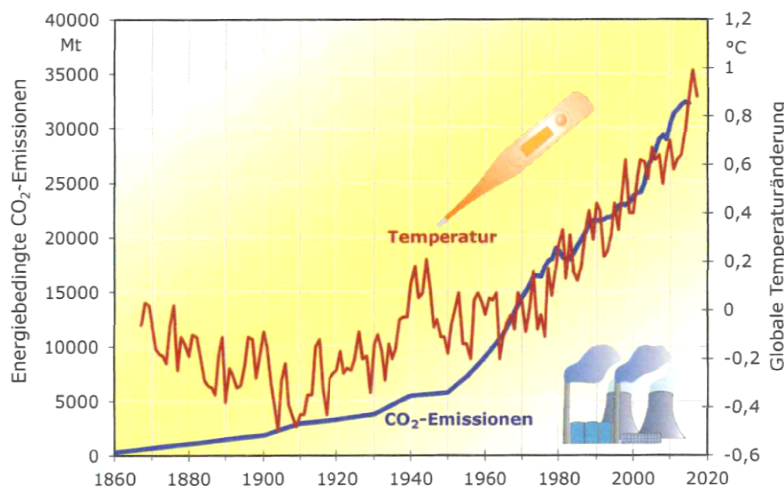


Abb. 1: Verlauf der energiebedingten CO₂-Emissionen (blau) und der globalen mittleren Temperatur (rot) seit dem Jahr 1860³

Dieser menschengemachte, oder anthropogene Treibhauseffekt, sorgt für einen Anstieg der globalen mittleren Temperatur auf der Erdoberfläche. Diese Veränderung des Klimas wird in Deutschland unter dem Begriff „Klimawandel“ beschrieben. Begriffe wie „Klimakrise“ oder „Klimakatastrophe“, die die Dringlichkeit einer Änderung der Treibhausgasemissionen emotional stärker betonen, wurden teils durch politischen und wirtschaftlichen Einfluss zurückgedrängt.

Weltweit häufen sich Dürreperioden, Wasserknappheit und Waldbrände, die Gletscher und Polkappen schmelzen, die Meeresspiegel steigen, die biologische Artenvielfalt sinkt und Naturkatastrophen wie z. B. Starkregenereignisse, Unwetter und Überschwemmungen nehmen zu. Laut dem aktuellen EU-Klimabericht war 2024 das wärmste Jahr in Europa, seit Beginn der Aufzeichnungen. Somit traten die zehn wärmsten Jahre seit Beobachtungsbeginn in direkter Folge auf. Das Jahr 2024 war außerdem das erste Jahr in Europa mit einer mittleren Temperaturerhöhung von 1,5 °C gegenüber dem Vor-Industriezeitalter.⁴

² (Müller & Hoppe, 2024, S. 68)

³ (Quaschnig, 2018, S. 54)

⁴ (C3S; WMO, 2025, S. 4)

Es ist derzeit wissenschaftlich nicht vollständig prognostizierbar, welche weiteren Folgen eine zunehmende Erderwärmung auf Mensch und Natur haben werden. Fest steht: Es ist eine der wichtigsten Aufgaben der Menschheit, gemeinsam effektive Maßnahmen zur Verbesserung des Klimaschutzes zu entwickeln und umzusetzen. Dazu sind gravierende Veränderungen in nahezu allen Bereichen des menschlichen Zusammenlebens notwendig. Der „Club of Rome“ hat im Jahr 1972 mit „Die Grenzen des Wachstums“ erstmals eine breite Öffentlichkeit über die Überlastung unseres Planeten aufmerksam gemacht. In seinem neuesten Bericht aus dem Jahr 2022 „Earth for all“ zählt der „Club of Rome“ fünf „außerordentliche Kehrtwenden“⁵ als Handlungsziele auf:

1. Beendigung der Armut;
2. Beseitigung der eklatanten Ungleichheit;
3. Ermächtigung (Empowerment) der Frauen;
4. Aufbau eines für Menschen und Ökosysteme gesunden Nahrungsmittelsystems;
5. Übergang zum Einsatz sauberer Energie.

Diese fünf Kehrtwenden erfordern sowohl technologische Innovationen als auch gesellschaftliches und politisches Umdenken. Im Folgenden soll der Fokus auf den Übergang zum Einsatz von „sauberer“ Energie gelegt werden.

2.2 Die deutsche Energiewende als Beitrag zum Klimaschutz

2.2.1 Entstehungsgeschichte der Energiewende und deren Etablierung in der deutschen Energiepolitik

Die Energiewende beschreibt den Wandel weg von fossilen und nuklearen hin zu erneuerbaren Energiequellen, sowie den Übergang von zentraler zu dezentraler Energieerzeugung. Dazu zählen der Ausbau erneuerbarer Energien und die Anpassung der Netzinfrastruktur. Die Energiewende ist aber nicht nur ein technologisches und wirtschaftliches, sondern auch ein soziales und politisches Vorhaben.

In Deutschland entstand der Begriff Energiewende Anfang der 1980er-Jahre, als die ökologische Bewegung an politischen und gesellschaftlichen Einfluss gewann.⁶ Damals dominierte der „harte Energiepfad“ mit zentralisierten Großkraftwerken für fossile und

⁵ (Club of Rome, 2022, S. 15)

⁶ (Sterner, 2023, S. 25)

nukleare Energieträger. Die damit verbundene Importabhängigkeit bei Erdöl, Erdgas und Uran wurde dabei billigend in Kauf genommen.

Im Laufe der Zeit löste sich die Fixierung auf den „harten Energiepfad“ allmählich auf. Immer mehr Expertinnen und Experten kamen zu dem Bewusstsein, dass eine fossile Energieerzeugung die Zukunft heutiger und nachfolgender Generationen negativ beeinflusst. Im Jahr 1992 wurde auf der Konferenz der Vereinten Nationen (UN) in Rio de Janeiro erstmals ein internationaler Vertrag erarbeitet, der die Veränderungen des Klimas als ernsthafte Bedrohung einstuft und zwei Jahre später in Kraft trat.⁷

Dies war auch der Auftakt für die ab 1995 jährlich stattfindenden UN-Klimakonferenzen. Es folgten wichtige Meilensteine: das Kyoto-Protokoll im Jahr 1997 mit ersten Reduktionszielen für Industriestaaten und im Jahr 2015 das Pariser Klimaschutzabkommen, das die Erderwärmung auf „deutlich unter“ 2 °C begrenzen will.⁸

Die Europäische Union (EU) reagierte im Jahr 2019 mit dem „Green Deal“ und im Jahr 2021 mit dem „Europäischen Klimagesetz“: Bis zum Jahr 2030 müssen die Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % gegenüber dem Jahr 1990 sinken. Bis zum Jahr 2050 soll Treibhausgasneutralität erreicht werden, d. h. die Netto-Treibhausgasemissionen sollen auf „null“ reduziert werden.⁹

Deutschland legte bereits im Jahr 1991 ein Stromeinspeisungsgesetz vor. Darin wurde erstmals eine Anschluss- und Vergütungspflicht der Elektrizitätsversorgungsunternehmen für elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen festgelegt – allerdings noch mit einer 5 %-Deckelung.¹⁰ Den eigentlichen Durchbruch brachte im Jahr 2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Netzbetreiberunternehmen zur ungedeckelten Abnahme erneuerbarer Energie zu attraktiven Konditionen verpflichtete. Das EEG war Vorbild für ähnliche Gesetze weltweit und trieb den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland entscheidend voran

Das Bundes-Klimaschutzgesetz aus dem Jahr 2019 (nachgeschärft 2021) setzt konkrete Ziele:¹¹ 65 % weniger Treibhausgase bis 2030, 88 % bis 2040 (jeweils gegenüber 1990)

⁷ (Kühne & Weber, 2018, S. 23-24)

⁸ (UN, 2015)

⁹ (EU, 2021)

¹⁰ (Seeliger, 2022, S. 203)

¹¹ (BMWK, 2022)

und Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045.¹² Ab dem Jahr 2050 sollen negative Emissionen¹³ durch natürliche CO₂-Senken (z. B. Aufforstung, Moorrenaturierung) und Technologien wie Carbon Capture and Storage (CCS) oder Power-to-Gas erreicht werden.¹⁴ CCS ist ein Prozess, bei dem CO₂ meist direkt bei der Quelle fossiler Emissionen abgeschieden, komprimiert und gespeichert wird. Power-to-Gas ist ein Verfahren, bei dem mit elektrischer Energie Gas erzeugt wird. Dazu wird im ersten Schritt Wasserstoff (H₂) hergestellt, welcher anschließend durch das Hinzufügen von CO₂ in Methan umgewandelt wird (Methanisierung).

Um die Folgen des Klimawandels für Mensch und Natur zu begrenzen, sind wirksame Klimaschutzmaßnahmen und die Einhaltung der Emissionsziele unerlässlich. Die Abkehr vom „harten Energiepfad“ war daher konsequent. Mit dem Atomausstieg 2023, dem geplanten Kohleausstieg¹⁵ bis 2038 und dem Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 hat Deutschland zentrale Schritte eingeleitet. Als drittgrößtes Industrieland¹⁶ trägt es besondere Verantwortung und muss beim Klimaschutz eine Vorreiterrolle einnehmen. Die Energiewende ist dabei ein zentraler Beitrag zum globalen Klimaschutz.

2.2.2 Sektoren und Sektorenkopplung des deutschen Energiebedarfs

Die Energiewende bringt tiefgreifende Veränderungen des deutschen Energiebedarfs mit sich, welcher grob in folgende drei Sektoren aufgeteilt werden kann:

- Elektrische Energie („Strom“);
- Wärme;
- Verkehr.

Folgende Abbildung 2 zeigt, dass die unterschiedlichen Sektoren nicht klar voneinander abzugrenzen, sondern miteinander gekoppelt sind. So gewinnt beispielsweise die elektrische Energieversorgung im Verkehrssektor durch den Ausbau der Elektromobilität (E-Mobilität) zunehmend an Bedeutung.

Im Jahr 2022 wurde in Deutschland ca. die Hälfte des Endenergieverbrauchs für Wärme- bzw. Kälteerzeugung benötigt. Auch hier wird sich der Verbrauch, z. B. im Zuge

¹² (BMWK, 2024, S. 2)

¹³ (BMWK, 2024, S. 3)

¹⁴ (BMWK, 2024, S. 6-8)

¹⁵ (Bundesregierung, 2023)

¹⁶ (Club of Rome, Wuppertal Institut, 2024, S. 180)

der Zunahme von Wärmepumpen im Heizungsbereich, zukünftig in Richtung elektrischer Energie verlagern.

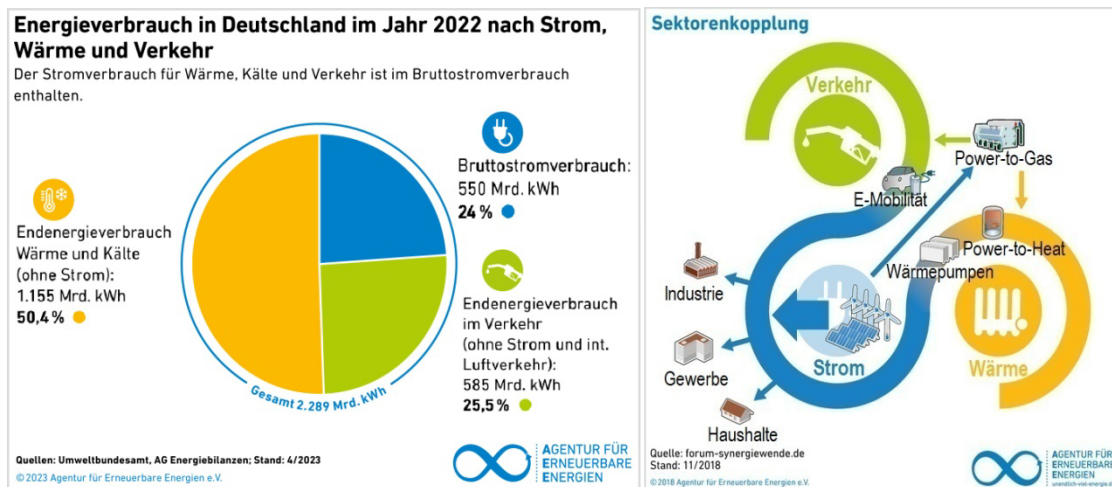


Abb. 2: Energieverbrauch aufgeteilt in die verschiedenen Sektoren¹⁷

Da nicht jeder Bereich des Energiebedarfs direkt mit elektrischer Energie abgedeckt werden kann, wird die Nachfrage nach Wasserstoff und anderen erneuerbaren Energieträgern ansteigen. Deren Herstellung erfolgt über Power-to-X-Technologien, die überschüssige elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen in Wärme oder speicherbare Energieträger wie Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe oder chemische Grundstoffe umwandeln. Obwohl diese Technologien primär Überschussenergie nutzen, führt die steigende Nachfrage nach synthetischen Energieträgern zu einem wachsenden Bedarf an elektrischer Energie für Power-to-X-Anwendungen.

Diese Elektrifizierung senkt durch höhere Effizienz den Primärenergiebedarf bei Wärme und Verkehr und ist eine zentrale Komponente der Energiewende. Gleichzeitig wird jedoch der Bedarf an elektrischer Energie steigen.

Zusätzlich steigern Rechenzentren die Nachfrage an elektrischer Energie. Insbesondere die rasante Entwicklung der Künstlichen Intelligenz (KI) ist hervorzuheben, deren Rechenzentren-Anteil von aktuell 15 % bis 2030 auf etwa 40 % ansteigen soll.¹⁸

Laut einer Schätzung der Europäischen Kommission wird sich im Zuge der Elektrifizierung der Anteil von Elektrizität am Endenergieverbrauch in der EU von heute unter

¹⁷ (Hülsken, 2019, S. 4-5)

¹⁸ (Hintemann, Hinterholzer, & Progni, 2024, S. 6) in Deutschland

25 % auf 50 % im Jahr 2040 verdoppeln.¹⁹ Um dabei die Klimaziele zu erreichen, muss die elektrische Energieerzeugung dringend dekarbonisiert werden.

2.2.3 Strategien für die Energiewende

Damit der Energiebereich Treibhausgasneutralität erreicht und die deutsche Energiewende gelingt, muss diese auf den drei Strategien der Nachhaltigkeitspolitik basieren²⁰:

1. **Effizienz:** Ergiebigere Nutzung von Materie und Energie, also höhere Produktivität von Ressourcen → „Besser Nutzen“
2. **Konsistenz:** Naturverträgliche Technologien, welche das Ökosystem nutzen, ohne es zu zerstören → „Naturverträglicher Nutzen“
3. **Suffizienz:** Geringerer Ressourcenverbrauch durch eine Verringerung der Nachfrage nach Energie und Gütern → „Weniger Nutzen“

Die Priorität folgt dem Prinzip „Energy Efficiency First“, das eine zentrale Rolle in der Energiewende spielt. Wie in Kapitel 2.2.2 erläutert, wird der Strombedarf durch neue Anwendungen deutlich steigen. Bevor in neue Energiequellen investiert wird, sollten Energieeffizienz und Einsparung im Vordergrund stehen. Effizienzgewinne senken oft die Kosten, was zu einer Verhaltensänderung in der Nutzung führen kann: Es wird mehr Energie verbraucht. Diese „Rebound-Effekte“ müssen berücksichtigt werden, damit frühzeitig gegengesteuert werden kann.

Konsistenz, hier der Verzicht auf fossile Energieträger zugunsten erneuerbarer, bietet zahlreiche Vorteile: weniger Treibhausgasemissionen, geringere Luftverschmutzung, mehr Unabhängigkeit von Importen, sinkende Stromkosten, technologische Innovationen und neue Arbeitsplätze. Zur Konsistenzstrategie gehören auch die effiziente Nutzung erneuerbarer Ressourcen und die Förderung geschlossener Materialkreisläufe durch Recycling und Wiederverwendung. Dies wird in Kapitel 5 näher behandelt.

Die bisherigen Erfahrungen zeigen: Technisch orientierte Konsistenz- und Effizienzstrategien allein genügen nicht.²¹ Ein Paradigmenwechsel ist erforderlich, der eine grundlegende Veränderung in unserer Denkweise und Kultur beinhaltet: Weg von einer Konsumgesellschaft, die auf Maximierung von Wachstum und Produktion basiert, hin zu

¹⁹ (Costanzo, Brindley, & Tardieu, 2025, S. 49)

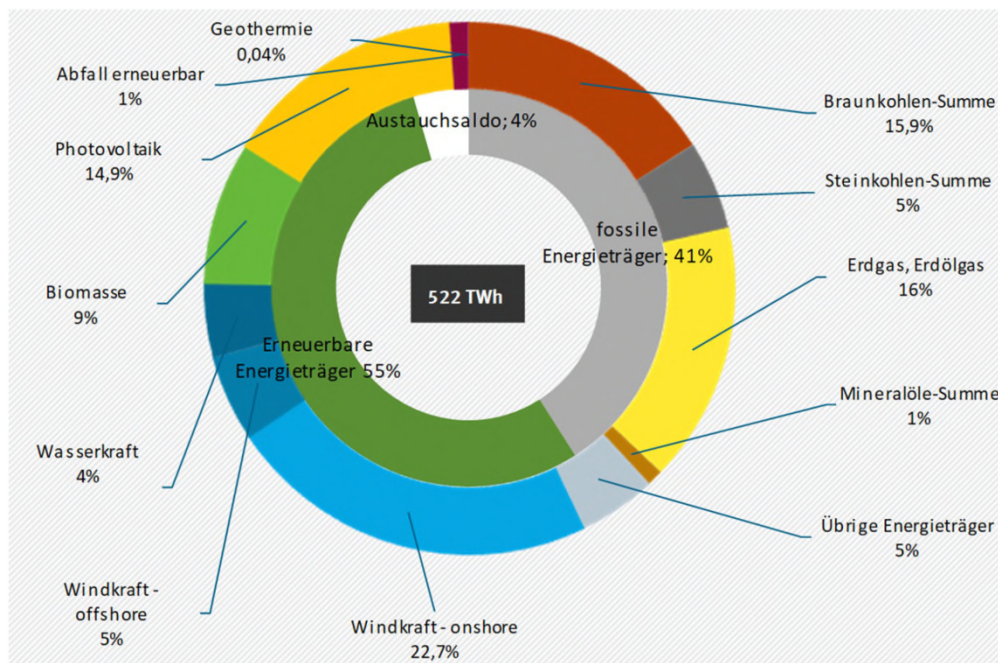
²⁰ (Club of Rome, Wuppertal Institut, 2024, S. 192)

²¹ (Club of Rome, Wuppertal Institut, 2024, S. 205)

einer Gesellschaft, die Lebensqualität, soziale Gerechtigkeit und ökologische Nachhaltigkeit in den Vordergrund stellt. Suffizienz bedeutet, den eigenen Bedarf zu hinterfragen. Lange wurde Suffizienz wie auch „Konsumverhalten“ oder „nachhaltige Lebensstile“ vor allem in der Verantwortung individueller Entscheidungen gesehen. Mittlerweile setzte sich jedoch die Erkenntnis durch, dass es systemische Rahmenbedingungen braucht, um ein aus Klimaschutzsicht erwünschtes Verhalten zu ermöglichen.²² Dies muss keine Einschränkung der Lebensqualität bedeuten. In den Industrieländern ist das Wohlergehen seit den 1960ern nicht mehr wesentlich gestiegen.²³ Wirtschaftswachstum und Konsum haben unsere Lebensqualität seither nicht mehr entscheidend verbessert.

2.3 Die Rolle der Windenergie bei der Energiewende

Seit der Einführung des EEG ist der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Strommix stark gestiegen: zwischen 2000 und 2024 von ca. 6 % auf ca. 55 %. Den größten Anteil leistete 2024 die Windenergie: Knapp die Hälfte der elektrischen Energie aus erneuerbaren Quellen wurde durch Windenergie erzeugt (vgl. Abbildung 3).²⁴



* vorläufig z.T. geschätzt

Quelle: UBA auf Basis von AGEB und AGEE-Stat Stand März 2025

Abb. 3: Deutscher Strommix im Jahr 2024²⁵

²² (Brischke, et al., 2015, S. 38)

²³ (Club of Rome, Wuppertal Institut, 2024, S. 224)

²⁴ (Icha & Lauf, 2025, S. 27)

²⁵ (Icha & Lauf, 2025, S. 27)

Im Folgenden wird näher auf die verschiedenen Aspekte der Windenergie und ihre Bedeutung für die Energiewende eingegangen.

2.3.1 Emissionseinsparungen

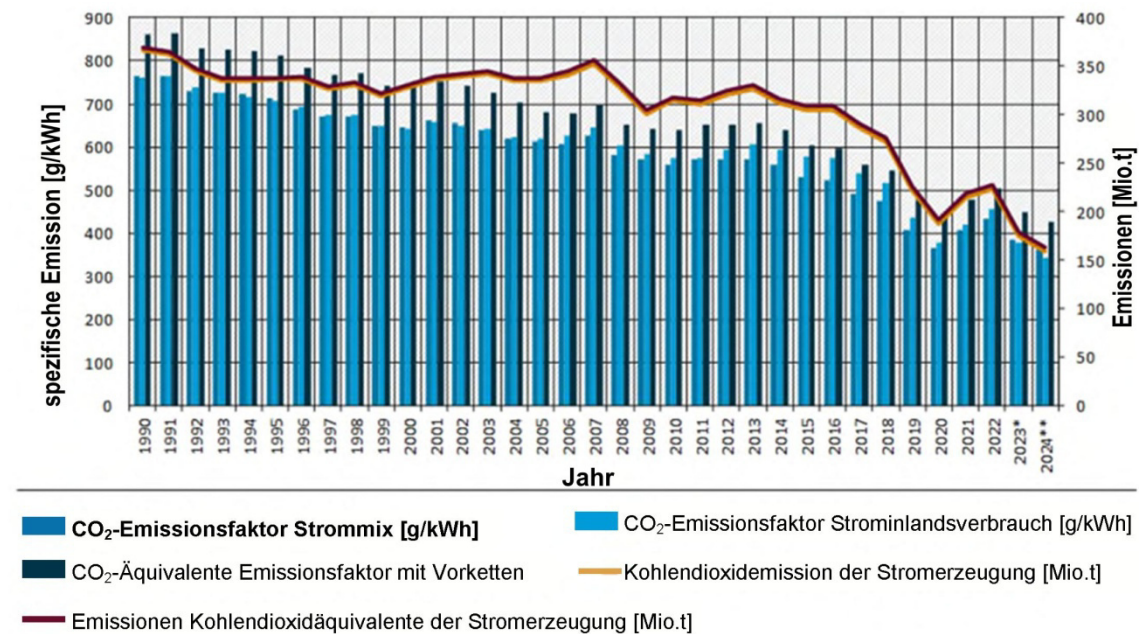
Das Umweltbundesamt berechnet jährlich mehrere Indikatoren, die die Klimaverträglichkeit der deutschen Stromerzeugung und die Entwicklung ab dem Jahr 1990 aufzeigen. Unter anderem werden hier die CO₂-Emissionen je Kilowattstunde elektrischer Energie (Emissionsfaktor) ermittelt. Bei der Erzeugung einer Kilowattstunde (kWh) elektrischer Energie für den Endverbrauch wurden in Deutschland im Jahr 2022 durchschnittlich 433 g Kohlenstoffdioxid als direkte Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger emittiert. Verglichen mit dem Jahr 1990 ist dies ein Rückgang von 43,3 %. Für das Jahr 2023 sind dies auf der Basis vorläufiger Daten 386 g CO₂/kWh. Hochgerechnete Werte für das Jahr 2024 ergeben 363 g CO₂/kWh.²⁶

Die Höhe des Emissionsfaktors im deutschen Strommix ist hauptsächlich abhängig von dem Wirkungsgrad konventioneller Kraftwerke und den darin verfeuerten Energieträgern. Für die Erzeugung von 1 kWh elektrischer Energie produziert z. B. die Verbrennung von Braunkohle fast dreimal so viel CO₂ wie die Verbrennung von Erdgas.²⁷ Im Gegensatz zur Energieerzeugung mit fossilen Rohstoffen werden während des Betriebes von erneuerbaren Energiequellen keine Treibhaus-Emissionen in die Atmosphäre abgegeben.

In Abbildung 4 ist die Entwicklung der Emissionsfaktoren seit dem Jahr 1990 abzulesen. Für unsere Betrachtung ist v. a. der mittelblaue Säulenverlauf „CO₂-Emissionsfaktor Strommix [g/kWh]“ relevant. In den Jahren 1990 bis 2000 sinkt der Emissionsfaktor wegen Wirkungsgradverbesserungen der konventionellen Kraftwerke. Ab dem Jahr 2003 führt der stetig steigende Anteil von erneuerbaren Energien zu einer Senkung des Emissionsfaktors. Überlagert wird dieser Trend durch den Umbau des konventionellen Kraftwerkparks. Wie in Abbildung 5 erkennbar ist, wurde v. a. der Wegfall der während des Betriebs weitgehend CO₂-neutralen Kernenergie mit erneuerbaren Energien kompensiert, sodass der Emissionsfaktor nicht im gleichen Maße gesunken ist, wie sich der Anteil der erneuerbaren Energien erhöht hat.

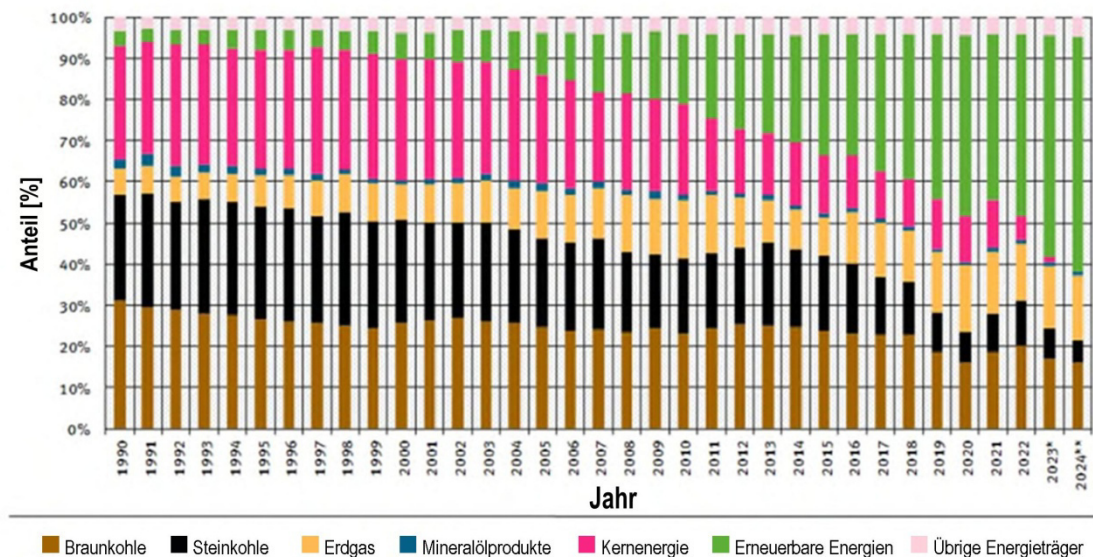
²⁶ (Icha & Lauf, 2025, S. 9)

²⁷ (Icha & Lauf, 2025, S. 25)



2023* vorläufig 2024** geschätzt

Abb. 4: Entwicklung der absoluten Kohlendioxidemissionen der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs im Vergleich²⁸



* vorläufige Zahlen z.T. geschätzt, ** einschließlich Netzverluste und Eigenverbrauch

Quelle: UBA auf Basis von AGEb und AGEe-Stat Stand März 2025

Abb. 5: Anteil der Energieträger am Strommix von 1990 bis 2024²⁹

²⁸ (Icha & Lauf, 2025, S. 22)

²⁹ (Icha & Lauf, 2025, S. 27)

Insgesamt wurden im Jahr 2024 durch den Einsatz erneuerbarer Energien in Deutschland rund 256 Mio. t Treibhausgase vermieden. Den größten Anteil an der Emissionsvermeidung hatte mit 106 Mio. t Treibhausgase die elektrische Energieerzeugung aus Windenergie.³⁰ Der Betrieb von Anlagen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien verursacht keine Luftverschmutzung oder Treibhausgasemissionen, was sie zu einer idealen Technologie für die Dekarbonisierung des Energiesektors macht.

2.3.2 Amortisationszeit

Relevant ist allerdings nicht nur die Betrachtung, wie umweltverträglich der Betrieb einer elektrischen Energieerzeugungsanlage ist. Über deren gesamten Lebenszyklus muss auch Energie aufgewendet werden. Dazu gehören zusammengefasst die Herstellung der Anlage, Wartung und Betrieb, Rückbau und Entsorgung und der Transport.³¹ Daraus wird die energetische Amortisationszeit berechnet, also die Zeit, die eine Anlage betrieben werden muss, um die aufgewendete Energie zurückzugewinnen. Diese Zeit wird auch „Energy Payback Time“ (EPBT) genannt. In Deutschland amortisieren sich Photovoltaik (PV) Anlagen ohne Batteriespeicher, abhängig vom Standort und dem Anlagentyp, nach durchschnittlich ein bis zwei Jahren.³² Deutsche Windenergieanlagen haben sich bereits nach drei bis fünf Monaten energetisch amortisiert.³³ Konventionelle Kraftwerke amortisieren sich demgegenüber energetisch nie, denn es muss im Betrieb immer mehr Energie in Form von fossilen Brennstoffen zugeführt werden.

Onshore-Windenergieanlagen können die für sie aufgewendete Energie sehr schnell zurückgewinnen und zählen daher, auch im Vergleich mit anderen erneuerbaren Energietechnologien, zu den effizientesten Formen der elektrischen Energiegewinnung.

2.3.3 Stromgestehungskosten

Ein weiterer wichtiger Aspekt der Energiewende ist die Betrachtung der Kosten für die elektrische Energieerzeugung. Hierzu werden die Stromgestehungskosten herangezogen. Stromgestehungskosten, auch „Levelized Cost of Electricity“ (LCOE) genannt, legen alle Kosten über die gesamte Lebensdauer einer Anlage auf die erzeugte Kilo-

³⁰ (UBA, 2025, S. 16)

³¹ (Hengstler, et al., 2021, S. 241)

³² (Hengstler, et al., 2021, S. 242)

³³ (Hengstler, et al., 2021, S. 307)

wattstunde um. Bei einer deutschen Onshore-Windenergieanlage schwankten diese, je nach Standort und Anlagentyp, im Jahr 2024 zwischen 4,3 und 9,2 €Cent/kWh.³⁴

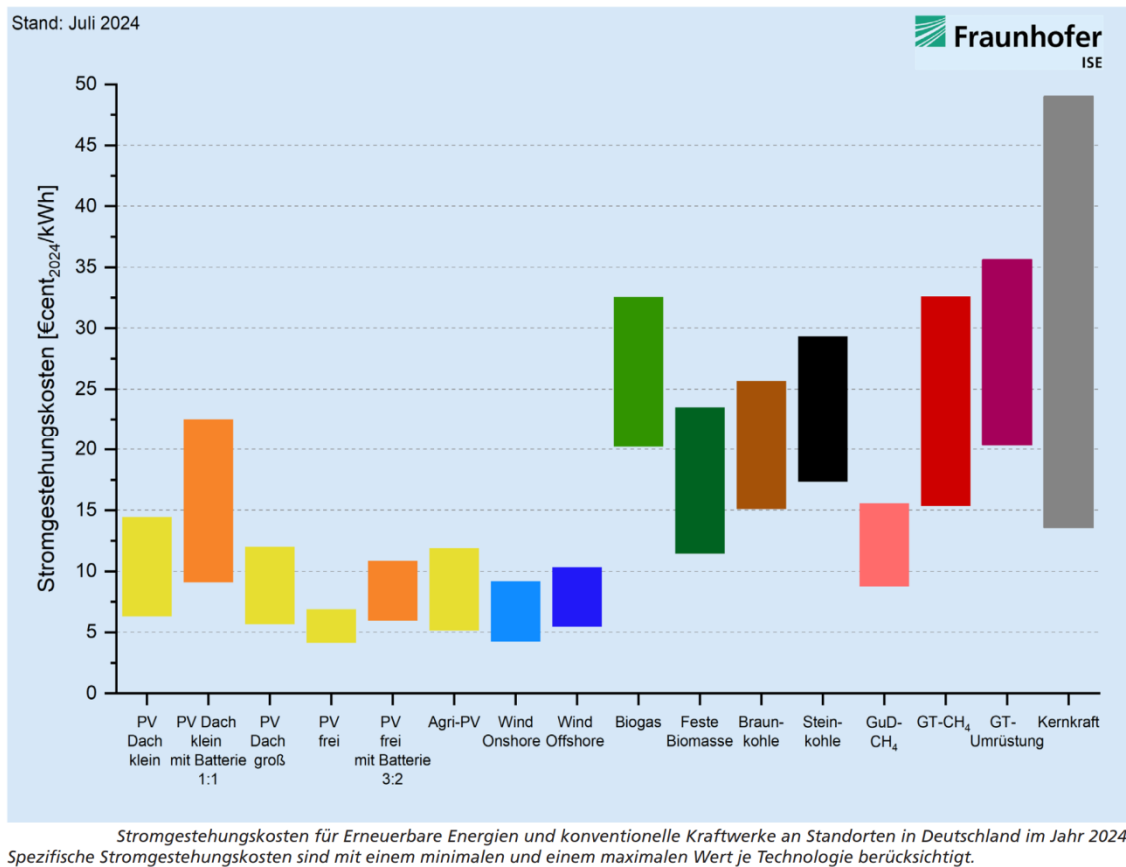


Abb. 6: Vergleich der Stromgestehungskosten bei elektr. Energieerzeugungsanlagen³⁵

Wie in Abbildung 6 erkennbar, sind die Stromgestehungskosten bei den erneuerbaren Energien deutlich niedriger als bei den konventionellen Energieerzeugern. Onshore-Windenergieanlagen und Photovoltaik-Freiflächenanlagen sind derzeit die kostengünstigsten elektrischen Energieerzeugungs-Technologien in Deutschland. Langfristig wird erwartet, dass die Stromgestehungskosten bei Windenergie durch großdimensionierte Windenergieanlagen noch weiter sinken werden.³⁶

Zusammenfassend ist es für das Erreichen der Klimaziele notwendig, dass der Emissionsfaktor pro erzeugter Kilowattstunde elektrischer Energie stark sinkt. Weitere Anstrengungen zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen sind dringend erforderlich.

³⁴ (Kost, 2024, S. 3)

³⁵ (Kost, 2024, S. 2)

³⁶ (Kost, 2024, S. 6)

Zusätzlich ist es nötig, Technologien zu nutzen, die mehr Energie erzeugen als sie über den gesamten Lebenszyklus verbrauchen und dabei kostengünstig sind. Neben den im vorherigen Kapitel 2.2.3 beschriebenen Strategien der Nachhaltigkeitspolitik, Effizienz und Suffizienz ist der Ausbau der elektrischen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien, der Netzausbau und die Fortsetzung des Ausstiegs aus der Kohleverstromung unverzichtbar für die Energiewende. Eine große Bedeutung für die Umsetzung der Energiewende kommt neben der Photovoltaik der Windenergie zu. Sie ist eine der zentralen Komponenten der Energiewende in Deutschland und auch weltweit.

Folgendes Kapitel gibt einen kurzen Überblick über die aktuelle Situation der elektrischen Energieerzeugung durch Windenergie. Dabei werden v. a. die technischen Entwicklungen und die zentralen Herausforderungen beleuchtet.

3 Aktuelle Situation der Windenergie mit Fokus auf Deutschland

Im Folgenden wird zunächst auf die aktuelle Situation der elektrischen Energieerzeugung aus Windenergie eingegangen. Eine Übersicht über die zentralen Komponenten einer Windenergieanlage findet sich ergänzend im Anhang A (vgl. Seite 85).

3.1 Aktuelle Entwicklung der Windenergieturbinen-Technik

Die Windenergietechnologie hat in den letzten Jahrzehnten eine deutliche Steigerung der Effizienz erlebt. Die damit verbundene höhere Energieausbeute pro WEA beruht hauptsächlich auf der Erhöhung der Anlagen- und damit verbunden der Generatorleistung und den größeren Dimensionen der Anlagen. In Abbildung 7 ist der stetige Trend in Leistungszuwachs und Anlagendimensionen erkennbar.

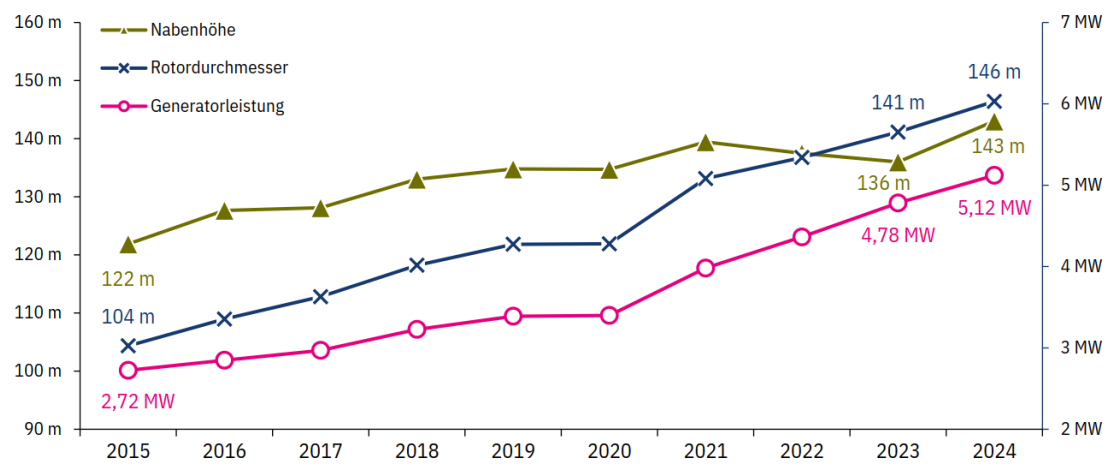


Abb. 7: Konfiguration der jährlich in Betrieb gegangenen deutschen WEA³⁷

Seit einigen Jahren zeigt sich eine hohe Dynamik bei der Entwicklung der Generatorleistung. Bei neu installierten Anlagen stieg die durchschnittliche Generatorleistung in den letzten zehn Jahren um 90 %. Mehr als die Hälfte der im Jahr 2024 errichteten deutschen Neuanlagen besitzt eine Generatorleistung von mehr als 5,5 MW. Anlagen mit bis zu 3,5 MW Leistung machen nur noch einen Anteil von 5 % am Brutto-Zubau aus.³⁸

Auch die Rotorblattlängen und damit der Rotordurchmesser vergrößerten sich im Laufe der letzten Dekade deutlich. Entsprechend wuchsen im selben Zeitraum auch die Na-

³⁷ (Quentin, 2025, S. 8)

³⁸ (Quentin, 2025, S. 8)

benhöhen bzw. die Gesamthöhen der WEA. Diese Entwicklung basiert auf einem energetischen Prinzip: Je höher eine Anlage und je größer der Rotordurchmesser, desto besser kann die kinetische Windenergie genutzt werden. Während im Jahr 2000 die WEA eine Nabenhöhe von etwa 80 m bis 100 m (Meter) aufwiesen,³⁹ erreichen zuletzt genehmigte Onshore-Anlagen inzwischen Nabenhöhen von 160 m bzw. Gesamthöhen von über 250 m.⁴⁰

Die schnelle Zunahme der Windturbinengröße hat die Wirtschaftlichkeit von Windenergie positiv beeinflusst. Größere Anlagen ermöglichen es, mit weniger Einzelstandorten höhere Energieerträge zu erzielen, was zu einer verbesserten Flächennutzungseffizienz führt. Darüber hinaus ermöglichen größere Windenergieanlagen die Erschließung bislang ungenutzter Schwachwindflächen.

Diese technische Effizienzsteigerung basiert jedoch auf hohen Forschungs- und Entwicklungsausgaben, die wiederum den Kostendruck für die Originalhersteller (OEMs) erhöhen. Zudem führen verkürzte Produktentwicklungszyklen für die Einführung neuer Technologien zu erhöhten Risiken von Ausfällen bei Windenergieanlagen.⁴¹

Gleichzeitig wachsen auch die planerischen und genehmigungsrechtlichen Herausforderungen. Der Aufwand für Transport und Errichtung der Anlagen nimmt mit der Anlagengröße erheblich zu, was sich sowohl in logistischen als auch finanziellen Mehrbelastungen niederschlägt. Manche Standorte sind aufgrund eingeschränkter Erreichbarkeit oder fehlender Möglichkeiten zur Aufstellung erforderlicher Großkrane für die Installation großdimensionierter Anlagen nicht geeignet und lassen sich daher mit den derzeit verfügbaren Turbinentypen nicht erschließen.

Die erhöhte Sichtbarkeit großer Anlagen verstärkt deren Einfluss auf das Landschaftsbild, was zu einer Zunahme von Akzeptanzkonflikten in der Bevölkerung führt. Höhere Anlagen erfordern zudem größere Abstände zu sensiblen Nutzungen und Naturräumen, was die verfügbaren Flächen für Windenergieprojekte reduziert. In vielen Regional- und Flächennutzungsplänen sind Höhenbegrenzungen enthalten, die ursprünglich auf ältere,

³⁹ (BWE, 2022)

⁴⁰ (Quentin, 2025, S. 8)

⁴¹ (GWEC; BCG, 2023, S. 6)

niedrigere Anlagentypen zugeschnitten waren, welche nun nicht mehr auf dem Markt verfügbar sind.⁴²

Trotz dieser Herausforderungen überwiegen aus technischer und energiewirtschaftlicher Sicht die Vorteile großdimensionierter Windenergieanlagen: Sie arbeiten effizienter und erzielen höhere Energieerträge. Dennoch gibt es spezifische Anwendungsfälle, bei denen kleinere Anlagen weithin sinnvoll einsetzbar sind.

3.2 Elektrische Energieerzeugung durch Windenergie

Bei der globalen elektrischen Energieerzeugung hatte die Windenergie im Jahr 2024 einen Anteil von 8,1 % und gehört zusammen mit der Photovoltaik zu den beiden am schnellsten wachsenden Energiequellen.⁴³ Im Jahr 2024 lag die neu installierte Windenergieleistung bei einem bisherigen Rekord von weltweit 117 Gigawatt (GW). Davon entfielen 109 GW auf Onshore-Windenergieanlagen.⁴⁴ Abbildung 8 zeigt, in welchen Regionen und Ländern die Neuinstallationen stattfanden. Der mit Abstand größte Anteil lag dabei mit 68 % in China. Die Europäische Union lag auf Platz 2. Dort hatte die Windenergie im Jahr 2024 einen Anteil von 17 % am Gesamtstrommix und ist somit die wichtigste Quelle für erneuerbare Energie in Europa.⁴⁵

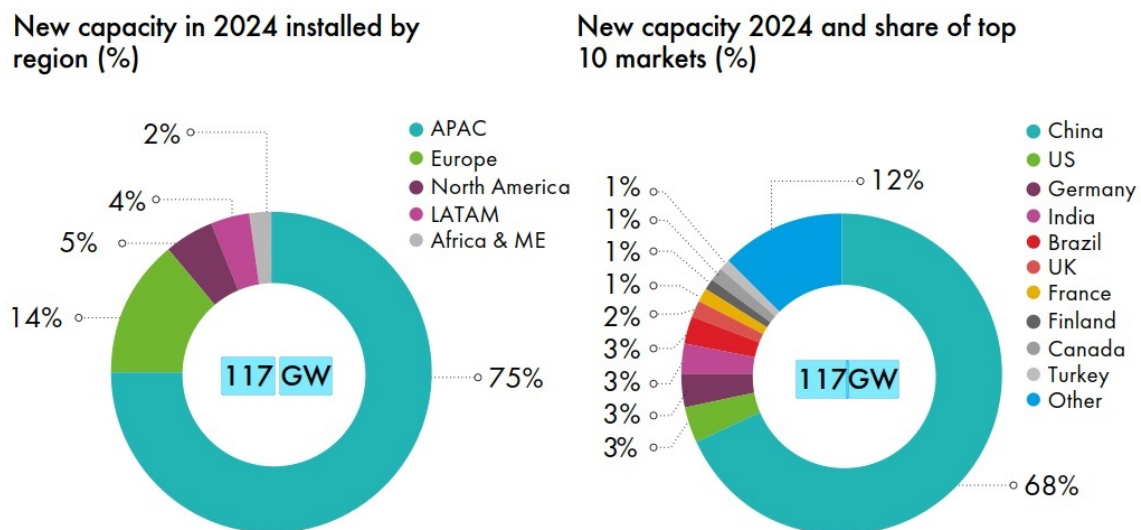


Abb. 8: WEA-Neuinstallationen der Windenergie im Jahr 2024: Regionen u. Länder⁴⁶

⁴² (Bons, et al., 2023, S. 75)

⁴³ (Graham & Fulghum, 2025, S. 54)

⁴⁴ (GWEC, 2025, S. 75)

⁴⁵ (Rosslowe & Petrovich, 2025, S. 17)

⁴⁶ (GWEC, 2025, S. 75)

Innerhalb der Europäischen Union hatte Deutschland im Jahr 2024 die meisten Neuinstallationen. Außerdem wurden in Deutschland im Jahr 2024 Genehmigungen für 2.405 WEA mit einer Gesamtleistung von 14.056 Megawatt (MW) erteilt.⁴⁷ Das ist das bislang höchste Genehmigungsvolumen in der bundesdeutschen Historie des Windenergieausbaus. Bemerkenswert hierbei ist, dass trotz der hohen Anzahl von Genehmigungsbescheiden die Verfahrenslaufzeit in den meisten Bundesländern sank. Diese war im Vergleich zum Vorjahr um 10 % schneller und lag im Schnitt bei 23 Monaten.⁴⁸

Gründe für diese Steigerungen waren hauptsächlich Anpassungen der gesetzlichen und politischen Rahmenbedingungen. Das deutsche Bundesverfassungsgericht hat im Jahr 2022 entschieden, „dass der Ausbau der Nutzung der Windkraft einen faktisch unverzichtbaren Beitrag zu der verfassungsrechtlich durch Art. 20a GG und durch grundrechtliche Schutzpflichten gebotenen Begrenzung des Klimawandels leistet und zugleich die Sicherung der Energieversorgung unterstützt.“⁴⁹ Vor diesem Hintergrund hat die deutsche Bundesregierung in der vergangenen Legislaturperiode (2021 bis 2025) ein umfassendes Maßnahmenpaket vorgelegt und die Hürden für Genehmigungsverfahren von WEA deutlich reduziert. Innerhalb kürzester Zeit gab es eine Vielzahl von weitreichenden Neuregelungen, mit denen der Ausbau der Windenergienutzung vereinfacht und beschleunigt werden soll.⁵⁰

Hierzu zählt beispielsweise die Einführung des „Wind-an-Land-Gesetzes“ mit dem Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG), in dem erstmals verbindliche Flächenziele festgelegt wurden: Bis zum Jahr 2032 müssen 2 % der Bundesfläche für Windenergie ausgewiesen werden.⁵¹ Außerdem wurde die EEG-Novelle 2023 überarbeitet. Darin wurden die Ausbauziele für erneuerbare Energien deutlich angehoben. Dennoch reicht der beschleunigte Anstieg der jährlichen Wind-Neuinstallationen weder in Deutschland noch in Europa aus, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Im Jahr 2024 erreichte Deutschland einen Leistungszuwachs von 3,25 GW und landete bei einer Gesamtleistung von 63,5 GW.⁵² Um das im EEG-2023 festgelegte Ziel für das Jahr 2024 von

⁴⁷ (Quentin, 2025, S. 19)

⁴⁸ (Quentin, 2025, S. 20)

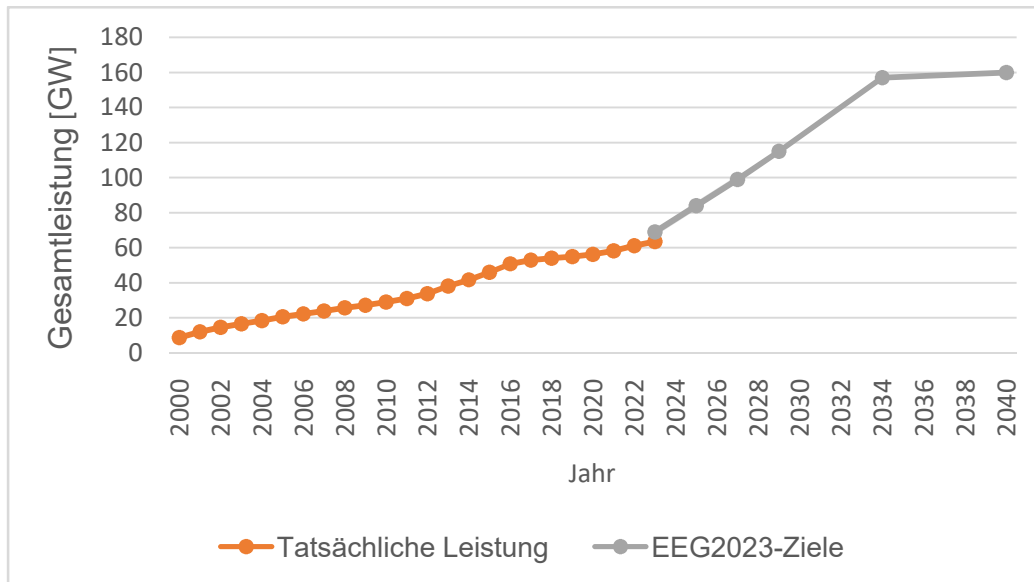
⁴⁹ (BVerfG, 2022, S. 30)

⁵⁰ (Scheidler, 2023, S. V)

⁵¹ (Scheidler, 2023, S. 37)

⁵² (Quentin, 2025, S. 5)

69,0 GW zu erreichen⁵³, wäre ein Zuwachs von 5,54 GW nötig gewesen. Es hätte also einen um 70 % höheren Ausbau benötigt. Die orange Kurve in Abbildung 9 zeigt die Entwicklung der deutschen Gesamt-Windleistung ab dem Jahr 2000, die graue Kurve zeigt die im EEG-2023 geforderte Gesamtleistungsentwicklung.



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten des „Bundesverband WindEnergie (BWE)“ und „EEG-2023“

Abb. 9: Gesamtwindleistung in Deutschland

Wenn die Gesamtleistung wie in Abbildung 9 einen linearen Anstieg bis zum Jahr 2035 haben soll, müsste es jedes Jahr einen Leistungszuwachs von ca. 8,5 GW geben, um die im EEG-2023 festgelegte Gesamtleistung von 157 GW zu erreichen. Der Ausbau der Windenergie in Deutschland ist trotz beschleunigter Genehmigungen weiterhin zu langsam.

3.3 Förderung von Windenergie durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das EEG ist nicht nur ein zentraler politischer Hebel zur Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland, sondern bildet auch die wirtschaftliche Grundlage für die Einnahmen vieler Windenergieanlagen. Bei seiner Einführung im Jahr 2000 sah das EEG feste Einspeisevergütungen für Strom aus erneuerbaren Quellen vor. Betreiberunternehmen von Windenergieanlagen erhielten unabhängig vom Börsenstrompreis eine gesetzlich garantierte Vergütung pro eingespeiste Kilowattstunde für die Dauer von 20 Jahren.

⁵³ (Bundesministerium der Justiz, Bundesamt für Justiz, 2023, S. 14)

Um technologische Fortschritte und sinkende Investitionskosten abzubilden, wurde ab dem Jahr 2004 im EEG zudem eine sogenannte jährliche Degression festgelegt. Diese bedeutet, dass sich die fixe Einspeisevergütung für neu installierte Windenergieanlagen von Jahr zu Jahr automatisch verringert. Diese Degressionslogik sollte den Anreiz setzen, Projekte frühzeitig umzusetzen und gleichzeitig die Kosten der EEG-Förderung für Industrie und Haushalte begrenzen.

Mit dem EEG-2017 wurde dieses System grundlegend reformiert: Seither erfolgt die Förderung neuer Windenergieanlagen über Ausschreibungen, in denen Betreiberunternehmen wettbewerbsfähig um die Höhe der Vergütung bieten müssen. Feste Einspeisevergütungen wurden für Anlagen über 750 kW vollständig abgeschafft.

Zum Jahreswechsel 2020 / 2021 endete für alle WEA, die im Jahr 2000 oder zuvor in Betrieb genommen worden waren, der ursprüngliche 20-jährige Förderanspruch nach dem EEG. Sukzessive werden in den nächsten Jahren weitere Anlagen folgen.

Unabhängig vom Bestehen eines Vergütungsanspruchs im EEG bleiben insbesondere die grundsätzlichen Rechte auf vorrangigen Netzanschluss, vorrangige Stromabnahme, Netzkapazitätserweiterung und Entschädigung im Falle von Einspeisemanagement (Redispatch, vgl. Kapitel 3.4.1) auch bei ausgeführten WEA (Post-EEG-Anlagen) bestehen.⁵⁴

3.4 Herausforderungen bei der Nutzung von Windenergie

3.4.1 Energieinfrastruktur und Strompreis

Obwohl Windenergie heute zu den günstigsten Technologien der elektrischen Energieerzeugung gehört (vgl. Kapitel 2.3.3), sind die Strompreise für deutsche Haushalte und Industriebetriebe in den letzten Jahren stärker gestiegen als im europäischen Vergleich.⁵⁵ Der relativ hohe Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Strommix legt nahe, dass die Gesamtstromkosten sinken müssten. Jedoch stiegen die Strompreise in den letzten Jahren an. Ein Grund hierfür ist unter anderem die Energiewende.

Ein Nachteil von elektrischer Energie aus Windenergieanlagen ist, dass dieser nicht konstant verfügbar ist. Die Windenergieproduktion ist stark von den wechselnden

⁵⁴ (Endell, Herz, & Konstantinidis, 2021, S. 11)

⁵⁵ (destatis, 2025)

Windverhältnissen abhängig. Im Zusammenhang mit der Wind- und Solarenergie werden die Begriffe „Hellbrise“ und „Dunkelflaute“ verwendet. Als Hellbrise werden Zeiträume bezeichnet, in denen Wind- und Solaranlagen unter optimalen Bedingungen arbeiten und große Mengen elektrischer Energie ins Netz einspeisen. Während der Dunkelflaute herrscht dagegen gleichzeitig wenig Wind und geringe Sonneneinstrahlung, was zu einer deutlich reduzierten Einspeisung aus erneuerbaren Energien führt. Abbildung 10 zeigt die Auswirkungen dieser Schwankungen auf den Strompreis. Während einer Hellbrise kann es zu negativen Strompreisen kommen.

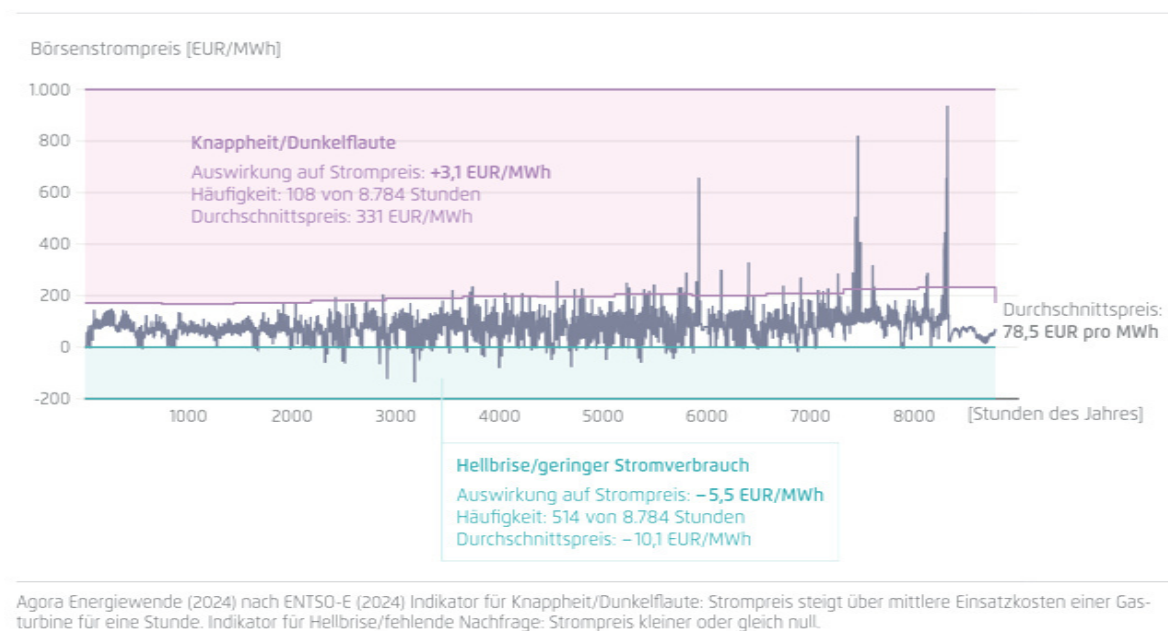


Abb. 10: Strompreisschwankungen, Stand 2024⁵⁶

Die regionale Gleichzeitigkeit von optimalen Wetterbedingungen für die Windeinspeisung führt zu einem negativen wirtschaftlichen Effekt: Wenn viele WEA gleichzeitig produzieren, sinken die Strompreise an der Börse. Dies bedeutet, dass Windenergieanlagen ihre höchste Produktion genau dann erreichen, wenn der Strompreis am niedrigsten ist. Dieses Phänomen, auch als Kannibalisierungseffekt bekannt,⁵⁷ reduziert die Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten deutlich und stellt ein wachsendes Risiko

⁵⁶ (Huneke, et al., 2025, S. 34)

⁵⁷ (Stiewea, Lixuan Xua, Eicke, & Hirth, 2024, S. 3)

für Investierende dar. Das hat negative Konsequenzen für die Attraktivität neuer Investitionen und bremst somit den weiteren Ausbau der Windenergie.⁵⁸

Die fluktuierende elektrische Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien stellt außerdem eine Herausforderung für die Stabilität und Zuverlässigkeit der elektrischen Stromversorgung dar, da das Stromnetz stets ein Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch aufrechterhalten muss. Dazu ist der Einsatz von Ausgleichsmechanismen wie Gas-Reservekraftwerken, Speichertechnologien und flexible Netzmanagementstrategien nötig. Die Energieinfrastruktur und -netze stammen jedoch noch aus der Zeit des im Kapitel 2.2.1 erwähnten „harten Energiepfades“, mit großen, zentralen konventionellen Kraftwerken. Der Umbau dieser bestehenden Infrastruktur ist zeitaufwendig und kostspielig. Dies führt dazu, dass in der Übergangsphase zusätzliche Kosten entstehen, die auf Industrie und Haushalte umgelegt werden.

Die veraltete Energieinfrastruktur führt dazu, dass WEA regelmäßig von den Netzbetreiberunternehmen abgeregelt werden müssen, da das Stromnetz die schwankende Einspeisung insbesondere bei hoher Windleistung nicht immer vollständig aufnehmen kann. Solche Eingriffe erfolgen im Rahmen sogenannter Redispatch-Maßnahmen, mit denen Netzüberlastungen vermieden werden sollen.⁵⁹ Für EEG-geförderte Anlagen besteht gemäß den geltenden gesetzlichen Regelungen ein Anspruch auf finanziellen Ausgleich, der sicherstellen soll, dass den Betreiberunternehmen durch die Abregelung kein wirtschaftlicher Nachteil entsteht. Für WEA, die außerhalb der EEG-Förderung betrieben werden, etwa nach Auslaufen der 20-jährigen Förderperiode, erfolgt die Entschädigung hingegen marktbasiert.⁶⁰ Sie richtet sich nach dem Börsenstrompreis zum Zeitpunkt der Maßnahme. Bei negativen oder sehr niedrigen Strompreisen kann dies dazu führen, dass keine oder nur sehr geringe Ausgleichszahlungen erfolgen. Für Betreiberunternehmen solcher Altanlagen stellt dies ein erhebliches wirtschaftliches Risiko dar.

Insgesamt führt die unzureichende Netzinfrastuktur zu einem ineffizienten Einsatz der verfügbaren erneuerbaren Energien und erhöht damit die Gesamtkosten der Energiewende. Die Umstellung der Energieinfrastruktur und -netze ist für das Gelingen der Energiewende unabdingbar. Um große Schwankungen bei der Erzeugung und Beprei-

⁵⁸ (Huneke, et al., 2025, S. 32-33)

⁵⁹ (Bundesnetzagentur, n. d.)

⁶⁰ (Bundesnetzagentur, 2024, S. 60-64)

sung des elektrischen Stromes abzufangen, muss es möglich sein, während der Hellbrisen ausreichend Energie zu speichern und während der Dunkelflauten diese Speicher zu nutzen. Dadurch ließe sich das gegenwärtige Paradoxon auflösen, dass Betreiberunternehmen einerseits unter mangelnder Rentabilität leiden, während Haushalte und Industrie andererseits mit steigenden Strompreisen konfrontiert sind. Mit der Lockerung der Schuldenbremse im Jahr 2025 bietet sich der Bundesregierung eine historische Chance, große Investitionen für die Energieinfrastruktur zu tätigen und damit eine zentrale Herausforderung für den Ausbau der Windenergie und der erneuerbaren Energien insgesamt anzugehen.

3.4.2 Flächenverfügbarkeit für Windenergienutzung

Die mangelnde Verfügbarkeit von Flächen zur Windenergienutzung ist ein weiteres Hemmnis.⁶¹ In einem dicht besiedelten Land wie Deutschland ist der Platz begrenzt, und es gibt viele konkurrierende Nutzungsansprüche, etwa für Landwirtschaft, Naturschutz und Wohnungsbau. Verglichen mit anderen elektrischen Energieerzeugungsarten liegen Windenergieanlagen beim Flächenverbrauch pro kWh über den ganzen Lebenszyklus betrachtet im unteren Drittel.⁶² Dabei fällt die tatsächliche Flächennutzung sogar noch geringer aus, da die Fläche zwischen den Windrädern weiterhin land- oder forstwirtschaftlich genutzt werden kann.

Obwohl es in der Bundesrepublik genug Flächen gibt, die potenziell als Vorrangflächen für die Windenergie in Frage kommen,⁶³ waren Stand 2022 nur etwa 0,8 % der deutschen Landesfläche formell für die Windenergienutzung ausgewiesen. Wegen Einschränkungen durch Mindestabstände, Naturschutzauflagen, Erschließungsanforderungen und weitere Restriktionen, sind jedoch nur etwa 0,5 % der deutschen Landesfläche real nutzbar.⁶⁴ Diese Diskrepanz zeigt, dass eine reine Flächenausweisung nicht automatisch zur Realisierung nutzbarer Flächen führt.

Die Bundesregierung hat, wie im Kapitel 3.2 erwähnt, darauf mit dem Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) reagiert. Auch wenn das WindBG ein wichtiger Schritt für eine bessere Flächenverfügbarkeit ist, geht eine Studie des Umweltbundesamtes

⁶¹ (Tucci, 2022, S. 6)

⁶² (UNECE, 2022, S. 53)

⁶³ (Fraunhofer IEE, 2022, S. 41)

⁶⁴ (Fraunhofer IEE, 2022, S. 10)

vom Juni 2023 nicht davon aus, dass diese gesetzlichen Vorgaben ausreichend sind, um real verfügbare Flächen von 2 % bis zum Jahr 2032 für Windprojekte bereit zu stellen.⁶⁵ Die Umsetzung von Windprojekten bleibt in der Praxis komplex. Um Hemmnisse für die Windnutzung zu reduzieren, sind weitere Anstrengungen erforderlich. Insbesondere in der Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie in der Überwindung rechtlicher und administrativer Hürden.

3.4.3 Realisierungsdauer und gesellschaftliche Akzeptanz

Ein weiteres Hindernis für den Windausbau ist die langwierige Realisierungsdauer von Windenergieprojekten. Der Bau von Windenergieanlagen erfordert umfassende Umweltverträglichkeitsprüfungen und die Berücksichtigung zahlreicher Vorschriften und Abstandsregelungen. Diese Prozesse können sich über mehrere Jahre erstrecken und den Ausbau erheblich verzögern. Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Realisierungsdauer seit dem Jahr 2011.

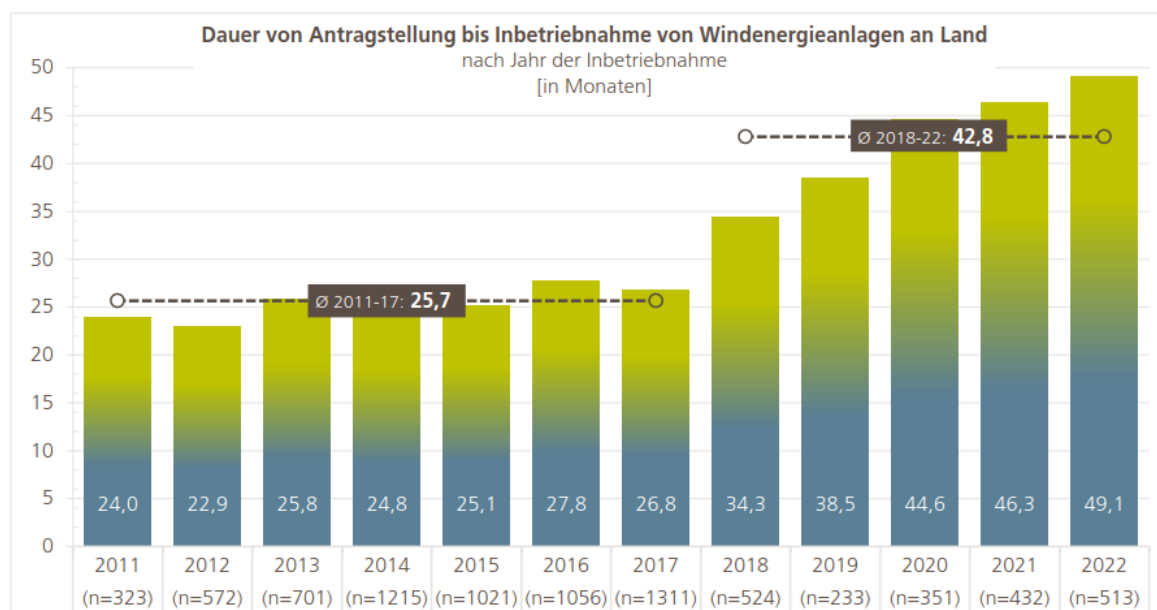


Abb. 11: Mittlere Dauer ab Genehmigungsantrag bis zur Realisierung einer WEA⁶⁶

Der signifikante Anstieg der Realisierungsdauer ab dem Jahr 2018 begründet sich hauptsächlich damit, dass bis zum Jahr 2017 Betreiberunternehmen von Windenergieanlagen eine durch das EEG gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung erhalten haben.

⁶⁵ (Bons, et al., 2023, S. 120-121)

⁶⁶ (Quentin, 2023, S. 27)

Dies wurde abgelöst durch ein Ausschreibungsmodell, bei welchem sich die Betreiberunternehmen mit einem Gebotspreis um eine Förderung bewerben.⁶⁷ Dieser neu eingeführte Prozess hatte direkte Auswirkungen auf die Realisierungsdauer.

Hinzu kommt ein dominoartiger Effekt: Durch Verzögerungen bei der Realisierung kommt es für eine beträchtliche Zahl von Windenergieprojekten vor, dass die ursprüngliche Genehmigung nochmals geändert wird – sei es, weil die Leistung erhöht wird oder ein Turbinentypwechsel stattfindet, teilweise auch in Verbindung mit einem Turbinenherstellerwechsel. Derartige nachträgliche Änderungen der ursprünglich genehmigten Situation lassen sich bei einem Viertel der im Jahr 2024 erfolgten Inbetriebnahmen identifizieren, wodurch das gesamte Projekt wiederum in die Länge gezogen wird.⁶⁸

Auch langwierige Klageverfahren gegen die Genehmigung können den Realisierungsprozess ins Stocken bringen. Eine große Rolle hierbei spielt die Akzeptanz der Bevölkerung. Der Ausbau der Windenergie an Land wird von einem breiten gesellschaftlichen Konsens von rund 80 % der Bevölkerung getragen.⁶⁹ Bei geplanten Windprojekten vor Ort sinkt die Zustimmung jedoch deutlich. Ein knappes Drittel der Befragten hätte große oder sehr große Bedenken, falls in ihrem Wohnumfeld erstmalig eine WEA errichtet werden soll.⁷⁰ Sowohl Anwohnergruppen als auch Interessenverbände, wie z. B. Naturschutzverbände, äußern Bedenken bezüglich der Auswirkungen auf Landschaftsbild, Naturschutz und Lebensqualität. Die Realisierung von Windprojekten wird durch Klagen oder Einsprüche dieser Gruppen und Verbände erschwert und verzögert.

Im Jahr 2022 dauerte es ab Genehmigungsantrag bis zur Inbetriebnahme einer WEA im Schnitt ca. 4 Jahre. Wie in Kapitel 3.2 erläutert, hat sich allerdings bezüglich der Genehmigungsverfahren im Jahr 2024 bereits eine Trendwende abgezeichnet, die weiter ausgebaut werden muss. Aber auch die dem Genehmigungsverfahren nachgelagerten Prozesse müssen weiter beschleunigt werden. Denn je länger die Planung, Genehmigung und Realisierung dauert, desto höher werden Finanzierungs- und Rechtsrisiken für Investierende. Dies reduziert wiederum die Bereitschaft, in den Ausbau der Windenergie zu investieren. Obwohl die Bundesregierung grundlegende Maßnahmen für die Ver-

⁶⁷ (Quentin, 2025, S. 8)

⁶⁸ (Quentin, 2025, S. 8)

⁶⁹ (Steinhorst & Sondershaus, 2024, S. 6)

⁷⁰ (Steinhorst & Sondershaus, 2024, S. 7)

einfachung der Genehmigungsprozesse eingeleitet hat, müssen weitere Anstrengungen unternommen werden, um die Realisierungsdauer von WEA deutlich zu verkürzen.

3.4.4 *Materialverfügbarkeit für Windenergieanlagen*

Um die Treibhausgasneutralität im Energiesektor zu erreichen, muss weltweit die Anzahl der Windenergieanlagen deutlich steigen. Für die Herstellung der benötigten Windenergieanlagen braucht es Material, Fertigungskapazitäten und Produktionsinfrastruktur. Die heutigen globalen Lieferketten sind strukturell nicht auf die erforderlichen jährlichen Zubauraten vorbereitet.⁷¹ Schon heute bestehen Engpässe, insbesondere in der Kapazität zur Produktion von Großkomponenten, in Hafeninfrastrukturen, im Fachkräfteangebot und bei der Logistik schwerer Komponenten.⁷²

Die Lieferketten zur Materialbeschaffung für die Herstellung von Windenergieanlagen sind global ausgerichtet. Ein starker Fokus liegt dabei auf China: Aufgrund seiner beträchtlichen inländischen Nachfrage ist China derzeit der größte Absatzmarkt für Windenergieanlagen (vgl. Kapitel 3.2). Chinesische Windturbinenhersteller dominieren den heimischen Markt nahezu vollständig. Diese starke Inlandspräsenz ist das Ergebnis gezielter chinesischer Industriepolitik und staatlicher Unterstützungen.⁷³ Im Jahr 2023 hatten chinesische Windturbinenhersteller einen Anteil von ca. zwei Drittel aller weltweit neu errichteten Windkapazitäten.⁷⁴

Diese chinesische Dominanz spiegelt sich auch in den globalen Lieferketten wider. Kritische Rohstoffe für die globale Windturbinenherstellung wie z. B. Seltene Erden, Aluminium, Stahl, Elektroblech und Kupfer kommen überwiegend aus China.⁷⁵ Darüber hinaus stellt China einen großen Anteil an Schlüsselkomponenten wie Rotorblätter, Türme, Generatoren, Getriebe und Umrichter her.⁷⁶ Die daraus resultierende einseitige Abhängigkeit birgt erhebliche Risiken für die Ausbaupläne der Windenergie. Dies gilt besonders in Anbetracht globaler Spannungen, protektionistischer Tendenzen und der Tatsache, dass China bei mehreren Schlüsselmaterialien eine marktbeherrschende Stel-

⁷¹ (GWEC; BCG, 2023, S. 4)

⁷² (GWEC; BCG, 2023, S. 76)

⁷³ (Bickenbach, Dohse, Langhammer, & Liu, 2024, S. 3-4)

⁷⁴ (Wood Mackenzie, 2024)

⁷⁵ (GWEC; BCG, 2023, S. 15)

⁷⁶ (GWEC; BCG, 2023, S. 33-41)

lung innehat. Politische Programme wie z. B. der „Net-Zero Industry Act“⁷⁷ der EU versuchen gegenzusteuern, indem sie den Aufbau heimischer Wertschöpfungsketten fördern. Eine weitreichende Diversifizierung der Lieferketten ist dringend notwendig, um den globalen Windenergieausbau nicht zu gefährden.

Die Herausforderung der Materialverfügbarkeit verdeutlicht, dass der Ausbau der Windenergie nicht allein von technologischen Fortschritten oder politischen Zielsetzungen abhängt, sondern auch von stabilen und nachhaltigen Lieferketten. Der steigende Bedarf an Rohstoffen wie Kupfer, Seltene Erden, Aluminium oder Stahl trifft auf ein global ungleich verteiltes Rohstoffangebot sowie auf geopolitische Abhängigkeiten, insbesondere von chinesischen Märkten.

In Anbetracht dieser knappen Ressourcen und der damit verbundenen Umwelt- und Versorgungsrisiken rückt ein weiterer Ansatz in den Fokus: Die Etablierung zirkulärer Wertschöpfungsmodelle. Die sogenannte „Circular Economy“ bietet das Potenzial, die Abhängigkeit von Primärrohstoffen zu verringern, den Lebenszyklus von Materialien zu verlängern und gleichzeitig ökologische Auswirkungen zu minimieren. Dieses Konzept wird näher im Kapitel 5 erläutert. Um zirkuläre Wertschöpfung bewerten zu können, ist ein Verständnis der Lebensdauer von Windenergieanlagen entscheidend. Daher widmet sich Kapitel 4 vorerst den technischen und wirtschaftlichen Aspekten ihrer Nutzungsdauer.

⁷⁷ (Liebe, 2025, S. 3)

4 Lebensdauer einer Windenergieanlage

Die Bewertung der Lebensdauer von WEA ist eine zentrale Grundlage für Entscheidungen über deren Weiternutzung, Stilllegung oder Ersatz durch modernere Anlagen (Repowering). Im Kontext der Wiederverwendung gebrauchter Onshore-WEA, stellt sich nicht nur die Frage, wie lange eine Anlage technisch funktionsfähig bleibt, sondern auch, unter welchen wirtschaftlichen Bedingungen ein Weiterbetrieb sinnvoll ist.

Aus rechtlicher Sicht werden Genehmigungen für Windenergieanlagen an Land grundsätzlich unbefristet erteilt. Zwar können immissionsschutzrechtliche Genehmigungen befristet werden, allerdings kommt dies in der Praxis selten vor. Wichtig ist dabei die Erkenntnis, dass das Auslaufen des EEG-Förderzeitraums nicht automatisch das Ende der Genehmigung bedeutet. Eine formale Verlängerung der Genehmigung oder eine genehmigungsrechtliche „Zulassung des Weiterbetriebs“ ist daher nicht erforderlich.⁷⁸ Nach Ablauf der Auslegungslebensdauer von 20 Jahren (vgl. Kapitel 4.1) ist jedoch zusätzlich zu den wiederkehrenden Prüfungen (alle 2 bis 4 Jahre) eine einmalige Bewertung und Prüfung über den Weiterbetrieb (BPW-Gutachten) erforderlich. In Deutschland ist dieses Gutachten verpflichtend für den Weiterbetrieb einer älteren Anlage.⁷⁹

Im Folgenden wird zunächst die technische Lebensdauer von Windenergieanlagen analysiert, bevor die wirtschaftliche Lebensdauer betrachtet wird. Daran anschließend werden die hauptsächlichen Erwägungen aufgezeigt, die zu einer Stilllegung führen.

4.1 Technische Lebensdauer

Die technische Lebensdauer einer WEA beschreibt den Zeitraum, über den die Anlage unter Berücksichtigung von Ermüdungserscheinungen, Materialalterung und mechanischem Verschleiß zuverlässig betrieben werden kann, ohne dass sicherheitsrelevante Ausfälle auftreten.

In der IEC 61400, die als maßgeblicher technischer Standard für den Genehmigungs- und Zertifizierungsprozess für Windprojekte in Europa gilt, ist eine „betriebsfeste“ Auslegung von WEA, einschließlich aller Hauptkomponenten (vgl. Anhang A), für eine Lebensdauer von 20 Jahren vorgesehen.⁸⁰ Betriebsfeste Auslegung heißt, dass die Anla-

⁷⁸ (Endell, Herz, & Konstantinidis, 2021, S. 4)

⁷⁹ (BWE, 2017, S. 30)

⁸⁰ (DIN / VDE, 2019, S. 34)

ge typische Betriebslasten wie Wind, Turbulenz und Lastwechsel über die geplante Lebensdauer toleriert, ohne dass kritische Ermüdungsschäden auftreten. Anders als bei einer „dauerfesten“ Auslegung wird keine unbegrenzte Lebensdauer angestrebt, sondern ein ausgewogenes Verhältnis zwischen kosteneffizienter Auslegung und der zuverlässigen Erreichung der geplanten Lebensdauer.

Die tatsächliche Betriebsdauer kann jedoch deutlich von dieser Standardauslegung abweichen. Ausschlaggebend sind insbesondere die kumulierten Lasten und Ermüdungszyklen, denen die Anlage ausgesetzt ist. Dazu zählen meteorologische Einflüsse (z. B. Windgeschwindigkeit, Turbulenzintensität, Extremböen), Standortfaktoren (z. B. Luftfeuchte, Temperaturwechsel, Sonneneinstrahlung) und das Turbinen-Lastmanagement.⁸¹

In der Praxis ist die Lebensdauer einer Turbine v. a. abhängig vom Turbinendesign und den Windverhältnissen am Standort. Ein robustes Turbinendesign, das für höhere Windbelastung ausgelegt wurde, hält länger, wenn die tatsächlichen Windverhältnisse am Standort geringer sind als geplant. Frühere Windenergie-Projekte wurden konservativer ausgelegt und weniger auf maximale Leistung optimiert als heutige WEA. Das wirkt sich positiv auf deren Lebensdauer aus.⁸² Somit ist es möglich, dass die Nutzungsdauer von WEA deutlich über die ursprünglich angesetzten 20 Jahre hinaus verlängert werden kann.⁸³ Im Jahr 2023 waren in Deutschland bereits 29,4 % der sich im Betrieb befindlichen Onshore-WEA älter als 20 Jahre.⁸⁴ In Einzelfällen sind Betriebszeiten von bis zu 40 Jahren dokumentiert (vgl. Abbildung 12).

Ein weiterer Punkt, der in der Praxis Einfluss auf die Lebensdauer hat, ist die Ersatzteilverfügbarkeit: Für ältere Anlagentypen sind oft keine Originalteile mehr erhältlich, insbesondere bei Herstellern, die den Markt verlassen haben. Retrofit-Lösungen sind aufwendig und verursachen zusätzliche Kosten.

Die verschiedenen Komponenten von WEA sind unterschiedlichen mechanischen, thermischen und umweltbedingten Belastungen ausgesetzt und weisen daher variierende Lebensdauern auf. Das bedeutet, dass die Anlage ungleichmäßig altert und eine komponentenspezifische Wartungs- und Ersatzstrategie erforderlich wird. Regelmäßige Inspektionen und proaktive Instandhaltung können Schäden frühzeitig erkennen und be-

⁸¹ (DIN / VDE, 2019, S. 32 - 44)

⁸² (Kramer, 2025, S. 85)

⁸³ (Deutsche Windtechnik, 2024)

⁸⁴ (Kramer, 2025, S. 89)

heben, was die Lebensdauer einer WEA deutlich verlängert. Nachfolgend werden die kritischen Hauptkomponenten betrachtet.

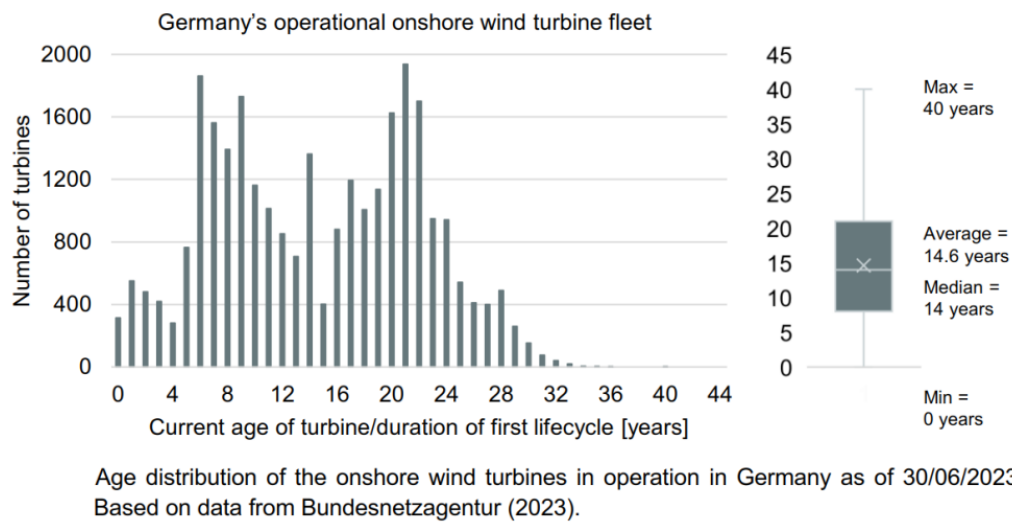


Abb. 12: Altersverteilung der in Betrieb befindlichen deutschen Onshore-WEA⁸⁵

Leistungselektronik / Umrichter

Die Leistungselektronik, vor allem die Umrichter, gehört zu den fehleranfälligsten Komponenten einer Windenergieanlage. Eine umfassende Feldstudie zeigt, dass durchschnittlich 0,48 Umrichterausfälle pro Anlage und Jahr auftreten.⁸⁶ Diese Ausfallrate macht die Leistungselektronik zur häufigsten Ausfallursache aller Turbinenteilsysteme.⁸⁷ Positiv ist jedoch, dass sich die meisten Fehler in der Leistungselektronik schnell und kostengünstig reparieren lassen.⁸⁸

In über einem Viertel dieser Ausfälle war das Phasenmodul betroffen, das zentrale Komponenten wie das Leistungsmodul mit isolierten Gate-Bipolartransistoren (IGBTs), die zugehörige Treiberplatine und weiteren Komponenten umfasst. In der Praxis wird das Phasenmodul nach einem Ausfall typischerweise vollständig ersetzt.⁸⁹

Ein zentrales Ergebnis einer nachfolgenden Studie ist das beobachtete Frühausfallverhalten dieser Phasenmodule. Anstelle eines klassischen Verschleißmusters mit zunehmender Ausfallwahrscheinlichkeit über die Zeit (wie es bei thermischer Ermüdung zu

⁸⁵ (Kramer, 2025, S. 147)

⁸⁶ (Fischer, et al., 2019, S. 5)

⁸⁷ (Shuangwen, 2013, S. 19)

⁸⁸ (Hau, 2016, S. 868)

⁸⁹ (Fischer, et al., 2019, S. 5)

erwarten wäre), zeigen die Ausfalldaten eine erhöhte Fehlerhäufigkeit in den frühen Betriebsjahren. Diese Beobachtung widerspricht der weit verbreiteten Annahme, dass Ermüdungsmechanismen wie Drahtbond- oder Lötstellenversagen die Hauptursachen für Ausfälle sind.⁹⁰ Eine mit dem Alter zunehmende Ausfallrate ist jedoch unausweichlich. Für die in der Studie beobachteten Phänomene gibt es zwei mögliche Erklärungsansätze. Erstens könnte die Lebensdauer der Komponenten so konservativ ausgelegt worden sein, dass sie die tatsächliche Nutzungsdauer der gesamten Turbine übersteigt. Zweitens besteht die Möglichkeit, dass die kritischen Komponenten bereits vor altersbedingten Ausfällen fehlerhaft waren und mindestens einmal ausgetauscht wurden.

Als besonders einflussreicher Faktor für Umrichterausfälle wurde eine hohe Luftfeuchtigkeit identifiziert.⁹¹ Diese kann durch Kondensation und elektrochemische Korrosion die Isolationseigenschaften der IGBT-Module beeinträchtigen. Weitere Einflussfaktoren sind Qualität und Auswahl der IGBT-Module sowie elektrische Betriebsparameter, insbesondere die Höhe der Nennleistung und der Zwischenkreisspannung.⁹² Je näher die Spannung an der Grenzspannung der IGBT-Module liegt, desto größer sind die thermischen und elektrischen Belastungen. Dadurch erhöht sich das Ausfallrisiko.

Präventive Maßnahmen wie die Verbesserung des Lüftungs- und Kühlkonzepts, sowie eine optimierte Komponentenauswahl erhöhen die Systemzuverlässigkeit. Einen weiteren wichtigen Ansatz stellt die Anwendung von Condition Monitoring (CM) dar: Durch kontinuierliche Erfassung elektronischer Parameter und Temperaturen innerhalb der Leistungselektronik können sich entwickelnde Defekte frühzeitig identifiziert und ungeplante Ausfälle deutlich reduziert werden. Durch diese Maßnahmen kann eine signifikante Lebensdauererlängerung der Leistungselektronik erreicht werden.

Trotz der hohen Ausfallrate einzelner Komponenten ist ein vollständiger Umrichteraustausch selten erforderlich. Die modulare Bauweise ermöglicht eine schnelle und kosteneffiziente Reparatur defekter Bauteile. Bei sachgemäßer Wartung und Instandhaltung erreichen Windumrichter daher regelmäßig die angestrebte Lebensdauer von 20 Jahren und können diese überschreiten.⁹³

⁹⁰ (Pelka & Fischer, 2022, S. 322)

⁹¹ (Pelka & Fischer, 2022, S. 321)

⁹² (Pelka & Fischer, 2022, S. 321)

⁹³ Die Angaben zu diesem Abschnitt beruhen z. T. auf persönlichen Berufserfahrungen der Autorin in der Entwicklungsabteilung für Wind-, Industrie- und Solarumrichter (2010 – 2015).

Rotorblätter

Rotorblätter von WEA sind typischerweise für eine technische Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren ausgelegt.⁹⁴ Die tatsächliche Lebensdauer kann jedoch variieren, da Rotorblätter zu den exponiertesten Komponenten zählen. Sie unterliegen einer Vielzahl von Einwirkungen, darunter zyklische mechanische Belastungen (z. B. Windlasten und Sturmböen), Blitzeinschläge, Hagel, UV-Strahlung, Feuchtigkeit, Temperaturwechsel, Vereisung und Erosionsprozesse. Diese Einwirkungen können intensive Schlag- oder Ermüdungslasten verursachen, die strukturelle Schäden hervorrufen können.⁹⁵

Das am häufigsten auftretende Schadensbild sind Erosionen an der Blattvorderkante (Leading Edge). Diese Schäden lassen sich meist relativ schnell und kostengünstig beheben.⁹⁶ Häufig sind auch Schäden an den Klebeverbindungen im Bereich der Gurte, Schalen und der Blattwurzel. Weitere Schwachstellen sind Delaminationen (Ablösen von Materialschichten), Matrixrisse (Risse im Harzmaterial) sowie Beulen oder Strukturversagen infolge von Biege- und Torsionsbeanspruchungen. Kleinere Oberflächenschäden können durch Abschleifen und das Aufbringen von Erosionsschutzfolien oder Elastomerbeschichtungen behandelt werden. Strukturelle Reparaturen wie zum Beispiel bei Delaminationen oder Rissen im Laminat erfordern den Einsatz von glasfaserverstärkten Patches (Soft- oder Hard-Patches) sowie Harzinjektionen, die mit thermischen oder UV-basierten Verfahren ausgehärtet werden.⁹⁷

Rotorblätter gehören nicht zu den Verschleißteilen, da ein kompletter Blattwechsel bei einer WEA nicht vorgesehen ist. Vielmehr werden einzelne Defekte lokal behoben. Durch regelmäßige visuelle Inspektionen (mittels Drohnen oder Seilzugangstechnik) sowie thermografische Analysen zur frühzeitigen Erkennung struktureller Schäden⁹⁸ können Wartungsmaßnahmen und gezielte Instandsetzung die tatsächliche Einsatzdauer von Rotorblättern deutlich über die Standardlebensdauer hinaus verlängern.

⁹⁴ (Schmid, Ramon, Dierckx, & Wegman, 2020, S. 9)

⁹⁵ (Katsaprakakis, Papadakis, & Ntintakis, 2021, S. 1-2)

⁹⁶ (Mishnaevsky, 2023, S. 2)

⁹⁷ (Mishnaevsky, 2023, S. 3)

⁹⁸ (Fraunhofer, 2020)

Getriebe

Getriebe haben, was die Lebensdauer betrifft, einen schlechten Ruf. Dies stammt noch aus der Anfangszeit der elektrischen Windenergieerzeugung, als bei vielen Anlagen die Getriebe zu schwach dimensioniert wurden. Mittlerweile haben die Getriebehersteller erheblich nachgebessert.⁹⁹ Im Jahr 2016 lag die durchschnittliche Getriebeaustauschrate von unter 1,5 % pro Jahr.¹⁰⁰ Mittlerweile wird von einer Getriebetauschrate unter 1 % pro Jahr ausgegangen. Lange Ausfallzeiten und hohe Austauschkosten bei einem Getriebeschaden bleiben jedoch ein Risiko. Getriebeschäden sind der Hauptgrund für fehlerbedingte Stillstandszeiten einer Anlage.¹⁰¹

Getriebe unterliegen hohen mechanischen Belastungen durch wechselnde Windverhältnisse, Turbulenzen und Lastwechsel. Die Hauptverschleißmechanismen umfassen Wälzlagerermüdung, Zahnradermüdung und Verschleiß der Verzahnungen. Besonders kritisch sind die Wälzlager und die Zahnräder der Planetenräder der ersten Stufe, die den höchsten Drehmomenten ausgesetzt sind. 70 % der Getriebeschäden treten an den Wälzlagern auf, 26 % an den Zahnrädern.¹⁰²

Die Getriebeölqualität ist entscheidend für die Lebensdauer, da sie sowohl Schmierung als auch Kühlung gewährleistet. Verschmutzungen, Wassereinträge oder Alterung des Öls können zu vorzeitigem Verschleiß führen. Ölkühler und Filter sind daher unverzichtbar, ebenso die sorgfältige Einhaltung der Ölwechselintervalle.¹⁰³

Condition Monitoring Systeme überwachen kontinuierlich Schwingungen, Temperatur und Ölqualität, um frühzeitig Verschleißerscheinungen zu erkennen.¹⁰⁴ Defekte Elemente werden rechtzeitig erkannt und können meist direkt in der Gondel repariert bzw. ausgetauscht werden (Up-Tower Repair). Dadurch werden gravierendere Folgeschäden besser vermieden, die den kompletten Austausch eines Getriebes nötig machen. Trotz der hohen Beanspruchung können, bei entsprechender Wartung und Monitoring, vorzeitige Ausfälle vermieden und die Ziellebensdauer erreicht werden.¹⁰⁵

⁹⁹ (Hau, 2016, S. 387)

¹⁰⁰ (Ukonsaari, 2016, S. 11)

¹⁰¹ (Shuangwen, 2013, S. 18)

¹⁰² (Shuangwen, 2013, S. 33)

¹⁰³ (Hau, 2016, S. 395)

¹⁰⁴ (Wymore, Van Dam, Ceylan, & Qiao, 2015, S. 978)

¹⁰⁵ Die Angaben zu diesem Abschnitt beruhen z. T. auf persönlichen Berufserfahrungen der Autorin in der Windzulieferer-Branche für Wind-Generatoren und -Getriebe (2018 – heute).

Generator

Generatoren sind auf eine Lebensdauer von 20 Jahren ausgelegt, unabhängig davon, ob es sich um Synchron-, Asynchron- oder Permanentmagnetgeneratoren handelt.¹⁰⁶

Bei Onshore-Windenergieanlagen werden hauptsächlich drei Generatortypen eingesetzt: doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren (DFIG, eng. doubly-fed induction generator), Synchrongeneratoren mit Permanentmagneten (PMG, eng. permanent magnet generator) und Vollumrichter-Asynchrongeneratoren. Der DFIG ist nach wie vor weit verbreitet, während PMG-Systeme bei getriebelosen Anlagen zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Bei Generatoren gibt es Komponenten, die eine regelmäßige Wartung benötigen. Dazu zählen insbesondere die Lager, die regelmäßig geschmiert und in festgelegten Intervallen kontrolliert werden müssen. Zeigen sich erste Anzeichen von Verschleiß, ist ein frühzeitiger Austausch erforderlich, um Folgeschäden zu vermeiden. Ein Lagertausch kann in der Regel „Up-Tower“, also ohne Ausbau des Generators, durchgeführt werden. Erfolgt der Austausch zu spät, kann es zu Schäden an Lagergehäuse, Rotorwelle oder weiteren Teilen des Antriebsstrangs kommen, die im schlimmsten Fall zum Totalausfall des Generators führen. Zur frühzeitigen Erkennung solcher Schäden kann der Einsatz von Condition Monitoring eine sinnvolle Ergänzung darstellen.

Auch das Kühlsystem (luft- oder flüssigkeitsbasiert) bedarf einer regelmäßigen Kontrolle und Reinigung. Wird dies konsequent durchgeführt, stellt die Kühlung in der Regel keine lebensdauerbegrenzende Komponente dar.

DFIG-Generatoren besitzen ein Schleifringsystem mit Kohlebürsten, die als klassische Verschleißteile regelmäßig ersetzt werden müssen. Die Wartungsintervalle betragen typischerweise 8 bis 18 Monate, abhängig von den Betriebsbedingungen.

Ein limitierender Faktor für die Lebensdauer von Generatoren sind die Isolationssysteme der Stator- und Rotorwicklungen. Die verwendeten Isolierwerkstoffe und damit die Isolationssysteme unterliegen einer thermischen Alterung (z. B. Masseverluste der Isolationsmaterialien). Parallel führen Teilentladungen durch Spannungsspitzen von Umrichtern oder Überspannungen z. B. durch Blitzschlag zu einer allmählichen Materialdegradation. Diese Faktoren werden jedoch bei der Auslegung eines Generators berücksich-

¹⁰⁶ (Hau, 2016, S. 442 - 450)

sichtigt, sodass der Generator üblicherweise bis zur dauerhaften Stilllegung einer Windenergieanlage in Betrieb bleiben kann.

Insgesamt gelten Generatoren als langlebig und zuverlässig. Mit der richtigen Wartung liegt ihre Lebensdauer jenseits der üblichen 20 Jahre.¹⁰⁷

Turm

Onshore-Windenergieanlagen mit Nabenhöhen zwischen 120 m und 140 m haben meist Stahlrohtürme. Bei höheren Anlagen kommen vermehrt Hybridtürme zum Einsatz, die ein Betonunterteil mit einem Stahlrohraufsatz kombinieren.¹⁰⁸ Beide Turmtypen sind für eine Bemessungslebensdauer von 20 Jahre ausgelegt.

Türme unterliegen über ihre Betriebszeit hinweg zyklischen Biegebeanspruchungen durch Windlasten, die zu Materialermüdung führen können. Insbesondere Betontürme können mit der Zeit Ermüdungsrisse entwickeln. Stahlrohrkomponenten wiederum erfordern einen wirksamen Korrosionsschutz und eine Beschichtungspflege. Bei ordnungsgemäßer Wartung und Instandhaltung erweisen sich diese Schutzmaßnahmen als wirksam und gewährleisten die strukturelle Integrität des Turmes.¹⁰⁹

Ein kontinuierliches Zustandsmonitoring durch Dehnungsmessungen, Schwingungsanalysen oder Ultraschallprüfungen kann die Bewertung des Weiterbetriebspotenzials wesentlich unterstützen. Diese Überwachungssysteme ermöglichen die frühzeitige Erkennung sicherheitsrelevanter Abweichungen und struktureller Veränderungen.¹¹⁰ Bei unauffälligem Zustand kann der Turm über die ursprünglich angesetzte Nutzungsdauer hinaus betrieben werden.

Fundament

Onshore-WEA werden überwiegend auf Flachfundamenten aus Stahlbeton errichtet.¹¹¹ Diese Fundamente befinden sich vollständig im Erdreich und sind daher für Inspektionen nur schwer zugänglich, was spezielle Überwachungsstrategien erforderlich macht.

¹⁰⁷ Die Angaben zu diesem Abschnitt beruhen z. T. auf persönlichen Berufserfahrungen der Autorin in der Windzulieferer-Branche für Wind-Generatoren und -Getriebe (2018 – heute).

¹⁰⁸ (Hau, 2016, S. 540)

¹⁰⁹ (Natarajan, et al., 2020, S. 15)

¹¹⁰ (Wymore, Van Dam, Ceylan, & Qiao, 2015, S. 985)

¹¹¹ (Hau, 2016, S. 549, 551)

Stahlbetonfundamente unterliegen unter normalen Bedingungen nur geringen Alterungsprozessen und weisen eine hohe Dauerhaftigkeit auf. Die zu erwartende Mindestlebensdauer beträgt 30 Jahre und übersteigt damit die 20-jährige Bemessungslebensdauer der übrigen Anlagenkomponenten deutlich.¹¹² Das Fundament stellt typischerweise eine der langlebigsten Komponenten einer Windenergieanlage dar.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass es schwierig ist, eine allgemein gültige Aussage zur technischen Lebensdauer einer gesamten WEA zu treffen. Die Lebensdauer ist vor allem abhängig vom Standort, dem Wartungskonzept und vom Turbinentyp. Die Bewertung der Restlebensdauer ist immer vom Einzelfall abhängig und es kann nicht pauschal von den in der IEC 61400 geforderten 20 Jahren Betriebsdauer ausgegangen werden. Viele Anlagen können aus technischer Sicht deutlich länger betrieben werden. Allerdings gewinnen mit zunehmendem Alter der Anlage gründliche Inspektionen und Monitoring an Bedeutung, um einen sicheren Betrieb auch jenseits der 20 Jahre zu gewährleisten.

4.2 Wirtschaftliche Lebensdauer

Während die technische Lebensdauer die Dauer bezeichnet, für die eine Anlage gemäß Auslegung bei normgemäßem Betrieb standhält, ist wirtschaftliche Lebensdauer auf den Zeitraum begrenzt, währenddessen ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Dies ist der Fall, wenn die Einnahmen aus dem Verkauf der elektrischen Energie die Investitions- und Betriebskosten übersteigen. Die folgenden Abschnitte analysieren die relevanten Betriebskosten, den Einnahmebedarf sowie die verfügbaren Einnahmeoptionen.

Betriebskosten

Bei den Betriebskosten handelt es sich um die Kosten, die zur Aufrechterhaltung des Betriebs der Windenergieanlage regelmäßig anfallen. Dazu gehören¹¹³:

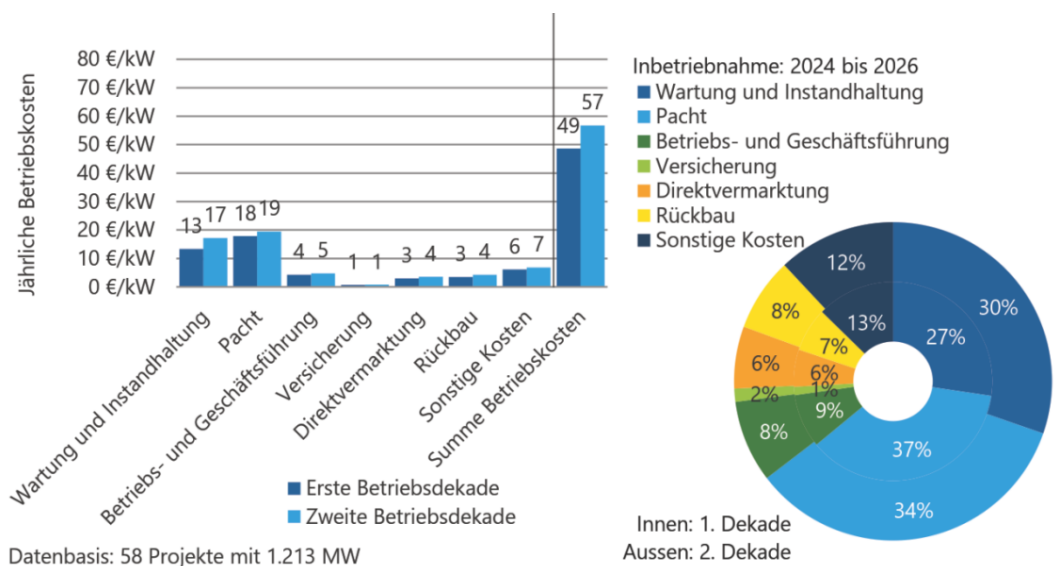
- Wartung und Instandhaltung,
- Pacht,
- Betriebs- und Geschäftsführung,

¹¹² (Wiser & Bolinger, 2019, S. 6)

¹¹³ (Lüers, Wallasch, & Heyken, 2024, S. 25)

- Versicherungskosten,
- Direktvermarktungskosten,
- Rücklagen für den Rückbau sowie
- sonstige Betriebskosten.

Die in einer Studie von „Deutsche Windguard“ veröffentlichten Werte beruhen auf Befragungen von Windenergie-Projektierern zu Inbetriebnahmen zwischen den Jahren 2024 bis 2026. Dabei wurden die Betriebskosten sowohl für die erste Betriebsdekade als auch für die zweite Betriebsdekade von den Befragten abgeschätzt. Es ist zu beachten, dass die tatsächlichen Betriebskosten von Projekt zu Projekt stark variieren können und von standortspezifischen Faktoren, Anlagentypen, Vertragsbedingungen und regionalen Gegebenheiten abhängig sind. Die ermittelte Aufteilung der durchschnittlichen Betriebskosten wird in Abbildung 13 dargestellt.



Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.
 Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei (erwarteter) Inbetriebnahme von 2024 bis 2026

Abb. 13: Zusammensetzung der Betriebskosten einer Onshore-WEA, Stand 2024¹¹⁴

Den mit Abstand größten Anteil an den Betriebskosten haben die Positionen „Wartung und Instandhaltung“ und „Pacht“. Im Vergleich zu einer früheren Befragung für In-

¹¹⁴ (Lüers, Wallasch, & Heyken, 2024, S. 25)

betriebsnahmen in den Jahren 2019 bis 2021 sind die Kosten für Wartung und Instandhaltung gesunken, während die Kosten für die Pachten gestiegen sind.¹¹⁵

Die beiden größten Kostentreiber „Wartung und Instandhaltung“ und „Pacht“ werden im Folgenden detaillierter betrachtet.

Wartung und Instandhaltung

Wartung und Instandhaltung beinhaltet die Kosten für Wartung/Service, Reparatur/Instandsetzung und Inspektion. Diese werden vorwiegend durch Vollwartungsverträge geregelt, die oft direkt von den Herstellern angeboten werden. Die Vertragsgestaltung kann sowohl für den gesamten 20-jährigen Förderzeitraum als auch für kürzere Zeiträume mit Verlängerungsoptionen erfolgen. Nach einer gewissen Bindungsdauer ermöglicht dies einen Anbieterwechsel zu herstellerunabhängigen Dienstleistern.

Vollwartungsverträge umfassen neben den erforderlichen Wartungen auch Reparaturen aller Anlagenbestandteile inklusive der Großkomponenten, wobei letztere bei zunehmendem Anlagenalter auch ausgeschlossen werden können. Vollwartungsverträge bestehen in der Regel aus einer festen Basispauschale und einem variablen Kostenanteil, der beispielsweise vom Stromertrag abhängig ist. Der Vorteil liegt in den planbaren Kosten über die Anlagenlebensdauer und der für Finanzierungsbedingungen erforderlichen Risikominimierung. Verfügbarkeitsgarantien bezüglich Ersatzteile erhöhen zusätzlich die Ertragssicherheit.¹¹⁶

Der Vollwartungsvertrag endet meist im Lauf der zweiten Dekade. Soll ein Weiterbetrieb erfolgen, müssen neue Verträge geschlossen werden. Entscheidet sich das Betreiberunternehmen für die Fortsetzung des Vollwartungskonzepts, ist dies mit erhöhten Kosten verbunden. Diese resultieren aus der höheren technischen Störanfälligkeit alternder Komponenten, zunehmenden Problemen bei der Ersatzteilbeschaffung sowie kürzeren Wartungsintervallen. Empirische Studien zeigen daher, dass während der Weiterbetriebsphase meist nur eine Basiswartung mit Zustandsüberwachung und punktuellen Reparaturen gewählt wird, um Kosten zu reduzieren, v. a. weil die Weiterbetriebszeit

¹¹⁵ (Lüers & Wallasch, 2023, S. 28)

¹¹⁶ (Lüers, Wallasch, & Heyken, 2024, S. 26)

ohnehin zeitlich begrenzt ist. Größere Schadensfälle führen meist zur Außerbetriebnahme der Anlagen.¹¹⁷

Pacht

Flächen für die Windenergienutzung sind begrenzt verfügbar (vgl. Kapitel 3.4.2), wodurch sich starke Verhandlungspositionen ergeben. Teilweise werden Eigentümergemeinschaften gebildet, die professionalisiert gegenüber Projektentwicklungsunternehmen auftreten. Die Ausgestaltung der Pachtverträge ist sehr unterschiedlich und reicht von Einmalpachten über Festpreise je Anlage bis zu erlösabhängigen Werten. Häufig wird eine fixe Mindestpacht mit einer erlösabhängigen Komponente kombiniert, wobei Mindestpachten in ertragsschwachen Jahren greifen. Der Anteil an den Erlösen, der als Pacht gezahlt wird, variiert projektspezifisch deutlich. Neben der Pacht für den Projektstandort beinhalten die Pachtzahlungen teilweise auch Entgelte für Ausgleichsflächen, Zuwegungsflächen oder Baulasten auf benachbarten Grundstücken.¹¹⁸

Beim Weiterbetrieb von WEA in der dritten Dekade bleiben die meisten Positionen der Betriebskosten auf dem Niveau der ersten beiden Dekaden. Die wesentlichen Abweichungen betreffen die Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie die Rückstellungskosten. Wie bereits erläutert, erfordert der Weiterbetrieb ein neues Wartungs- und Instandhaltungskonzept. Die Betriebskosten für diese Position sind also davon abhängig, welches Konzept das Betreiberunternehmen wählt. Die Rückstellungskosten entfallen in der Regel, da diese typischerweise so kalkuliert wurden, dass die Anlage bereits in den ersten beiden Betriebsdekaden ausreichende Rücklagen für den Rückbau erwirtschaftet hat.¹¹⁹ Positiv auf die Bilanz wirkt sich auch aus, dass in der dritten Dekade die Investitionskosten für die Projektierung und den Bau der Anlage in der Regel abbezahlt sind. Zusätzlich entstehen jedoch einmalige Kosten für das BPW-Gutachten,¹²⁰ die auf die Betriebskosten der dritten Dekade umgelegt werden müssen. Diese liegen bei einer einzelnen Anlage aktuell bei etwa 10.000 €. Falls mehrere WEA gleichen Typs in einem Windpark betrachtet werden, ergeben sich Synergieeffekte bei den Kosten.¹²¹

¹¹⁷ (Wallasch, Lüers, Rehfeldt, & Vogelsang, 2017, S. 41)

¹¹⁸ (Lüers, Wallasch, & Heyken, 2024, S. 27)

¹¹⁹ (Wallasch, Lüers, Rehfeldt, & Vogelsang, 2017, S. 44)

¹²⁰ (Wallasch, Lüers, Rehfeldt, & Vogelsang, 2017, S. 45)

¹²¹ (TÜV Süd, n. d.) Anfrage der Autorin beim TÜV SÜD.

Nachdem die Struktur und Entwicklung der Betriebskosten über die verschiedenen Dekaden dargestellt wurden, stellt sich die Frage, welche Einnahmen erforderlich sind, um diese Kosten zu decken und einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten.

Einnahmebedarf

Der Einnahmebedarf einer Windenergieanlage beschreibt den spezifischen Stromerlös, der erforderlich ist, um die Betriebskosten der WEA zu decken und um eine Mindestrendite zu erwirtschaften. Ohne eine positive Renditeerwartung besteht kein wirtschaftlicher Anreiz für den Weiterbetrieb einer Anlage.

Im Unterschied zum EEG-geförderten Betrieb müssen beim Weiterbetrieb zusätzliche Risiken berücksichtigt werden, die nicht mehr durch garantierte Vergütungen abgefangen werden. Windschwache Jahre wirken sich innerhalb des zeitlich begrenzten Weiterbetriebs überproportional stark aus, da weniger Zeit für den Ausgleich unterdurchschnittlicher Erträge zur Verfügung steht.¹²² Ein weiteres Risiko stellt der Ausfall von Großkomponenten dar. Ohne entsprechende Reserven im Einnahmebedarf kann ein solcher Schadensfall zum wirtschaftlichen Ende der Anlage führen.

Der Einnahmebedarf muss daher Reserven für das Windrisiko enthalten, um auch bei ungünstigen Windverhältnissen die Deckung der Betriebskosten zu gewährleisten und je nach gewähltem Wartungskonzept auch Rücklagen für größere Reparaturen bilden.

Abhängig von der Ausgestaltung der Einnahmeoption ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die erzielbaren Strompreise. Anlagen mit einem Einnahmebedarf unterhalb der marktüblichen Spotmarktpreise gelten dabei als potenziell wirtschaftlich weiterbetriebsfähig, während höhere Werte typischerweise eine Stilllegung oder ein Repowering nahelegen. Im Folgenden werden die unterschiedlichen Einnahmeoptionen für Windenergieanlagen in Deutschland erörtert.

Einnahmeoptionen

Die wichtigste Einnahmequelle während und nach der EEG-Förderung (vgl. Kapitel 3.3) ist die Einspeisung von elektrischer Energie ins Netz. Die Vergütung je produzierter kWh hat einen maßgeblichen Einflussfaktor auf die wirtschaftliche Lebensdauer einer WEA. Für Anlagen, die keine EEG-Förderungen bekommen, gibt es typischerwei-

¹²² (Wallasch, Lüers, Rehfeldt, & Vogelsang, 2017, S. 46)

se folgende Optionen: Direktvermarktung an der Strombörse (Spotmarkt), Vermarktungsoptionen vor Ort (Eigenversorgung) oder Power-Purchase-Agreements (PPAs).

Die **Direktvermarktung** erfolgt über einen sogenannten Direktvermarkter, der den erzeugten Strom an der Strombörse verkauft. Diese Option bietet hohe Flexibilität und vergleichsweise geringe Einstiegshürden, da kein langfristiger Vertrag erforderlich ist. Allerdings sind die Erlöse preisvolatil und planungsunsicher. Insbesondere bei hohem Windaufkommen kann der Strompreis extrem fallen oder sogar negativ werden (vgl. Kapitel 3.4.1). Die Wirtschaftlichkeit hängt entscheidend davon ab, ob am Standort gute Windverhältnissen herrschen. Trotz dieser Risiken ist die Direktvermarktung am Spotmarkt die Standardoption für viele ausgeführte Anlagen, da sie kleineren oder älteren Windparks ohne Zugang zu PPAs die Teilnahme am Strommarkt ermöglichen.¹²³

Bei der **Vermarktungsoption vor Ort** wird die erzeugte elektrische Energie direkt an lokale Verbraucher geliefert. Diese Option eröffnet sich jedoch nur, wenn sich ein Verbraucher mit einem ausreichenden Energiebedarf, wie z. B. ein Industrieunternehmen, in einer räumlichen Entfernung zu dem Windpark befindet, die wirtschaftlich sinnvoll mittels einer Direktleitung überbrückt werden kann. Daneben können auch Power-to-X-Lösungen als dezentrales Energiekonzept umgesetzt werden.¹²⁴ Der wirtschaftliche Vorteil besteht darin, dass bei Direktbelieferung oder Eigenverbrauch Netzentgelte, Umlagen und die Stromsteuer entfallen. Zudem ist der Eigenverbrauch erneuerbarer Energie unter bestimmten Voraussetzungen ganz oder teilweise von der EEG-Umlage befreit, etwa wenn der Strom vor Ort genutzt wird und das öffentliche Netz nicht verwendet wird.¹²⁵ Diese Option der Eigenversorgung spielt eine kleinere, aber wachsende Rolle, insbesondere für innovative Projekte und Gemeinschaftsenergienetze.

Eine zunehmend relevante Alternative sind sogenannte **PPAs**. Dabei handelt es sich um privatwirtschaftliche Stromlieferverträge zwischen Betreiberunternehmen und Abnehmern (z. B. Industrieunternehmen, Ökostromanbieter oder Stadtwerke) mit Laufzeiten von mehreren Jahren. Die erzeugte elektrische Energie wird dabei zu einem vertraglich fixierten Preis verkauft, was Planungssicherheit schafft und Unabhängigkeit von schwankenden Börsenstrompreisen ermöglicht. PPAs haben sich in Deutschland beson-

¹²³ (Ritter, Seebach, Haller, Bogner, Claußner, & Huneke, 2023, S. 18)

¹²⁴ (Endell, Herz, & Konstantinidis, 2021, S. 13)

¹²⁵ (BWE, 2018, S. 6)

ders ab dem Jahr 2021 als Folge des EEG-Auslaufs bei Altanlagen sowie als Finanzierungsmodell für neue, förderfreie Windprojekte etabliert.¹²⁶ Die erfolgreiche Umsetzung erfordert jedoch fundierte juristische und finanzielle Expertise sowie eine ausreichend große Anlagengröße, um wirtschaftlich attraktiv zu sein.¹²⁷

Insgesamt zeigt sich, dass die Wirtschaftlichkeit von WEA außerhalb des EEG-Fördersystems stark von Standortqualität, technischen Rahmenbedingungen und verfügbaren Vermarktungswegen abhängt. Die Direktvermarktung am Spotmarkt bleibt für viele Post-EEG-Anlagen eine Übergangslösung, während PPAs und lokale Modelle zunehmend als zukunftsfähige Optionen an Bedeutung gewinnen.

4.3 Entscheidung für die Stilllegung von Windenergieanlagen in Deutschland

Die Lebensdauer deutscher Onshore-WEA endet häufig nicht mit dem Ablauf der 20-jährigen EEG-Förderung, sondern kann durch Betriebsoptimierung, Wartung oder neue Geschäftsmodelle verlängert werden. Gleichzeitig bestehen wirtschaftliche Grenzen, ab denen ein Weiterbetrieb nicht mehr sinnvoll erscheint. Die Entscheidung zur Stilllegung basiert daher meist nicht auf technischen, sondern auf ökonomischen Gründen.¹²⁸ Ist ein Standort planungsrechtlich für eine neue Genehmigung geeignet, ist der Rückbau zugunsten einer leistungstärkeren Neuanlage oft wirtschaftlich attraktiver. Vor allem Anlagen mit einer Leistung von unter 1 MW haben häufig einen zu geringen Ertrag, um die laufenden Betriebskosten zu decken.¹²⁹ Ob eine WEA tatsächlich weiterbetrieben wird, hängt stets vom konkreten Einzelfall ab, wobei zahlreiche Einflussfaktoren eine Rolle spielen. Der Entscheidungsbaum im Anhang B (vgl. Abbildung 18 auf Seite 88) fasst die wesentlichen Entscheidungsschritte zusammen.

Entscheidet sich das Betreiberunternehmen für die Stilllegung, stellen sich verschiedene Fragen zur weiteren Nutzung oder Verwertung der Komponenten. Bevor in Kapitel 6 die konkreten End-of-Life-Strategien beschrieben werden, gibt das folgende Kapitel 5 zunächst einen kurzen Überblick über das Konzept der Circular Economy, das als theoretischer Rahmen für nachhaltige Verwertungsstrategien dient.

¹²⁶ (Deutsche Energie-Agentur, 2024, S. 10)

¹²⁷ (Endell, Herz, & Konstantinidis, 2021, S. 12-13)

¹²⁸ (Quentin, Sudhaus, & Endell, 2018, S. 53)

¹²⁹ (BWE, 2020, S. 5-6)

5 Circular Economy

Die Circular Economy ist ein Wirtschaftskonzept, das bislang bei der Energiewende eine eher untergeordnete Rolle gespielt hat. Dabei kann die Circular Economy einen wirksamen Beitrag zum Erreichen der Treibhausgasneutralität leisten. Aktuell gibt es keine einheitliche Definition von Circular Economy.¹³⁰ Allerdings lässt sie sich deutlich von der derzeit vorherrschenden Linearwirtschaft abgrenzen, welche auf dem Muster „Rohstoffgewinnung – Produktion – Konsum – Entsorgung“ beruht.¹³¹

Im Gegensatz dazu stellt die Circular Economy ein umfassendes Wirtschaftsmodell dar, das auf systemische Ressourcenschonung, Produktlebensdauererweiterung und neue Nutzungsmodelle abzielt. Sie ist nicht gleichbedeutend mit dem in Deutschland gebräuchlichen Begriff der Kreislaufwirtschaft, welcher sich primär auf den Bereich des Abfallmanagement konzentriert.¹³² Das Konzept der Circular Economy ist viel breiter gefasst. Ziel ist die Förderung einer nachhaltigen Entwicklung, die den Umweltschutz, wirtschaftlichen Wohlstand und soziale Gerechtigkeit für heutige und zukünftige Generationen vereint. Die Umsetzung erfolgt auf Mikro- (Produkte, Unternehmen, Verbrauchende), Meso- (Öko-Industrieparks) und Makroebene (Städte, Regionen, Nationen).¹³³

Zentral für das Konzept der Circular Economy sind die R-Prinzipien.¹³⁴ Diese werden angewendet, um Ressourcenflüsse zu verringern, zu verlangsamen oder zu schließen.¹³⁵

Im Folgenden werden kurz die R-Prinzipien zusammengefasst:

- **R0 – Refuse:** Verzicht auf unnötige Produkte und Dienstleistungen zur präventiven Vermeidung von Ressourcenverbrauch.
- **R1 – Rethink:** Neugestaltung von Produktdesign und Geschäftsmodellen zur Intensivierung der Produktnutzung.
- **R2 – Reduce:** Reduzierung des Ressourcenverbrauchs durch effizienteren Einsatz von Materialien und Energie.
- **R3 – Reuse:** Mehrfache Nutzung von Produkten und Komponenten in ihrer ursprünglichen Form ohne Modifikationen.

¹³⁰ (von Hauff, 2023, S. 23)

¹³¹ (von Hauff, 2023, S. 43)

¹³² (von Hauff, 2023, S. 19)

¹³³ (Kirchherr, Reike, & Marko, 2017, S. 229)

¹³⁴ (Potting, Hekkert, Worell, & Hanemaaije, 2017, S. 15)

¹³⁵ (Bocken, de Pauw, Bakker, & van der Grinten, 2016, S. 309)

- **R4 – Repair:** Instandsetzung defekter Produkte zur Wiederherstellung der ursprünglichen Funktionalität.
- **R5 – Refurbish:** Aufarbeitung und Modernisierung gebrauchter Produkte zur Wiederherstellung eines neuwertigen Zustands.
- **R6 – Remanufacture:** Industrielle Wiederaufbereitung von Produkten zu einem Zustand, der dem Neuzustand entspricht oder ihn übertrifft.
- **R7 – Repurpose:** Umfunktionierung von Produkten oder Komponenten für neue Anwendungszwecke.
- **R8 – Recycle:** Stoffliche Rückführung von Abfällen in den Produktkreislauf durch Umwandlung in neue Rohstoffe.
- **R9 – Recover:** Energetische Verwertung nicht recycelbarer Materialien, beispielsweise durch Müllverbrennung.

Die R-Prinzipien der Circular Economy lassen sich als Kaskade zirkulärer Maßnahmen darstellen. Die Prinzipien R0 bis R2 zielen auf die Vermeidung bzw. absolute Ressourcenreduktion ab, R3 bis R7 auf eine Lebensdauerverlängerung und R8 bis R9 auf die End-of-Life-Verwertung.¹³⁶ Je niedriger die R-Nummer, desto höher die Priorität des zirkulären Prinzips und der ökologische Nutzen.

Bei den R-Prinzipien gibt es große Überschneidungen zu den in Kapitel 2.2.3 beschriebenen Nachhaltigkeitsprinzipien. Dies unterstreicht zusätzlich die Relevanz für den Nachhaltigkeitsansatz von Circular Economy.

Die Energiewende verändert die Nachfrage an Rohstoffen. Zwar werden zunehmend weniger Rohstoffe verbrannt und damit unwiederbringlich vernichtet, aber dafür werden mehr Rohstoffe für die Herstellung von Stromleitungen, Elektrolyseuren, PV-Anlagen und Windenergieanlagen benötigt. In absoluten Mengen wird der Rohstoffbedarf durch den Verzicht auf die Verfeuerung fossiler Energieträger jedoch sinken.¹³⁷ Dennoch bleibt ein sorgsamer Umgang mit den benötigten Rohstoffen unabdingbar. Circular Economy zielt darauf ab, möglichst wenig Rohstoffe zu nutzen und diese Rohstoffe möglichst lang in der Nutzung zu halten. Folgendes Kapitel 6 stellt die verschiedenen End-of-Life (EoL) Strategien für WEA vor und nimmt dabei Bezug zu den R-Prinzipien der Circular Economy.

¹³⁶ (Potting, Hekkert, Worell, & Hanemaaije, 2017, S. 15)

¹³⁷ (Club of Rome, Wuppertal Institut, 2024, S. 217)

6 End-of-Life-Strategien für Windenergieanlagen

Wenn eine Windenergieanlage das Ende ihrer technischen oder wirtschaftlichen Lebensdauer erreicht, beginnt die sogenannte End-of-Life-Phase. In der Windbranche beschreibt dieser Begriff den Zeitraum, in dem entschieden werden muss, ob eine Anlage zurückgebaut, technisch überarbeitet, ersetzt oder ganz oder teilweise wiederverwendet wird. Im Sinne der Circular Economy gilt diese Phase nicht als Endpunkt, sondern als möglicher Ausgang für neue Nutzungszyklen.

Im Jahr 2024 wurden in Deutschland 779 Windenergieanlagen stillgelegt.¹³⁸ Für die kommenden Jahre wird ein weiterer Anstieg erwartet. Dadurch entsteht ein wachsender Handlungsbedarf im Bereich der End-of-Life-Strategien.

Dieses Kapitel stellt vier zentrale Optionen vor, die derzeit im Umgang mit ausgedienten Windenergieanlagen verfolgt werden: Refurbishment, Repowering, Recycling und Wiederverwendung (Reuse). Ergänzend werden verwandte Optionen wie Remanufacturing und Repurpose kurz thematisiert.

Die einzelnen Optionen lassen sich meist nicht strikt voneinander trennen, sondern sind teilweise miteinander verknüpft. So können etwa Altanlagen, die im Rahmen eines Repowerings abgebaut werden, durch gezieltes Refurbishment für eine Zweitnutzung aufbereitet werden.

6.1 Refurbishment und Remanufacturing von Windenergieanlagen

Wie in Kapitel 5 bereits kurz erwähnt, bedeutet Refurbishment (R5) ganz allgemein die technische Aufarbeitung oder Wiederinstandsetzung eines gebrauchten Produkts mit dem Ziel, es erneut nutzbar zu machen. Im Windsektor bedeutet Refurbishment eine umfassende Überholung einer gesamten Windenergieanlage oder einzelner Komponenten. Dies geschieht häufig gegen Ende der 20-jährigen EEG-Förderperiode, wenn die Anlage technisch noch über ausreichende Substanz verfügt und gleichzeitig ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb unter den aktuellen Marktbedingungen möglich erscheint. Zusätzlich ist Refurbishment eine übliche Voraussetzung für den Weiterbetrieb gebrauchter Anlagen in einem „Second Life“ (Zweiter Lebenszyklus), da vor der erneuten Inbetriebnahme in der Regel eine technische Aufarbeitung notwendig ist.

¹³⁸ (Quentin, 2025, S. 9-10)

Die Verbreitung von Refurbishment lässt sich nur indirekt beziffern, da keine systematische Erfassung existiert. Dennoch geben aktuelle Daten Hinweise: Ende des Jahres 2024 befanden sich 8.749 Onshore-WEA mit zusammen 9,75 GW installierter Leistung im Weiterbetrieb, obwohl ihre EEG-Förderung nach 20 Jahren bereits ausgelaufen war. Das entspricht 30 % aller Onshore-Anlagen in Deutschland.¹³⁹ Diese Zahlen zeigen, dass der Weiterbetrieb eine relevante Rolle in der deutschen Windflotte spielt. Es ist davon auszugehen, dass Teile dieser Anlagen einem Refurbishment unterzogen wurden.

Für Betreiberunternehmen liegt der Vorteil eines Refurbishments bei der Verlängerung der Lebensdauer einer Windenergieanlage. In Anbetracht von sehr hohen Investitionskosten für neue Turbinen (Repowering) ermöglicht Refurbishment mit einem vergleichsweise geringen Aufwand den Weiterbetrieb einer abbezahlten Anlage. Durch gezielte Überholungen der Anlage sind oft weitere 5 bis 10 Betriebsjahre möglich,¹⁴⁰ zu einem Bruchteil der Kosten eines Neubaus. Gerade für kleinere Projektentwicklungsunternehmen, Bürgerenergiegesellschaften oder Kommunen ist dies attraktiv, da man eventuell Zeit gewinnt, Rücklagen für ein späteres Repowering zu bilden.

Refurbishment ist auch speziell an Standorten attraktiv, an denen größere Neuanlagen aufgrund von Abstandsregeln nicht genehmigt werden können. Aber auch wenn ein Repowering grundsätzlich möglich ist, kann ein Refurbishment wegen seiner schnellen Umsetzung eine attraktive Option sein: Ein Weiterbetrieb erfordert keine langwierigen Genehmigungsverfahren, Beschaffungszeiten oder Bauarbeiten wie ein Repowering.

Gleichzeitig trägt Refurbishment zur Circular Economy bei: Durch die Weiternutzung bestehender Komponenten werden Ressourcen geschont und Abfälle reduziert, insbesondere im Vergleich zum sofortigen Rückbau. Allerdings ist Refurbishment letztlich nur ein Aufschub und kein dauerhafter Ersatz für eine Erneuerung. Jedoch bietet Refurbishment ökonomische und ökologische Vorteile durch Kostenersparnis und Ressourcenschonung, da es erlaubt, bestehende Anlagenpotenziale weiter auszuschöpfen.

Im Gegensatz zum Refurbishment, das meist vor Ort oder durch Projektentwicklungsunternehmen erfolgt und auf die Wiederherstellung der Funktionstüchtigkeit abzielt, bezeichnet Remanufacturing (R6) die industrielle Wiederaufarbeitung gebrauchter Komponenten auf neuwertigem Qualitätsniveau. In der Windbranche betrifft Remanu-

¹³⁹ (Deutsche Windguard, 2025, S. 4)

¹⁴⁰ (BWE, 2020, S. 5)

facturing vor allem Getriebe, Generatoren und Leistungselektronik. Spezialisierte Zulieferfirmen bieten hierfür standardisierte Austauschprozesse an: Zu überholende Einheiten werden gezielt ausgebaut und gegen industriell aufgearbeitete Ersatzteile getauscht, häufig mit Funktionsgarantie. Ziel ist es, lange Stillstandzeiten zu vermeiden und gleichzeitig eine qualitätsgesicherte Rückführung von Bauteilen in den Nutzungskreislauf zu ermöglichen.

Aufgrund der standardisierten Prozesse, strengen Prüfanforderungen und der werkseitigen Qualitätssicherung bietet Remanufacturing ein hohes Maß an technischer Zuverlässigkeit. Im Vergleich zu Refurbishment ist es jedoch material- und energieintensiver, da Komponenten häufig vollständig zerlegt und in neuwertigen Zustand überführt werden. Aus Sicht der Circular Economy gilt Remanufacturing (R6) daher als nachgelagertes Prinzip gegenüber Refurbishment (R5), da es mit einem höheren Ressourceneinsatz verbunden ist. In der Praxis ist Remanufacturing bislang auf ausgewählte Komponenten beschränkt, spielt dort jedoch eine zunehmend wichtige Rolle.¹⁴¹

6.2 Repowering von Windenergieanlagen

Repowering bedeutet in der Regel einen vollständigen Rückbau der Altanlage und eine Neuerrichtung eines modernen Anlagentyps. Ein wesentlicher technischer Treiber des Repowerings ist der enorme Fortschritt in der Windenergietechnik. Wie in Kapitel 3.1 bereits ausführlich beschrieben, ermöglichen wenige leistungsstarke Neuanlagen den Ersatz vieler kleiner Altanlagen. Jedoch genügen viele Altstandorte nicht mehr heutigen Abstands- und Artenschutzanforderungen. Eine Studie aus dem Jahr 2022 kam zu dem Ergebnis, dass rund 40 % der bestehenden Windanlagen wegen der derzeitigen Rechtslage nicht durch höhere Anlagen ersetzt werden dürfen, obwohl die Standorte aus energiewirtschaftlicher Sicht geeignet wären.¹⁴²

Im Jahr 2024 wurden in Deutschland 28,8 % aller rückgebauten Anlagen durch Repowering-Anlagen ersetzt. Diese Anlagen hatten einen Anteil von 46,6 % des Netto-Leistungszuwachses (Gesamtleistung aller neu errichteten Anlagen minus Gesamtleistung aller stillgelegten Anlagen).¹⁴³

¹⁴¹ Die Angaben zu diesem Abschnitt beruhen z. T. auf persönlichen Berufserfahrungen der Autorin in der Windzulieferer-Branche für Wind-Generatoren und -Getriebe (2018 – heute).

¹⁴² (Unnewehr, Jalbout, Jung, Schindler, & Weidlich, 2022, S. 20-21)

¹⁴³ (Quentin, 2025, S. 9-10)

Ökonomisch stellt das Repowering für die Betreiberunternehmen oft eine lohnende Option dar. Die hohen Investitionskosten amortisieren sich durch erheblich gesteigerte Energieausbeute und reduzierte Wartungskosten.¹⁴⁴ Bei erfolgreicher Teilnahme an einer EEG-Ausschreibung sichern sich die Betreiberunternehmen zudem eine garantierte Marktprämie für 20 Jahre, was finanzielle Planungssicherheit bietet. Zudem erlaubt § 16b Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) seit dem Jahr 2021 (mit Nachbesserungen im Jahr 2024) ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren für Repowering-Vorhaben. Demnach ist keine vollständige Neugenehmigung erforderlich, wenn die neue Anlage innerhalb von 48 Monaten nach Rückbau errichtet wird und keine erheblich nachteiligen Umweltauswirkungen zu erwarten sind.¹⁴⁵ Diese Regelung senkt die Planungshürden deutlich und verkürzt die Projektlaufzeiten.

Auch ökologische und soziale Aspekte sind beim Repowering zu berücksichtigen. Auf der einen Seite kann der Austausch der veralteten Anlagen durch Anlagen mit modernen Antikollisions- und Abschaltssystemen positive Effekte für den Vogel- oder Fledermausschutz und bei der Lärminderung bringen. Auf der anderen Seite sind neue Großturbinen visuell dominanter und können lokalen Widerstand in der Bevölkerung erzeugen (vgl. Kapitel 3.4.3).

Das Repowering kann dem Prinzip der Circular Economy widersprechen, wenn es als rein linearer Prozess mit vollständigem Rückbau und Neuproduktion verstanden wird. Allerdings lässt sich Repowering unter bestimmten Bedingungen in zirkuläre Wertschöpfung integrieren: Dies geschieht etwa durch die Weiternutzung von Standorten und Infrastrukturen (z. B. Netzanschluss, Zuwegungen, Kranstellflächen), die Wiederverwendung der gesamten Anlage oder einzelner Komponenten sowie durch modulare Designs neuer Anlagen, die eine spätere Demontage und Rückführung erleichtern.

Repowering ist eine zentrale Strategie, um den angestrebten Leistungszuwachs bis zum Jahr 2035 effizient und flächenschonend zu erreichen. Besonders relevant ist dies angesichts vieler Altanlagen aus der ersten Ausbauphase, die inzwischen ihr technisches oder wirtschaftliches Lebensende erreichen. Langfristig sollte Repowering stärker im Sinne der Circular Economy gedacht und enger mit Recycling- und Wiederverwendungskonzepten verknüpft werden.

¹⁴⁴ (Mikindani, Deeney, & Dunphy, 2025, S. 2)

¹⁴⁵ (Bundesamt für Justiz, 2024)

6.3 Recycling und Repurpose von Windenergieanlagen

Wenn alle Möglichkeiten zur Weiternutzung ausgeschöpft wurden und weder Refurbishment noch Wiederverwendung der Anlage oder einzelner Komponenten in Frage kommen, bleibt als letzte Option die stoffliche Verwertung. Der Recyclingprozess (R8 bis R9) stellt damit das Ende des zirkulären Nutzungspfads dar und ist im Sinne der Circular Economy möglichst spät anzusetzen.

Eine wichtige Orientierungshilfe für den fachgerechten Rückbau und die umweltgerechte Verwertung von Windenergieanlagen bietet die DIN SPEC 4866.¹⁴⁶ Diese freiwillige Branchenempfehlung definiert Standards für Planung, Durchführung und Dokumentation des Rückbaus. Obwohl sie rechtlich nicht bindend ist, gilt sie als praxisrelevante Richtschnur für einen nachhaltigen Umgang mit ausgedienten Windenergieanlagen.

Zwischen 80 % und 90 % der Gesamtmasse einer WEA besteht aus gut recycelbaren Materialien. Dazu zählen insbesondere Stahl aus Turmsegmenten, Gussmaterialien aus Maschinenhäusern, Kupfer aus Generatoren und Kabeln sowie Beton aus Fundamenten (vgl. Abbildung 14). Stahl- und Kupferbestandteile können in etablierten Verfahren zurückgeführt werden und somit Primärrohstoffe einsparen. Die Aufbereitung benötigt hierbei weniger Energie als die Neuherstellung.¹⁴⁷

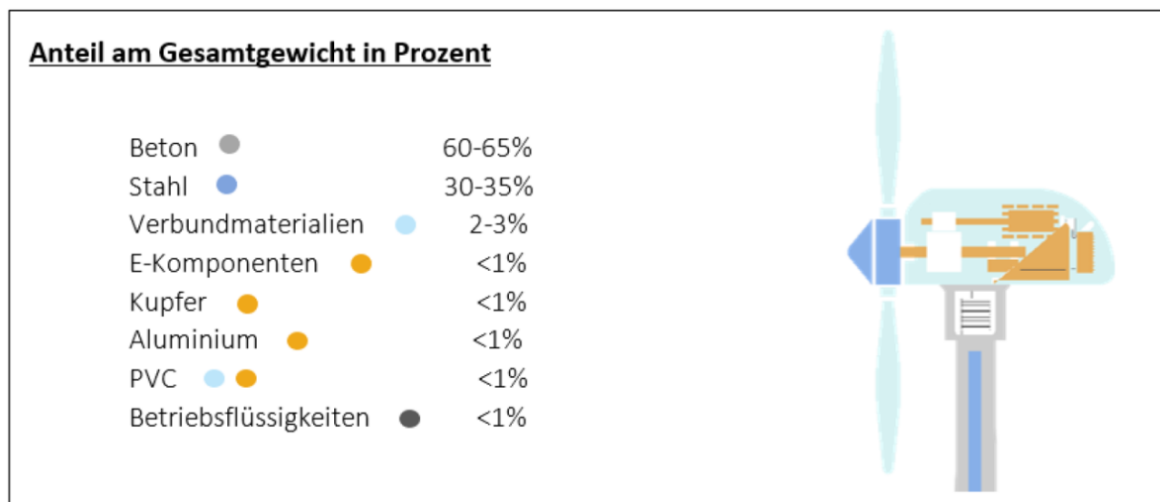


Abb. 14: Anteil der Baustoffe am Gesamtgewicht einer WEA¹⁴⁸

¹⁴⁶ (DIN, 2020)

¹⁴⁷ (BWE, 2023, S. 3)

¹⁴⁸ (BWE, 2023, S. 4)

Betonturmteile und Fundamente können nach entsprechender Aufbereitung als Recyclingbaustoffe verwendet werden. Ihr Rückbau ist jedoch mit hohen Kosten verbunden, insbesondere wenn eine vollständige Entfernung erforderlich ist, die häufig durch Sprengung erfolgt.¹⁴⁹

Polyvinylchlorid (PVC) aus Windenergieanlagen wird überwiegend energetisch verwertet; bei PVC-reichen Abfällen ist jedoch auch eine stoffliche Rückgewinnung möglich, sofern diese sortenrein erfasst und in Spezialanlagen behandelt werden.¹⁵⁰ Altöle, Fette und Hydraulikflüssigkeiten unterliegen bereits während des Betriebs einem etablierten Entsorgungsprozess und werden überwiegend stofflich zu Basisölen recycelt.¹⁵¹

Schwefelhexafluorid (SF₆) wird als Isoliergas in elektrischen Schaltanlagen eingesetzt und besitzt ein extrem hohes Treibhauspotenzial (Faktor 22.800 gegenüber CO₂). Aufgrund dieser Klimawirkung darf SF₆ nur von zertifizierten Fachfirmen durch Ausbau der Komponenten entnommen und anschließend in spezialisierten Anlagen abgesaugt und aufbereitet werden. Durch spezielle Reinigungsverfahren wird eine Reinheit von über 99 % erreicht, sodass das Gas anschließend wiederverwendet werden kann.¹⁵²

Obwohl Verfahren zur Rückgewinnung seltener Erden wie Neodym und Dysprosium entwickelt wurden, wird das Recycling dieser Elemente aus Windenergieanlagen bislang nur vereinzelt durchgeführt. Gründe sind der technisch aufwendige Ausbau, die geringen Mengenanteile im Abfallstrom sowie die Tatsache, dass viele Permanentmagnetgeneratoren sich noch im Betrieb befinden.¹⁵³ Erste spezialisierte Unternehmen bieten jedoch entsprechende Dienstleistungen an.¹⁵⁴

Besondere Recycling-Herausforderungen ergeben sich bei Komponenten mit fest verbundenen Materialien unterschiedlicher Stoffklassen. Generatoren, Getriebe, Steuerungssysteme und Rotorblätter enthalten typischerweise Materialverbunde aus Metallen, Kunststoffen, Harzen und Keramiken, die eine sortenreine Trennung und stoffliche Wiederverwendung erheblich erschweren.

¹⁴⁹ (Otto, et al., 2023, S. 78)

¹⁵⁰ (BWE, 2023, S. 7)

¹⁵¹ (Zotz, Kling, Langner, Hohrath, Born, & Feils, 2019, S. 84)

¹⁵² (Zotz, Kling, Langner, Hohrath, Born, & Feils, 2019, S. 84)

¹⁵³ (Zotz, Kling, Langner, Hohrath, Born, & Feils, 2019, S. 83)

¹⁵⁴ (Lars Walch GmbH & Co. KG, n. d.)

Die Aufbereitung solcher Bauteile erfolgt derzeit durch manuelle Demontage oder mechanische Zerkleinerung in spezialisierten Anlagen. Der Fokus liegt dabei auf der gezielten Rückgewinnung wertvoller Metalle wie Kupfer und Aluminium. Nichtmetallische Bestandteile wie Harze, Kunststoffe, Vergussmassen und Klebstoffe werden überwiegend thermisch verwertet oder entsorgt.¹⁵⁵

Rotorblätter machen etwa 2 % bis 3 % des Anlagengewichts aus, stellen jedoch aufgrund ihrer komplexen Materialzusammensetzung eine besondere Herausforderung für die Kreislaufwirtschaft dar. Rotorblätter bestehen überwiegend aus duroplastischen faserverstärkten Kunststoffen, insbesondere glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) und zunehmend auch carbonfaserverstärktem Kunststoff (CFK). Diese Materialien sind zwar stabil und witterungsbeständig, aber thermisch nicht formbar und daher nur eingeschränkt recycelbar. Da in Deutschland die Deponierung von Rotorblättern gesetzlich unzulässig ist, müssen alternative Verwertungswege gefunden werden.¹⁵⁶

GFK-Rotorblätter werden mechanisch zerkleinert und als Füllstoffe in der Baustoffindustrie genutzt oder in Zementwerken mit verbrannt, wobei die Glasfasern stofflich in die mineralische Zementmatrix integriert werden. CFK-Rotorblätter erfordern aufwendigere Verfahren wie die Pyrolyse zur Rückgewinnung der Carbonfasern, da diese bei herkömmlicher Verbrennung gesundheitsgefährdende Fasern freisetzen können.¹⁵⁷ Diese Verfahren gelten als Downcycling, da sie keinen hochwertigen Materialkreislauf ermöglichen.

Vor allem für Rotorblätter gibt es eindrucksvolle Beispiele für Repurpose (R7) im Sinne der Circular Economy: So wurden im Rahmen des niederländischen Projekts „Blade Made“ ausgediente Rotorblätter als Fahrrad- und Fußgängerbrücken, auf Spielplätzen und in Bushaltestellen, als Stadtmöbeln und Lärmschutzwänden weiterverwendet.¹⁵⁸ Ihre aerodynamische Form, hohe Festigkeit und Witterungsbeständigkeit machen Rotorblätter besonders geeignet für solche Anwendungen. Auch Bildungsprojekte und kommunale Initiativen greifen das Thema auf und entwickeln kreative Lösungen zur Wiederverwendung, etwa im Bildungsbereich oder öffentlichen Raum.¹⁵⁹

¹⁵⁵ (Zotz, Kling, Langner, Hohrath, Born, & Feils, 2019, S. 81-82)

¹⁵⁶ (BWE, 2023, S. 8)

¹⁵⁷ (BWE, 2023, S. 8-10)

¹⁵⁸ (Blade Made BV, n. d.)

¹⁵⁹ (Haase, 2024)

Allerdings bleibt Repurpose bislang auf Einzelfallprojekte beschränkt. Neben logistischen und technischen Herausforderungen, etwa bei Transport, Statik und Genehmigungen, dürfte auch das aktuelle Fehlen standardisierter Verfahren und skalierbarer Abnahmestrukturen eine breitere Anwendung erschweren. Potenzielle Einsatzbereiche mit hohem Materialbedarf, etwa im Schallschutz oder Infrastrukturbau, sind zwar vorhanden, werden bislang jedoch nur vereinzelt genutzt. Dabei kann Repurpose durchaus zur Ressourcenschonung beitragen, indem es den Bedarf an neu hergestellten Materialien reduziert. Allerdings löst der Ansatz das Entsorgungsproblem nicht dauerhaft, sondern verschiebt es lediglich: Auch wiederverwendete Rotorblätter müssen irgendwann final recycelt oder entsorgt werden. Repurpose stellt daher keine flächendeckende Lösung dar, sondern bleibt eine ergänzende Verwertungsoption mit hohem symbolischem und gestalterischem Mehrwert.

Recycling bildet das letzte Glied im zirkulären Nutzungspfad von Windenergieanlagen und sollte erst erfolgen, wenn keine Möglichkeiten zur Weiternutzung mehr bestehen. Repurpose kann in Einzelfällen eine sinnvolle Zwischenlösung darstellen, ersetzt jedoch keine systematische Kreislaufführung. Um die stoffliche Verwertung effizienter zu gestalten, sind ein recyclinggerechtes Design sowie eine frühzeitige und transparente Dokumentation der Materialzusammensetzung¹⁶⁰ einer Anlage entscheidend.

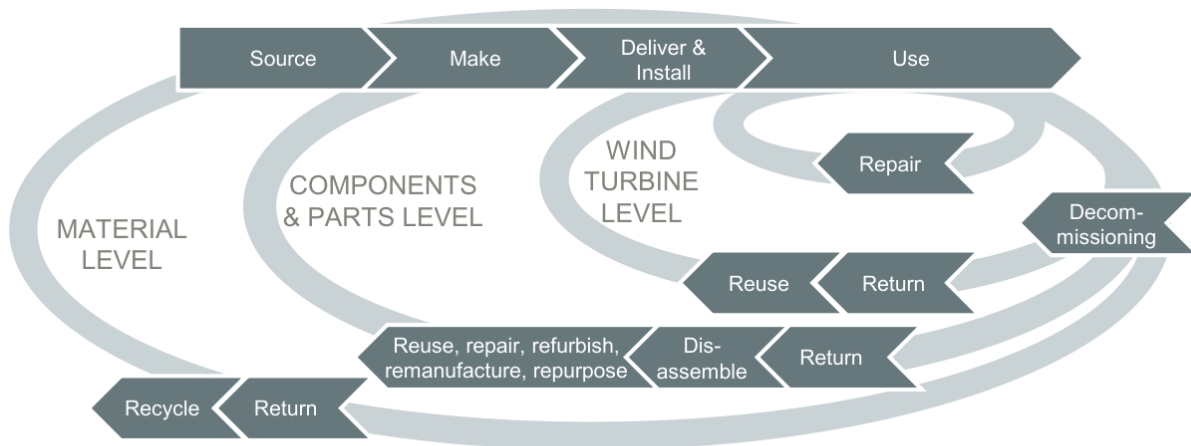
6.4 Reuse von Windenergieanlagen

Im Sinne der Circular Economy zählt die Wiederverwendung (R3) zu den bevorzugten R-Prinzipien. Sie folgt direkt auf die Maßnahmen zur Vermeidung (R0 bis R2) und zielt darauf ab, Produkte oder Anlagen möglichst ohne grundlegende Veränderung erneut zu nutzen.

Abbildung 15 veranschaulicht die zirkulären Prozesse innerhalb der Wertschöpfungskette der Windindustrie in Form verschachtelter Kreisläufe auf drei Ebenen: der Materialebene („Material Level“), der Komponenten- und Teileebene („Components & Parts Level“) sowie der Ebene der vollständigen Windenergieanlage („Wind Turbine Level“). Eine detaillierte Übersicht zu möglichen Pfaden der Wiederverwendung, Reparatur, Zerlegung und stofflichen Verwertung zeigt ergänzend Abbildung 19 im Anhang C (vgl. Seite 89).

¹⁶⁰ (Zotz, Kling, Langner, Hohrath, Born, & Feils, 2019, S. 200)

Im vorherigen Kapitel 6.3 wurde bereits die Materialebene beleuchtet: Zwischen 80 % und 90 % der Masse einer rückgebauten Windenergieanlage lassen sich recyceln. Diese Materialien könnten theoretisch zum Bau neuer Windenergieanlagen eingesetzt werden, finden jedoch derzeit meist in anderen Branchen Verwendung.



Circular supply chain processes in the wind industry. Inspired by Kramer & Beauson (2023), Kramer & Schmidt (2022, 2023).

Abb. 15: CE-Wertschöpfungskette für WEA¹⁶¹

Die Komponenten- und Teilewiederverwendung bietet sich an, wenn eine Windenergieanlage nicht mehr als funktionsfähige Einheit übertragen werden kann, ihre Einzelteile jedoch weiterhin nutzbar sind. Ausgebaute Hauptkomponenten werden häufig überholt (Refurbishment – vgl. Kapitel 6.1) und anschließend als Ersatzteile für Bestandsanlagen eingesetzt. Es gibt aber auch einen großen Bedarf an Kleinkomponenten wie etwa der CPU (Central Processing Unit) mit zugehöriger Steuerplatine.¹⁶²

Ein entscheidender Treiber für diesen Sekundärmarkt ist die eingeschränkte Verfügbarkeit von Originalersatzteilen, insbesondere für ältere Anlagengenerationen, deren Hersteller zwischenzeitlich fusioniert, umstrukturiert oder vom Markt verschwunden sind. Für die Betreiberunternehmen solcher Altanlagen sind gebrauchte und ggf. aufbereitete Komponenten oft die wirtschaftlichste Option zur Aufrechterhaltung des Betriebs ihrer Altanlagen.¹⁶³

¹⁶¹ (Kramer, 2025, S. 49)

¹⁶² (Spares in Motion, n. d.) Anfrage der Autorin bei SiM / (Experteninterview_3)

¹⁶³ (Monsess, 2022, S. 24 - 26 Min.)

Die Komponenten- und Teilewiederverwendung stellt eine sinnvolle Ergänzung zur vollständigen Anlagenverlagerung dar, sowohl zur Versorgung bestehender Altanlagen als auch zur Schonung knapper Ressourcen.

Die Wiederverwendung kompletter Windenergieanlagen stellt eine besonders ressourcenschonende Option im Umgang mit stillgelegten Anlagen dar. Voraussetzung hierfür ist in der Regel ein technisches Refurbishment, das die Betriebssicherheit und Funktionstüchtigkeit für eine weitere Einsatzperiode sicherstellt (vgl. Kapitel 6.1). Die vollständige Wiederverwendung erfolgt in der Regel durch Rückbau und Wiedererrichtung der Anlage an einem anderen Standort.

Vor dem Hintergrund steigender Stilllegungszahlen analysiert das folgende Kapitel, inwiefern rückgebaute deutsche Onshore-WEA einem zweiten Lebenszyklus zugeführt werden. Dabei liegt der Fokus auf der Wiederverwendung der kompletten Turbine.

7 Wiederverwendung von deutschen Onshore-Windenergieanlagen

Deutschland zählt zu den Pionierländern der Windenergienutzung: Der Ausbau begann hier früher als in vielen anderen Staaten, sodass heute umfangreiche Betriebserfahrungen vorliegen und gleichzeitig eine große Zahl an Onshore-WEA das Ende ihrer ursprünglichen Lebensdauer erreicht. Mit einem hohen Bestand an Altanlagen, einem dichten Servicenetz, bewährten Betriebshistorien und einer fundierten technischen Dokumentation bietet Deutschland grundsätzlich gute Voraussetzungen für die systematische Weiternutzung gebrauchter Turbinen.

Gleichzeitig ist Deutschland ein aktiver Repowering-Markt (vgl. Kapitel 6.2). Besonders an windstarken Standorten werden ältere, aber technisch noch funktionsfähige Turbinen häufig vorzeitig zurückgebaut, um sie durch leistungsstärkere Neuanlagen zu ersetzen. Die Entscheidung für ein Repowering erfolgt dort oftmals deutlich früher als an weniger ertragreichen Standorten, an denen ältere Anlagen zunächst weiterbetrieben werden. Der Rückbau erfolgt hier also primär aus wirtschaftlichen, nicht aus technischen Gründen.¹⁶⁴ Repowering gilt somit als zentraler Treiber für die Wiederverwendung deutscher WEA, da im Zuge des wirtschaftlich motivierten Rückbaus vielerorts noch funktionsfähige Anlagen demontiert werden (vgl. Kapitel 4.3).

Trotz dieser grundsätzlich günstigen Rahmenbedingungen findet die Installation von gebrauchten WEA in Deutschland bislang nur in Ausnahmefällen statt. Ein Grund ist u. a. die geringe Flächenverfügbarkeit: Deutschland ist dicht besiedelt und weist nur begrenzte Potenziale für die Errichtung neuer Windkraftstandorte auf (vgl. Kapitel 3.4.2). Die wenigen verfügbaren Flächen werden möglichst effizient genutzt, in der Regel mit leistungsstärkeren Turbinen. Standorte, an denen aus planerischen oder genehmigungsrechtlichen Gründen nur kleinere Turbinen erlaubt wären, sind meistens bereits mit Altanlagen belegt, die oft als Post-EEG-Anlagen weiter betrieben werden. Eine zusätzliche Nachfrage nach gebrauchten WEA besteht in Deutschland daher kaum.

Stattdessen gelangen viele der rückgebauten WEA auf internationale Zweitmärkte. Quantitative Analysen zeigen, dass etwa 50 % der stillgelegten deutschen Onshore-WEA als komplette Anlage einer Zweitnutzung zugeführt werden, wobei diese aus-

¹⁶⁴ (Kramer, 2025, S. 86, 126)

nahmslos exportiert werden.¹⁶⁵ Um das Jahr 2010 wurden Second-Hand-WEA vorrangig in nahegelegene osteuropäische Länder exportiert, begünstigt durch vergleichsweise geringe Transportentfernungen. Mit der Zeit wurden jedoch auch in Osteuropa gute Windstandorte knapper und Genehmigungen strenger, was Betreiberunternehmen vermehrt zu Neuinstallationen veranlasste.¹⁶⁶ Während diese nahegelegenen Märkte schrumpften, etablierte sich zunehmend ein interkontinentaler Handel.¹⁶⁷ Obwohl die meisten Anlagen nach wie vor ins europäische Ausland gehen,¹⁶⁸ liegt der Fokus nun deutlich weniger auf Osteuropa. Zugleich werden regelmäßig auch weit entfernte Märkte in Afrika, Asien und Lateinamerika bedient.¹⁶⁹

Der Weiterbetrieb rückgebauter deutscher WEA im Ausland wirft die Frage auf, warum Anlagen, die in Deutschland wirtschaftlich nicht mehr rentabel erscheinen, in anderen Ländern dennoch genutzt werden können. Ein Grund sind oft die deutlich niedrigeren Betriebskosten (vgl. Kapitel 4.2), da z. B. Löhne für Wartungs- und Servicedienstleistungen geringer sein können, Pachten günstiger sind und Netzentgelte sowie Umlagen entfallen oder reduziert sein können. Zudem sind Anforderungen an technische Prüfungen, Sicherheitsstandards und Nachrüstungen vielerorts möglicherweise weniger streng geregelt, was weitere Einsparungen ermöglicht. Daneben spielen auch unterschiedliche Marktbedingungen eine Rolle, wie etwa höhere Strompreise, günstigere Finanzierungsbedingungen oder staatliche Förderungen. Auch weniger umfangreiche regulatorische Vorgaben und unterschiedliche Anforderungen an Netzanschluss oder Einspeisung tragen dazu bei, dass ältere Anlagen im Ausland wirtschaftlich betrieben werden können, selbst wenn sie unter deutschen Bedingungen keine ausreichende Rendite mehr erzielen.

7.1 Auswahlkriterien für Reuse-Windenergieanlagen

Die Entscheidung, ob eine WEA nach dem Rückbau weiterverwendet werden kann, hängt von einer Vielzahl technischer, wirtschaftlicher und logistischer Faktoren ab. Grundvoraussetzung ist ein intakter Betriebszustand der Anlage. Vor jeder Wiederverwendung steht daher eine sorgfältige Inspektion. Diese umfasst neben der Sichtung des technischen Zustands zunehmend auch eine belastbare Abschätzung der verbleibenden

¹⁶⁵ (Kramer, 2025, S. 124)

¹⁶⁶ (Uken, 2011)

¹⁶⁷ (Waas, 2020)

¹⁶⁸ (Kramer, et al., 2024, S. 1) (Kramer, 2025, S. 124)

¹⁶⁹ (wind-turbine.com, 2016)

Lebensdauer zum Zeitpunkt der Stilllegung. Einige OEMs gaben an, bereits in der Lage zu sein (oder daran zu arbeiten), solche Restlebensdauereinschätzungen systematisch durchführen zu können. Fachleute aller Stakeholdergruppen und Länder betonten, dass die tatsächliche technische Lebensdauer vieler Turbinentypen über 20 Jahre hinausgeht. Für manche stillgelegte Windturbinentypen wurden Werte zwischen 35 und 50 Jahren genannt.¹⁷⁰ Die Überschreitung der 20-jährigen Auslegungslebensdauer bestimmt daher nicht die Wahrscheinlichkeit einer Zweitnutzung.¹⁷¹

Insbesondere WEA, die im Zuge eines wirtschaftlich motivierten Repowerings vorzeitig demontiert werden (vgl. Kapitel 4.3), weisen häufig eine funktionstüchtige Grundstruktur auf und sind prinzipiell für einen zweiten Lebenszyklus geeignet. Voraussetzung der Wiederverwendung ist allerdings oft ein Refurbishment der WEA zur Sicherstellung der Betriebssicherheit (vgl. Kapitel 6.1).

Ein Kriterium für die Eignung ist die Leistungsklasse in Verbindung mit dem Anlagenalter. Im Jahr 2024 entfielen rund 34 % des deutschen Onshore-Bestands auf Anlagen mit einer Leistung zwischen 1 MW und 2 MW. Diese Gruppe stellt nicht nur den größten Anteil, sondern liegt mit einem Durchschnittsalter von 19,5 Jahren häufig an der Schwelle zwischen Weiterbetrieb und Rückbau. Auch WEA mit einer Leistung zwischen 2 MW und 3 MW, mit einem Anteil von 23 % am Bestand und einem Durchschnittsalter von 10,6 Jahren,¹⁷² gelten als besonders geeignet für Wiederverwendung.

Neben der Leistungsklasse beeinflusst auch die Marktdurchdringung des jeweiligen Turbinentyps die Entscheidung für eine Wiederverwendung. Modelle, die in großer Stückzahl installiert wurden, verfügen häufig über bewährte Betriebshistorien, eine gesicherte Ersatzteilverfügbarkeit und ein breites Servicenetz. Dies erleichtert nicht nur die Wartung im Zweiteinsatz, sondern reduziert auch die wirtschaftlichen Risiken für neue Betreiberunternehmen. In der Leistungsklasse 1 MW bis 3 MW dominieren zwei OEMs den deutschen Bestand: Vestas mit getriebebasierten (Gear Drive, GD) Anlagen und Enercon mit getriebelosen (Direct Drive, DD) Turbinen.¹⁷³ Die Turbinentypen dieser beiden OEMs sind auf dem Zweitmarkt besonders gefragt.¹⁷⁴

¹⁷⁰ (Kramer, 2025, S. 97)

¹⁷¹ (Kramer, 2025, S. 125)

¹⁷² (Quentin, 2025, S. 13)

¹⁷³ (Wallasch, Lüers, Rehfeldt, & Vogelsang, 2017, S. 23-24)

¹⁷⁴ (Monsess, 2022, S. 20:50 - 22:15 Min.)

Ein weiterer zentraler Aspekt ist die Wartungsstrategie des Erstbetreiberunternehmens. Anlagen mit kontinuierlicher Instandhaltung, regelmäßigen Inspektionen und dokumentierten Austauschmaßnahmen, etwa im Rahmen von Vollwartungsverträgen, weisen in der Regel eine deutlich höhere Substanzqualität auf. Eine lückenlose Wartungshistorie verbessert nicht nur die Wiederverwendbarkeit, sondern unterstreicht die technische Zuverlässigkeit der Anlage. Je nach Zielregion können Netzkonformitätsanpassungen an lokale Netzstandards wie Frequenz oder Spannung erforderlich sein. Modulare Turbinen oder bestehende Umrüslösungen bieten hier einen klaren Vorteil.

Jedoch sind nicht alle Turbinentypen auf einen vollständigen Rückbau ausgelegt. Auch können herstellerspezifische Konstruktionen den Austausch einzelner Komponenten erschweren.¹⁷⁵ Turbinen mit segmentierten Stahltürmen oder kompaktem Gondeldesign lassen sich hingegen einfacher demontieren, transportieren und an einem neuen Standort wiedererrichten. Dies senkt die logistischen Kosten und erhöht die Chancen auf eine erfolgreiche Wiederverwendung.

Das Wiederverwendungspotenzial ergibt sich nicht allein aus dem Alter der WEA, sondern vielmehr aus dem Zusammenspiel von Turbinentyp, Wartungshistorie, logistischen Rahmenbedingungen, technischer Kompatibilität, Marktdurchdringung und damit der Ersatzteilverfügbarkeit.¹⁷⁶

7.2 Kostensituation bei der Wiederverwendung von Windenergieanlagen

Damit eine Wiederverwendung wirtschaftlich tragfähig ist, müssen verschiedene Kostenfaktoren berücksichtigt werden. Dazu zählen insbesondere der Rückbau der Anlage, der Transport zum neuen Standort, die technische Aufbereitung sowie die Wiedererrichtung am Zielstandort. Die genaue Höhe dieser Aufwendungen hängt vom Turbinendesign, dem Zustand der Anlage sowie von standortspezifischen Bedingungen ab. Eine beispielhafte Kostenstruktur veranschaulicht Abbildung 16. Sie basiert auf zwei realen Wiederverwendungsprojekten, die im Rahmen eines Experteninterviews näher erläutert wurden.

¹⁷⁵ (Kramer, 2025, S. 91)

¹⁷⁶ (Kramer, 2025, S. 106)

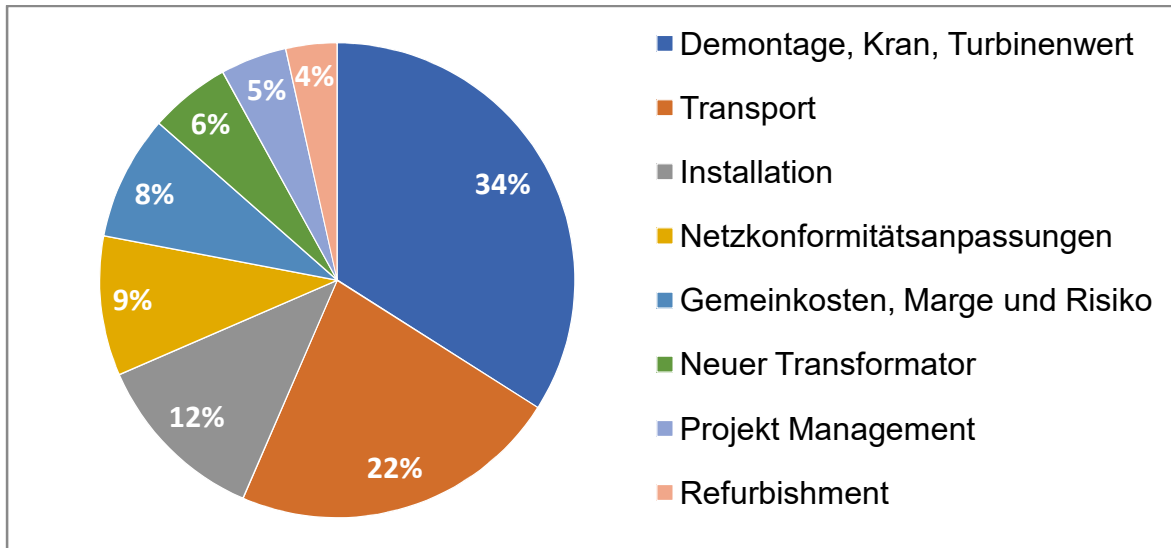


Abb. 16: Kostenstruktur einer gebrauchten WEA¹⁷⁷

Die Rückbaukosten der Turbine bestehen größtenteils aus den Kosten für den Kran und werden stark vom Turbinendesign beeinflusst: insbesondere von deren Höhe, Abmessungen und Gewicht. Die Demontagekosten werden primär durch die Kosten für das Demontage-Team sowie durch den Umfang der Demontage der Turbine und ihrer Komponenten bestimmt.¹⁷⁸ Standardmäßig wird eine WEA innerhalb von 12 Stunden von einem Demontage-Team von fünf bis sechs Personen rückgebaut.¹⁷⁹ Die Demontagekosten sind bei einem Rückbau zur Wiederverwendung etwa 10 % bis 20 % höher gegenüber einem Rückbau zum Recycling, da beispielsweise die Komponenten sorgfältiger inspiziert, zerlegt, beschriftet und für den Weiterbetrieb gesichert werden müssen.¹⁸⁰

Der in der Grafik dargestellte „Turbinenwert“ umfasst den Restwert der gebrauchten Anlage. In der Praxis ist es eine gängige Vorgehensweise, dass beim Verkauf gebrauchter WEA die Rückbaukosten vom neuen Betreiberunternehmen übernommen werden. Darüber hinaus kann ein Kaufpreis vereinbart werden, der je nach Typ, Alter und Zustand der Anlage stark variiert. In Einzelfällen wird ein symbolischer Preis angesetzt, in den meisten Fällen werden jedoch deutlich höhere Werte realisiert.¹⁸¹ Aufbereitete Se-

¹⁷⁷ (Experteninterview_1)

¹⁷⁸ (Kramer, 2025, S. 92)

¹⁷⁹ (Monsess, 2022, S. 19:25 Min.)

¹⁸⁰ (Kramer, 2025, S. 95) (Experteninterview_1)

¹⁸¹ (Monsess, 2022, S. 22:15 Min.) (Experteninterview_2)

cond-Hand-Anlagen werden meist über spezialisierte Rückbauunternehmen oder Online-Plattformen vermarktet.

Ein wesentlicher Kostentreiber ist der Transport, insbesondere bei großen Turbinen mit nicht segmentierbaren Bauteilen oder bei Transportwegen mit Einschränkungen, etwa in bergigen Regionen oder bei engen Zufahrten. In manchen Ländern, darunter Deutschland, führen zudem umfangreiche Genehmigungspflichten für Schwertransporte zu zusätzlichen Aufwendungen.¹⁸² Ein zusätzlicher Kostenfaktor ergibt sich daraus, dass Rotorblätter bei einer Wiederverwendung in der Regel unzerlegt transportiert werden müssen, während sie beim Recycling häufig direkt vor Ort zersägt werden können.¹⁸³ Angesichts des Trends zu immer größeren Anlagendimensionen ist davon auszugehen, dass Transportkosten künftig einen noch größeren Anteil an der Gesamtkostenstruktur einnehmen werden.¹⁸⁴

Die Positionen „Netzkonformitätsanpassungen“ und „Neuer Transformator“ umfassen technische Modifikationen, die erforderlich sind, um die gebrauchte Anlage an die Netzanforderungen des neuen Standorts anzupassen.

Ein kritischer Faktor ist das zeitliche Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage. Die Nachfrage nach gebrauchten Windenergieanlagen muss in der Regel genau im Zeitraum des geplanten Rückbaus erfolgen, da ein zusätzlicher Transport und eine Zwischenlagerung aus wirtschaftlichen Gründen meist nicht in Betracht kommen.¹⁸⁵ Dadurch entsteht eine enge zeitliche Taktung: Liegt bis zum Rückbautermin keine verbindliche Zusage für die Wiederverwendung vor, wird häufig auf eine aufwendige, demontagegerechte Zerlegung verzichtet. Stattdessen erfolgt ein vereinfachter Rückbau mit dem Ziel des Recyclings, um Kosten zu minimieren. Die Suche nach einem neuen Betreiberunternehmen ist daher oft zeitlich begrenzt.¹⁸⁶

Die Anfangsinvestition (Capital Expenditures, CAPEX) für gebrauchte WEA besteht aus dem Kaufpreis für die Turbine (inkl. Rückbau), den Transportkosten und den Wiederinstallationskosten (inkl. Genehmigungskosten). In einem realen Projekt, bei dem eine Vestas V80 Turbine (2 MW) von Deutschland in die Ukraine verlagert wurde, be-

¹⁸² (Kramer, 2025, S. 98)

¹⁸³ (Experteninterview_2)

¹⁸⁴ (Kramer, 2025, S. 99)

¹⁸⁵ (Kramer, 2025, S. 125)

¹⁸⁶ (Kramer, 2025, S. 96, 125)

liefen sich die Transportkosten auf ca. 200.000 €, während die Wiederinstallationskosten für Fundament, Verkabelung, Kran und Installations-Team bei ca. 1,2 Mio. bis 1,5 Mio. € lagen. Hinzu kommen die Kosten für die Demontage am Erststandort.

In einem zweiten analysierten Projekt eines Windparks mit fünf WEA ergibt sich folgende Kostenübersicht:¹⁸⁷

Demontage (ohne Fundamentrückbau):	70.000 €
Kran- und Hilfskran:	190.000 €

Dies ergibt 52.000 € Rückbaukosten pro WEA. Basierend auf diesen beiden spezifischen Projekten entstünden hierbei Anfangsinvestitionskosten von 726.000 bis 776.000 € pro MW. Allerdings fehlen der Fundamentrückbau und der Turbinenwert.

Die gesamte Anfangsinvestition ist bei gebrauchten Turbinen niedriger als bei neuen Turbinen mit größerer installierter Leistung. Während neue Onshore-WEA 2024 zwischen 1,3 Mio. € und 1,9 Mio. € pro MW kosteten,¹⁸⁸ liegt der Preis für gebrauchte Anlagen nach Branchenschätzungen im Durchschnitt bei etwa 600.000 € bis 650.000 € pro MW.¹⁸⁹ Diese Werte weichen von den oben genannten projektspezifischen Kosten ab, was die hohe Variabilität der Kostensituation verdeutlicht. Dies unterstreicht, dass der Zweitmarkt sehr komplex ist und es keine Standardprojekte gibt.¹⁹⁰ Die Kosten können im Einzelfall erheblich von den genannten Durchschnittswerten abweichen.

Die erwarteten Gesamteinnahmen hängen maßgeblich von der geplanten Projektlaufzeit ab, die unter anderem von der erwarteten Restlebensdauer der Turbine bestimmt wird. Reuse-Projekte sind voraussichtlich nach einer Laufzeit von 4 bis 5 Jahren rentabel.¹⁹¹

7.3 Gründe für die Installation gebrauchter Windenergieanlagen

Die Wiederverwendung gebrauchter WEA kann sowohl auf Seiten der abgebenden als auch der übernehmenden Unternehmen vorteilhaft sein. Aus Sicht des Erstbetreiberunternehmens eröffnet der Verkauf die Möglichkeit, Einnahmen zu erzielen und gleichzeitig die kostenintensive Entsorgung zu umgehen. So entfällt bei einer vollständigen Wei-

¹⁸⁷ (Experteninterview_3)

¹⁸⁸ (Kost, 2024, S. 3)

¹⁸⁹ (Experteninterview_1)

¹⁹⁰ (Kramer, 2025, S. 100)

¹⁹¹ (Kramer, 2025, S. 108)

terverwendung der Anlage der Aufwand für Zerlegung, Abtransport und stoffliche Verwertung. In einem der im vorherigen Kapitel 7.2 dargestellten Projekte beliefen sich die reinen Verwertungskosten für fünf stillgelegte WEA auf insgesamt rund 80.000 €. ¹⁹² Zwar kann ein Teil dieser Summe durch den Erlös aus dem Schrottwert von Stahl und Kupfer kompensiert werden, dennoch verbleibt in der Regel ein nennenswerter Kostenposten. Vor diesem Hintergrund stellt die Wiederverwendung eine wirtschaftlich interessante Alternative dar, vor allem weil in der Praxis häufig das übernehmende Betreiberunternehmen die Rückbaukosten trägt.

Auf der anderen Seite erfolgt die Installation gebrauchter WEA aus unterschiedlichen strategischen und wirtschaftlichen Motiven. Wie im vorherigen Kapitel 7.2 betrachtet, ist ein zentraler Anreiz die geringere Anfangsinvestition gegenüber der Installation von Neuanlagen. Besonders in Zeiten hoher Zinssätze gewinnt die reduzierte Anfangsinvestition zusätzlich an Bedeutung. Da die Finanzierungskosten einen erheblichen Anteil der Gesamtprojektkosten ausmachen, können niedrigere Kapitalkosten die Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten entscheidend verbessern. Gebrauchte Anlagen bieten hier einen deutlichen Vorteil gegenüber kapitalintensiven Neuinstallationen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass diese in der Regel während des Betriebs geringere Stromerträge erzielen, wodurch sich der Vorteil niedriger Investitionskosten relativieren kann, da die Wirtschaftlichkeit stark von der erzielbaren Energieproduktion abhängt.

Die Windindustrie verfolgt einen klaren Trend zu immer größeren Turbinen mit höheren Nabenhöhen, größeren Rotordurchmessern und entsprechend höheren logistischen Anforderungen (vgl. Kapitel 3.1). An vielen Standorten verhindern jedoch genehmigungsrechtliche Vorgaben wie Höhenbegrenzungen oder Abstandsregelungen den Einsatz solcher Großanlagen (vgl. Kapitel 3.4.2). Gleichzeitig stellen logistische Einschränkungen, etwa in bergigen Regionen oder aufgrund unzureichender Infrastruktur und begrenzten Zufahrtskapazitäten, ein erhebliches Hindernis dar. Für die Installation von Windenergieanlagen sind tragfähige Böden für Schwertransporte und ausreichend große Kranstellflächen essenziell. In abgelegenen oder strukturschwachen Regionen sind die Voraussetzungen für den Einsatz großer, moderner WEA häufig nicht gegeben. Da kleinere Neuanlagen (unter 100 m bis 120 m Nabenhöhe) aber praktisch nicht mehr verfügbar sind, stellen gebrauchte WEA oft die einzige Möglichkeit dar, Standorte mit

¹⁹² (Experteninterview_3)

hohen Genehmigungsanforderungen oder beschränkter Erreichbarkeit für die Windenergienutzung zu erschließen.¹⁹³

Ein weiterer Beweggrund für den Einsatz gebrauchter Windenergieanlagen ist nicht nur auf die zunehmenden Anlagendimensionen zurückzuführen, sondern auch auf die steigende Leistung moderner Turbinen. In strukturschwachen Ländern und Regionen fehlt es häufig an einer stabilen oder ausreichend dimensionierten Netzinfrastruktur, um moderne Großanlagen mit mehreren Megawatt Nennleistung zu integrieren.¹⁹⁴ Die Einspeisung hoher Leistungen kann dort zu erheblichen Netzininstabilitäten führen oder ist aufgrund fehlender oder unterdimensionierter Umspannwerke, schwacher Verteilernetze und mangelndem Netz- bzw. Lastenmanagement gar nicht möglich. In solchen Kontexten stellen kleinere, gebrauchte WEA mit Leistungen unterhalb von 1 MW eine technisch sinnvolle und kosteneffiziente Alternative dar. Sie lassen sich häufig dezentral nahe an Verbrauchszentren installieren und erfordern geringere Investitionen in Netzanschluss und Infrastruktur. Damit leisten sie einen Beitrag zur Elektrifizierung ländlicher Räume und zur Versorgungssicherheit in Regionen mit schwacher Netzabdeckung.

Ein wesentlicher Vorteil gebrauchter Windenergieanlagen liegt in der deutlich kürzeren Beschaffungsdauer der WEA im Vergleich zu Neuanlagen. Wie in Kapitel 3.4.4 erläutert, führen globale Lieferkettenengpässe und die starke Abhängigkeit von wenigen Produktionsstandorten, insbesondere in China, zu langen Wartezeiten bei Neuturbinen. Diese Verzögerungen verlängern die Projektlaufzeiten und erhöhen die Kapitalkosten, was den Planungs- und Finanzierungsaufwand deutlich steigert. Gebrauchte Anlagen aus dem Bestand bereits errichteter Windparks sind hingegen kurzfristig verfügbar und ermöglichen dadurch eine schnellere Umsetzung von Projekten.¹⁹⁵

Darüber hinaus stellen langwierige Genehmigungsverfahren eine weitere Hürde dar. Lange Genehmigungsprozesse können dazu führen, dass der ursprünglich geplante Turbinentyp zum Zeitpunkt der Umsetzung nicht mehr verfügbar ist (vgl. Kapitel 3.4.3). Um eine zeitintensive Änderung des Genehmigungsantrags und somit weitere Verzögerungen zu vermeiden, entscheiden sich Projektentwicklungsunternehmen in diesen Fällen oft dafür, eine gebrauchte Anlage des genehmigten Typs zu installieren. Dadurch

¹⁹³ (Experteninterview_1)

¹⁹⁴ (KfW, GIZ, IRENA, 2020, S. 6)

¹⁹⁵ (Experteninterview_1)

kann der Zeitplan eingehalten und der Projekterfolg trotz komplexer Rahmenbedingungen gesichert werden. Die Wiederverwendung gebrauchter WEA trägt somit wesentlich dazu bei, Projektlaufzeiten zu verkürzen und Investitions-Risiken zu reduzieren.¹⁹⁶

Ein weiterer Faktor ist die Verfügbarkeit für kleinere Projektgrößen. OEMs vermarkten neue Turbinen in der Regel nur in größeren Stückzahlen, während der Gebrauchtmarkt auch den Erwerb einzelner Anlagen ermöglicht.¹⁹⁷ Dies ist insbesondere für kleinere Unternehmen, Kommunen oder landwirtschaftliche Betriebe attraktiv, da Einzelanlagen geringere Investitionskosten erfordern und das Projektmanagement im Vergleich zu Großprojekten vereinfachen. So lässt sich die Erzeugungskapazität schrittweise ausbauen und besser an lokale Gegebenheiten anpassen. Der Gebrauchtmarkt erleichtert damit nicht nur den Einstieg in die Windenergie, sondern auch die gezielte Erweiterung bestehender Anlagenbestände.

Neben den genannten praktischen und wirtschaftlichen Überlegungen gewinnt auch der Aspekt der Nachhaltigkeit zunehmend an Bedeutung. Die Wiederverwendung von kompletten WEA steht dabei im Einklang mit den Prinzipien der Circular Economy, da sie die Nutzungsdauer technischer Produkte verlängert und somit den Bedarf an Primärressourcen reduziert (vgl. Kapitel 5). Gegenüber einer Neuproduktion können erhebliche Mengen Energie und Material eingespart werden, was zu einer deutlich verringerten CO₂-Bilanz beiträgt.

Ein praktisches Beispiel liefert die Installation einer gebrauchten WEA am Standort einer belgischen Waffelfabrik.¹⁹⁸ Laut dem Unternehmen habe man sich für eine Second-Hand-Anlage entschieden, weil diese in das bestehende Stromnetz passe und zugleich eine kostengünstige sowie rasch verfügbare Lösung darstelle. Die Anlage dient der Eigenversorgung der Fabrik mit erneuerbarer Energie (vgl. Kapitel 4.2: Vermarktungsoption vor Ort) und reduziert damit die externe Stromnachfrage sowie die unternehmensspezifische CO₂-Bilanz.¹⁹⁹ Zusätzlich stärkt der sichtbare Einsatz einer gebrauchten WEA das nachhaltige Image der Produktionsstätte gegenüber der Öffentlichkeit. Die Maßnahme wurde medienwirksam begleitet, als ein Symbol für unternehmerisches Engagement im Sinne der Ressourcenschonung und Klimaverantwortung.

¹⁹⁶ (Experteninterview_1)

¹⁹⁷ (Experteninterview_1)

¹⁹⁸ (Kockartz, 2024)

¹⁹⁹ (Arte, 2024, S. 19:30 Min.)

8 Fazit

Angesichts der immer dringlicher werdenden Klimakrise sind tiefgreifende Transformationsprozesse für ein nachhaltiges Leben auf diesem Planeten unabdingbar. Die Energiewende und die damit verbundene Dekarbonisierung der Energieerzeugung mittels erneuerbarer Energien ist ein Baustein auf diesem Weg. Ein weiterer Baustein ist der nachhaltige Umgang mit Ressourcen. Während es technisch möglich ist, die Energieversorgung so umzustellen, dass eine Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werden kann, verhält es sich bei den natürlichen Rohstoffen anders: Primärrohstoffe werden auch zukünftig immer verbraucht werden müssen. Auch wenn viele Rohstoffe im Kreislauf genutzt werden können, ist ein vollständiger Ersatz durch „erneuerbare Rohstoffe“ wie bei Energie nicht möglich. Umso wichtiger ist es im Sinne der Circular Economy, die bereits nutzbar gemachten Rohstoffe so lange wie möglich im technischen Kreislauf zu halten.

Die Wiederverwendung gebrauchter WEA greift genau diesen Ansatz auf. Im Vergleich zum Neubau führt die Zweitnutzung zu einer Reduktion des Primärrohstoffverbrauchs, zu geringeren CO₂-Emissionen in der Herstellung und verzögert die Entstehung von Abfällen. Die Verlängerung der technischen Lebensdauer leistet somit einen konkreten Beitrag zur Kreislaufwirtschaft im Energiesektor und stellt aus ökologischer Sicht einen sinnvollen Weg dar.

Die vorliegende Arbeit untersuchte vor diesem Hintergrund die Forschungsfrage, inwieweit es praktikabel und zweckmäßig ist, gebrauchte Windenergieanlagen weiter zu betreiben und unter welchen Bedingungen die Wiederverwendung als ökologisch und wirtschaftlich tragfähige Option gelten kann. Die Ergebnisse zeigen, dass die Wiederverwendung unter bestimmten Voraussetzungen einen doppelten Beitrag leisten kann: sie reduziert den Ressourcenverbrauch und verbessert zugleich den globalen Zugang zu erneuerbarer Energie.

Technisch ist ein zweiter Lebenszyklus vieler Anlagen möglich, insbesondere wenn sie aus robusten Baureihen stammen, kontinuierlich gewartet wurden und eine vollständige Dokumentation vorliegt. Wirtschaftlich tragfähig wird der Weiterbetrieb vor allem dort, wo niedrigere Betriebskosten, geringere regulatorische Anforderungen oder staatliche Förderinstrumente existieren.

In der Praxis erfolgt die Wiederverwendung gebrauchter Windenergieanlagen derzeit vor allem innerhalb Europas. Der Weiterbetrieb in den Nachbarländern ermöglicht einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Energieversorgung auch außerhalb des deutschen Strommarkts. Darüber hinaus bietet die Zweitnutzung gebrauchter Anlagen auch im Kontext der nachhaltigen Entwicklungszusammenarbeit ein großes Potenzial. Sie kann den Zugang zu erneuerbaren Energien in Ländern des Globalen Südens verbessern und dabei ökologische und soziale Zielsetzungen miteinander verbinden. Insbesondere im Rahmen von Pilotprojekten zur Elektrifizierung ländlicher Räume oder beim Technologietransfer eröffnen sich Chancen, sofern geeignete Qualifizierungsangebote und langfristig angelegte Partnerschaftsstrukturen vorhanden sind.

Voraussetzung für eine ökologisch und sozial tragfähige Wiederverwendung ist jedoch der Aufbau verlässlicher Wartungskapazitäten sowie ein verantwortungsvoller Umgang mit der späteren Entsorgung. Denn durch den Export können sich neue Risiken ergeben: Ohne klar geregelte Zuständigkeiten droht eine Verlagerung der Entsorgungsverantwortung in Länder mit geringeren Umweltstandards und schwächerer Abfallinfrastruktur. Die ökologischen Vorteile der Wiederverwendung dürfen nicht durch eine unsachgemäße Entsorgung am Ende des zweiten Lebenszyklus relativiert werden. Um diesem Risiko zu begegnen, braucht es transparente Verfahren, internationale Standards, Rücknahmeverpflichtungen und eine verbindliche Nachverfolgung über die gesamte Lebensdauer der Anlagen hinweg.

Im Rahmen der Nachhaltigkeitsbewertung darf die Nutzung hochwertiger Windstandorte nicht außer Acht gelassen werden. Aus ökologischer Sicht wäre es oft am sinnvollsten, eine Windenergieanlage so lange wie möglich am ursprünglichen Standort zu betreiben. Dadurch können Rückbau, Transport und Neuinstallation entfallen, wodurch zusätzliche Ressourcen und Emissionen vermieden werden. Gleichzeitig wird durch den Weiterbetrieb älterer Anlagen das energetische Potenzial hochwertiger Windstandorte nicht vollständig ausgeschöpft, was in Summe zu einem geringeren Energieertrag und potenziell höheren Flächenbedarfen führen kann. Hier zeigt sich ein klassischer Zielkonflikt zwischen Ressourcenschonung und Effizienzsteigerung, der sorgfältig abgewogen werden muss.

Technologische Entwicklungen führen zunehmend zu größeren, leistungsfähigeren und zugleich komplexeren Windenergieanlagen. Während diese Weiterentwicklungen Effi-

zianzvorteile im Neubau bieten, erschweren sie die Wiederverwendung in mehrfacher Hinsicht: Die Demontage und der Transport solcher Großanlagen sind mit erheblich höherem logistischem Aufwand verbunden, insbesondere im Vergleich zu älteren, kompakteren Anlagentypen. Auch die Anpassung an neue Netzanforderungen oder regulatorische Vorgaben im Zielland gestaltet sich technisch anspruchsvoller. Hinzu kommt die zunehmende Vielfalt an Turbinentypen, Leistungsklassen, Steuerungssystemen und Herstellerkonfigurationen. Diese Heterogenität erschwert die Standardisierung von Prüf-, Genehmigungs- und Installationsprozessen bei der Zweitnutzung erheblich – sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene. Für eine erfolgreiche Skalierung der Wiederverwendung bedarf es daher innovativer Logistikkonzepte, herstellerübergreifender Datenstandards sowie klar definierter Qualitätskriterien für gebrauchte Komponenten.

Die Ergebnisse dieser Arbeit basieren auf qualitativen Interviews sowie auf einer geringen Anzahl verfügbarer Projekte. Vor allem die analysierten Kostenwerte sind daher nur als erste Orientierung zu verstehen. Für belastbare Wirtschaftlichkeitsbewertungen wären weiterführende empirische Studien mit größerer Datenbasis notwendig, die unterschiedliche Projektgrößen, Anlagentypen, Standorte und regulatorische Rahmenbedingungen einbeziehen. Denn die tatsächlichen Kosten können je nach konkreter Umsetzung erheblich variieren.

Der begrenzte Zugang zu Kostendaten zeigt, dass die Wiederverwendung kompletter Windenergieanlagen ein relevanter, bislang jedoch kaum systematisch erfasster Verwertungspfad ist. Um das ökologische und ökonomische Potenzial belastbar einschätzen zu können, braucht es belastbare Daten zur tatsächlichen CO₂-Einsparung im Vergleich zu Neuanlagen, zur Rohstoff- und Energieeinsparung entlang des gesamten Lebenszyklus sowie zur Langzeitleistung gebrauchter Anlagen unter unterschiedlichen klimatischen und infrastrukturellen Bedingungen. Auch die Entwicklung einheitlicher technischer Prüfverfahren, digitaler Dokumentationsstandards und international übertragbarer Qualitätskriterien für gebrauchte WEA bedarf wissenschaftlicher Begleitung. Darüber hinaus sind vertiefte Analysen zu den sozialen und ökologischen Auswirkungen in den Empfängerländern notwendig, um Reuse-Projekte im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung fair, transparent und wirksam zu gestalten.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Wiederverwendung gebrauchter Windenergieanlagen unter bestimmten Voraussetzungen eine ökologisch und wirtschaftlich sinnvolle Option darstellt. Sie ist besonders dort geeignet, wo kleinere Turbinen benötigt werden, der Aufwand für Demontage und Transport beherrschbar bleibt und eine fundierte Einschätzung der technischen Restlebensdauer vorliegt. Damit sich diese Strategie künftig breiter durchsetzen kann, bedarf es jedoch klarer politischer Rahmenbedingungen, standardisierter Verfahren zur Restlebensdauerbewertung und eines verbesserten Datengrundfonds. Auch die ökologische Verantwortung für die Entsorgung nicht wiederverwendbarer Komponenten muss stärker in den Fokus rücken, um der Idee einer wirklich nachhaltigen Windenergienutzung gerecht zu werden. Die Wiederverwendung von Windenergieanlagen muss als ganzheitliches Konzept verstanden werden, das technische Eignung, wirtschaftliche Tragfähigkeit, ökologische Integrität und globale Verantwortung gleichermaßen berücksichtigt. Richtig gestaltet kann sie mehr sein als nur eine Verwertungslösung: Sie kann zu einem Beitrag für eine faire und nachhaltige Energiepolitik werden.

Literaturverzeichnis

Arte. (12. Dezember 2024). *Re: Das zweite Leben der Windräder*. Abgerufen am 23. April 2025 von arte: <https://www.arte.tv/de/videos/111748-006-A/re-das-zweite-leben-der-windraeder/>

BAM. (15. Juni 2023). *Neues Monitoring soll die Lebensdauer von Onshore-Anlagen verlängern*. Abgerufen am 6. Juli 2025 von BAM - Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung: <https://www.bam.de/Content/DE/Pressemitteilungen/2023/Energie/2023-06-15-monitoring-onshore-windenergieanlagen.html#:~:text=Windenergieanlagen%20sind%20aktuell%20f%C3%BCr%20eine,k%C3%B6nnen%20zu%20Erm%C3%BCdungserscheinungen%20des%20Betrags>

B-COMMAND. (27. Mai 2025). *Aufbau einer Windkraftanlage*. Von B-COMMAND: <https://www.b-command.com/anwendungen/windenergie/aufbau-windkraftanlage/> abgerufen

Bickenbach, F., Dohse, D., Langhammer, R. J., & Liu, W.-H. (April 2024). *Foul Play? On the Scale and Scope of Industrial Subsidies in China*. Abgerufen am 16. Mai 2025 von Kiel Institut für Weltwirtschaft: https://www.ifw-kiel.de/fileadmin/Dateiverwaltung/IfW-Publications/fis-import/bc6aff38-abfc-424a-b631-6d789e992cf9-KPB173_en.pdf

Blade Made BV. (n. d.). *Products*. Abgerufen am 19. Juli 2025 von Blade Made: <https://blade-made.com/design/products/>

BMWK. (28. Januar 2022). *Klimaschutz*. Abgerufen am 19. April 2025 von Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Industrie/klimaschutz.html?cms_artId=235326

BMWK. (26. Februar 2024). *Langfriststrategie Negativemissionen zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe)*. Abgerufen am 19. April 2025 von Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz:

<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-negativemissionen.pdf>

Bocken, N. M., de Pauw, I., Bakker, C., & van der Grinten, B. (26. April 2016). *Product design and business model strategies for a circular economy*. Abgerufen am 25. Mai 2025 von Journal of Industrial and Production Engineering S. 308 - 320: <https://doi.org/10.1080/21681015.2016.1172124>

Bons, M., Jakob, M., Sach, T., Pape, C., Zink, C., Geiger, D., et al. (Juni 2023). *Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau der Windenergie an Land*. Abgerufen am 15. Mai 2025 von Umweltbundesamt: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/32_2023_cc_flaechenverfuegbarkeit_und_flaechenbedarfe_fuer_den_ausbau_der_windenergie_an_land_0.pdf

Brischke, L.-A., Leuser, L., Thomas, S., Thema, J., Ekardt, F., Kopatz, M., et al. (April 2015). *Energiesuffizienz. API Rahmenanalyse*. Abgerufen am 5. Mai 2025 von ifu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH: <https://energiesuffizienz.files.wordpress.com/2015/05/energie>

Bundesamt für Justiz. (9. Juli 2024). *§ 16b Repowering von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien*. Abgerufen am 18. Juli 2025 von Gesetze im Internet: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/___16b.html

Bundesministerium der Justiz, Bundesamt für Justiz. (21. Februar 2023). *EEG 2023*. Abgerufen am 9. Mai 2025 von Gesetze im Internet: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2023.pdf

Bundesnetzagentur. (5. Juni 2024). *Anlage 1 zur Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs für Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder Wirkleistungsbezugs*. Abgerufen am 16. Juli 2024 von Bundesnetzagentur: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0001/Anlagen/BK8-22-0001-A_Festlegung_Anlage1_Download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Bundesnetzagentur. (n. d.). *Redispatch*. Abgerufen am 16. Juli 2025 von Bundesnetzagentur:

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/Engpassmanagement/Redispatch/start.html>

Bundesregierung. (24. Februar 2023). *Von der Kohle zur Zukunft*. Abgerufen am 19. April 2025 von Presse- und Informationsamt der Bundesregierung: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/bundesregierung/gesetzesvorhaben/kohleausstieg-1664496>

BVerfG. (27. September 2022). *Beschluss vom 27.09.2022 - 1 BvR 2661/21*. Abgerufen am 8. Mai 2025 von Bundesverfassungsgericht: https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Downloads/DE/2022/09/rs20220927_1bvr266121.pdf?__blob=publicationFile&v=1

BWE. (Januar 2018). *Erlösoptionen außerhalb des EEG: Eigenversorgung – Direktlieferung – Power-to-X und Regelleistung*. Abgerufen am 15. Juli 2025 von BWE: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/beiraete/juristischer-beirat/20181011_Erloesoptionen_ausserhalb_des_EEG_1_18_web-final.pdf

BWE. (2022). *Funktionsweise und technische Fortschritt*. Abgerufen am 21. Mai 2025 von Bundesverband WindEnergie: <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/funktionsweise/>

BWE. (Mai 2017). *Grundsätze für die Durchführung einer Bewertung und Prüfung über den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen (BPW) an Land*. Abgerufen am 11. Juli 2025 von Bundesverband WindEnergie: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/arbeitskreise/weiterbetrieb/20170430_Grundsaeetze_Weiterbetrieb_V63.pdf

BWE. (n. d.). <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/konstruktiver-aufbau/fundament/>. Abgerufen am 8. Juli 2025 von Bundesverband WindEnergie: <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/konstruktiver-aufbau/fundament/>

BWE. (Juli 2020). *Maßnahmenplan Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 20 Jahren / 20+*. Abgerufen am 11. Juli 2025 von Bundesverband WindEnergie: <https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01->

gesetzgebung/20200707_Massnahmenplan_Weiterbetrieb_von_Windenergieanlagen_nach_20_Jahren_Final.pdf

BWE. (August 2023). *Rückbau und Recycling von Windenergieanlagen*. Abgerufen am 23. April 2025 von Bundesverband WindEnergie: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/09-rueckbau/20230801_BWE-Informationspapier_Rueckbau_und_Recycling_von_Windenergieanlagen.pdf

C3S; WMO. (2025). *European State of the Climate Report 2024*. Abgerufen am 15. April 2025 von Copernicus Climate Change Service; World Meteorological Organization: <https://climate.copernicus.eu/esotc/2024>

Club of Rome. (2022). *Earth for All*. München: oekom.

Club of Rome, Wuppertal Institut. (2024). *Earth for All Deutschland*. München: oekom.

Costanzo, G., Brindley, G., & Tardieu, P. (Februar 2025). *Wind energy in Europe 2024*. Abgerufen am 8. Mai 2025 von WindEurope: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2024-statistics-and-the-outlook-for-2025-2030/>

destatis. (2025). *Strompreise in Privathaushalten 1. Halbjahr 2024*. Abgerufen am 11. Mai 2025 von Statistisches Bundesamt: https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/GreenDeal/_Grafik/strompreise.html

Deutsche Energie-Agentur. (11. April 2024). *PPA-Marktanalyse Deutschland 2023*. Abgerufen am 13. Juli 2025 von dena: <https://www.dena.de/en/infocenter/ppa-market-analysis-for-germany-in-2023/>

Deutsche Windguard. (28. Januar 2025). *Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland - Jahr 2024*. Abgerufen am 30. April 2025 von Windguard: https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2025/Status%20des%20Windenergieausbaus%20an%20Land_Jahr%202024.pdf

Deutsche Windtechnik. (16. September 2024). *Deutsche Windtechnik Sweden develops first contract to extend the operational life of 23 Vestas V90 wind turbines to 30 years*.

Abgerufen am 1. Juli 2025 von Deutsche Windtechnik: <https://www.deutsche-windtechnik.com/en/news/press-releases/details/wallenstam-turbine-lifetime-extension/>

DIN / VDE. (Dezember 2019). EN IEC 61400-1:2019 (VDE 0127-1).

Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen. Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE.

DIN. (Oktober 2020). DIN SPEC 4866:2020-10. *Nachhaltiger Rückbau, Demontage, Recycling und Verwertung von Windenergieanlagen*. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e. V.

Endell, M., Herz, S., & Konstantinidis, P. (Juli 2021). *Weiterbetrieb von Windenergieanlagen*. Abgerufen am 11. Juli 2025 von Fachagentur Windenergie an Land e. V.: https://www.fachagentur-wind-solar.de/fileadmin/Veroeffentlichungen/Wind/Planung/FA_Wind_Kurzinformation_Weiterbetrieb_01-2021.pdf

EU. (2021). *Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999* („Europäisches Klimag.“. Abgerufen am 19. April 2025 von EUR-Lex: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32021R1119>

Fischer, K., Pelka, K., Bartschat, A., Tegtmeier, B., Coronado, D., Broer, C., et al. (July 2019). *Reliability of Power Converters in Wind Turbines: Exploratory Analysis of Failure and Operating Data From a Worldwide Turbine Fleet*. Abgerufen am 05. Juli 2025 von Fraunhofer Publica: <https://publica.fraunhofer.de/bitstreams/ce32b309-4880-414e-966e-b099a72bcbf9/download>

Fischer, K., Steffes, M., Pelka, K., Tegtmeier, B., & Dörenkämper, M. (30. März 2021). *Humidity in Power Converters of Wind Turbines - Field Conditions and their Relation with Failures*. Abgerufen am 06. Juli 2025 von Fraunhofer Publica: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/7/1919/pdf?version=1617938432>

Fraunhofer. (1. September 2020). *EvalTherm: Effiziente Inspektion der Rotorblätter von Windenergieanlagen mit passiver Thermographie*. Abgerufen am 6. Juli 2025 von Fraunhofer Wiki:

<https://www.wki.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/2020/EvalTherm-windkraft-rotorblatt-inspektion-mit-drohnenkamera-und-passiver-thermographie.html>

Fraunhofer IEE. (September 2022). *Flächenpotenziale der Windenergie an Land 2022*. Abgerufen am 15. Mai 2025 von BWE: https://www.windenergie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/02-planung/20220920_BWE_Flaechenpotentiale_Windenergie_an_Land.pdf

Gasch, R., & Twele, J. (2013). *Windkraftanlagen*. Wiesbaden: Springer Vieweg.

Graham, E., & Fulghum, N. (8. April 2025). *Global Electricity Review 2025*. Abgerufen am 30. April 2025 von EMBER: <https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2025/>

GWEC. (23. April 2025). *Global Wind Report 2024*. Abgerufen am 8. Mai 2025 von Global Wind Energy Council: <https://www.gwec.net/reports/globalwindreport>

GWEC; BCG. (1. Dezember 2023). *Mission Critical: Building the Global Wind Energy Supply Chain for a 1.5 °C World*. Abgerufen am 15. Mai 2025 von Global Wind Energy Council; Boston Consulting Group: <https://marketintelligence.gwec.net/wp-content/uploads/2023/12/MISSION-CRITICAL-BUILDING-THE-GLOBAL-WIND-ENERGY-SUPPLY-CHAIN-FOR-A-1.5%C2%B0C-WORLD.pdf>

Haase, K. (6. Juni 2024). *Vom kreisenden Rotorblatt zur schwimmenden Plattform*. Abgerufen am 19. Juli 2025 von HTWK Leipzig: <https://magazin.htwk-leipzig.de/eurecomp-rotorblaetter-recycling>

Hau, E. (2016). *Windkraftanlagen*. Wiesbaden: Springer Vieweg.

Hengstler, J., Russ, M., Stoffregen, A., Hendrich, A., Weidner, S., Held, M., et al. (24. März 2021). *Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen*. Abgerufen am 30. April 2025 von Umweltbundesamt: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/aktualisierung-bewertung-der-oekobilanzen-von>

Hintemann, R., Hinterholzer, S., & Progni, K. (2024). *Rechenzentren in Deutschland*. Abgerufen am 21. April 2025 von bitkom:

<https://www.bitkom.org/sites/main/files/2024-11/241121-studie-rechenzentrumsmarkt.pdf>

Hülsken, C. (Januar 2019). *RENEWS Spezial Nr. 86*. Abgerufen am 21. April 2025 von Agentur für Erneuerbare Energien: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/3081.AEE_86_Renews_Spezial_Sektorenkopplung_Jan19-web.pdf

Huneke, F., Hartz, K., Zackariat, M., Godron, P., Müller, S., Graf, A., et al. (6. Mai 2025). *Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024*. Abgerufen am 13. Mai 2025 von Angora Energiewende: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024#downloads>

Icha, P., & Lauf, T. (April 2025). *Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2024*. Abgerufen am 19. April 2025 von Umweltbundesamt: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-treibhausgas-11>

Katsaprakakis, D. A., Papadakis, N., & Ntintakis, I. (20. September 2021). *A Comprehensive Analysis of Wind Turbine Blade Damage*. Abgerufen am 6. Juli 2025 von MDPI: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/18/5974/pdf?version=1632318911>

KfW, GIZ, IRENA. (September 2020). *The Renewable Energy Transition in Africa*. Abgerufen am 31. Juli 2025 von AEP: <https://africa-energy-portal.org/sites/default/files/2021-05/The%20Renewable%20Energy%20Transtion%20in%20Africa.pdf>

Kirchherr, J., Reike, D., & Marko, H. (Dezember 2017). *Conceptualizing the circular economy: An analysis of 114 definitions*. Abgerufen am 23. Mai 2025 von Science Direct: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921344917302835/pdf?md5=b44d83ed8a1f6705cead4e021d33e7f3&pid=1-s2.0-S0921344917302835-main.pdf>

Kockartz, A. (19. Mai 2024). *Das erste Second-Hand-Windrad Belgiens wird in Maasmechelen aufgebaut*. Abgerufen am 31. Juli 2025 von VRT: <https://www.vrt.be/vrtnws/de/2024/05/16/das-erste-second-hand-windrad-belgiens-steht-in-maasmechelen/>

Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende (KNE). (24. Oktober 2024). *Vogelschutz an Windenergieanlagen: Wie kommen Antikollisionssysteme in die Anwendung?* Abgerufen am 31. Mai 2025 von Naturschutz und Energiewende: <https://www.naturschutz-energiewende.de/pressemitteilung/vogelschutz-an-windenergieanlagen-wie-kommen-antikollisionssysteme-in-die-anwendung/>

Kost, C. (August 2024). *Studie: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien*. Abgerufen am 08. Mai 2025 von Fraunhofer ISE: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf

Kramer, K. J. (24. April 2025). *Circular Supply Chain Development for the Wind Industry*. Abgerufen am 26. Juni 2025 von Leuphana - Universität Lüneburg: <https://pubdata.leuphana.de/bitstreams/4d125110-d5db-4290-8b27-765f41bf8563/download>

Kramer, K. J., Abrahamsen, A. B., Beauson, J., Dansen, U. E., Clausen, N.-E., Velenturf, A. P., et al. (22. Juni 2024). *Quantifying circular economy pathways of decommissioned onshore wind turbines: The case of Denmark and German*. Abgerufen am 25. Juni 2025 von Elsevier: <https://doi.org/10.1016/j.spc.2024.06.022>

Kühne, O., & Weber, F. (2018). *Bausteine der Energiewende*. Wiesbaden: Springer.

Lars Walch GmbH & Co. KG. (n. d.). *Professionelles Recycling*. Abgerufen am 24. Juli 2025 von Walch-Recycling: <https://walch-recycling.com/recycling/>

Liebe, L. (19. Februar 2025). *Net Zero Industry Act (NZIA)-Umsetzung*. Abgerufen am 17. Mai 2025 von Bundesverband WindEnergie (BWE): https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/09-rueckbau/20240322_BWE-Informationspapier_Rueckbau_und_Recycling_von_Windenergieanlagen.pdf

Lillich, K. H. (2024). *Eine Bilanz zum anthropogenen Klimawandel für das Studium Generale*. Wiesbaden: Springer Vieweg.

Lüers, S., & Wallasch, A.-K. (23. November 2023). *Kostensituation der Windenergie an Land, Stand 2023*. Abgerufen am 17. November 2024 von Deutsche Windguard:
https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2023/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20Stand%202023.pdf

Lüers, S., Wallasch, A.-K., & Heyken, M. (2. Dezember 2024). *Kostensituation der Windenergie an Land - Stand 2024*. Abgerufen am 11. Juli 2025 von Deutsche WindGuard:
https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2024/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20%E2%80%93%20Stand%202024.pdf

Miceli, F. (15. Januar 2020). *Second life: the destiny of turbine foundations after decommissioning*. Abgerufen am 08. Juli 2025 von Wind Farm BoP:
<https://www.windfarmbop.com/second-life-the-destiny-of-turbine-foundations-after-decommissioning/>

Mikindani, D., Deeney, P., & Dunphy, N. P. (07. Juli 2025). *Economic impacts of repowering wind turbines: a comparative analysis of advanced wind turbine technologies*. Abgerufen am 17. Juli 2025 von Springer Open:
<https://sustainenergyres.springeropen.com/counter/pdf/10.1186/s40807-025-00187-7.pdf>

Mishnaevsky, L. J. (21. November 2023). *How to Repair the Next Generation of Wind Turbine Blades*. Abgerufen am 6. Juli 2025 von MDPI:
<https://doi.org/10.3390/en16237694>

Monseess, J. (29. September 2022). # 032. *Rückbau von Windenergieanlagen - Vorbereitung, Planung, Kalkulation*. Abgerufen am 4. Juli 2025 von Julia Wolf: WINDKANAL - Der Windenergiepodcast:
<https://open.spotify.com/show/7BdbZWYBfajUA2JLOOdiOY?si=db98d91718154fba>

Müller, S., & Hoppe, J. (2024). Die Rolle der Energiewende für die Nachhaltigkeitsziele. In H. K. Beier, *Die UN-Nachhaltigkeitsziele als interdisziplinäre Herausforderung*. Wiesbaden: Springer.

Natarajan, A., Krasimirov, D. N., William, P., Dheelibun, R., Bergami, L., Madsen, J., et al. (2020). *Demonstration of Requirements for Life Extension of Wind Turbines Beyond Their Design Lifetime*. Abgerufen am 6. Juni 2025 von DTU:
https://orbit.dtu.dk/files/204904301/Final_Report_LifeWind_DTU.pdf

Otto, S.-J., Helmes, S., Schmelting, R., Meyer, S., Rhode, M., Rubner, P., et al. (März 2023). *Entwicklung eines Konzepts und Maßnahmen zur Sicherung einer guten Praxis bei Rückbau und Recycling von Windenergieanlagen*. Abgerufen am 18. Juli 2025 von Umweltbundesamt:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_48-2023_entwicklung_eines_konzepts_und_massnahmen_zur_sicherung_einer_guten_praxis_bei_rueckbau_und_recycling_von_windenergieanlagen.pdf

Pelka, K., & Fischer, K. (28. November 2022). *Field-data-based reliability analysis of power converters in wind turbines: Assessing the effect of explanatory variables*. Abgerufen am 25. Juni 2025 von Fraunhofer-Publica:
<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/we.2800>

Potting, J., Hekkert, M., Worell, E., & Hanemaaije, A. (Januar 2017). *CIRCULAR ECONOMY: MEASURING INNOVATION IN THE PRODUCT CHAIN*. Abgerufen am 25. Mai 2025 von PBL Netherlands Environmental Assessment Agency:
<https://www.pbl.nl/uploads/default/downloads/pbl-2016-circular-economy-measuring-innovation-in-product-chains-2544.pdf>

Quaschnig, V. (2018). *Erneuerbare Energien und Klimaschutz*. München: Carl Hanser Verlag.

Quentin, J. (15. Januar 2025). *Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland im Jahr 2024*. Abgerufen am 9. Mai 2025 von Bundesverband WindEnergie:
https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/20250115_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_Jahr_2024.pdf

Quentin, J. (15. September 2023). *Typische Verfahrenslaufzeiten für Windenergieprojekten*. Abgerufen am 14. Mai 2025 von Fachagentur Windenergie an Land e. V.: https://www.fachagentur-wind-solar.de/fileadmin/Veroeffentlichungen/Wind/Analysen/FA_Wind_Analyse_typischer_Verfahrenslaufzeiten_06-2023.pdf

Quentin, J., Sudhaus, D., & Endell, M. (23. März 2018). *Was tun nach 20 Jahren? Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende*. Abgerufen am 10. Juli 2025 von Fachagentur Wind und Solar: https://www.fachagentur-wind-solar.de/fileadmin/Veroeffentlichungen/Allgemein/FA_Wind_Was_tun_mit_WEA_nach_20Jahren.pdf

Ritter, D., Seebach, D., Haller, M., Bogner, J., Claußner, M., & Huneke, F. (März 2023). *Monitoringbericht zur Direktvermarktung 2022 – Ausblick 2023*. Abgerufen am 13. Juli 2025 von Öko-Institut: https://www.oeko.de/fileadmin/user_upload/D3_EK_2023_11.pdf

Rosslowe, C., & Petrovich, B. (23. Januar 2025). *European Electricity Review 2025*. Abgerufen am 30. April 2025 von EMBER: <https://ember-energy.org/latest-insights/european-electricity-review-2025/>

Scheidler, A. (2023). *Windenergieanlagen an Land*. Berlin: Agricola-Verlag GmbH.

Schmid, M., Ramon, N. G., Dierckx, A., & Wegman, T. (25. Mai 2020). *Accelerating Wind Turbine Blade Circularity*. Abgerufen am 6. Juli 2025 von WindEurope: https://proceedings.windeurope.org/biplatform/rails/active_storage/blobs/redirect/eyJfc mFpbHMiO nsibWVzc2FnZSI6IkJBaHB BdndCIiw iZXhwIjpudWxsLCJwdXI OiJibG9i X2lkIn19--5d122fe0ad3dbf77e9ad5900abe591d95b9a0e5d/WindEurope-Accelerating-wind-turbine-blade-waste-r

Seeliger, A. (2022). *Energiepolitik*. München: Vahlen.

Shuangwen, S. (. (Juni 2013). *Report on Wind Turbine Subsystem Reliability — A Survey of Various Databases*. Abgerufen am 10. Juli 2025 von National Renewable Energy Laboratory : <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/59111.pdf>

Spares in Motion. (n. d.). *Wind turbine parts and repairs*. Abgerufen am 19. Juli 2025 von Spares In Motion: <https://www.sparesinmotion.com/wind-turbine-parts-repair>

Steinhorst, J., & Sondershaus, F. (November 2024). *Umfrage zur Akzeptanz der Windenergie an Land | Herbst 2024*. Abgerufen am 14. Mai 2025 von Fachagentur Wind und Solar: https://www.fachagentur-wind-solar.de/fileadmin/Veroeffentlichungen/Wind/Akzeptanz/FA_Wind_und_Solar_Umfrageergebnisse_Herbst_2024.pdf

Sterner, M. (2023). *So retten wir das Klima*. München: Komplet-Media.

Stiewea, C., Lixuan Xua, A., Eicke, A., & Hirth, L. (27. Mai 2024). *Cross-border cannibalization: Spillover effects of wind and solar energy on interconnected European electricity markets*. Abgerufen am 25. Mai 14 von arXiv: <https://arxiv.org/pdf/2405.17166>

Tucci, F. (Juni 2022). *Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie an Land*. Abgerufen am 15. Mai 2025 von Fachagentur Wind und Solar: https://www.fachagentur-wind-solar.de/fileadmin/Veroeffentlichungen/Wind/Genehmigung/FA_Wind_Ergebnisse_Branchenumfrage_06-2022.pdf

TÜV Süd. (n. d.). *Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 20 Jahren*. Abgerufen am 20. Juli 2025 von TÜV Süd: <https://www.tuvsud.com/de-de/branchen/energie/erneuerbare-energien/windenergie/weiterbetrieb-von-windenergieanlagen>

UBA. (März 2025). *Erneuerbare Energien in Deutschland Daten zur Entwicklung im Jahr 2024*. Abgerufen am 30. April 2025 von Umweltbundesamt: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2024>

Uken, M. (20. September 2011). *Windradflügel fürs Zementwerk*. Abgerufen am 29. Juli 2025 von Die Zeit: <https://www.zeit.de/wirtschaft/2011-09/windrad-recycling>

Ukonsaari, J. (Mai 2016). *WIND TURBINE GEARBOXES - MAINTENANCE EFFECT ON PRESENT AND FUTURE GEARBOXES FOR WIND TURBINES*. Abgerufen am 10. Juli 2025 von Energiforskmedia:

<https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/21270/wind-turbine-gearboxes-energiforskrapport-2016-279.pdf>

UN. (2015). *Paris Agreement*. Abgerufen am 19. April 2025 von United Nations: <https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement>

UNECE. (05. April 2022). *Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options*. Abgerufen am 15. Mai 2025 von UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE: https://unece.org/sites/default/files/2022-04/LCA_3_FINAL%20March%202022.pdf

Unnewehr, J. F., Jalbout, E., Jung, C., Schindler, D., & Weidlich, A. (3. Februar 2022). *Getting more with less? Why repowering onshore wind farms does not always lead to more wind powergeneration – a German case study*. Abgerufen am 17. Juli 2025 von arXiv: <https://arxiv.org/pdf/2202.00945>

von Hauff, M. (2023). *Grundwissen Circular Economy*. München: UVK Verlag.

Waas, C. (03. Dezember 2020). *Windkraftanlagen a.D.: Zweites Leben für die Energiewende*. Abgerufen am 29. Juli 2025 von bdew: <https://www.bdew.de/verband/magazin-2050/alte-windkraftanlagen-ein-zweites-leben-fuer-die-energiewende/>

Wallasch, A.-K., Lüers, S., & Rehfeldt, K. (Dezember 2016). *Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020*. Abgerufen am 12. Juli 2025 von Deutsche Windguard: https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2017/Weiterbetrieb%20von%20Windenergieanlagen%20nach%202020.pdf

Wallasch, A.-K., Lüers, S., Rehfeldt, K., & Vogelsang, K. (Dezember 2017). *Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020*. Abgerufen am 11. Juli 2025 von Deutsche Windguard: https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2018/Perspektiven%20f%C3%BCr%20den%20Weiterbetrieb%20von%20WEA%20nach%202020.pdf

wind-turbine.com. (20. Juni 2016). *Häufig gestellte Fragen zum Zweitmarkt für Windkraftanlagen*. Abgerufen am 29. Juli 2025 von wind-turbine.com: [https://wind-](https://wind-turbine.com)

turbine.com/magazin/innovationen-aktuelles/44794/haeufig-gestellte-fragen-zum-zweitmarkt-fuer-windkraftanlagen.html#:~:text=Der%20K%C3%A4ufermarkt%20ist%20klar%20international,freut%20uns%20und%20best%C3%A4tigt%20uns

Wiser, R., & Bolinger, M. (September 2019). *Benchmarking Anticipated Wind Project Lifetimes: Results from a Survey of U.S. Wind Industry Professionals*. Abgerufen am 8. Juli 2025 von Berkeley Lab: https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/wind_useful_life_report.pdf

Wood Mackenzie. (1. Mai 2024). *China leads global wind turbine manufacturers' market share in 2023*. Abgerufen am 16. Mai 2025 von Wood Mackenzie: <https://www.woodmac.com/press-releases/2024-press-releases/global-wind-oem-marketshare/>

Wymore, M. L., Van Dam, J. E., Ceylan, H., & Qiao, D. (25. August 2015). *A survey of health monitoring systems for wind turbines*. Abgerufen am 08. Juli 2025 von Elsevier: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.110>

Zotz, F., Kling, M., Langner, F., Hohrath, P., Born, H., & Feils, A. (Oktober 2019). *Entwicklung eines Konzepts und Maßnahmen für einen ressourcensichernden Rückbau von Windenergieanlagen*. Abgerufen am 23. April 2025 von Umweltbundesamt: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019_10_09_texte_117-2019_uba_weacycle_mit_summary_and_abstract_170719_final_v4_pdfua_0.pdf

Anhang

A Hauptkomponenten einer Windenergieanlage

WEA sind Energiewandler: Sie wandeln die kinetische Energie bewegter Luftmassen – also Wind – in Rotationsenergie um. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über die Hauptkomponenten einer Horizontalachs-WEA zur Wandlung dieser Rotationsenergie in elektrische Energie beschrieben. Dabei wird grundsätzlich zwischen Anlagen mit Getriebe (gear drive: GD) und getriebelosen Direktantriebsanlagen (direct drive: DD) unterschieden, die sich in ihrer konstruktiven Auslegung und den verwendeten Generatortypen unterscheiden. Abbildung 17 zeigt einen vereinfachten Aufbau einer WEA.

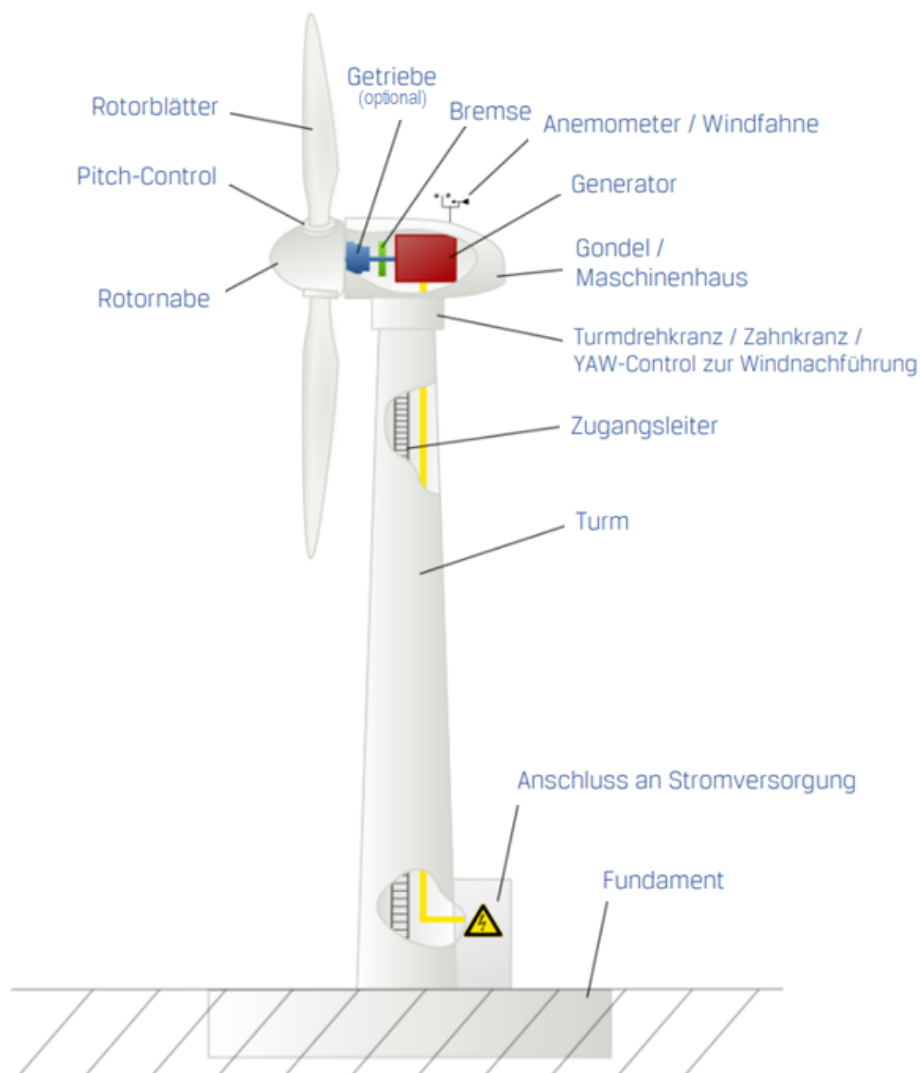


Abb. 17: Hauptkomponenten einer Windenergieanlage²⁰⁰

²⁰⁰ (B-COMMAND, 2025)

Rotor, Rotorblatt und Nabe

Der Rotor bildet das zentrale Element zur Energieaufnahme und besteht typischerweise aus drei aerodynamisch optimierten Rotorblättern aus glasfaser- oder kohlenstofffaserverstärktem Kunststoff sowie der zentralen Rotornabe. Die Nabe verbindet die Rotorblätter mechanisch miteinander und überträgt das Drehmoment auf die Rotorwelle. Die Blätter sind so konstruiert, dass sie den Wind optimal einfangen und eine gleichmäßige Drehbewegung erzeugen. Moderne Anlagen verfügen über ein Pitch-System, das die Anstellung der Rotorblätter je nach Windgeschwindigkeit automatisch anpasst.²⁰¹

Gondel bzw. Maschinenhaus

Die Gondel beherbergt die wesentlichen technischen Komponenten der Anlage. Sie ist drehbar auf dem Turm montiert und kann durch das Azimut-System automatisch in die optimale Windrichtung gedreht werden. In der Gondel befinden sich Generator, optional ein Getriebe (bei Direktantriebsanlagen entfallend) sowie die Steuerungs- und Überwachungselektronik. Umrichter und Transformator können, je nach Anlagenkonzept, in der Gondel, im Turmfuß oder in einem separaten Technikgebäude untergebracht sein.

Antriebsstrang

Der Antriebsstrang überträgt die mechanische Energie vom Rotor zum Generator. Er umfasst die Rotorwelle, die Hauptlager, das Getriebe und die Kupplung (bei getriebelosen Anlagen entfallend) und die Generatorwelle. Das Getriebe erhöht die niedrige Rotordrehzahl auf die für den Generator erforderliche höhere Drehzahl. Der Generator wandelt die mechanische Rotationsenergie in elektrische Energie um.²⁰²

Leistungselektronik und Umrichter

Die Leistungselektronik steuert und wandelt die elektrische Energie innerhalb der WEA. Ihre zentrale Komponente ist der Umrichter, der die vom Generator erzeugte, drehzahlabhängige Wechselspannung in netzkonforme Frequenz und Spannung umwandelt. Dadurch ermöglicht er einen effizienten Betrieb bei variabler Windgeschwin-

²⁰¹ (Gasch & Twele, 2013, S. 51-74)

²⁰² (Gasch & Twele, 2013, S. 74-94)

digkeit und übernimmt zusätzliche Aufgaben wie die Bereitstellung von Blindleistung und die Stabilisierung der Netzspannung.²⁰³

Turm

Der Turm trägt Gondel und Rotor und positioniert sie in der gewünschten Höhe über dem Boden, wo höhere und konstantere Windgeschwindigkeiten herrschen. Türme werden hauptsächlich als Stahlrohr- oder Hybridkonstruktionen ausgeführt und müssen enormen statischen und dynamischen Belastungen standhalten.²⁰⁴

Fundament

Das Fundament verankert die gesamte Anlage im Boden und leitet alle auftretenden Kräfte und Momente sicher ab. Je nach Bodenbeschaffenheit kommen hauptsächlich Flach- und Pfahlfundamente zum Einsatz.²⁰⁵

Steuerungs- und Überwachungssystem

Ein komplexes elektronisches System überwacht kontinuierlich alle Betriebsparameter, steuert die Anlage vollautomatisch und sorgt für optimale Energieausbeute bei gleichzeitiger Gewährleistung der Betriebssicherheit. Es umfasst Sensoren für Wind, Vibrationen, Temperaturen sowie Software für Regelung und Fernüberwachung. Darüber hinaus sind moderne Anlagen mit Luftraumüberwachungssystemen ausgestattet, die Flugzeuge, militärische Aktivitäten und andere Luftfahrzeuge erkennen und bei Bedarf automatische Abschaltungen oder Signalgebung aktivieren. Zunehmend werden in sensiblen Bereichen auch Antikollisionssysteme (AKS) integriert, die mittels Kamera- oder Radartechnik Vogelflug überwachen und zum Schutz gefährdeter Arten temporäre Anlagenstillstände auslösen können. Allerdings gehören diese Antikollisionssysteme derzeit nicht zur Standardausstattung und gehen einher mit Ertragsverlusten.²⁰⁶

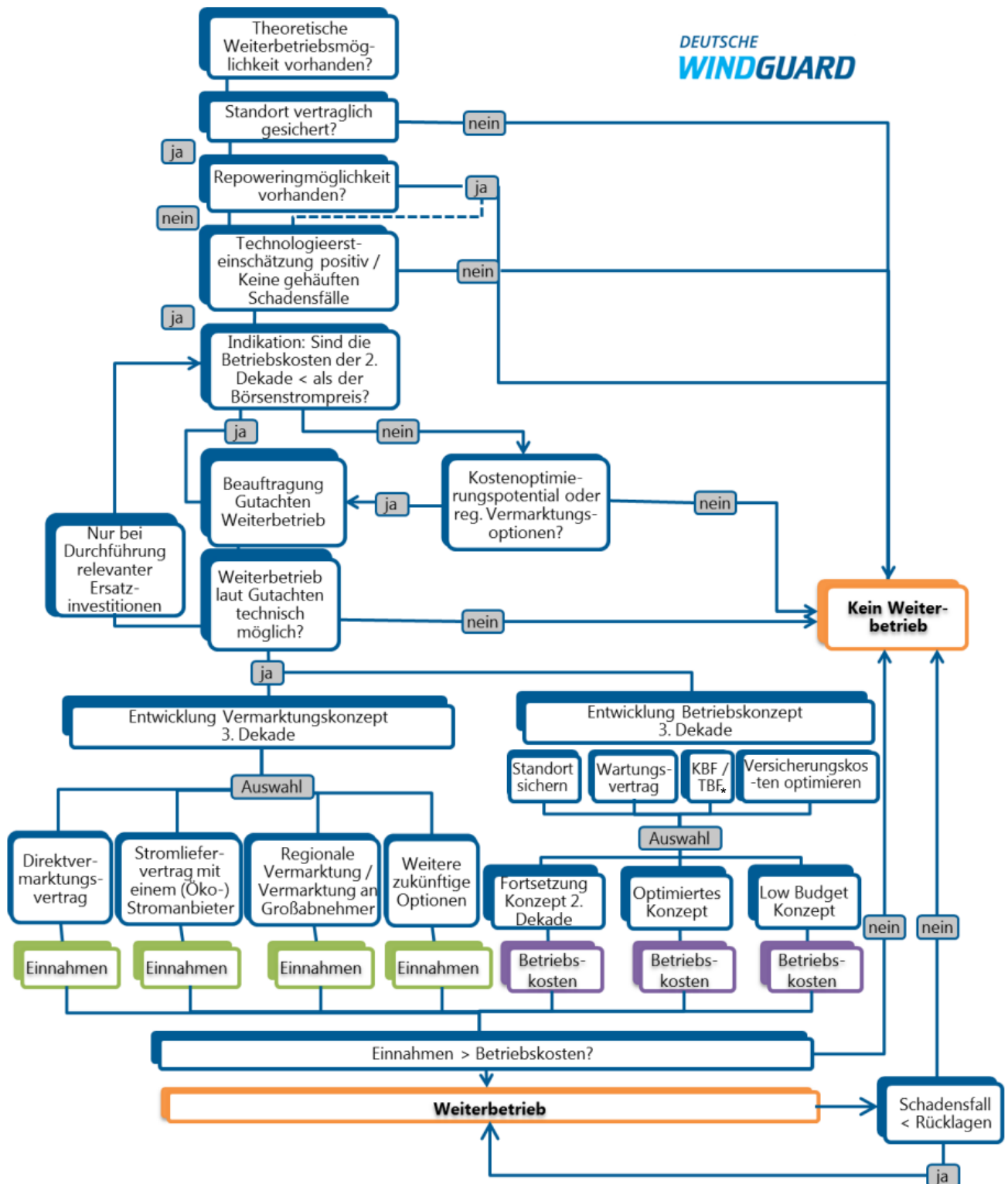
²⁰³ (Gasch & Twele, 2013, S. 410-415)

²⁰⁴ (Gasch & Twele, 2013, S. 102-108)

²⁰⁵ (Gasch & Twele, 2013, S. 110)

²⁰⁶ (Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende (KNE), 2024)

B Entscheidungsbaum zur Weiterbetriebsüberlegung



*Kennzahlenbasierte Bewertung des Weiterbetriebs (KBF) / Technisch-bauliche Bewertung des Weiterbetriebs (TBF)

Abb. 18: Entscheidungsbaum zur Weiterbetriebsüberlegung²⁰⁷

²⁰⁷ (Wallasch, Lüers, Rehfeldt, & Vogelsang, 2017, S. 65)

C Übersicht zirkulärer Lieferkettenprozesse von Windenergieanlagen

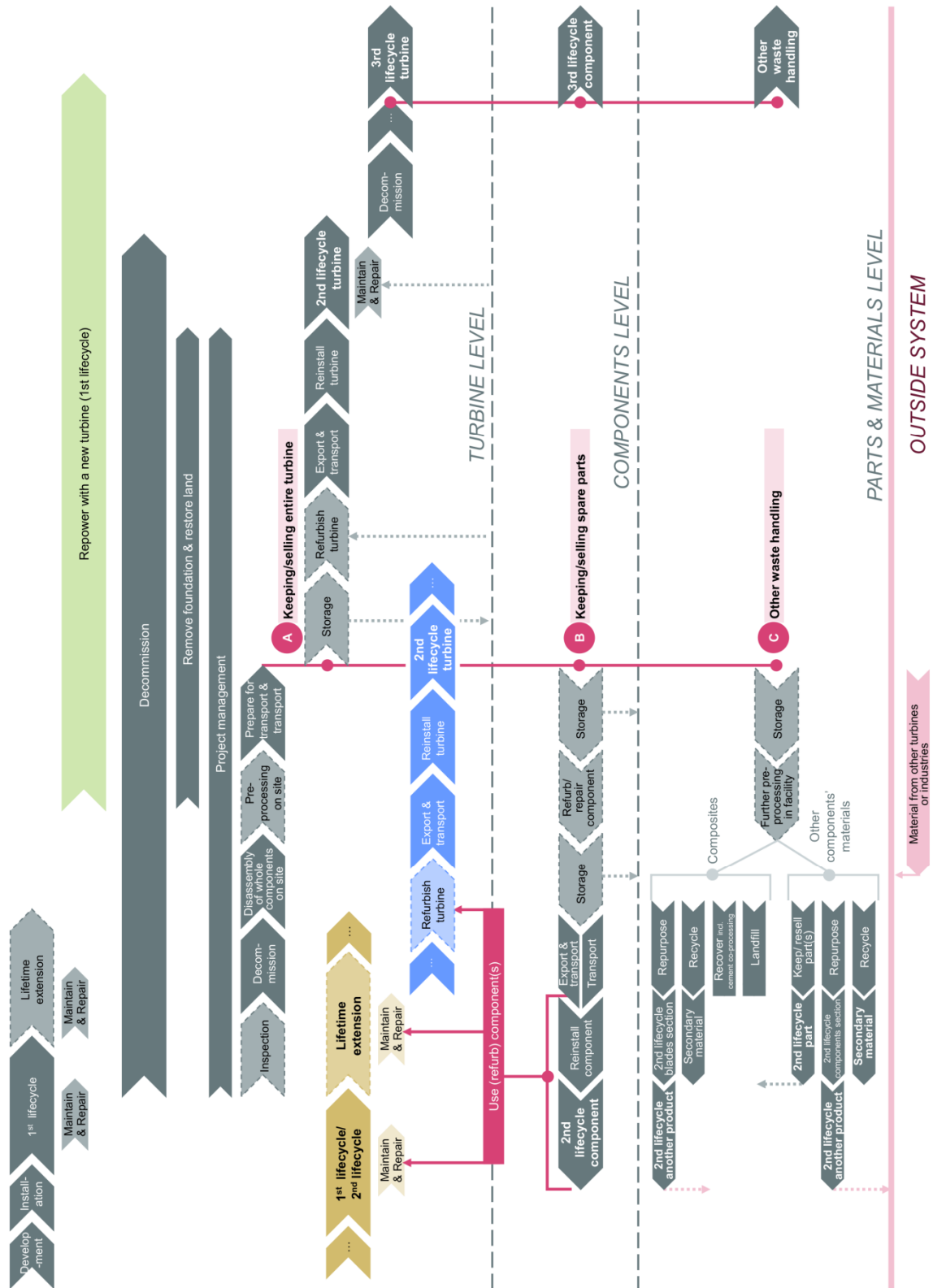


Abb. 19: Übersicht zirkulärer Lieferkettenprozesse für Windenergieanlagen²⁰⁸

²⁰⁸ (Kramer, 2025, S. 77)

Eigenständigkeitserklärung

„Ich versichere, dass ich diese Masterarbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Quellen und Hilfsmittel angefertigt und die den benutzten Quellen wörtlich oder inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.“

Saldenburg, 29.08.2025

Ort, Datum

Andrea Rabhansl

Unterschrift