

DEUTSCHE
WINDGUARD



REPOWERINGPOTENZIAL IN NIEDERSACHSEN

REPOWERINGPOTENZIAL IN NIEDERSACHSEN

Kurztitel: Repoweringpotenzial in Niedersachsen

Auftragnehmer:

**DEUTSCHE
WINDGUARD**

Deutsche WindGuard GmbH
Oldenburger Straße 65
26316 Varel

Unterauftragnehmer:

 **PLANGIS**

plan-GIS GmbH
Kastanienallee 4
26789 Leer

Projektnummer: VW200104

Berichtsnummer: SP20005A2

Öffentlicher Auftraggeber:

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz
Referat 16 - Fachübergreifendes Umweltrecht, Justizariat
Archivstr. 2
30169 Hannover

Varel, August 2020

**DEUTSCHE
WINDGUARD**

 **PLANGIS**

Deutsche WindGuard GmbH
Oldenburger Straße 65
26316 Varel

Telefon 04451 9515 0
Telefax 04451 9515 29
E-Mail info@windguard.de
URL <http://www.windguard.de/>

planGIS GmbH
Kastanienallee 4
26789 Leer

Telefon 0491 796984-66
Telefax 0491 796984-67
E-Mail info@plangis.de
URL <https://www.plangis.de/>

Es wird versichert, dass die vorliegenden Ermittlungen unparteiisch, gewissenhaft und nach bestem Wissen und Gewissen durchgeführt wurden. Für die ermittelten Ergebnisse und die Richtigkeit der Darstellung in diesem Bericht übernehmen die Deutsche WindGuard GmbH und die planGIS GmbH keine Gewähr.

Eine auszugsweise Vervielfältigung dieses Berichtes ist nur mit schriftlicher Genehmigung der Deutschen WindGuard GmbH, Varel erlaubt.

Dieser Bericht umfasst 90 Seiten inklusive Deckblatt.

INHALTSVERZEICHNIS

ZUSAMMENFASSUNG	VI
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	VIII
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	IX
TABELLENVERZEICHNIS	XIII
1 HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG	1
2 DATENGRUNDLAGE	3
2.1 WEA-STANDORTE UND EIGENSCHAFTEN	3
2.1.1 Datenquellen	3
2.1.2 Erfasster Anlagenbestand	9
2.2 REGIONAL- UND BAULEITPLANERISCHE FLÄCHENKULISSE	13
2.2.1 Regionalplanung in Niedersachsen	14
2.2.2 Aktueller Stand der Regionalen Raumordnungsprogramme in Niedersachsen Hinsichtlich der Steuerung der Windenergie	14
2.2.3 Steuerung der Windenergie auf Ebene der bauleitplanung	17
2.2.4 Ermittlung der aktuellen regional- und bauleitplanerischen Flächenkulisse	18
2.2.5 Höhenbegrenzungen in Regional- und Bauleitplanung	21
3 IDENTIFIZIERUNG DES REPOWERINGPOTENZIALS UND DES NICHT- REPOWERINGFÄHIGEN ANLAGENBESTANDS	23
3.1 PRÜFUNGSSCHEMA ZUR EINORDNUNG	23
3.1.1 Fokuszeitraum	24
3.1.2 Lage der Standorte innerhalb von ausgewiesenen Windflächen	25
3.1.3 Ausschlusswirkung von Plänen	27
3.1.4 Einfluss von Tabuzonen	28
3.1.5 Zusammenfassung der Ergebnisse nach Prüfungsschema	30
3.2 BESCHRÄNKUNG DES REPOWERINGPOTENZIALS	32
3.2.1 Beschränkung der Repoweringfähigkeit durch Höhenbegrenzungen	32
3.2.2 Anlagenschutzbereiche nach § 18 LuftVG	34
3.2.3 Beschränktes Repoweringpotenzial	35
3.3 BERÜCKSICHTIGUNG VON ABSTÄNDEN ZUR WOHNBEBAUUNG	37
3.4 EXKURS: GEGENSEITIGE BESCHRÄNKUNG DER STANDORTE	42
4 WIRTSCHAFTLICHKEIT VON REPOWERING UND WEITERBETRIEB	44

4.1	WIRTSCHAFTLICHKEIT DER REPOWERINGANLAGEN.....	44
4.1.1	Technologieauswahl im Repoweringprojekt.....	45
4.1.2	Energieerträge im Repoweringprojekt.....	46
4.1.3	Kosten im Repoweringprojekt.....	48
4.1.4	Erlössituation im Repoweringprojekt.....	51
4.1.5	Potenzielle Wirtschaftlichkeit von niedersächsischen Repoweringprojekten in der Ausschreibung.....	53
4.2	WIRTSCHAFTLICHKEIT DES WEITERBETRIEBS.....	55
4.2.1	Energieerträge im Weiterbetriebsprojekt.....	55
4.2.2	Kosten im Weiterbetriebsprojekt.....	57
4.2.3	Erlössituation im Weiterbetriebsprojekt.....	61
4.2.4	Wirtschaftlichkeit eines Weiterbetriebsprojekts.....	63
	LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS.....	68
	ANHANG.....	71

ZUSAMMENFASSUNG

In Niedersachsen werden derzeit über 6.000 Windenergieanlagen (ohne Kleinwindkraft <30 kW) mit einer installierten Leistung von über 11 GW betrieben. Gut die Hälfte dieser Anlagen (3.186) wurde vor dem Jahr 2005 in Betrieb genommen und verliert somit innerhalb der nächsten Jahre bis Ende 2025 den Anspruch auf EEG-Vergütung. Diese Anlagen standen im Fokus der vorliegenden Untersuchung und wurden hinsichtlich ihres Repoweringpotenzials analysiert.

Zur Identifikation des Potenzials von Repoweringprojekten an den Standorten dieser Windenergieanlagen wurde zunächst überprüft, ob die Anlagenstandorte in einem Areal liegen, das nach derzeitiger regional- und bauleitungsrechtlicher Flächenkulisse dafür geeignet ist. Dabei wurden sowohl identifizierte Windflächen als auch vorliegende Ausschlusswirkungen berücksichtigt. Weiterhin wurde geprüft, ob die jeweilige Anlage in einer harten Tabuzone gemäß niedersächsischem Windenergieerlass liegt. Für 1.929 Windenergieanlagen, bei denen weder die regional- oder bauleitungsrechtlicher Flächenkulisse noch definierte Tabus einem Repowering entgegenstehen, wird von einem grundsätzlichen Repoweringpotenzial ausgegangen.

Dieses Repoweringpotenzial kann durch verschiedene Faktoren weiter beschränkt werden. Im Blickpunkt der Analyse liegt dabei insbesondere eine Beschränkung durch Höhenbegrenzungen. Diese können sowohl auf der Definition in der Ausweitung der Flächen beruhen als auch durch einen geringen Abstand zur Wohnbebauung bedingt sein. 841 der 1.929 Anlagenstandorte mit Repoweringpotenzial sind durch eine Höhenbegrenzung in der Ausgestaltung eines möglichen Repowerings beschränkt. Bei sehr restriktiven Festlegungen zur zulässigen Gesamthöhe kann ein Repowering mit einer modernen Windenergieanlage schlichtweg durch mangelnde Technologieverfügbarkeit kleiner Anlagen ausgeschlossen werden. Die mögliche Installation von Hof- oder Kleinanlagen stand nicht im Fokus dieser Analyse. An Altanlagenstandorten mit Repoweringpotenzial – unabhängig von vorliegenden Höhenbegrenzungen – können weitere Gründe, die nicht im Fokus dieser Analyse stehen, gegen die Realisierung von Repoweringprojekten vorliegen. Diese reichen von Aspekten des Parklayouts und des Repoweringfaktors (wie viele Bestandsanlagen müssen für eine Repoweringanlage zurück gebaut werden und wie können die Repoweringanlagen platziert werden), über Fragen des Artenschutzes bis zu der Betrachtung von Lärmimmissionen. Einzelfallabwägungen zur räumlich bedrängenden Wirkung oder im Rahmen der Flugsicherung können die Errichtung einer neuen Anlage an einem Standort mit Repoweringpotenzial ebenfalls verhindern.

Ein weiterer begrenzender Faktor für das Repoweringpotenzial ist der erforderliche Abstand zur Wohnbebauung. Im Rahmen der Regional- und Bauleitplanung können über die geltende 2H-Regelung hinaus aber auch zusätzliche Vorsorgeabstände als sogenanntes weiches Tabu festgelegt werden, was zu einer deutlichen Reduktion des Repoweringpotenzials führen würde. Bei einer regional- und bauleitungsrechtlicher Abstandsfestlegung von 600 m in allen Planungsräumen reduziert sich beispielsweise die Anzahl der Anlagenstandorte mit Repoweringpotenzial um 855 auf 1.074, bei 1.000 m Abstand liegt nur noch für 271 Bestandsanlagen im Fokuszeitraum ein Repoweringpotenzial vor.

Ein weiterer Aspekt, der ein zukünftiges Repowering ausschließen kann, sind die Festlegungen, die im Rahmen der Aktualisierung von regionalen Raumordnungsplänen getroffen werden. In 24 der 33 Planungsregionen in Niedersachsen laufen zurzeit Verfahren zur Aktualisierung der Pläne. In der vorliegenden Analyse sind Entwürfe der zukünftigen Planung nicht berücksichtigt. Das bedeutet, dass Repoweringpotenziale wegfallen könnten, wenn die Flächen von Bestandsprojekten in neuen Planungen nicht erneut als Windflächen ausgewiesen werden. Auf der anderen Seite können sich auch weitere Standorte für Neuanlagen ergeben.

Können an Standorten mit Repoweringpotenzial Genehmigungen für die Errichtung neuer Anlagen erteilt werden, ist die Wirtschaftlichkeit der Projekte eine weitere Voraussetzung für die Realisierung. Anlagen ab 750 kW erhalten einen Anspruch auf Förderung durch Teilnahme an der Ausschreibung für Windenergie an Land. Durch den aktuell vorliegenden Genehmigungsmangel findet zurzeit (fast) kein Wettbewerb statt und Zuschlagswerte nahe am Höchstwert können erzielt werden. Für Projekte ohne stark restriktive Höhenbegrenzung mit mittleren Kosten ist ein wirtschaftlicher Betrieb daher sehr wahrscheinlich. Repoweringanlagen mit sehr niedrigen Gesamthöhen sind trotz der hohen Zuschlagswerte nur bei unterdurchschnittlichen Kosten wirtschaftlich. Bei zunehmendem Wettbewerb und sinkenden Zuschlagswerten liegen für Standorte ohne Höhenbegrenzung aufgrund der breiten Optimierungsmöglichkeiten hinsichtlich der Technologieauswahl die besten Aussichten auf eine erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung und einen wirtschaftlichen Betrieb vor. Insgesamt sind die Kostensituation und die Wirtschaftlichkeit jedoch von vielen projektspezifischen Aspekten sowie strategischen Entscheidungen der Betreiber abhängig.

Für Bestandsanlagen ohne Repoweringpotenzial ist der Weiterbetrieb über die EEG-Förderdauer hinaus der einzige Weg, die Flächen für die Windenergienutzung zu erhalten. Für Anlagen, die zu einem späteren Zeitpunkt repowert werden sollen, stellt der Weiterbetrieb eine Option zur Überbrückung vom Ende der Förderungsdauer bis zum Zeitpunkt des Repowerings dar. Aktuell ist die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs durch große Unsicherheit hinsichtlich der erzielbaren Erlöse gefährdet. Geht man davon aus, dass allen Anlagen die Möglichkeit offensteht, einen PPA zu einem fairen Preis abzuschließen, sind 23 % der Anlagen bei nachhaltigem Weiterbetrieb unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich. Einige der übrigen Anlagen können durch Reduktion des Umfangs der Betriebskonzepte Kosten einsparen und so Wirtschaftlichkeit erlangen. Dies geschieht jedoch zulasten eines möglichst langen Weiterbetriebes, da bei technischen Problemen die Stilllegung erfolgt. Können einige der Anlagen kein entsprechendes PPA abschließen, müssen sie zu den jeweils vorliegenden Börsenstrompreisen vermarkten, wodurch ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb vor dem Hintergrund der aktuell sehr niedrigen Preise am Markt deutlich erschwert wird.

Anlagen mit Repoweringpotenzial weisen im Mittel niedrigere Kosten und somit eine höhere Wahrscheinlichkeit für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb auf als nicht repoweringfähige Anlagen. Dies korreliert mit der im Mittel späteren Installation und moderneren Anlagenkonfiguration der Anlagen mit Repoweringpotenzial. Die Situation der nicht repoweringfähigen Bestandsanlagen ist somit z. B. im Wettbewerb erschwert.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AnlReg	Anlagenregister
ATKIS	Amtliches Topographisch-Kartographisches Informationssystem
BAF	Bundesaufsichtsamt für Flugsicherung
BauGB	Baugesetzbuch
BauNVO	Baunutzungsverordnung
BDB	Betreiber-Datenbasis
BNetzA	Bundesnetzagentur
BWE	Bundesverband WindEnergie
DLM	Digitales Landschaftsmodell
DWD	Deutscher Wetterdienst
DWG	Deutsche WindGuard
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EinsMan	Einspeisemanagement
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FA Wind	Fachagentur Windenergie an Land e.V.
FIS-RO	Fachinformationssystem Raumordnung
FNP	Flächennutzungsplan
GIS	Geoinformationssysteme
GW	Gigawatt
HIK	Hauptinvestitionskosten
IBN	Inbetriebnahme
kW	Kilowatt
LAT	Latitude, Geographische Breite
LON	Longitude, Geografische Länge
LROP	Landes-Raumordnungsprogramm
LuftVG	Luftverkehrsgesetz
MaStR	Marktstammdatenregister
MW	Megawatt
NEAR	räumliche Analysefunktion
NH	Nabenhöhe
NROG	Niedersächsisches Raumordnungsgesetz
P	Nennleistung
PPA	Power Purchase Agreements (Stromkaufvereinbarung)
RD	Rotordurchmesser
RGB	Regionalverband Großraum Braunschweig
ROG	Raumordnungsgesetz
RROP	Regionales Raumordnungsprogramm
SEE	Stromerzeugungseinheit (Kennzeichnung im MaStR)
SFL	spezifische Flächenleistung
SME	Strom migrierte Einheit (Kennzeichnung im MaStR)
SSR	Sekundärradar
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VOR	VHF Omnidirectional Radio Range, Drehfunkfeuer
W/m ²	Watt pro Quadratmeter
WA	allgemeine Wohngebiete
WEA	Windenergieanlage
WR	reine Wohngebiete

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Anteil der zur Darstellung des Bestands genutzten Datensätze aus den verschiedenen Quellen.....	7
Abbildung 2: Erfasster Anlagenbestand in Niedersachsen nach Inbetriebnahmezeiträumen	10
Abbildung 3: Standorte des identifizierten Anlagenbestands.....	10
Abbildung 4: Mittelwerte und Quartile der in jeweiligen Inbetriebnahmezeiträumen installierten Anlagenleistung der erfassten Bestandsanlagen (ohne Ausreißer)	11
Abbildung 5: Mittelwerte und Quartile der in jeweiligen Inbetriebnahmezeiträumen installierten Gesamthöhe der erfassten Bestandsanlagen (ohne Ausreißer)	12
Abbildung 6: Mittelwerte und Quartile der in jeweiligen Inbetriebnahmezeiträumen installierten spezifischen Flächenleistung der erfassten Bestandsanlagen (ohne Ausreißer)	12
Abbildung 7: Darstellungen von Flächen für die Windenergienutzung in den Regionalen Raumordnungsprogrammen in Niedersachsen.....	15
Abbildung 8: Kategorisierung der Regionalen Raumordnungsprogramme in Niedersachsen nach Art der Steuerung der Windenergienutzung.....	16
Abbildung 9: Entscheidungskaskade zur Beurteilung der aktuell geltenden Flächenkulisse.....	19
Abbildung 10: Im Rahmen der Studie ermittelte digitale Datensätze der Kommunen (Städte und Gemeinden) zu Windflächen.....	20
Abbildung 11: Prüfungsschema zur Einordnung von Repoweringpotenzial und nicht repoweringfähige WEA	24
Abbildung 12: Einordnung der Standorte von Windenergieanlagen außerhalb des Fokuszeitraums hinsichtlich des Repoweringpotenzials zum Analysezeitpunkt.....	25
Abbildung 13: Lage der Standorte mit Windenergieanlagen mit Installation im Fokuszeitraum zu Windflächen nach Inbetriebnahmezeiträumen	26
Abbildung 14: Lage der Standorte mit Windenergieanlagen mit Installation im Fokuszeitraum zu Windflächen nach Leistungsklassen	26
Abbildung 15: Entfernung von Anlagenstandorten im Fokuszeitraum mit Lage außerhalb von Windflächen zur nächsten ausgewiesenen Windfläche	27
Abbildung 16: Ausschlusswirkung auf RROP- und FNP-Ebene in Niedersachsen.....	28
Abbildung 17: Beispieldarstellung der berücksichtigten harten Tabubereiche.....	29
Abbildung 18: Abschichtung der WEA im Bestand gemäß Prüfungsschema	31

Abbildung 19: Anzahl der Anlagenstandorte mit Repoweringpotenzial und nicht repoweringfähige Anlagenstandorte innerhalb des Fokuszeitraums nach Inbetriebnahmezeiträumen	31
Abbildung 20: Anzahl der Anlagenstandorte mit Repoweringpotenzial und nicht repoweringfähige Anlagenstand-orte innerhalb des Fokuszeitraums nach Leistungsklassen.....	32
Abbildung 21: Höhenbegrenzung für potenzielles Repowering durch Flächendefinition und Abstand zu Wohnbebauung sowie Höhenbegrenzung (gesamt) bei Berücksichtigung der jeweils restriktiveren Begrenzung.....	34
Abbildung 22: Anzahl der Standorte mit Repoweringpotenzial innerhalb und außerhalb von Anlagenschutzbereichen nach § 18 LuftVG.....	35
Abbildung 23: Abschichtung der WEA im Bestand gemäß Prüfungsschema und Beschränkungen des Repoweringpotenzials	37
Abbildung 24: Beispielhafte Darstellung des Einflusses des Siedlungsabstands auf die Repoweringfähigkeit für Abstände von 400 m bzw. 800 m	40
Abbildung 25 Veränderung des Anteils an Anlagenstandorten mit Repoweringpotenzial in den Fokusjahren (IBN \geq 2005) durch eine Erhöhung der erforderlichen Siedlungsabstände	40
Abbildung 26: Veränderung des Repoweringpotenzial durch eine Erhöhung der erforderlichen Siedlungsabstände bei unterschiedlicher Wohnbebauungsdefinition.....	41
Abbildung 27: Abschichtung der WEA im Bestand gemäß Prüfungsschema und Beschränkungen des Repoweringpotenzials durch Erhöhung des Abstands zu Wohnbebauung	42
Abbildung 28: Abstand der Bestandsanlagen mit Repoweringpotenzial im Fokuszeitraum zur jeweils nächstgelegenen WEA.....	43
Abbildung 29: Darstellung der in der Wirtschaftlichkeitsanalyse verwendeten Anlagenkonfiguration nach zulässiger Gesamthöhe mit Angabe von Nabenhöhe (NH in m), Rotordurchmesser (RD in m), spezifische Flächenleistung (SFL in W/m^2) und Nennleistung (P in kW)	46
Abbildung 30: Häufigkeitsverteilung der angenommenen mittleren Volllaststunden im Repowering an Altanlagenstandorten mit Repoweringpotenzial [h/a].....	48
Abbildung 31: Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten (HIK) in €/kW in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung [aus DWG/ZSW 2019].....	49
Abbildung 32: Häufigkeitsverteilung der mittleren Stromgestehungskosten je Altanlagenstandort nach jeweils zulässiger Gesamthöhe [ct/kWh]	51
Abbildung 33: Mengengewichteter mittlerer Zuschlagswert und Bandbreite der Zuschlagswerte [ct/kWh].....	52

Abbildung 34: Korrekturfaktoren zur Ermittlung der anzulegenden Werte gemäß EEG 2017	53
Abbildung 35: Häufigkeitsverteilung der erforderlichen Zuschlagswerte nach Gesamthöhe [ct/kWh]	54
Abbildung 36: Angenommene mittlere Volllaststunden im Weiterbetrieb nach Leistungsklassen	56
Abbildung 37: Angenommene mittlere Volllaststunden im Weiterbetrieb nach Inbetriebnahmezeiträumen	57
Abbildung 38: Angenommene Betriebskosten von Bestandsanlagen im Fokuszeitraum bei nachhaltigem Weiterbetrieb nach Inbetriebnahmejahren [ct/kWh]	59
Abbildung 39: Angenommene Betriebskosten von Bestandsanlagen im Fokuszeitraum bei nachhaltigem Weiterbetrieb nach Leistungsklassen [ct/kWh]	60
Abbildung 40: Angenommene Betriebskosten bei nachhaltigem Weiterbetrieb für Bestandsanlagen mit Repoweringpotenzial und für nicht repoweringfähige Bestandsanlagen.....	61
Abbildung 41: Entwicklung Marktwerte Windenergie an Land [ct/kWh].....	62
Abbildung 42: Wirtschaftlichkeit gemäß angenommenen Betriebskosten im Weiterbetrieb und fairem PPA-Preis im nachhaltigen Weiterbetrieb von Bestandsanlagen im Fokuszeitraum	64
Abbildung 43: Wirtschaftlichkeit gemäß angenommenen Betriebskosten im Weiterbetrieb und fairem PPA-Preis nach Konzeptanpassung für Bestandsanlagen im Fokuszeitraum	65
Abbildung 44: Wirtschaftlichkeit gemäß angenommenen Betriebskosten im Weiterbetrieb und fairem PPA-Preis nach Konzeptanpassung von nicht repoweringfähigen Bestandsanlagen im Fokuszeitraum	66
Abbildung 45: Wirtschaftlichkeit gemäß angenommenen Betriebskosten im Weiterbetrieb und fairem PPA-Preis nach Konzeptanpassung von Bestandsanlagen mit Repoweringpotenzial im Fokuszeitraum.....	67
Abbildung 46: Abschichtung der installierten Leistung im Bestand gemäß Prüfungsschema.....	76
Abbildung 47: Abschichtung der installierten Leistung im Bestand gemäß Prüfungsschema und Beschränkungen des Repoweringpotenzials	76
Abbildung 48: Abschichtung der installierten Leistung im Bestand gemäß Prüfungsschema und Beschränkungen des Repoweringpotenzials durch Erhöhung des Abstands zu Wohnbebauung.....	77
Abbildung 49: Angenommene Betriebskosten bei nachhaltigem Weiterbetrieb für die installierte Leistung der Bestandsanlagen mit	

Repoweringpotenzial und für nicht repoweringfähige
Bestandsanlagen.....77

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Priorisierung der Daten nach Kategorie.....	8
Tabelle 2:	Mittlere Abweichung der Einzeldaten bei Datensätzen mit mehr als einer Quelle.....	9
Tabelle 3:	Stand der Regionalplanung hinsichtlich der Windenergie in den Planungsregionen Niedersachsens	71

1 HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG

Anstehendes Ende der Förderdauer

Seit dem Jahr 2000 werden alle Windenergieanlagen (WEA) in Deutschland durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert. Der Vergütungsanspruch, der aus dem EEG resultiert, sichert den Anlagen Erlöse je Kilowattstunde (kWh), die insbesondere in der Anfangsvergütungslaufzeit deutlich über den Börsenstrompreisen liegen. Der Förderungsanspruch nach EEG endet für zahlreiche Windenergieanlagen in den kommenden Jahren. Mit dem Auslaufen der EEG-Förderung zum Jahresende 2020 für Anlagen, die im oder vor dem Jahr 2000 in Betrieb genommen worden sind, steigt der wirtschaftliche Druck auf die älteren Anlagen deutlich. Der Rückbau aus ökonomischen Gründen könnte somit ab dem Jahr 2021 erheblich zunehmen. Nach dem Jahresende 2020 ist eine besonders große Anzahl von Anlagen betroffen, da auch Anlagen, die vor dem Inkrafttreten des EEG in Betrieb gegangen sind, bis Ende 2020 einen EEG-Vergütungsanspruch haben. Bundesweit sind bis Ende 2025 WEA mit einer Gesamtleistung von etwa 16 GW betroffen [DWG 2017]. Sollte nach Ablauf des Vergütungsanspruchs kein wirtschaftlicher Betrieb mehr möglich sein, dann werden diese Anlagen zurückgebaut. Ohne ein Repowering an den Standorten würde ein erheblicher Teil der aktuell installierten Windenergieleistung somit verloren gehen.

Niedriges Zubauniveau

Im ersten Halbjahr 2020 konnte in Deutschland die Errichtung von insgesamt 178 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 591 MW verzeichnet werden. Unter Berücksichtigung eines Rückbaus von 88 WEA mit einer Leistung von 84 MW ergibt sich ein Netto-Zubau von lediglich 90 WEA mit 507 MW. Damit stellt das erste Halbjahr 2020 erneut ein Halbjahr mit einem sehr niedrigen Zubauniveau dar. Im Jahr 2019 wurde der geringste Zubau seit über 20 Jahren in Deutschland realisiert [DWG 2020]. Dies steht in starkem Kontrast zu dem vor dem Hintergrund der ambitionierten Klimaschutzziele der Bundesregierung notwendigen Ausbau der Windenergie. Um diese Ziele zu erfüllen, sind sowohl das Repowering der Altanlagen – zum Erhalt der Flächen bei gleichzeitiger Ertragssteigerung – als auch der Weiterbetrieb von Anlagen – insbesondere, wenn deren Repowering ausgeschlossen ist – von Bedeutung.

Fokus: Situation in Niedersachsen

Niedersachsen spielt dabei eine entscheidende Rolle. Das Land hat mit über 6.000 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als 11 GW einen Anteil von etwa 21% der Windenergieanlagen in Deutschland und ist im Bereich Windenergie

mit Abstand führend hinsichtlich der installierten Leistung unter den Bundesländern [DWG 2020]. Bis Ende 2025 endet aber für knapp 3.500 Windenergieanlagen in Niedersachsen mit einer Gesamtleistung von etwa 4,3 GW die EEG-Förderung.

Inhalte der Analyse

In der vorliegenden Analyse wird der Anlagenbestand hinsichtlich des Repoweringpotenzials bewertet, der bis einschließlich 2005 installiert wurde und somit bis spätestens 2025 den Vergütungsanspruch verliert. Es wird dabei der zurzeit gültige Stand der Planungen zugrunde gelegt. Zukünftige Planänderungen, welche die Potenziale wieder einschränken könnten, sind dabei nicht berücksichtigt. Datengrundlage und Vorgehen bei der Identifizierung und Quantifizierung repoweringfähiger Standorte für Windenergieanlagen in Niedersachsen werden in den folgenden Kapiteln der Analyse dargestellt. Für den ermittelten Anlagenbestand im Fokuszeitraum wird zudem die Wirtschaftlichkeit hinsichtlich Repowering und Weiterbetrieb der Anlagen analysiert.

Einschränkungen der Ergebnisse

Für eine angemessene Bewertung der Analyse ist es entscheidend, die Ergebnisse als Momentaufnahme der jetzigen Situation zu verstehen. Viele Pläne, in denen Flächen für die Windenergienutzung definiert sind, werden zurzeit überarbeitet. Das Außerkrafttreten alter bzw. Inkrafttreten neuer Pläne kann die Situation für die jeweilige Region entscheidend ändern. Weiterhin stellt die hier betrachtete (theoretische) Repoweringfähigkeit auf Basis der grundsätzlichen Zulässigkeiten von Windenergieanlagen an einem Standort keine Garantie für die Genehmigungsfähigkeit einer neuen Anlage dar. Diese kann durch weitere, nicht betrachtete Aspekte, verhindert werden.

2 DATENGRUNDLAGE

Die Grundlage der Analyse bildet der Datenbestand zu Windenergieanlagen und zur regional- und bauleiterplanerischen Flächenkulisse für die Windenergienutzung. Die Erfassung der Datenbestände wird im Folgenden beschrieben. Ergänzt werden diese durch weitere GIS-fähige Datensätze, die teilweise recherchiert und teilweise vom Auftraggeber bereitgestellt wurden.

2.1 WEA-STANDORTE UND EIGENSCHAFTEN

Eine elementare Information zur Ermittlung des Repoweringpotenzials sind die Bestandanlagen in einer Region, denn nur dort wo Windenergieanlagen stehen, die in absehbarer Zeit ersetzt werden können bzw. müssen, kann überhaupt ein Repowering durchgeführt werden. Im Vorhaben erfolgt die Zusammenstellung und Aktualisierung der tatsächlichen Lage der Standorte von Windenergieanlagen in Niedersachsen.

2.1.1 DATENQUELLEN

Zu diesem Zweck werden die verschiedenen verfügbaren Datenbestände, die zum Anlagenbestand vorliegen, gegenübergestellt und zusammengeführt. Folgende Datenbestände werden dabei herangezogen.

- Energieatlas Niedersachsen
- Marktstammdatenregister der BNetzA (MaStR)
- Anlagenregister der BNetzA (AnlReg)
- Stamm- und Bewegungsdaten 2018 der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)
- Datensätze einzelner niedersächsischer Landkreise

In den unterschiedlichen Datenbeständen werden nur begrenzt gleiche Identifikationsschlüssel verwendet, was die Zusammenführung der Informationen aus verschiedenen Datenquellen erschwert. Aus diesem Grund erfolgt die Zuordnung je nach Verfügbarkeit der Informationen z. B. über die Standortkoordinaten, den Landkreis bzw. die Gemeinde, der die Anlage zugeordnet ist, die Leistung oder den Inbetriebnahmezeitpunkt. Durch die Zusammenführung der Informationen insbesondere mittels der vorhandenen Identifikationsnummern (EEG-Anlagenschlüssel, Anlagenregisternummer, Marktstammdatenregister-

nummer) entstehen immer wieder Widersprüche, die eine eindeutige Zuordnung verhindern. Der genutzte Datenbestand entspricht der im kurzen Vorhabenszeitraum bestmöglichen Zusammenführung der Daten.

Im Folgenden werden die Datenbestände kurz beschrieben:

Energieatlas Niedersachsen

Für Niedersachsen stehen Daten aus dem Energieatlas Niedersachsen zur Verfügung. Nicht alle Informationen zu den Windenergieanlagen sind aktuell und vollständig: Insbesondere Daten zu Inbetriebnahmedatum und Konfiguration fehlen teilweise. Somit wird die Verschneidung mit anderen Datenbeständen erforderlich. Die Daten zu Windenergieanlagen im „Energieatlas Niedersachsen“ basieren auf einer Abfrage, die durch die Ämter für regionale Landesentwicklung Ende 2013 / Anfang 2014 bei den Landkreisen und kreisfreien Städten in Niedersachsen durchgeführt wurde. Die Angaben zu Windenergieanlagen basieren neben der oben genannten Abfrage auch auf Informationen des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz. Ergänzt wird die Datenbasis um aktuelle Veröffentlichungen des EEG-Anlagenregisters der Bundesnetzagentur. Der Datenstand des Energieatlas in Bezug auf die erfassten Windenergieanlagen ist Dezember 2019 [Energieatlas 2020].

Marktstammdatenregister der BNetzA (MaStR)

Mit dem Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur steht ein bundesweit einheitliches Register aller Strom- und Gaserzeugungsanlagen zur Verfügung. Das Register (nach § 3 Nr. 39 EEG) liegt zum Zeitpunkt der Durchführung der Analysen allerdings in einer unvollständigen Version vor. Ende Januar 2019 ist das Internetportal des Marktstammdatenregisters in Betrieb genommen worden, dass zukünftig einen umfassenden Überblick über die Anlagen und Akteure des deutschen Strom- und Gasmarktes geben soll. Allerdings wird die Integration von Bestandsanlagen ins Marktstammdatenregister noch mindestens bis Ende Januar 2021 dauern (Registrierungsfrist für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Juli 2017 ist der 31. Januar 2021), sodass erst dann ein vollständiges Bild mit allen vorgesehenen Informationen über den Anlagenbestand erreicht werden wird. Bis dahin liegen Bestandsanlagen als migrierte Einheiten aus anderen Quellen mit geringerem Informationsgehalt vor. Die migrierten Daten (SME-Daten), die größtenteils mit Anlagenregisterschlüssel oder EEG-Anlagen-schlüssel versehen sind, beinhalten keine Koordinaten und

größtenteils auch keine Informationen zur Anlagenkonfiguration. Die gemeldeten Daten (SEE-Daten) sind unvollständig und nicht mit den SME-Daten verknüpft. Zudem werden sie, abgesehen von den aktuellen Genehmigungen und Inbetriebnahmen von der BNetzA, als statistisch irrelevant markiert. Auch die Übertragungsnetzbetreiberprüfung ist nur für einen Teil der Daten bereits durchgeführt worden.

Analysen des MaStR haben ergeben, dass derzeit nur ein knappes Drittel der registrierten WEA mit Koordinaten versehen und diese auch noch vielfach fehlerhaft sind sowie dass wichtige Anlagen-Informationen (s. o.) oftmals fehlen. Gerade bei den für das Repowering interessanten, älteren Anlagen kann daher nicht davon ausgegangen werden, dass sie im MaStR vollständig enthalten sind. Trotz aller Mängel ist das MaStR eine wichtige und wertvolle Basis für den Aufbau eines Anlagenkatasters.

Anlagenregister der BNetzA (AnlReg)

Das Anlagenregister der BNetzA wurde im August 2014 erstmals veröffentlicht und ist inzwischen durch das Marktstammdatenregister ersetzt worden. Die Meldungen an das Anlagenregister beinhalten zwar eine große Bandbreite an Informationen zu den seit August 2014 in Betrieb genommenen Anlagen, jedoch reicht es nicht hinlänglich weit in die Vergangenheit zurück, da eine Meldepflicht für ältere Anlagen nur bestand, wenn diese einer Leistungsänderung unterzogen wurden, stillgelegt wurden oder eine Verlängerung der Anfangsvergütungsdauer erhalten haben. Dennoch werden die vorhandenen Daten aus der letzten veröffentlichten Version des Registers ergänzend für die Analyse genutzt.

Stamm- und Bewegungsdaten 2018 der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

Die Stamm- und Bewegungsdaten werden von den abnahme- und vergütungspflichtigen Netzbetreibern im Rahmen der EEG-Jahresabrechnung an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gemeldet und durch diese veröffentlicht. Sie beinhalten die mittelbar und unmittelbar an die Netze der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber angeschlossenen Anlagen und die jeweils zuzuordnenden Strommengen. Allerdings beinhalten die Stammdaten weder Informationen zur Konfiguration noch Koordinaten und liegen zum Zeitpunkt der Auswertung nur mit Stand Ende 2018 vor. Vorteil der Datenbasis gegenüber den

übrigen Quellen ist jedoch die beste verfügbare Vollständigkeit der Anlagen mit Stand Ende 2018.¹

Datensätze einzelner niedersächsischer Landkreise

Aus einigen Landkreisen wurden eigene Datensätze zu den Bestandsanlagen übermittelt. Diese weisen unterschiedliche Informationstiefen auf. Die Daten der Landkreise beinhalten dabei keine der in den übrigen Verzeichnissen üblichen Identifikationsschlüssel, teilweise fehlen Inbetriebnahmedaten und Anlagenkonfigurationen, jedoch sind die Koordinaten von hoher Genauigkeit. Anlagendaten wurden aus den folgenden Landkreisen/Städten übermittelt und mit den übrigen Daten zusammengeführt:

- Ammerland
- Aurich
- Grafschaft Bentheim
- Heidekreis
- Leer
- Stadt Wilhelmshaven

Zusammenführung der Daten aus den verschiedenen Quellen

Die Zusammenführung der verschiedenen Datenquellen erfolgt in erster Instanz über Identifikationsnummern, die in mehreren Quellen genutzt werden, wie zum Beispiel den EEG-Anlagenschlüssel. Eine vollständige Verschneidung ist über dieses Vorgehen nicht möglich, da nicht alle Datensätze entsprechende Angaben enthalten. Zudem entstehen durch widersprüchliche Eintragungen Zirkelbezüge zwischen den Daten. Die Auflösung dieser sowie die Verschneidung der verbleibenden, nicht über eine Identifikationsnummer zuordenbaren Datensätze erfolgt über einen Abgleich von Koordinaten, Standortangaben, Inbetriebnahmejahren oder Anlagenkonfiguration.

Als Ergebnis der Zusammenführung der Informationen aus verschiedenen Datenquellen entsteht ein Gesamtportfolio, das zusammengefasst die unterschiedlichen Quellen zu jeder Anlage beinhaltet. Dabei ist die Zusammenführung aller bzw. mehrerer Quellen nicht für jede Anlage möglich gewesen. Idealerweise sind mehrere Quellen je Anlage verfügbar, deren Detailangaben zu den Windenergieanlagen übereinstimmen. Tatsächlich lassen sich jedoch nicht alle Konflikte in den Daten auflösen. Es

¹ Die Stamm- und Bewegungsdaten mit Stand 31. Dezember 2019 wurden kurz vor Finalisierung der Analyse Ende Juli 2020 veröffentlicht und konnten entsprechend nicht mehr berücksichtigt werden.

liegen Datenkoordinaten vor, die aus keiner zweiten Quelle bestätigt werden konnten oder Widersprüche hinsichtlich der Konfiguration, die nicht aufgelöst werden konnten. Wurden in einem der Register fehlerhafte Koordinaten gemeldet, die nicht durch einen Konflikt auffällig geworden sind, verbleiben diese in der Datenbank. Auch Stilllegungen, die noch in keinem Register erfasst sind, verbleiben unidentifiziert im Bestand.

In Abbildung 1 ist dargestellt, welche Anteile der Datensätze zum WEA-Bestand in Niedersachsen aus den verschiedenen Quellen jeweils für die Darstellung des Gesamtanlagenbestands genutzt wurden. Die nicht zugeordneten Anteile der Datensätze beinhalten Anlagen, die noch nicht installiert wurden oder bereits stillgelegt sind. Weiterhin sind Datensätze ohne Koordinaten, die nicht mithilfe weiterer Parameter einem Datensatz mit Koordinaten zugerechnet werden konnten, in den nicht zugeordneten Anteilen enthalten.

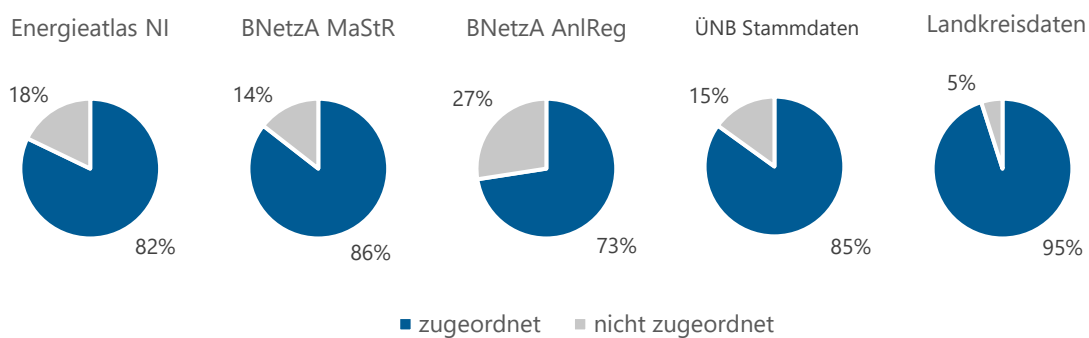


Abbildung 1: Anteil der zur Darstellung des Bestands genutzten Datensätze aus den verschiedenen Quellen

Aus den entstandenen Datensätzen werden die folgenden Informationen zu den Bestandsanlagen für die Analysen mittels einer Priorisierung der Quellen herangezogen: Status, Inbetriebnahmedatum, Leistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe. Abhängig davon, wie die Qualität der Information eingeschätzt wird, wird diese aus dem jeweils am höchsten eingeordneten Datenbestand genutzt.

Tabelle 1:
Priorisierung der Daten
nach Kategorie

Priorität	Koordinaten	Inbetriebnahmedatum	Leistung	Rotordurchmesser	Nabenhöhe
1	Landkreis	MaStR SEE	MaStR SEE	MaStR SEE	MaStR SEE
2	Energieatlas	AnlReg	AnlReg	AnlReg	AnlReg
3	MaStR SEE	MaStR SME	MaStR SME	Landkreis	Landkreis
4	AnlReg	ÜNB Stammdaten	ÜNB Stammdaten	Energieatlas	Energieatlas
5	MaStR SME	Energieatlas	Energieatlas	MaStR SME	MaStR SME
6		Landkreis	Landkreis		

Zur Validierung und Konfliktauflösung der zusammengestellten Anlagendaten wurden diese mittels GIS mit den Verwaltungsgebiet-Geodaten überlagert (hieraus erfolgt die Zuordnung zu Kreisen, Samtgemeinden und Gemeinden). Zudem wurden die Abstände zu weiteren Bestandsanlagen sowie zur Wohnbebauung ermittelt, um die Position der Anlagen zu validieren. Insbesondere hinsichtlich der Koordinaten wurden auffällige Anlagendaten, deren Koordinaten beispielsweise räumlich übereinander oder innerhalb von Wohnbebauung lagen, manuell überprüft. Diese Überprüfung erfolgte unter anderem anhand von Luftbildern. Als fehlerhaft erkannte Daten wurden entfernt. Weitere Einzeldaten wurden als Resultat der Verifizierung hinsichtlich der Koordinaten angepasst. Diese korrigierten Anlagen-Informationen überschreiben die übrigen Quellen.

Es verbleiben hinsichtlich der erfassten Informationen (Koordinaten, Inbetriebnahmedatum, Leistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser) teilweise Widersprüche in den erfassten Daten. Eine vollständige Auflösung dieser ist im Rahmen des Vorhabens nicht möglich. In Tabelle 2 ist die durchschnittliche Abweichung der Informationen über alle Datensätze, für die mehr als eine Quelle vorliegt, aufgeführt. Insbesondere hinsichtlich des Inbetriebnahmedatums und der Leistung ist die festgestellte Abweichung höher als hinsichtlich der übrigen Parameter. Dies ist zum einen auf eine erhöhte Quellenanzahl für diese Information zurückzuführen, zum anderen verursachen Zusammenfassungen von Anlagen zu Windparks oder die Erfassung von Inbetriebnahmejahren anstatt von genauen Inbetriebnahmedaten erhöhte Abweichungen. Für die weitere Analyse wird wie oben erläutert die jeweils priorisierte Quelle zur Festlegung der Anlagendaten genutzt.

Tabelle 2:
Mittlere Abweichung
der Einzeldaten bei Da-
tensätzen mit mehr als
einer Quelle

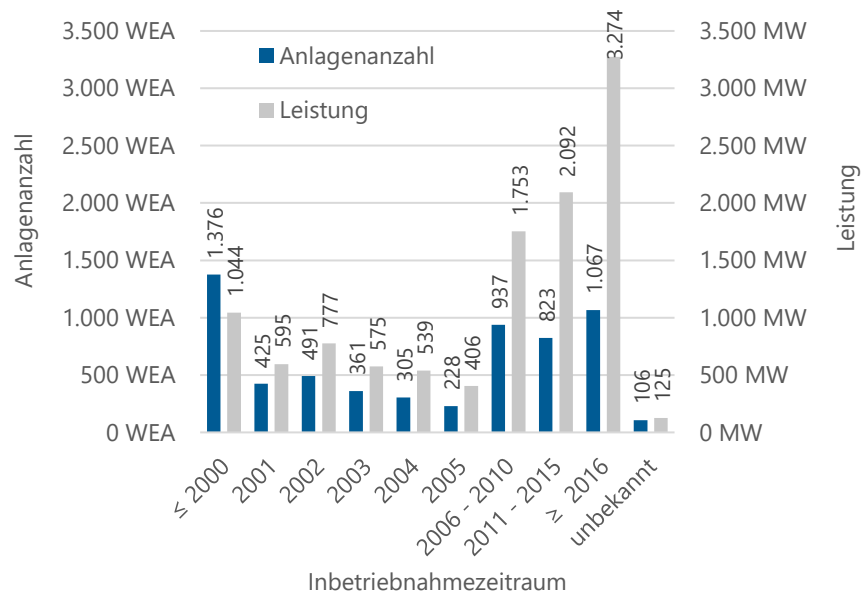
Information	Anzahl Datensätze mit mehr als einer Daten- quelle	Mittlere Abweichung der Daten
Koordinaten LAT	4.509	0,02%
Koordinaten LON	4.509	0,2%
IBN Datum	5.790	147 Tage
Leistung	6.059	1,4%
Nabenhöhe	5.419	0,4%
Rotordurchmesser	5.057	0,5%

2.1.2 ERFASSTER ANLAGENBESTAND

In Rücksprache mit dem Auftraggeber wurden Anlagen mit einer Leistung von unter 30 kW von der Analyse ausgeschlossen. Es ergibt sich ein Bestand von 6.119 Windenergieanlagen in Niedersachsen, der als Grundlage für die Analyse genutzt wird.

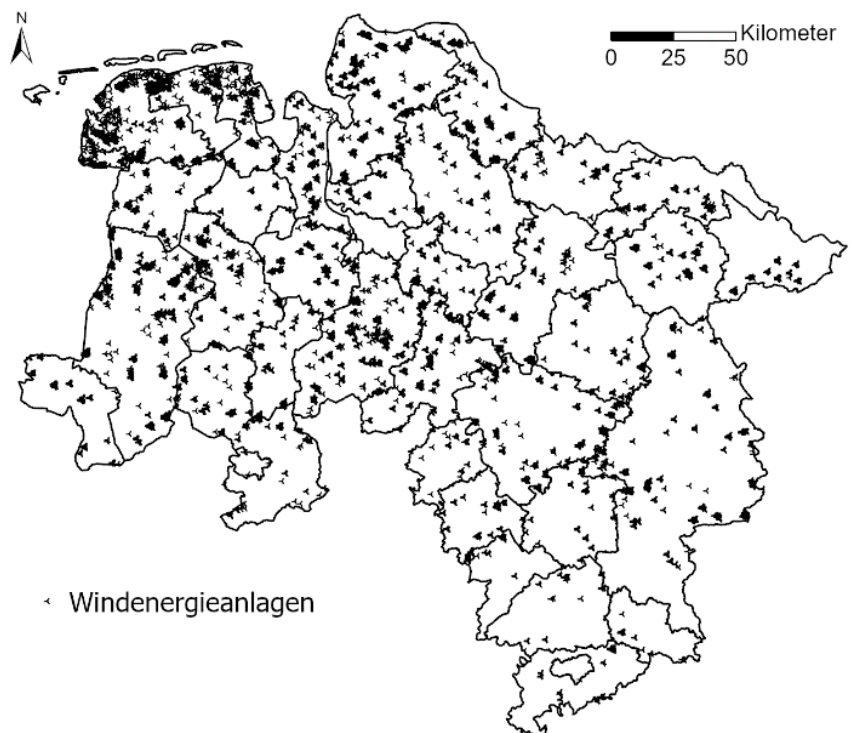
Im Folgenden wird der Anlagenbestand beschrieben. In Abbildung 2 wird aufgezeigt, wie sich der Anlagenbestand auf die verschiedenen Inbetriebnahmezeiträume verteilt. Bis Ende 2000 wurden 1.377 Windenergieanlagen mit etwa einem Gigawatt installierter Leistung errichtet, die heute noch in Betrieb sind. Diese Anlagen verlieren bereits Ende 2020 den Anspruch auf Vergütung und müssen nach aktueller Gesetzeslage ab 2021 zu Marktkonditionen betrieben werden. Für die Jahre 2001 bis 2005 wurden jeweils 200 bis 500 Bestandsanlagen identifiziert. Diese verlieren bis Ende 2025 sukzessive ihren Vergütungsanspruch. Die Windenergieanlagen, die in den darauffolgenden, jeweils fünf Jahre umfassenden Zeiträumen installiert wurden, erhalten noch für mindestens fünf weitere Jahre Förderung nach dem EEG.

Abbildung 2:
Erfasster Anlagenbestand in Niedersachsen nach Inbetriebnahmezeiträumen



In Abbildung 3 sind die Standorte der 6.119 erfassten Windenergieanlagen dargestellt. Die meisten Bestandsanlagen wurden in den Landkreisen Aurich, Emsland, Cuxhaven und Diepholz lokalisiert.

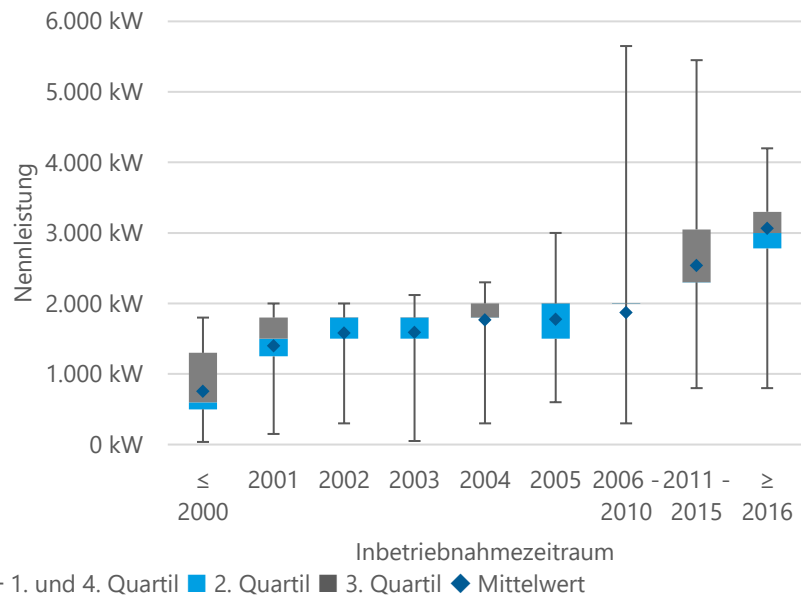
Abbildung 3:
Standorte des identifizierten Anlagenbestands



In Abbildung 4 bis Abbildung 6 ist die jeweils erfasste Anlagenkonfiguration über die Inbetriebnahmezeiträume dargestellt. Leistung, Gesamthöhe und spezifische Flächenleistung der installierten Anlagen haben sich im Zeitverlauf verändert. Wie in Abbildung 4 dargestellt, wurden bis einschließlich des Jahres 2000 Anlagen mit einer durchschnittlichen installierten Leistung von gut 750 kW installiert, zwischen 2001 und 2005

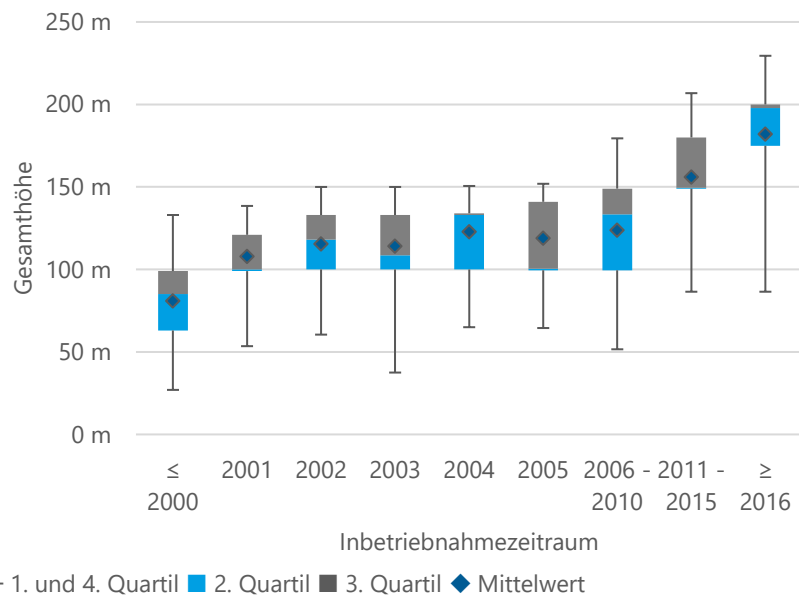
wächst die mittlere installierte Leistung von etwa 1,4 MW auf knapp 1,8 MW an. Während zwischen 2006 und 2010 Anlagen mit einer durchschnittlichen Leistung von 2 MW installiert werden, steigt die mittlere installierte Leistung danach zunächst auf 2,5 MW und für Installationen ab 2016 auf 3 MW an.

Abbildung 4:
Mittelwerte und Quartile der in jeweiligen Inbetriebnahmezeiträumen installierten Anlagenleistung der erfassten Bestandsanlagen (ohne Ausreißer)



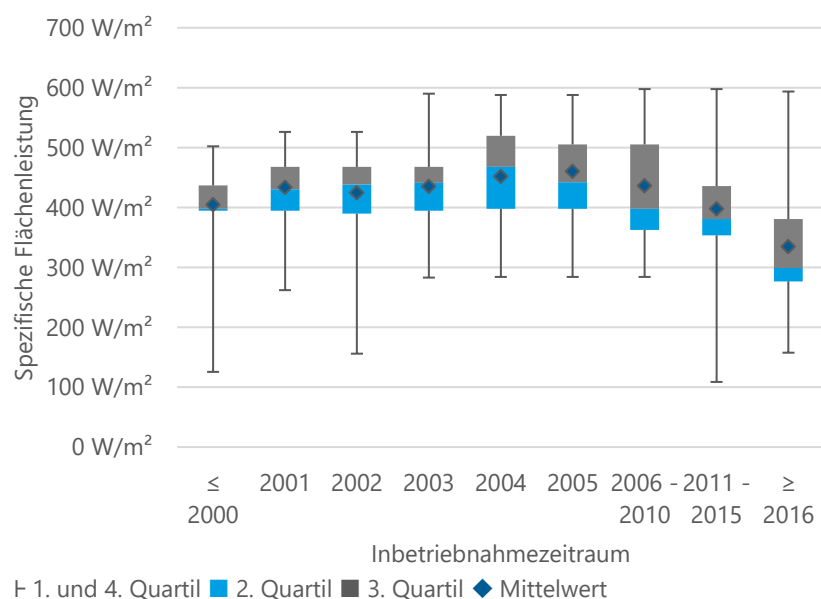
Die Entwicklung der Gesamthöhe der Windenergieanlagen ist in Abbildung 5 dargestellt. Sie liegt für Installationen bis Ende des Jahres 2000 im Durchschnitt bei rund 80 m. Windenergieanlagen, die von 2001-2005 errichtet worden sind, weisen im jeweiligen Jahresmittel Gesamthöhen zwischen 108 m und 123 m auf. Zwischen 2006 und 2010 liegt die mittlere Gesamthöhe von 124 m ebenfalls ungefähr in diesem Bereich. Ab 2011 zeigen sich deutliche Steigungen auf 156 m bis 2015 und 182 m für die Installation von 2016 bis zum Analysezeitpunkt.

Abbildung 5:
Mittelwerte und Quartile der in jeweiligen Inbetriebnahmezeiträumen installierten Gesamthöhe der erfassten Bestandsanlagen (ohne Ausreißer)



Die Entwicklung der spezifischen Flächenleistung, die sich aus dem Verhältnis der Anlagenleistung zur Rotorfläche ergibt, ist in Abbildung 6 dargestellt. Bei den bis zum Ende des Jahres 2000 errichteten Windenergieanlagen liegt die spezifische Flächenleistung bei knapp über 400 W/m². In den darauffolgenden betrachteten Installationszeiträumen bewegt sich die mittlere spezifische Flächenleistung zwischen 424 W/m² und 460 W/m². Erst ab dem Betrachtungszeitraum 2011-2015 beginnt sich die vermehrte Installation von sogenannten Schwachwindanlagen mit niedrigerer spezifischer Flächenleistung auszuwirken. Der Durchschnitt sinkt auf knapp unter 400 W/m² bei Windenergieanlagen aus den Jahren 2011-2015 und auf 335 W/m² für die Installationen ab 2016.

Abbildung 6:
Mittelwerte und Quartile der in jeweiligen Inbetriebnahmezeiträumen installierten spezifischen Flächenleistung der erfassten Bestandsanlagen (ohne Ausreißer)



2.2 REGIONAL- UND BAULEITPLANERISCHE FLÄCHENKULISSE

Die räumliche Steuerung der Errichtung von Windenergieanlagen und Windparks erfolgt in Niedersachsen zum einen auf Ebene der Regionalplanung und zum anderen im Rahmen der Bauleitplanung. Gemäß Landesraumordnungsprogramm (LROP) sind durch die Regionalplanung Vorranggebiete oder Eignungsgebiete für die Windenergienutzung festzulegen. Welche Gebietskategorien zur Anwendung kommen, ist in Niedersachsen den Planungsregionen selbst überlassen.

Vorranggebiete gewähren gemäß § 7 Abs. 3 Nr. 3 ROG der Windenergie Vorrang und schließen andere raumbedeutsame Vorhaben, die nicht mit der Windenergienutzung vereinbar sind, innerhalb des Gebietes aus. Werden Eignungsgebiete festgelegt, handelt es sich hingegen um Gebiete, in denen andere raumbedeutsame Belange nicht entgegenstehen, wobei diese Maßnahmen oder Nutzungen an anderer Stelle im Planungsraum jedoch ausgeschlossen sind. Anders als bei Vorranggebieten entfaltet sich das Ziel der Raumordnung also nicht innerhalb der Gebietsabgrenzungen, sondern bezieht sich auf die nicht geeigneten Flächen außerhalb des Eignungsgebietes (Ausschlusswirkung). Zusätzlich können die beiden Gebietskategorien auch miteinander kombiniert werden.

Eignungsgebiete sowie Vorranggebiete mit der Wirkung von Eignungsgebieten konzentrieren die Windenergienutzung also innerhalb der Gebiete und sind mit einer außergebietlichen Ausschlusswirkung verknüpft, sodass die Errichtung von Windenergieanlagen im restlichen Planungsgebiet ausgeschlossen ist. Die Städte und Gemeinden in diesen Planungsregionen können die Gebiete daher nicht ohne Weiteres verändern. Die raumordnerische Steuerung der Windenergie erfolgt in diesen Landkreisen also abschließend auf Ebene der Regionalplanung.

Durch Vorranggebiete ohne Ausschlusswirkung wird die Windenergienutzung hingegen nicht abschließend gesteuert. Die Städte und Gemeinden haben die Möglichkeit, die Vorrangausweisungen der Regionalplanung durch Windkonzentrationszonenplanung zu konkretisieren und zu erweitern.

Das Instrument zur Steuerung der Windenergienutzung besteht hier in der Ausweisung von Konzentrationsflächen im Flächennutzungsplan. Durch die Konzentration von Windenergiestandorten werden die Städte und Gemeinden in die Lage versetzt, das restliche Gemeindegebiet von Windenergieanlagen frei zu halten.

Allerdings besteht für die Träger der Flächennutzungs- bzw. Regionalplanung keine Pflicht zur Ausweisung von Konzentrationszonen zur Windenergienutzung. Werden weder auf Ebene der Regionalplanung noch der Bauleitplanung Flächen für Windenergieanlagen ausgewiesen, sind diese gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB im gesamten Außenbereich eines Gemeindegebietes zugelassen unter dem Vorbehalt, dass zum einen keine öffentlichen Belange entgegenstehen und zum anderen die nach § 29 Abs. 2 BauGB unberührt bleibenden Fachgesetze eine Genehmigung zulassen.

2.2.1 REGIONALPLANUNG IN NIEDERSACHSEN

Träger der Regionalplanung sind in Niedersachsen die Landkreise sowie die Region Hannover und der Regionalverband Großraum Braunschweig (RGB). Die kreisfreien Städte außerhalb der Region Hannover und des RGB sind ebenfalls Träger der Regionalplanung (Emden, Wilhelmshaven, Osnabrück, Oldenburg, Delmenhorst), zudem die Stadt Göttingen. Sie können jedoch nach § 5 Abs. 2 NROG von der Aufstellung eines Regionalen Raumordnungsprogramms (RROP) absehen, wovon auch alle Gebrauch machen. Einen Sonderfall stellt der Landkreis Göttingen dar, der am 1. November 2016 aus der Fusion der bisherigen Landkreise Göttingen und Osterode am Harz hervorgegangen ist und derzeit für seinen Planungsraum ein neues RROP aufstellt. Da die Regionalpläne der Altkreise weiterhin Rechtskraft haben, wurden diese in der vorliegenden Analyse einzeln berücksichtigt. Insgesamt wurden somit 34 RROP aus 33 Planungsregionen² herangezogen. Eine Übersicht zum Stand der Regionalplanung hinsichtlich der Windenergie in den Planungsregionen Niedersachsens findet sich in Tabelle 3 im Anhang.

2.2.2 AKTUELLER STAND DER REGIONALEN RAUMORDNUNGSPROGRAMME IN NIEDERSACHSEN HINSICHTLICH DER STEUERUNG DER WINDENERGIE

Die RROP in Niedersachsen lassen sich hinsichtlich der Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung in die folgenden Gruppen gliedern (vgl. dazu Abbildung 7):

² Unter Planungsregionen werden im Weiteren die 31 eigenständig planenden Landkreise sowie die Region Hannover und der Regionalverband Großraum Braunschweig verstanden

- RROP mit Vorrang- bzw. Eignungsgebieten mit Ausschlusswirkung weisen zwölf Landkreise auf (Cuxhaven³, Emsland, Harburg, Holzminden, Lüchow-Dannenberg, Lüneburg, Osnabrück, Osterholz, Altkreis Osterode am Harz, RGB, Rotenburg (Wümme), Uelzen).
- RROP mit Vorranggebieten ohne Ausschlusswirkung gibt es bei neun Landkreisen (Aurich, Cloppenburg, Diepholz, Friesland, Hameln-Pyrmont, Hildesheim, Schaumburg, Wesermarsch, Wittmund).
- Keine Festlegungen zu Windenergie beinhalten die RROP aus sechs Landkreisen (Ammerland, Celle, Gr. Bentheim, Altkreis Göttingen, Northeim, Stade).
- Kein gültiges RROP bzgl. der Festlegungen zur Windenergie gibt es in sieben Landkreisen (Heidekreis, Leer, Nienburg (Weser), Oldenburg, Region Hannover, Vechta, Verden⁴).

Abbildung 7:
Darstellungen von Flächen für die Windenergienutzung in den Regionalen Raumordnungsprogrammen in Niedersachsen

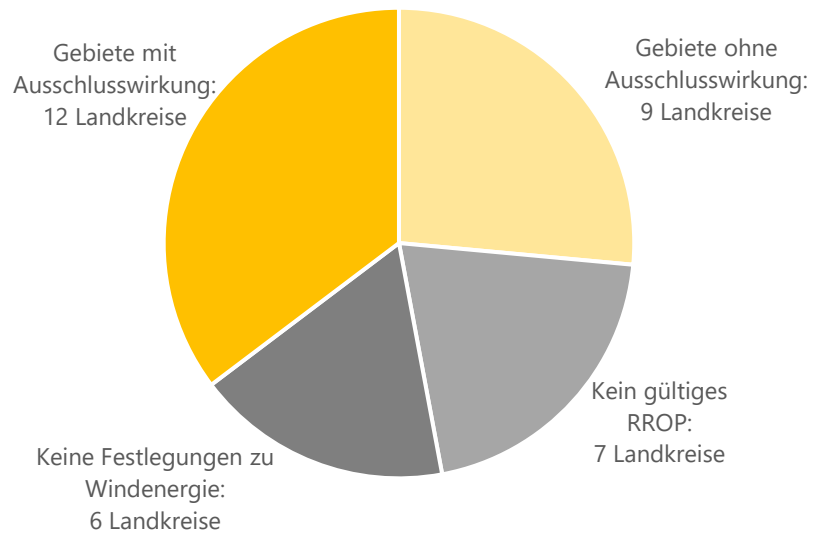


³ Die 1. Änderung des RROP (Fortschreibung Windenergie) im Landkreis Cuxhaven ist mit Urteil des OVG Lüneburg vom 07.02.2020 für unwirksam erklärt worden. Da dieses aber aktuell noch nicht rechtskräftig geworden ist, werden die Vorgaben des RROP in der Untersuchung entsprechend berücksichtigt.

⁴ Mit Beschluss vom 18. Mai 2020 hat das OVG Lüneburg die Regelungen zur Windenergie gemäß Kapitel 4.2 Ziffer 02 Sätze 2-6 im RROP 2016 für unwirksam erklärt. Damit haben zwar die Vorranggebiete Bestand, die Ausschlusswirkung entfällt jedoch.

Damit erfolgt aktuell in nur rund einem Drittel der Regionalpläne in Niedersachsen eine abschließende Planung von Windenergieflächen auf Ebene der Regionalplanung (über Darstellung von Vorrang- bzw. Eignungsgebieten mit Ausschlusswirkung), während in den übrigen Planungsregionen auch Ausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung möglich sind (siehe Abbildung 8).

Abbildung 8:
Kategorisierung der Regionalen Raumordnungsprogramme in Niedersachsen nach Art der Steuerung der Windenergienutzung



Auffällig ist das hohe Alter vieler RROP. Das älteste RROP ist von 1996 (Landkreis Ammerland) und über die Hälfte der RROP in Niedersachsen hat vor mehr als 10 Jahren Rechtskraft erlangt. Hierin spiegeln sich die derzeit sehr langen Planungsprozesse wider. Durch rechtliche Vorgaben, umfangreiche Beteiligungsverfahren und fachliche Ansprüche vergehen teilweise mehr als 10 Jahre zwischen Aufstellungsbeschluss und der Vorlage zur Genehmigung [BBSR 2020]. Im NROG ist festgeschrieben, dass spätestens alle 10 Jahre eine Überprüfung des RROP auf Aktualität stattfinden oder eine Neuaufstellung eingeleitet werden muss, ansonsten verliert der Plan seine Gültigkeit. Zusätzlich haben sich im Rahmen der Energiewende neue Anforderungen ergeben, die Teilfortschreibungen insbesondere für den Bereich (Wind-)Energie erforderlich machen. Aus diesen Gründen sind aktuell in 24 (von 33) Planungsregionen Neuaufstellungen oder Änderungen im Verfahren (vgl. Abbildung 8). Nur neun RROP befinden sich derzeit nicht im Neuaufstellungs- oder Änderungsverfahren; sie stammen allesamt aus den letzten vier Jahren.

2.2.3 STEUERUNG DER WINDENERGIE AUF EBENE DER BAULEITPLANUNG

Nach § 1 Abs. 4 BauGB sind Bauleitpläne den Zielen der Raumordnung anzupassen. Diese Anpassungspflicht besteht zum einen, wenn Bauleitpläne erstmalig aufgestellt werden. Zum anderen sind vorhandene Bauleitpläne bei Änderung eines Regionalen Raumordnungsprogramms an die neuen Festlegungen des Raumordnungsplans im Nachgang anzupassen.

Gemeinden können damit die Spielräume, die ihnen das jeweilige RROP lässt, im Rahmen der kommunalen Bauleitplanung nutzen und die Darstellungen zur Windenergie konkretisieren, indem sie in ihren Flächennutzungsplänen eigene Konzentrationsflächen für Windenergie darstellen. Eine solche Darstellung hat das Gewicht eines öffentlichen Belangs, der in der Regel einer Windenergieanlage an anderer Stelle entgegensteht. Voraussetzung für das Ausweisen einer oder auch mehrerer Konzentrationszonen ist, dass das ganze Gemeindegebiet auf geeignete Gebiete untersucht wurde. Es ist zu begründen, welche Zielsetzungen und Kriterien für die Abgrenzung der WEA-Konzentrationszonen ausschlaggebend waren. Hat eine Kommune im Flächennutzungsplan Konzentrationszonen für die Windenergienutzung ausgewiesen, greift der sogenannte Planvorbehalt des § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB und die Errichtung von Windenergieanlagen außerhalb dieser Bereiche ist in der Regel ausgeschlossen.

RROP, die Vorranggebiete zur Windenergienutzung mit Ausschlusswirkung darstellen, bieten hier nur einen kleinen Gestaltungsraum. Kleinräumige Abweichungen von den Flächenabgrenzungen aufgrund von Konkretisierungen sind im Rahmen der Bauleitplanung jedoch zulässig, sofern diese nicht die Ziele der Raumordnung konterkarieren. Bei Regionalplänen ohne Ausschlusswirkung besteht für die Gemeinden jedoch die Möglichkeit, zusätzliche Windflächen in den Flächennutzungsplan darzustellen. Zudem können sie ergänzende Bestimmungen, z. B. zum Repowering und zur Aufgabe von Altstandorten in den Plan aufnehmen.

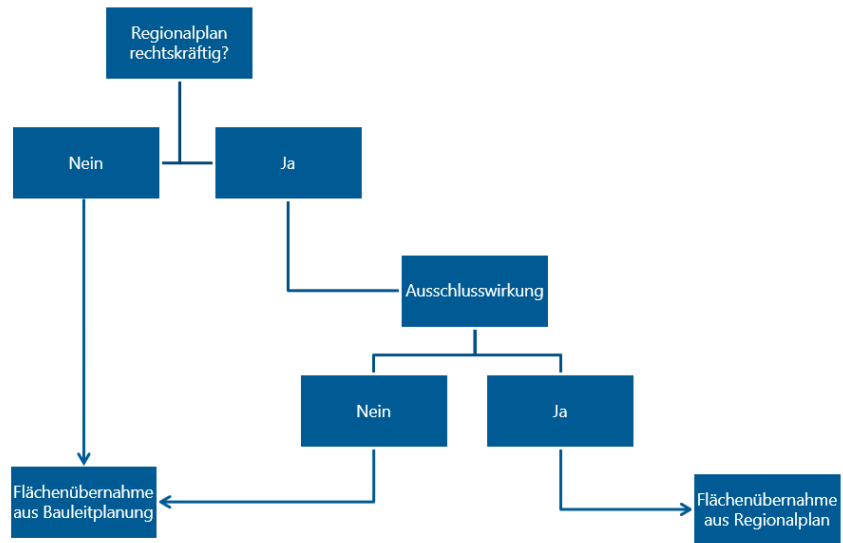
Die Einordnung von Flächen für die Windenergienutzung erfolgt im Flächennutzungsplan in der Regel über die Darstellung von „Sondergebieten“ mit der Zweckbestimmung Windenergie.

2.2.4 ERMITTLUNG DER AKTUELLEN REGIONAL- UND BAULEITPLANERISCHEN FLÄCHENKULISSE

Zur Ermittlung der aktuell geltenden regional- und bauleitplanerischen Flächenkulisse wurden die Darstellungen (im Folgenden „Windflächen“ genannt) aus den Regionalen Raumordnungsprogrammen sowie - dort, wo die Windenergienutzung auf kommunaler Ebene gesteuert wird - den Flächennutzungsplänen recherchiert und als GIS-Datensätze erfasst. Hierzu mussten die entsprechenden Planunterlagen ausgewertet werden. Die Gewichtung der verschiedenen Plangrundlagen erfolgte entsprechend der nachfolgend dargestellten gestuften Vorgehensweise (siehe auch die folgende Abbildung 9):

1. Für alle Planungsregionen in Niedersachsen wurde der aktuelle rechtliche Status der Regionalen Raumordnungsprogramme ermittelt.
2. Bei den zwölf rechtskräftigen RROP mit Vorranggebieten für Windenergienutzung mit Ausschlusswirkung oder Eignungsgebieten wurden diese Flächen zugrunde gelegt.
3. In den übrigen Planungsregionen, in denen die RROP keine Ausschlusswirkung entfalten, die nicht rechtskräftig sind oder die überhaupt keine Festlegungen zur Windenergie beinhalten, wurden die Darstellungen zur Windenergienutzung aus den Flächennutzungsplänen der kreisangehörigen Kommunen übernommen.
4. Für alle übrigen Flächen, für die es weder regional- noch bauleitplanerische Vorgaben gibt, wurde behelfsweise davon ausgegangen, dass Bestandsanlagen aufgrund der Privilegierung von Windenergieanlagen nach § 35 BauGB im Außenbereich grundsätzlich für ein Repowering in Frage kommen. Ausgenommen hiervon wurden Anlagenstandorte, die sich aktuell innerhalb der im Windenergieerlass Niedersachsen, Anlage 2 [MU NI 2016] beschriebenen harten Tabuzonen (siehe Abschnitt 3.1.4) befinden.

Abbildung 9:
Entscheidungskaskade
zur Beurteilung der aktuell
geltenden Flächenkulisse



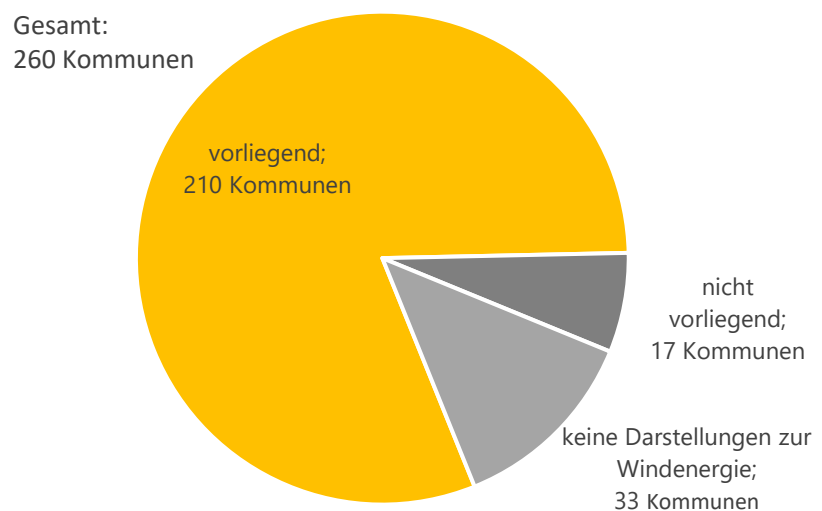
Digitale Daten zu den Raumordnungsprogrammen liegen in der Regel bei den Regionalplanungsträgern vor. Gesamthafte Datensätze aus den Bauleitplanungen hingegen existieren auf dieser höheren Ebene zumeist nicht. Neben der schriftlichen oder telefonischen Anfrage bei den 33 Regionalplanungsträgern erfolgte die Datenakquise daher des Weiteren über Anfragen bei insgesamt 260 Kommunen in den Landkreisen, die keine abschließende Planung zur Windenergienutzung auf Regionalplanungsebene haben. Weiterhin standen die Planunterlagen teilweise online auf den Internetseiten der Behörden zur Verfügung. GIS-Datensätze konnten hierüber jedoch nicht akquiriert werden. Im Sinne einer effektiven Vorgehensweise wurde angestrebt, vorwiegend bestehende digitale Daten zu den Windflächen einzubinden und nur in Ausnahmefällen Objekte aus Originalplänen zu digitalisieren. Der Rücklauf aus den angefragten Kommunen lag bei etwa 50%. Lediglich in 30% der Anfragen konnten digitale Flächenabgrenzungen geliefert werden.

Als weitere Quellen wurden daher der Energieatlas Niedersachsen und das Fachinformationssystem Raumordnung (FIS-RO) des Niedersächsischen Ministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz herangezogen. Im Energieatlas werden u.a. bestehende, genehmigte und beantragte Windenergieanlagen im Land Niedersachsen sowie Vorranggebiete für Windenergieanlagen kartographisch dargestellt. Die Datenbank FIS-RO ist ein Informationsangebot der niedersächsischen Raumordnung und beinhaltet raumordnerische Fachdaten aus den Regionalen Raumordnungsprogrammen sowie weitere Fachdaten aus öffentlichen und privaten Quellen. Zur Windenergie beinhaltet sie die Darstellungen zu Sondergebieten aus den Flächennutzungsplänen vieler Kommunen. Die jeweiligen Flächendarstellungen wurden weitestgehend auf ihre

Aktualität überprüft und ergänzt. Dort, wo diese Daten nicht mehr dem aktuellen Stand der Bauleitplanung entsprechen, wurden die gültigen Windflächen recherchiert und - sofern digital verfügbar - erfasst. In 78 Kommunen mussten zusätzlich einzelne oder alle Flächendarstellungen aus den Originalplänen digitalisiert werden.

Wie in der folgenden Abbildung 10 dargestellt lagen im Ergebnis aus insgesamt 210 Kommunen digitale Datensätze zu Windflächen vor. Für 17 Kommunen konnten keine Flächennutzungspläne ermittelt werden. Weitere 33 Kommunen haben keine Darstellungen von Windflächen in ihren Flächennutzungsplänen vorgesehen.

Abbildung 10:
Im Rahmen der Studie ermittelte digitale Datensätze der Kommunen (Städte und Gemeinden) zu Windflächen



Für die Regionen, deren Pläne (RROP und Flächennutzungspläne) zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie in der Neuaufstellung oder Änderungen im Verfahren sind, wurden nur die aktuell gültigen und rechtswirksamen Pläne berücksichtigt. Entwurfsstände hingegen sollten nicht einbezogen werden, da die Wahrscheinlichkeit für weitere Änderungen hinsichtlich der Gebietsabgrenzungen im Zuge des Abwägungsprozesses hoch ist. Hieraus ergeben sich für die vorliegende Analyse in Hinsicht auf die Flächenkulisse für ein Repowering beträchtliche Unsicherheiten, da zu erwarten ist, dass in vielen Plänen im Rahmen der Neuaufstellung bzw. Fortschreibung weitere Flächen ausgewiesen werden müssen, um dem Gebot der Windenergie in substantieller Weise Raum zu verschaffen nachzukommen [BVerwG, Beschl. v. 18.01.2011 - 7 B 19.10].

Darüber hinaus lagen in den Datensätzen zu Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung keine vollständigen Angaben zum Planstand, Alter der Pläne und inhaltlichen Vorgaben vor.

Aus diesem Grunde war eine Einordnung der Flächen in Entwurfsflächen oder rechtskräftige Flächen sowie die weitere Zuweisung von Attributen (z. B. Höhenbegrenzungen, Ausschlusswirkung) in vielen Fällen nicht möglich.

Insgesamt wurden auf dem beschriebenen Wege knapp über eintausend Einzelflächen mit einer Fläche von insgesamt rund 58.830 Hektar erfasst.

2.2.5 HÖHENBEGRENZUNGEN IN REGIONAL- UND BAULEITPLANUNG

In zahlreichen, insbesondere älteren Plangrundlagen finden sich Aussagen zu den maximal zulässigen Bauhöhen für Windenergieanlagen. Diese generieren sich zum einen aus Konflikten mit der zivilen oder militärischen Luftfahrt. Zum anderen wird in den Plänen mit der zunehmenden Beeinträchtigung des Landschaftsbildes bei größeren Windenergieanlagen argumentiert. Angaben zu Höhenbegrenzungen sind vor allem in Bauleitplänen zu finden, während nur in vier Planungsregionen auch im RROP Vorgaben hierzu gemacht werden:

- RROP Harburg (versch. Höhenbegrenzungen aufgrund militärischer Belange)
- RROP Lüchow-Dannenberg (Begrenzung auf 150 m Gesamthöhe in einzelnen Gebieten, die näher als 900 m an Siedlungsbereichen liegen)
- RROP Uelzen (Höhenbegrenzungen auf Nabenhöhen bis 100 m in Gebieten, die weniger als 1.000 m Abstand zu Siedlungsbereichen haben)
- RROP Verden (Begrenzung auf 100 m Gesamthöhe in einzelnen Gebieten aufgrund avifaunistischer und Landschaftsschutzbelange)

Darüber hinaus konnten auf Ebene der Bauleitplanung bei rund einem Viertel der Windflächen, d.h. bei insgesamt 259 Flächen, konkrete Höhenbegrenzungen identifiziert werden. Diese wurden bei der weiteren Auswertung in Hinblick auf das Repoweringpotenzial berücksichtigt. Keine Angaben zu maximalen Bauhöhen liegen für die Flächen aus der Datenbank FIS-RO vor, so dass eine eindeutige Zuordnung dieses Attributs nicht für jede Fläche möglich war.

Bei der Einordnung der in der vorliegenden Studie berücksichtigten Höhenbeschränkungen ist ein weiterer Aspekt zu berücksichtigen. Unter Ziffer 4.2 04 Satz 5 (Grundsatz der Raumordnung) des im Jahr 2017 novellierten LROP ist vorgegeben, dass

in Vorrang- und Eignungsgebieten für die Windenergienutzung Höhenbegrenzungen nicht festgelegt werden sollen. Dies hat zur Folge, dass die bestehenden Höhenbeschränkungen in vielen Fällen bei einer Überarbeitung der Ausweisungen zur Windenergie entfallen müssten oder im Falle eines Repowerings nicht zum Tragen kommen würden.

3 IDENTIFIZIERUNG DES REPOWERINGPOTENZIALS UND DES NICHT-REPOWERINGFÄHIGEN ANLAGENBESTANDS

Basierend auf den identifizierten Windenergieanlagen (siehe Abschnitt 2.1) und den identifizierten Windflächen (siehe Abschnitt 2.2) wird im Folgenden für jeden der betrachteten Standorte von Bestandsanlagen eingeordnet, ob dieser als Repoweringpotenzial zu erfassen ist oder zum nicht repoweringfähigen Anlagenbestand zählt. Das hierbei genutzte Prüfungsschema wird zunächst erläutert, bevor die Ergebnisse für das Basisszenario dargestellt werden. Zusätzliche Restriktionen und Beschränkungen, die auf Anlagen mit Repoweringpotenzial wirken, wurden erfasst und in abweichenden Szenarien dargestellt.

Entscheidend ist, dass die Einordnung einer Bestandsanlage als Anlage mit Repoweringpotenzial nicht gleichbedeutend damit ist, dass die Anlage wirklich repowert werden kann. Einem Repowering bzw. der Genehmigungsfähigkeit einer neuen Anlage können viele weitere Gründe entgegenstehen. Diese reichen beispielsweise vom tatsächlichen Parklayout, also einer den Parkwirkungsgrad optimierenden Anordnung der Anlagen, Genehmigungshemmnissen wie Schall oder Artenschutz bis zu einer Aufhebung der bestehenden Pläne durch neuere Festlegung von Planungsregionen oder Kommunen. Diese weiteren Aspekte sind nicht Bestandteil der vorliegenden Analyse.

3.1 PRÜFUNGSSCHEMA ZUR EINORDNUNG

Der Identifizierung von Anlagen mit Repoweringpotenzial liegt das in Abbildung 11 dargestellte Prüfungsschema zugrunde. Anlagen, die nach 2005 installiert wurden, liegen nicht im betrachteten Zeitraum und werden daher nicht im Detail berücksichtigt. Anlagen, die bis Ende 2005 installiert wurden, werden zunächst hinsichtlich der Lage in oder außerhalb einer Windfläche betrachtet. Liegt die Anlage außerhalb einer identifizierten Fläche, wird die Ausschlusswirkung geprüft. Im letzten Schritt werden Anlagen außerhalb von Windflächen in Regionen ohne Ausschlusswirkung, die mit einem harten Tabu kollidieren, als nicht repoweringfähig eingeordnet. Anlagenstandorte, die entsprechend dieses Prüfungsschemas als Standort mit Repoweringpotenzial eingeordnet werden (grüne Markierung),

werden hinsichtlich weiterer ausgewählter Restriktionen überprüft. Nicht repoweringfähige Standorte (rote Markierung) werden nur hinsichtlich des Weiterbetriebs betrachtet. Auf die einzelnen Prüfungsschritte wird in den folgenden Abschnitten ausführlich eingegangen.

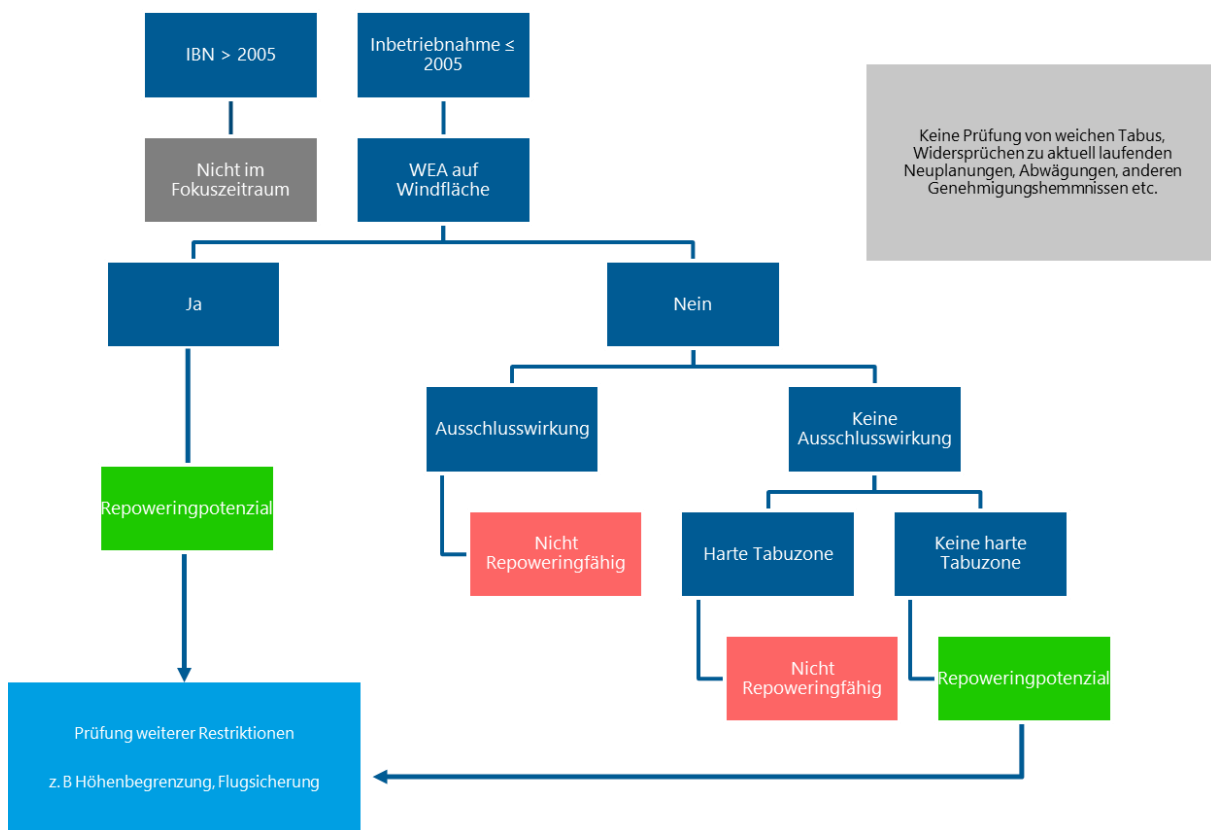


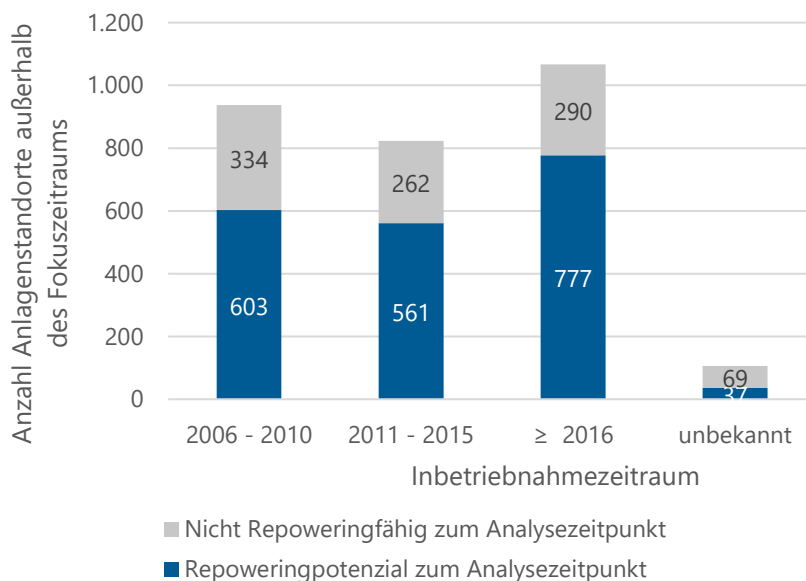
Abbildung 11: Prüfungsschema zur Einordnung von Repoweringpotenzial und nicht repoweringfähige WEA

3.1.1 FOKUSZEITRAUM

Der Fokuszeitraum des Vorhabens liegt auf den Inbetriebnahmejahren bis einschließlich 2005. Das entspricht den Anlagen, die bis Ende 2025 den Anspruch auf die EEG-Vergütung verlieren. Tatsächlich steht dem Repowering auch jüngerer Anlagen, für die noch ein Vergütungsanspruch besteht, theoretisch nichts entgegen. Oftmals kann durch ein Repowering der Energieertrag und somit auch die Erlöse, die aus einem Windenergieprojekt generiert werden, gesteigert werden – insbesondere, wenn sich die Anlagen bereits in der geringeren Grundvergütung befinden. Auch bei größeren technischen Schäden oder in einem Fall, in dem Bestandsanlagen dem optimalen Layout

eines neuen Projekts im Wege stehen, kann ein vorzeitiger Rückbau der Bestandsanlagen sinnvoll sein.

Abbildung 12:
Einordnung der Standorte von Windenergieanlagen außerhalb des Fokuszeitraums hinsichtlich des Repoweringpotenzials zum Analysezeitpunkt



In Abbildung 12 ist dargestellt, wie die 2.827 Windenergieanlagen, die außerhalb des Fokuszeitraums installiert wurden, sowie die 106 Anlagen, deren Inbetriebnahmedatum unbekannt ist, bei einer Betrachtung des Repoweringpotenzials einzuordnen wären. Mit sinkendem Anlagenalter steigt der Anteil der Anlagen, die entsprechend des Prüfungsschemas ein Repoweringpotenzial aufweisen würden, wenn sie frühzeitig zurückgebaut würden, leicht von 64% auf 73% an. Von den Anlagen mit unbekanntem Inbetriebnahmedatum sind besonders viele (69%) als nicht repoweringfähig einzuordnen. Im Folgenden sind diese WEA als nicht im Fokuszeitraum gekennzeichnet und werden nicht in die weiteren Ausführungen aufgenommen.

3.1.2 LAGE DER STANDORTE INNERHALB VON AUSGEWIESENEN WINDFLÄCHEN

Für die Standorte mit Windenergieanlagen, die im Fokuszeitraum installiert wurden, erfolgt im nächsten Schritt die Überprüfung hinsichtlich der Lage innerhalb oder außerhalb von ausgewiesenen Flächen zur Windenergienutzung. Dies umfasst sowohl die auf der Regionalplanungsebene ausgewiesenen Vorrang- und Eignungsflächen als auch die in Flächennutzungsplänen festgelegten Sondergebiete (vergleiche hierzu Abschnitt 2.2).

Von den 3.186 Standorten mit Anlagen mit Inbetriebnahme im Fokuszeitraum liegen 1.893 innerhalb der identifizierten Windflächen. In Abbildung 13 ist die Einordnung der Lage nach

Inbetriebnahmezeitraum dargestellt. Mit 45% besonders niedrig ist der Anteil der Anlagen in Windflächen für den Inbetriebnahmezeitraum bis zum Jahr 2000. Für die Installationsjahre 2001-2005 liegt der Anteil zwischen 65% und 76%.

Abbildung 13:
Lage der Standorte mit Windenergieanlagen mit Installation im Fokuszeitraum zu Windflächen nach Inbetriebnahmezeiträumen

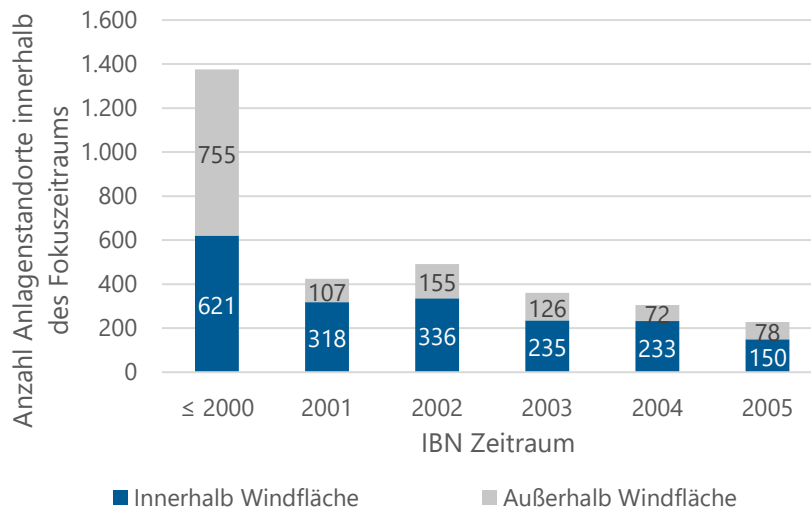
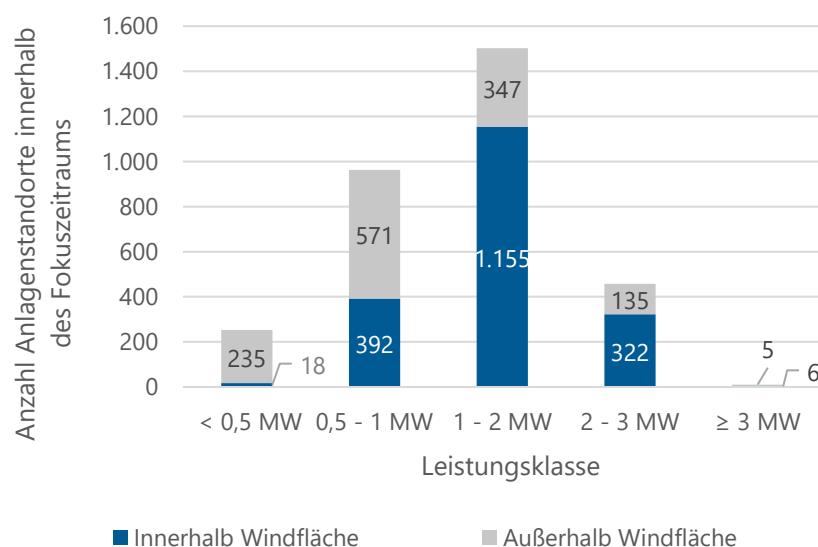


Abbildung 14 zeigt die Lage innerhalb und außerhalb von Windflächen gegliedert nach Leistungsklassen der Anlagen. Noch deutlicher wird hier, dass insbesondere Anlagen unter 500 kW (7% der Standorte innerhalb der identifizierten Windflächen) sowie Anlagen bis 1 MW (41% innerhalb Windflächen) vermehrt an Standorten errichtet sind, die nicht oder nicht mehr als Flächen für die Windenergienutzung ausgewiesen sind.

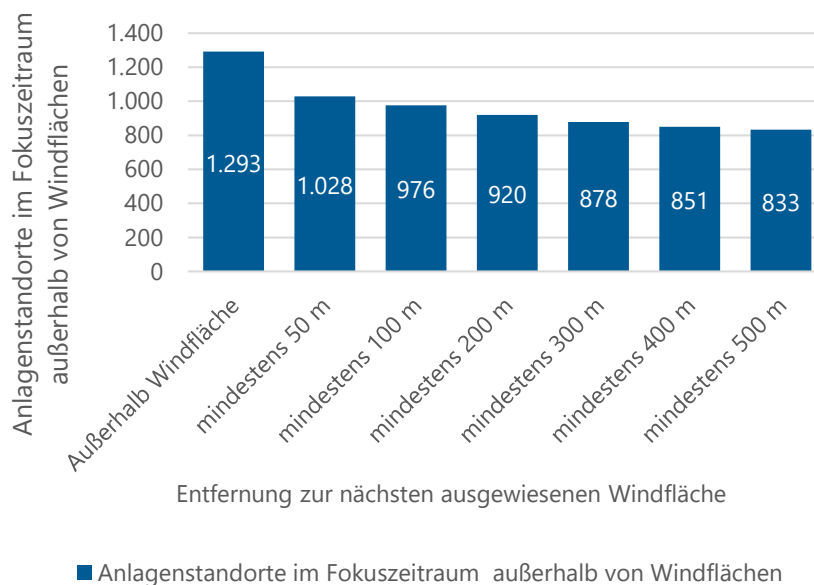
Abbildung 14:
Lage der Standorte mit Windenergieanlagen mit Installation im Fokuszeitraum zu Windflächen nach Leistungsklassen



Bestandsanlagen, die knapp außerhalb der identifizierten Windflächen stehen, sind in der Analyse als nicht repoweringfähig eingeordnet. Es ist darauf hinzuweisen, dass diese Anlagen möglicherweise aufgrund von Unschärfen in der Positionierung der Anlagen oder der Flächen fälschlicherweise knapp

außerhalb stehen. Zudem ist es möglich, dass diese Anlagen durch die Nähe zu den Gebieten für Windenergienutzung einem Repowering auf ebendiesen im Wege stehen und entsprechend zurück gebaut werden müssten, um Repowering zu ermöglichen. Dies kann insbesondere die 265 sehr nah an ausgewiesenen Windflächen (weniger als 50 m) errichteten Anlagen betreffen. In Abbildung 15 ist dargestellt, wie viele der Anlagen sich in entsprechender Nähe zu den Windflächen befinden.

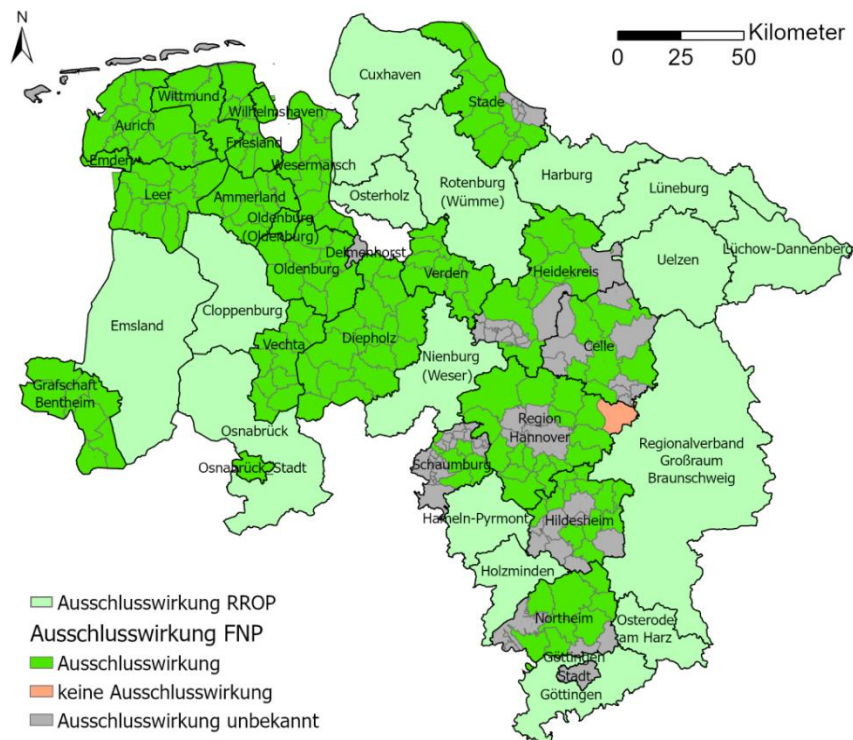
Abbildung 15:
Entfernung von Anlagenstandorten im Fokuszeitraum mit Lage außerhalb von Windflächen zur nächsten ausgewiesenen Windfläche



3.1.3 AUSSCHLUSSWIRKUNG VON PLÄNEN

Die 1.293 Windenergieanlagen, die im Fokuszeitraum installiert und nicht auf einer identifizierten Fläche zur Windenergienutzung errichtet wurden, werden im folgenden Schritt dahingehend überprüft, ob sie in einem Bereich mit Ausschlusswirkung stehen. In den meisten Regionen entfalten die regional- oder bauleitplanerischen Festlegungen eine Ausschlusswirkung für die Windenergienutzung außerhalb der definierten Flächen. Für Regionen, in denen keine Ausschlusswirkung vorgesehen ist oder für die dies angenommen werden muss, da keine Daten vorliegen (vergleiche hierzu Abschnitt 2.2), wird die Privilegierung der Windenergie im Außenraum angenommen. In Abbildung 16 ist dargestellt, für welche Regionen Ausschlusswirkung angenommen wird. Gilt in einer Region eine Ausschlusswirkung, werden alle WEA außerhalb von Windflächen in dieser Region als nicht repoweringfähig eingestuft. Gilt kein Ausschluss oder ist nicht bekannt, ob Ausschluss gilt, wird angenommen, dass Privilegierung vorliegt, wenn nicht andere Gründe gegen ein Repowering vorliegen.

Abbildung 16:
Ausschlusswirkung auf
RROP- und FNP-Ebene
in Niedersachsen



Nur 53 Standorte der 1.293 betrachteten Windenergieanlagen außerhalb von Windflächen kommen aufgrund der fehlenden oder unbekanntenen Ausschlusswirkung für ein Repoweringpotenzial in Frage, unter dem Vorbehalt, dass dem keine anderen Gründe entgegenstehen.

3.1.4 EINFLUSS VON TABUZONEN

Für die Windenergieanlagen, die außerhalb von ausgewiesenen Windflächen stehen und aufgrund der fehlenden Ausschlusswirkung bis zu diesem Punkt im Prüfschema als Repoweringpotenzial eingestuft wurde, erfolgt im letzten Schritt eine Überprüfung hinsichtlich harter Tabus. Dazu wurde die Lage der Anlagen zu den im Windenergieerlass definierten harten Tabuzonen überprüft. (vgl. [MU NI 2016], Anlage 2). Vereinfachend sind in der Analyse sämtliche Natura 2000-Gebiete als Ausschlusskriterium in die Betrachtung eingestellt worden, gleichwohl es in der Praxis auf den konkreten Schutzzweck bzw. die Erhaltungsziele eines Gebietes ankommt. Waldschutz und Gewerbe-/Industriegebiete wurden ebenfalls ausgeschlossen, obwohl sie keine harten Tabus darstellen. Gemäß Windenergieerlass ist auf Planungsebene bei der Flächenausweisung für Windenergieanlagen ein Abstand zu Siedlungen im Ausmaß der 2-fachen Gesamtanlagenhöhe als hartes Tabu zu beachten. Bei Anlagen mit einer Gesamthöhe von 200 m entspricht dies 400 m Abstand. Nach Einzelfallprüfungen im Rahmen des

immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren könnten gegebenenfalls kleinere Anlagen an diesen Standorten errichtet werden. Aufgrund der fehlenden Flächenausweisung an den Altanlagenstandorten außerhalb von Windflächen wird jedoch im Folgenden nicht von der Repoweringfähigkeit dieser Anlagen ausgegangen.

Für Anlagenstandorte innerhalb von ausgewiesenen Windflächen führt die Überschneidung mit einem harten Tabu im Folgenden jedoch nicht zu einer Einstufung als nicht repoweringfähig, Es ist jedoch zu beachten, dass für diese Anlagen insbesondere bei alten Flächenausweisungen Höhenrestriktionen oder weitere Genehmigungshemmnisse gelten können.

Ein beispielhafter Auszug der berücksichtigten Tabuzonen und der Windenergieanlagen, die teilweise innerhalb und teilweise außerhalb dieser Zonen stehen, ist in Abbildung 17 dargestellt.

Abbildung 17:
Beispieldarstellung der berücksichtigten harten Tabubereiche



17 Anlagen an Standorten mit Privilegannahme werden aufgrund der Tabuannahmen als nicht repoweringfähig

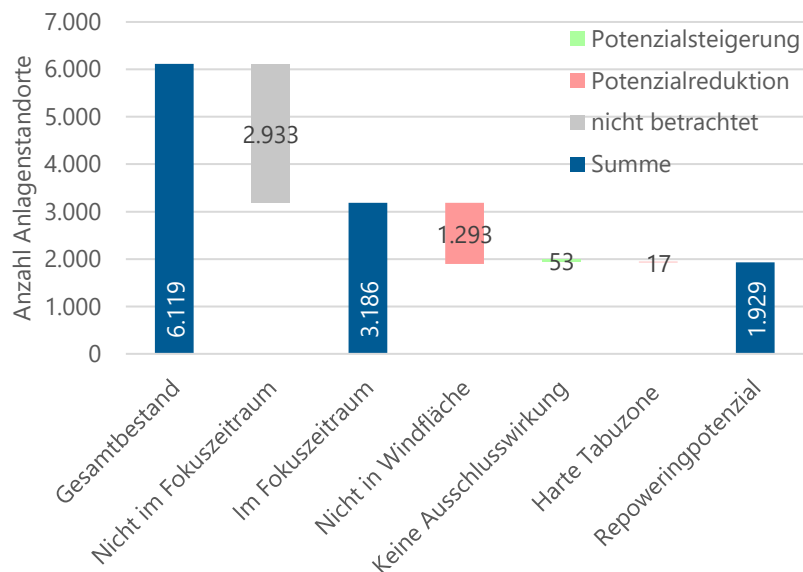
eingeorndet. Für 238 Anlagen, die innerhalb von ausgewiesenen Windflächen errichtet sind und dennoch mit den Tabuanahmen im Konflikt stehen, bleibt das Potenzial erhalten - jedoch sind sie besonders gefährdet für Höhenrestriktionen oder einen Genehmigungsausschluss als Resultat der Einzelfallüberprüfung.

3.1.5 ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE NACH PRÜFUNGSSCHEMA

Zusammenfassend ist in Abbildung 18 dargestellt, wie sich aus dem Gesamtbestand von 6.119 Windenergieanlagen ein Bestand mit Repoweringpotenzial von 1.929 Windenergieanlagen ergibt.

Von den 6.119 Anlagen (mit 11,2 GW – siehe zu Leistungsangaben Abbildung 46 im Anhang) wurden 2.933 Anlagen mit 7,2 GW außerhalb des Fokuszeitraums installiert und wurden daher nicht weitergehend hinsichtlich des Repoweringpotenzials untersucht. Es verbleiben 3.186 Anlagen mit 3,9 GW innerhalb des Fokuszeitraums, die weiter geprüft werden. 1.293 der Anlagen befinden sich außerhalb der identifizierten für die Windenergie ausgewiesenen Flächen. Der Großteil dieser Anlagen befindet sich dabei in Regionen, in denen eine Ausschlusswirkung für den Zubau von Anlagen außerhalb der ausgewiesenen Flächen festgelegt ist. Nur für 53 Anlagen mit 0,06 GW wird angenommen, dass diese in privilegierten Bereichen stehen könnten. 17 dieser Anlagen mit 0,02 GW befinden sich in den angesetzten harten Tabuzonen und sind somit nicht für ein Repowering geeignet. Somit verbleibt das dargestellte Repoweringpotenzial bei 1.929 Bestandsanlagen mit einer Leistung von 2,8 GW. Es darf jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass für alle Anlagen mit Repoweringpotenzial dieses vollständig ausgeschöpft werden kann. Im folgenden Abschnitt 3.2 werden daher einige weitere Einschränkungen, die für das Repowering dieser Anlagen gelten, betrachtet.

Abbildung 18:
Abschichtung der WEA
im Bestand gemäß Prü-
fungsschema



In Abbildung 19 ist die Anzahl der Anlagenstandorte mit Repoweringpotenzial und nicht repoweringfähige Anlagenstandorte innerhalb des Fokuszeitraums nach Inbetriebnahmezeiträumen und in Abbildung 20 nach Leistungsklassen dargestellt.

Abbildung 19:
Anzahl der Anlagen-
standorte mit
Repoweringpotenzial
und nicht repowering-
fähige Anlagenstand-
orte innerhalb des Fo-
kuszeitraums nach In-
betriebnahmezeiträu-
men

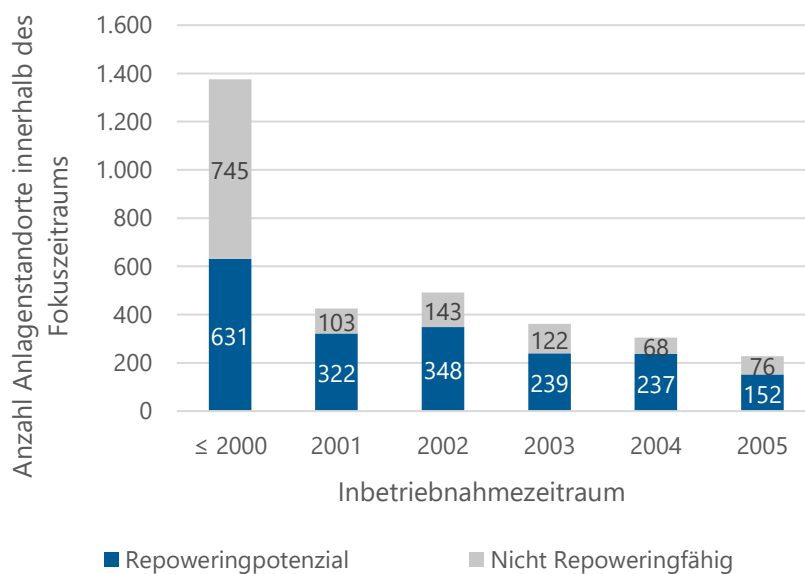
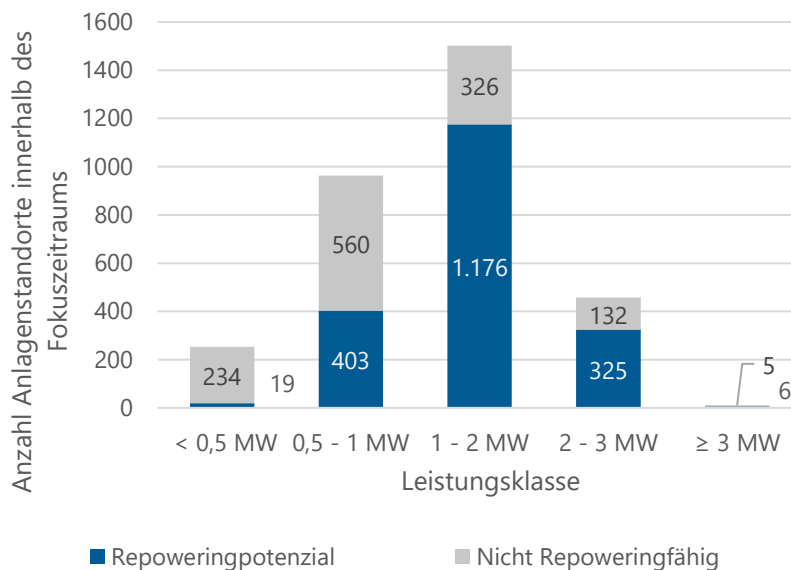


Abbildung 20:
Anzahl der Anlagenstandorte mit Repoweringpotenzial und nicht repoweringfähige Anlagenstandorte innerhalb des Fokuszeitraums nach Leistungsklassen



3.2 BESCHRÄNKUNG DES REPOWERINGPOTENZIALS

Das Repoweringpotenzial, das an 1.929 Altanlagenstandorten vorliegt, kann durch eine Vielzahl weiterer Faktoren beschränkt werden. So können beispielsweise weiche Tabuzonen und Restriktionen, die in neuen Regionalplanungen berücksichtigt werden, das Potenzial einschränken. Als weiteres Beispiel können artenschutzrechtliche Belange oder eine zu hohe Schallbelastung einer Genehmigung für das Repoweringprojekt entgegenstehen. Eine vollumfängliche Überprüfung dieser Faktoren, die das Repoweringpotenzial begrenzen, ist nicht Bestandteil dieser Analyse. Auf einige Aspekte wird jedoch im Folgenden eingegangen. So werden insbesondere Höhenbegrenzungen berücksichtigt. In einer zusätzlichen Kurzauswertung werden Anlagen identifiziert, die mit Anlagenschutzbereichen von Flugsicherungseinrichtungen im Konflikt stehen könnten. Weiterhin wird die Fragestellung zur gegenseitigen Begrenzung der Anlagenstandorte angeschnitten.

3.2.1 BESCHRÄNKUNG DER REPOWERINGFÄHIGKEIT DURCH HÖHENBEGRENZUNGEN

Die Repoweringfähigkeit von Altanlagenstandorten kann durch Höhenbegrenzungen eingeschränkt sein. Eine Höhenbegrenzung verhindert, dass am betrachteten Standort Anlagen über einer bestimmten Gesamthöhe errichtet werden. Abhängig vom Ausmaß der Höhenbegrenzung kann hierdurch gegebenenfalls nicht die ideale auf dem Markt verfügbare Anlage errichtet werden. Moderne Windenergieanlagen erreichen heute

Gesamthöhen von bis zu 250 m. Anlagen mit Gesamthöhen unter 100 m sind kaum noch im Markt verfügbar. Das Repowering wird somit an einem Standort mit starker Höhenrestriktion zunehmend unattraktiv, da die Energieerträge begrenzt sind und die Kosten tendenziell zunehmen (vergleiche hierzu Abschnitt 4.1).

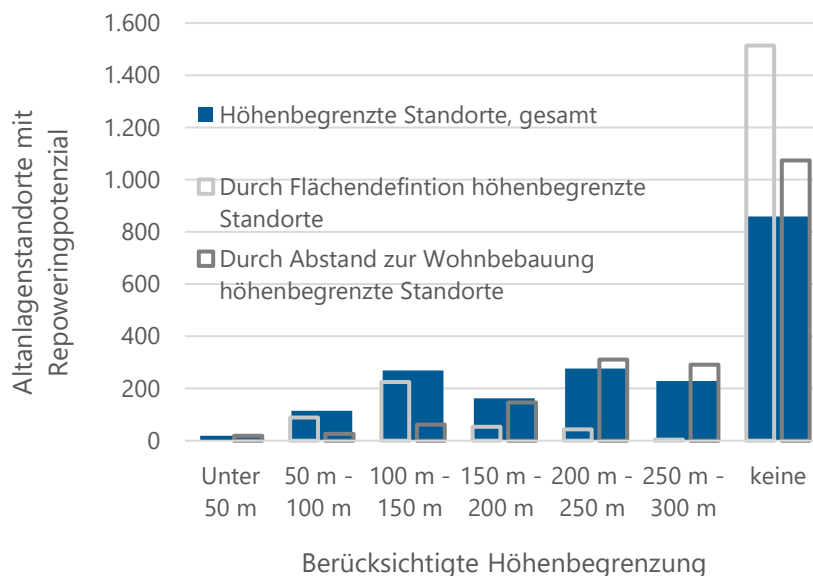
Die berücksichtigten Höhenbegrenzungen können einerseits in der Flächenausweisung definiert sein oder aus der Nähe zur Wohnbebauung resultieren. Höhenbeschränkungen, die im Regional- oder Flächennutzungsplan den entsprechenden Flächen zugeordnet sind (vergleiche hierzu Abschnitt 2.2.5) werden nach aktuellem Stand berücksichtigt. Unter Umständen sind diese für reale Projektplanungen nicht haltbar und könnten durch Planänderung überschrieben werden. Höhenbegrenzungen, die aus einer optisch bedrängenden Wirkung der Anlagen in der Nähe zu Wohnbebauung resultieren, werden zudem in die Analyse einbezogen. Tatsächlich ist hinsichtlich der bedrängenden Wirkung oftmals eine Einzelfallprüfung erforderlich. Es wird jedoch entsprechend der Anhaltswerte im Windenergieerlass [MU NI 2016] bzw. auf Grundlage geltender Rechtsprechung angenommen, dass das Zweifache der Gesamthöhe der Anlage den Abstand zur Wohnbebauung nicht übersteigen darf. Die Grundlage für die Berechnung der Abstände zur Wohnbebauung stellen die in Abschnitt 3.3 beschriebenen Siedlungsflächen dar.

Von den 1.929 Anlagen mit Repoweringpotenzial unterliegen 415 einer auf der Fläche definierten Höhenbegrenzung. Die hier festgelegten Höhenbegrenzungen bewegen sich zwischen sehr restriktiven 55 m und für die Installation modernster Technik ausreichenden 264 m. Für 564 Anlagen wird angenommen, dass die maximale Gesamthöhe durch den Abstand von Wohngebäuden oder Siedlungsflächen auf weniger als 250 m begrenzt ist. Es ist jedoch nicht ausgeschlossen, dass in späteren Einzelfallabwägungen auch niedrigeren oder weiter entfernt von Wohnbebauung geplanten Repoweringanlagen eine optisch bedrängte Wirkung nachgewiesen wird und dass das Repoweringpotenzial nicht vollständig ausgeschöpft werden kann.

In Abbildung 21 ist die Anzahl der jeweils durch Flächendefinition oder den Abstand zur Wohnbebauung betroffenen Standorte dargestellt. In den späteren Analysen der Wirtschaftlichkeit eines Repowerings (vergleiche Abschnitt 4.1) wird die jeweils restriktivere Beschränkung berücksichtigt. Höhenbegrenzungen, die dabei über 250 m liegen, lassen die Errichtung moderner Anlagen zu, und haben somit im weiteren Verlauf der

Analysen keinen Einfluss auf die Technologieauswahl. Insgesamt sind 44% der Altanlagenstandort mit Repoweringpotenzial durch eine Begrenzung der Gesamthöhe auf weniger als 250 m belastet.

Abbildung 21: Höhenbegrenzung für potenzielles Repowering durch Flächendefinition und Abstand zu Wohnbebauung sowie Höhenbegrenzung (gesamt) bei Berücksichtigung der jeweils restriktiveren Begrenzung



3.2.2 ANLAGENSCHUTZBEREICHE NACH § 18 LUFTVG

Im Folgenden wird betrachtet, inwieweit Anlagenstandorte mit Repoweringpotenzial innerhalb von Anlagenschutzbereichen gemäß § 18a des Luftverkehrsgesetzes liegen. Als Datengrundlage dienen die zivilen Anlagenschutzbereiche von Flugsicherungseinrichtungen gemäß Internetseite des Bundesaufsichtsamtes für Flugsicherung (BAF) [BAF 2020].

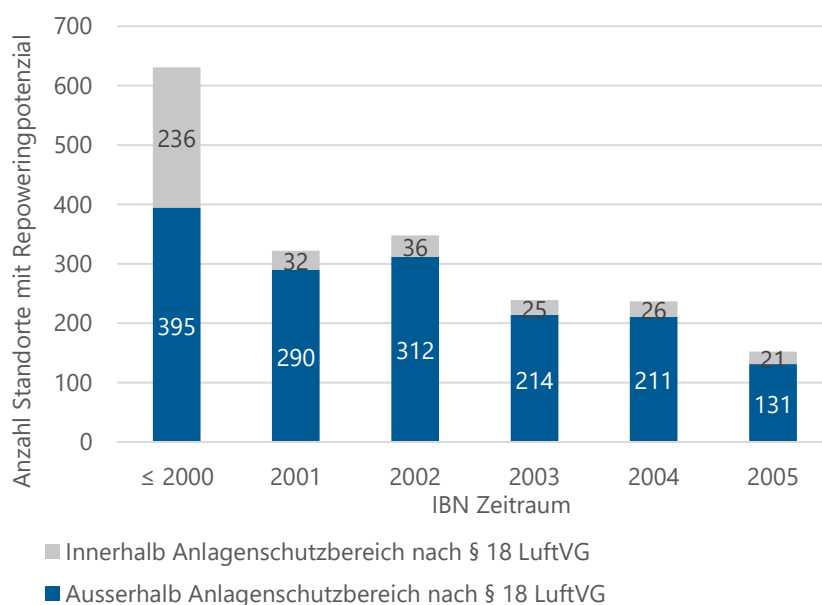
Geplante WEA innerhalb der Anlagenschutzbereiche bedürfen einer Einzelfallprüfung durch das BAF. Der Ausgang dieser Prüfungen ist ungewiss, kann jedoch ein Hemmnis für die Umsetzung von Repoweringprojekten darstellen. Eine abschließende Beurteilung, ob die Anlagenschutzbereiche einem Repowering entgegenstehen, ist im Rahmen der Studie nicht vorgesehen. Für die weiterführenden Betrachtungen zur Wirtschaftlichkeit von Repoweringprojekten (vergleiche hierzu Abschnitt 4.1) wird die Lage innerhalb eines Anlagenschutzbereiches gemäß der Abstimmung mit dem Auftraggeber nicht als Ausschlusskriterium für Repowering betrachtet.

In Abbildung 22 ist dargestellt, wie viele der Anlagenstandorte mit Repoweringpotenzial sich innerhalb eines entsprechenden Schutzbereichs befinden. Es wurden dabei Anlagen der Typen VOR (VHF Omnidirectional Radio Range, Drehfunkfeuer), SSR (Sekundärradar) sowie "Peiler" betrachtet. Entsprechend den

Angaben auf der Webseite des BAF wurden Radien von 15 bzw. 10 km um die Anlagen gelegt. Die Bestandsanlagen mit Repoweringpotenzial wurden mit den ermittelten Anlagenschutzabständen überlagert, um eine mögliche Beschränkung des Repoweringpotenzials durch das Bundesaufsichtsamt für Flugsicherung festzustellen.

Für 19% der Bestandsanlagenstandorte mit Repoweringpotenzial trifft dies zu, sie liegen innerhalb eines der betrachteten Schutzbereiche und sind möglicherweise in der Repoweringfähigkeit eingeschränkt. Der größte Anteil der Anlagen innerhalb der Schutzbereiche wurde dabei bis zum Jahr 2000 errichtet und wird zum Ende des Jahres 2020 den Anspruch auf EEG-Vergütung verlieren.

Abbildung 22:
Anzahl der Standorte mit Repoweringpotenzial innerhalb und außerhalb von Anlagenschutzbereichen nach § 18 LuftVG



3.2.3 BESCHRÄNKTES REPOWERUNGSPOTENZIAL

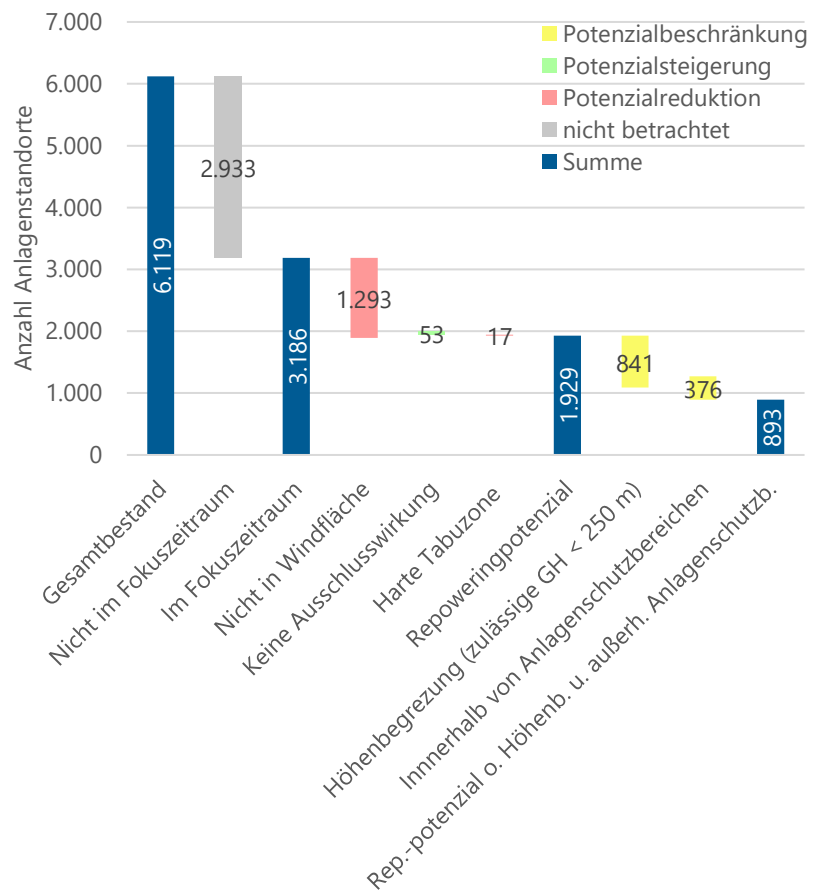
Aufbauend auf die Identifizierung von Repoweringpotenzial gemäß des Prüfschemas (vergleiche Abschnitt 3.1) wird im Folgenden die Beschränkung des Potenzials ergänzend dargestellt. Als nicht repoweringfähiger Anlagenbestand wurden bereits 39% der Anlagenstandorte (1.257 WEA) im Fokuszeitraum identifiziert. Diese sind z. B. innerhalb von Regionen mit Ausschlusswirkung außerhalb von ausgewiesenen Flächen errichtet oder kollidieren mit Tabuzonen. Es verbleiben 1.929 Standorte mit Repoweringpotenzial. Dieses Potenzial kann jedoch durch verschiedene Beschränkungen eingegrenzt werden. Nur einige dieser Beschränkungen wurden in der vorliegenden Analyse betrachtet. Hierzu gehören Höhenbeschränkungen, die Lage innerhalb von Anlagenschutzbereichen sowie die

Auswirkung möglicher Festlegungen zu größeren erforderlichen Abständen zur Wohnbebauung. In Abbildung 23 ist dargestellt, in welchem Umfang des Repoweringpotenzial von diesen Beschränkungen betroffen ist.

44% (841 Anlagenstandorte) des Repoweringpotenzials sind hinsichtlich der Technologieauswahl durch eine Höhenbegrenzung eingeschränkt. Abhängig davon, wie restriktiv die Höhenbegrenzung ist (vergleiche hierzu Abschnitt 3.2.1), sind die Möglichkeiten zur Projektoptimierung begrenzt und die Attraktivität der Projektstandorte für ein Repowering sinkt. An 1.088 Standorten (56% des Repoweringpotenzials) steht einem Repowering den getroffenen Annahmen zufolge keine restriktive Höhenbegrenzung entgegen. Für weitere Standorte können sich jedoch zusätzliche Höhenbegrenzungen z.B. aus der optisch bedrängenden Wirkung ergeben. Ohne Einzelfallprüfung lassen sich allerdings keine Rückschlüsse auf den Umfang treffen. In der folgenden Wirtschaftlichkeitsuntersuchung zum Repowering (Abschnitt 4.1) werden sowohl Standorte mit als auch ohne Höhenbegrenzung berücksichtigt. Die weiteren möglichen Restriktionen fließen hingegen nicht in die wirtschaftliche Betrachtung ein.

Weiterhin liegen 19% der Standorte mit Repoweringpotenzial (376 WEA) innerhalb von Anlagenschutzbereichen gemäß § 18a LuftVG. Für 48% davon (181 Standorte) überschneidet sich dies mit dem Vorliegen von Höhenbegrenzungen. Für diese könnten sich ebenfalls weitere Beschränkungen ergeben, wenn im Rahmen einer Einzelfallprüfung des BAF eine Störung von Flugsicherungseinrichtungen durch die Installation von Windenergieanlagen festgestellt wird. Es verbleiben 893 Anlagenstandorte mit einer installierten Leistung von 1,4 GW (siehe dazu Abbildung 23 und Abbildung 46 im Anhang) mit Repoweringpotenzial ohne restriktive Höhenbegrenzung außerhalb von Anlagenschutzbereichen der Flugsicherung.

Abbildung 23:
Abschichtung der WEA
im Bestand gemäß Prü-
fungsschema und Be-
schränkungen des
Repoweringpotenzials



3.3 BERÜCKSICHTIGUNG VON ABSTÄNDEN ZUR WOHNBEBAUUNG

Im Folgenden wird im Sinne einer Sensitivitätsanalyse betrachtet, welchen Einfluss verschiedene Abstände zur Wohnbebauung auf das Repoweringpotenzial von Altanlagenstandorten hätten. Im Rahmen der Analyse werden unterschiedliche planerische Abstandsvorgaben betrachtet. Für jede Vorgabe wird ermittelt, welches Repoweringpotenzial verbleibt, wenn ein solcher Mindestabstand in sämtlichen Planungsräumen angesetzt würde. Hierzu musste zunächst ein landesweiter Datensatz zur Wohnbebauung generiert werden, um Abstände von Windkraftanlagen zur Wohnbebauung darstellen zu können.

Eine Herausforderung stellt in diesem Zusammenhang die räumliche Abgrenzung von Ortslagen bzw. die Berücksichtigung von Einzelgebäuden und Splittersiedlungen dar.

In den bisherigen Ansätzen dazu (wie auch im Windenergieerlass Niedersachsen) wird in der Regel auf Kategorien der baulichen Nutzung nach Baunutzungsverordnung (BauNVO)

zurückgegriffen. Es werden z. B. reine Wohngebiete (WR), allgemeine Wohngebiete (WA) oder Sondergebiete zu Grunde gelegt.

Für diese Kategorien stehen aber bis heute keine flächendeckenden digitalen Datenquellen zur Verfügung. Es wurde daher mit den landesweit verfügbaren Daten aus dem Digitalen Basis-Landschaftsmodell (Basis-DLM) des Amtlich Topographisch-Kartographischen Informationssystems (ATKIS) gearbeitet. Im Objektartenkatalog des Basis-DLM sind die relevanten Elemente unter der Objektartengruppe „Siedlung“ aus dem Objektartenbereich „Tatsächliche Nutzung“ zusammengefasst. Zusätzlich gibt es noch die Objektart „Ortslage“ welche als eine im Zusammenhang bebaute Fläche definiert ist. Leider lassen sich diese Objektarten nur bedingt auf die Kategorien der BauNVO abbilden.

Als zusätzliche Datenquelle wurden die „Amtlichen Hausumringe“ verwendet, welche ebenfalls landesweit als digitaler Datensatz vorliegen⁵. Der Datensatz enthält die georeferenzierten Umringspolygone der Gebäudegrundrisse und basiert in der Regel auf einer Vermessung vor Ort. Den Gebäudeumringen ist in den meisten Fällen ein Attribut „Gebäudefunktion“ zugewiesen, welches eine (allerdings mit Unsicherheiten behaftete) Unterscheidung in bewohnte und unbewohnte Gebäude ermöglicht.

Gemäß Windenergieerlass sind zu allgemeinen und reinen Wohngebieten, zu Einzelwohngebäuden und Splittersiedlungen sowie zu Campingplätzen bei Verwendung von WEA mit 200 m Gesamthöhe 400 m Abstand (2H) als harte Tabuzone einzuhalten. Wie bereits erwähnt, lassen sich diese Gebietskategorien nicht direkt auf die Objektarten aus dem Basis-DLM und die Gebäudefunktionen aus den Hausumringen abbilden. Es muss daher eine Auswahl getroffen werden, die eine möglichst große inhaltliche Deckung zu den geforderten Kategorien ermöglicht. Einen Grenzfall stellt hier z. B. das Objekt „Ortslage“ dar, da es u. a. auch Gewerbeflächen enthält, sofern diese sich innerhalb einer im Zusammenhang bebauten Siedlungsfläche befinden. Zu Gewerbe- und Industriegebieten ist aber nach Windenergieerlass planerisch kein Pufferabstand einzuhalten. Um den Einfluss der unterschiedlichen Definitionen von Siedlungsgebieten auf das Repoweringpotenzial besser einschätzen zu können,

⁵ Die genannten amtlichen Daten wurden für die Analyse vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt

werden ein Basisfall sowie zwei Variationen dazu betrachtet (vgl. Abbildung 26).

Im Basisfall wurden folgende Objekte aus dem Basis-DLM zu Siedlungsgebieten zusammengefasst:

Kennung	Bezeichner
4001	Wohnbaufläche
41006	Fläche gemischter Nutzung
41007	Fläche besonderer funktionaler Prägung

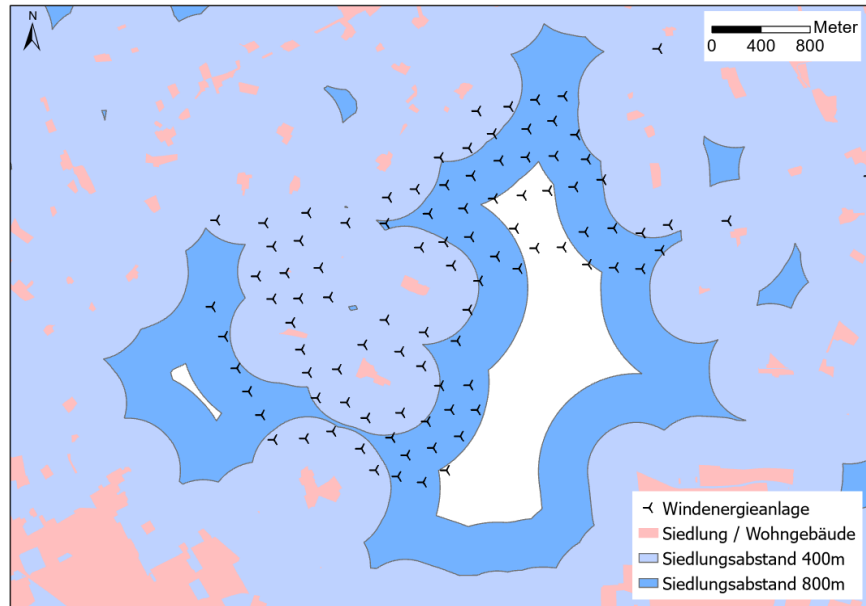
Als Wohngebäude wurden im Basisfall weiterhin Hausumringe mit folgenden Gebädefunktionen eingestuft:

Kennung	Bezeichner
1000	Wohngebäude
1110	Wohngebäude mit Gemeinbedarf
1120	Wohngebäude mit Handel und Dienstleistungen
1210	Land- und forstwirtschaftliches Wohngebäude
2310	Gebäude für Handel und Dienstleistung mit Wohnen
2320	Gebäude für Gewerbe und Industrie mit Wohnen
3100	Gebäude für öffentliche Zwecke mit Wohnen

Die aus dieser Auswahl resultierenden Geometrieobjekte wurden im GIS zu einem Gesamtdatensatz zusammengeführt. Mittels einer räumlichen Analysefunktion (NEAR) wurde dann jeder Bestandsanlage der exakte Abstand zu nächstgelegenen Siedlungsfläche bzw. zum nächstgelegenen Wohngebäude zugeordnet. Zusätzlich wurden die Siedlungsflächen für die Darstellung in Karten mit Puffern von 300, 400, 600, 800 und 1000 m versehen.

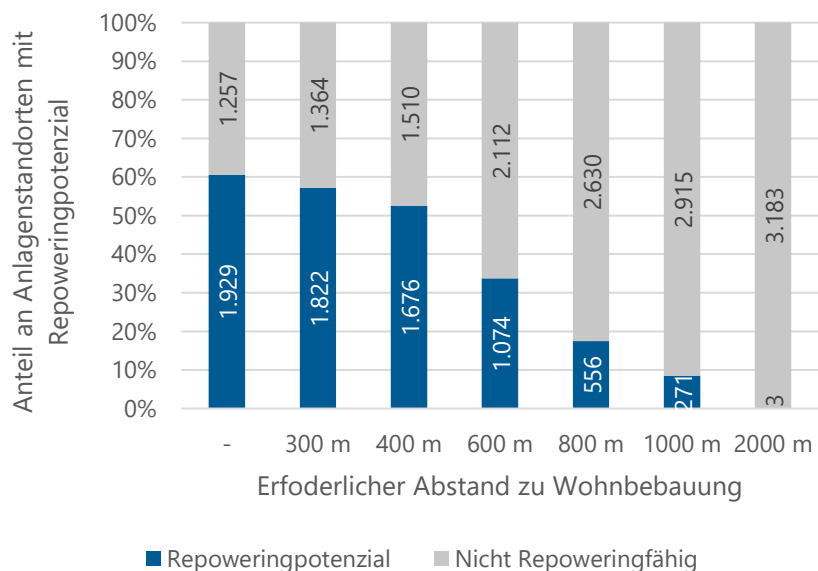
In Abbildung 24 ist die Lage von Windenergieanlagen innerhalb ausgewählter Pufferbereiche beispielhaft dargestellt.

Abbildung 24:
 Beispielhafte Darstellung des Einflusses des Siedlungsabstands auf die Repoweringfähigkeit für Abstände von 400 m bzw. 800 m



Bei einer Abstandsdefinition bis zu einem Radius von 400 m um Siedlungsgebiete fallen Anlagen aus dem Repoweringpotenzial, die aufgrund der Nähe zu Wohnbebauung mit Höhenrestriktionen auf unter 200 m belegt sind. Vergrößert man jedoch den erforderlichen Abstand zur Siedlung fallen zusätzliche Standorte für ein potenzielles Repowering weg. In Abbildung 25 ist dargestellt, wie sich der Anteil von Anlagenstandorten mit Repoweringpotenzial durch eine Erhöhung der erforderlichen Siedlungsabstände verändert.

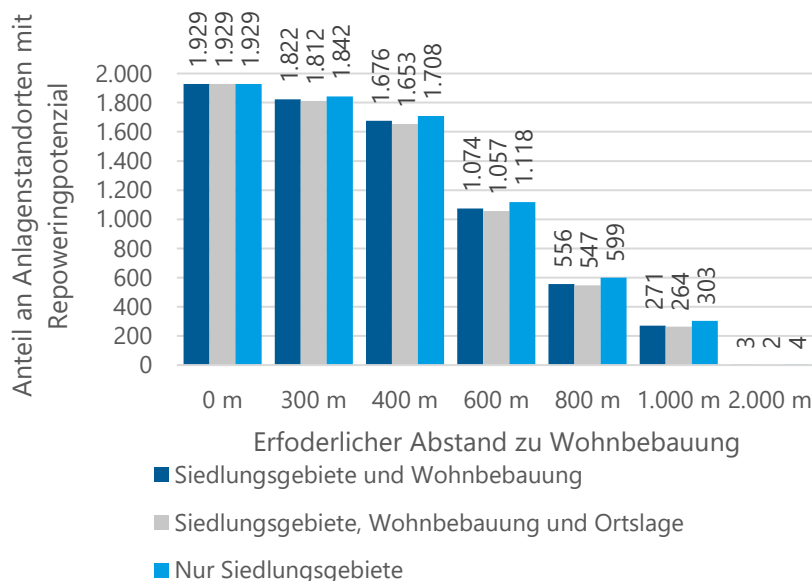
Abbildung 25
 Veränderung des Anteils an Anlagenstandorten mit Repoweringpotenzial in den Fokusjahren (IBN \geq 2005) durch eine Erhöhung der erforderlichen Siedlungsabstände



Abhängig von der Definition der für den Siedlungsabstand zu berücksichtigenden Wohnbebauung können sich die Ergebnisse leicht verändern. In Abbildung 26 ist die Sensitivität hinsichtlich einer Definitionsänderung dargestellt. Der Basisfall mit Berücksichtigung von Siedlungsgebieten und Wohnbebauung wird dabei mit einer Betrachtung, in der zusätzlich die Ortslage für

den Abstand berücksichtigt wird, und einer weiteren Variante ohne die Wohnbebauung außerhalb von Siedlungsflächen verglichen.

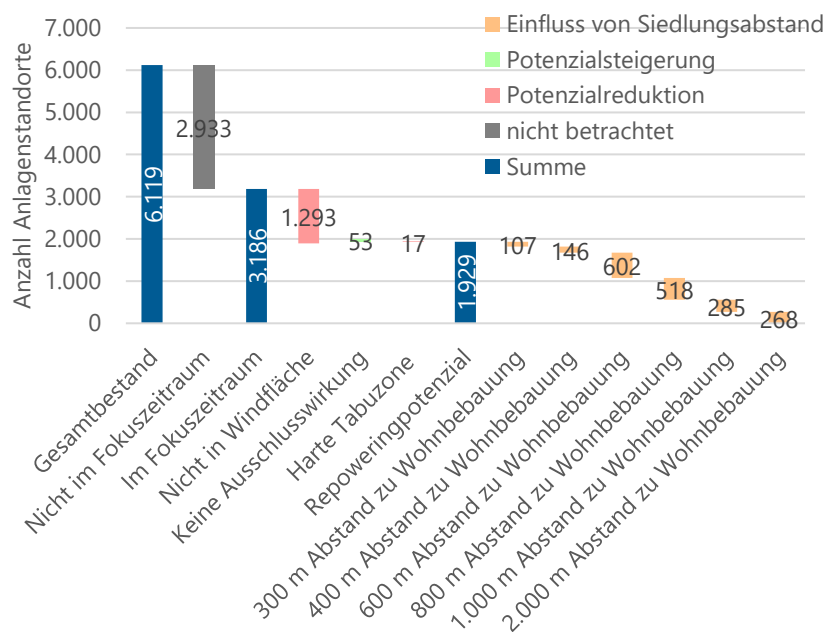
Abbildung 26:
Veränderung des Repoweringpotenzial durch eine Erhöhung der erforderlichen Siedlungsabstände bei unterschiedlicher Wohnbauungsdefinition



In Abbildung 27 (vergleiche Abbildung 48 im Anhang für Darstellung der jeweiligen installierten Leistung) wird der Einfluss erhöhter planerischer Abstände zur Wohnbebauung noch einmal in den Gesamtkontext der Analyse eingeordnet. Vernachlässigt bleiben dabei die Beschränkungen des Repoweringpotenzials, die auch auf die jeweils verbleibenden Standorte wirken können. Allerdings wird die Wahrscheinlichkeit für Beschränkungen durch Höhenbegrenzungen aufgrund von optisch bedrängender Wirkung bei zunehmenden Siedlungsabständen geringer.

Bei Berücksichtigung von Mindestabständen von 300 m wird das Repoweringpotenzial von ursprünglich 1.929 Standorten um 107 Standorte reduziert. Weitere 146 Standorte gehen bei 400 m Abstand verloren. Bei einem Abstand von 600 m verringert sich die Anzahl der Anlagen nochmals um 602. Eine weitere Vergrößerung der Abstände um 200 m auf 800 m führt dazu, dass weitere 518 Standorte als nicht repoweringfähig einzuordnen sind. Bei Abständen zur Wohnbebauung von 1.000 m reduziert sich das Repoweringpotenzial um weitere 285 Anlagen und bei 2.000 m Abstand können nur noch drei der betrachteten Anlagen als Repoweringpotenzial eingestuft werden.

Abbildung 27:
Abschichtung der WEA
im Bestand gemäß Prü-
fungsschema und Be-
schränkungen des
Repoweringpotenzials
durch Erhöhung des
Abstands zu Wohnbe-
bauung



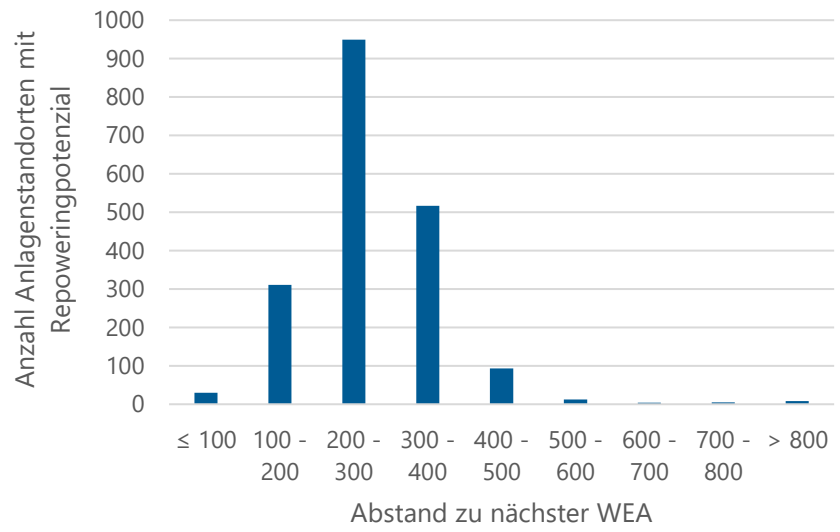
3.4 EXKURS: GEGENSEITIGE BESCHRÄNKUNG DER STANDORTE

Mehrfach wurde bereits darauf hingewiesen, dass für eine Bestandsanlage mit Repoweringpotenzial in den allermeisten Fällen nicht eine moderne Neuanlage errichtet werden kann. Stattdessen werden mehr Altanlagen stillgelegt als neue installiert. Eine Analyse des möglichen Repoweringfaktors ist nicht Bestandteil der vorliegenden Untersuchung. Dennoch wird mit einer Auswertung des jeweiligen Abstands der Bestandsanlagen mit Repoweringpotenzial zur jeweils nächstgelegenen Nachbaranlage für die Thematik sensibilisiert.

In einem Windpark ist die nächstgelegene Anlage zumeist eine Anlage in Nebenwindrichtung. Zu geringe Abstände zwischen Anlagen führen zu vermehrten Abschaltungen und einer Gefährdung der Standsicherheit. Abhängig von Größe und Rotordurchmesser der Anlagen sollte somit ein Mindestabstand berücksichtigt werden. Geht man in der Windrichtung von drei Rotordurchmessern Abstand zur nächstgelegenen Anlage aus, ergibt das für moderne Anlagen Abstände von bis zu 500 m. Die Darstellung in Abbildung 28 zeigt, dass dies bei aktueller Bebauung nur für die wenigsten der Bestandsanlagen mit Repoweringpotenzial erfüllt wird. Somit ist davon auszugehen, dass ein Repowering im Verhältnis eins zu eins nicht möglich ist und mindestens zwei oder mehr Bestandsanlagen je Neuanlagen zurück gebaut werden müssen. Das tatsächliche Parklayout im Repoweringprojekt wird dabei unabhängig von den

exakten Altanlagenstandorten optimiert und somit vom ursprünglichen Layout abweichen.

Abbildung 28:
Abstand der Bestandsanlagen mit Repoweringpotenzial im Fokuszeitraum zur jeweils nächstgelegenen WEA



4 WIRTSCHAFTLICHKEIT VON REPOWERING UND WEITERBETRIEB

Die Wirtschaftlichkeit von Repoweringprojekten und Weiterbetriebsanlagen wird im Folgenden betrachtet. Sowohl für die Option des Repowerings als auch für den möglichen Weiterbetrieb wurden hierfür Eingangsparameter definiert, die zur Berechnung der Kosten erforderlich sind. Die resultierenden Kosten je Kilowattstunde werden möglichen Erlösen je Kilowattstunde gegenübergestellt. Zu berücksichtigen ist, dass sowohl für die Kostenseite als auch für die Erlöse vereinfachte pauschalierte Annahmen getroffen worden sind, welche die durchschnittlichen Kosten und Erlöse reflektieren sollen. Da die relevanten Rahmenbedingungen sehr projektspezifisch sind und sich je nach Standort sehr stark unterscheiden, können die Werte für reale Projekte teilweise deutlich von den hier getroffenen Annahmen abweichen.

4.1 WIRTSCHAFTLICHKEIT DER REPOWERINGANLAGEN

Im Folgenden wird die erwartete Wirtschaftlichkeit von potenziellen Repoweringprojekten eingeschätzt. Hierzu wird wie nachfolgend beschrieben ein auf verschiedenen Eingangsparametern basierender Modellansatz gewählt, um die Kostensituation darzustellen. Grundsätzlich ist die Wirtschaftlichkeit projektspezifisch von vielen Faktoren abhängig. Neben den Windgeschwindigkeiten am Standort (in der jeweiligen Nabenhöhe) beeinflussen beispielsweise die ausgewählte Anlagentechnologie, die Kostenstrukturen im Betrieb, eventuelle standortspezifische Auflagen z. B. bezüglich temporärer Abschaltungen und der in der Ausschreibung für Windenergie an Land erzielbare Zuschlagswert die Wirtschaftlichkeit.

Weiterhin ist anzumerken, dass die genutzten Eingangsparameter auf die volle Ausschöpfung des Repoweringpotenzials ausgelegt sind. Das bedeutet, dass auf Flächen ohne Höhenbegrenzung die größtmöglichen Technologien errichtet werden. Sollten dem in der Realität an einzelnen Standorten weitere Beschränkungen entgegenstehen, müssen möglicherweise Windenergieanlagen mit geringeren Gesamthöhen verwendet werden, um überhaupt ein Repowering zu ermöglichen. Dies führt im Mittel zu höheren Kosten.

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Repowerings dürfen somit nicht als spezifische Kosten von

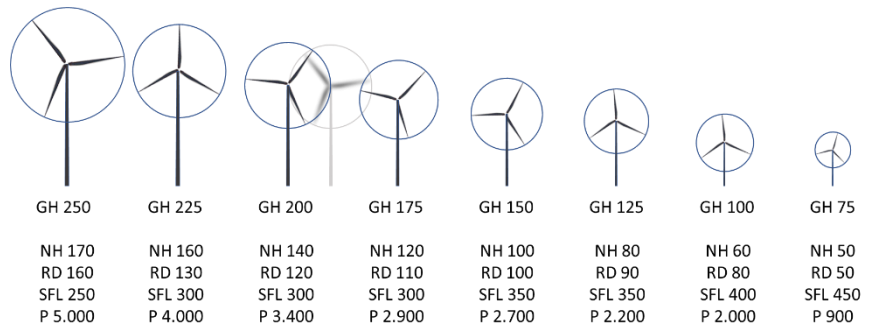
einzelnen Projekten missverstanden werden, sondern präsentieren mittlere Kosten unter mittleren Projekteigenschaften. Zunächst werden die hierzu zugrunde gelegten Eingangsannahmen dargestellt. Darauf folgt die Darstellung der resultierenden Kosten sowie die Einordnung der erzielbaren Erlöse und der Wirtschaftlichkeit.

Bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von potenziellen Repoweringanlagen werden alle Altanlagenstandorte im Fokuszeitraum mit Repoweringpotenzial berücksichtigt. In der Realität ist es unwahrscheinlich, dass die Repoweringanlagen, die voraussichtlich jeweils mehr als eine Altanlage ersetzen, an exakt den Standorten errichtet werden, an denen heute die Bestandsanlagen stehen. Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Eigenschaften der Altanlagenstandorte (wie Windgeschwindigkeit oder Höhenbegrenzung) im Mittel denen der späteren Repoweringstandorte entsprechen.

4.1.1 TECHNOLOGIEAUSWAHL IM REPOWERINGPROJEKT

Als erste Eingangsannahme wird die Technologieauswahl betrachtet. Die Technologie, die einem Repoweringprojekt zugrunde gelegt wird, ist entscheidend für die Investitionskosten, für die erzielbaren Energieträge sowie für die Standortgüte, die ausschlaggebend für die erzielbaren Erlöse ist. Am Markt ist eine Vielzahl von Anlagentypen mit unterschiedlichen Konfigurationen verfügbar. Bei der Projektplanung wird unter Berücksichtigung zahlreicher standortspezifischer Gegebenheiten eine Optimierung durchgeführt. Vereinfachend wird im Folgenden angenommen, dass die Technologieauswahl allein von der zulässigen Gesamthöhe abhängt, gemäß der Analyse in Abschnitt 3.2.1. Es werden in 25 m-Schritten der Gesamthöhe Anlagen definiert, die an den jeweiligen Standorten zum Einsatz kommen können. In Abbildung 29 sind die für die Berechnung definierten Windenergieanlagen skizziert. Insbesondere für die Annahme großer Gesamthöhen in der Wirtschaftlichkeitsberechnung an Standorten ohne Höhenrestriktion ist anzumerken, dass diese Gesamthöhen die heute in Niedersachsen installierte durchschnittliche Anlage überragen. Die mittlere Anlage mit einer Gesamthöhe von ca. 195 m, die im ersten Halbjahr 2020 in Niedersachsen errichtet wurde, ist in der Abbildung in grauer Farbe dargestellt.

Abbildung 29:
Darstellung der in der Wirtschaftlichkeitsanalyse verwendeten Anlagenkonfiguration nach zulässiger Gesamthöhe mit Angabe von Nabenhöhe (NH in m), Rotordurchmesser (RD in m), spezifische Flächenleistung (SFL in W/m^2) und Nennleistung (P in kW)



Bei den acht für die Wirtschaftlichkeitsberechnung definierten Anlagen handelt es sich nicht um reale Anlagentypen. Stattdessen wurde anhand von Installations- und Genehmigungstrends jeweils eine mittlere Anlagenkonfiguration definiert. Jede Gesamthöhe ist mit einem Rotordurchmesser-zu-Nabenhöhe-Verhältnis und einer spezifischen Flächenleistung gekoppelt. Rotordurchmesser und Nabenhöhen ergeben sich aus der zulässigen Gesamthöhe und dem jeweiligen Verhältnis. Die Nennleistung der jeweiligen Anlagen kann aus Rotordurchmesser und spezifischer Flächenleistung berechnet werden. Die spezifische Flächenleistung, die entscheidend für den erzielbaren Energieertrag ist, stellt das Verhältnis der installierten Leistung zur Rotorfläche dar.

Bei festgelegten Gesamthöhen von 75-250 m liegen die Nabenhöhen zwischen 50 und 170 m, der Rotordurchmesser zwischen 50 und 160 m, und die spezifische Flächenleistung (gestaffelt in $50 W/m^2$ -Schritten) zwischen $450 W/m^2$ bei der kleinsten Anlage und $250 W/m^2$ bei der größten Anlage. Es ergeben sich somit Leistungen von rund 900 kW bis zu etwa 5 MW.

Standorte, die durch Höhenbegrenzungen auf Anlagen mit einer Gesamthöhe unter 75 m beschränkt sind, kommen nur für die Installation von Klein- oder Hofanlagen in Frage. Anlagen unter 750 kW müssen nicht an einer Ausschreibung teilnehmen und unterliegen anderen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Standorte mit derart strengen Höhenbegrenzungen werden daher im Folgenden von der wirtschaftlichen Betrachtung ausgeschlossen. Im ermittelten Repoweringpotenzial betrifft dieses 97 Altanlagenstandorte.

4.1.2 ENERGIEERTRÄGE IM REPOWERINGPROJEKT

Die Energieerträge in Repoweringprojekten werden einerseits durch die zuvor definierte Technologie bestimmt. Auf der anderen Seite spielen standortspezifische Windgeschwindigkeiten sowie projektspezifische Abschläge, die durch Abschaltung, Wartungszeiträume, genehmigungsrechtliche Abregelung etc.

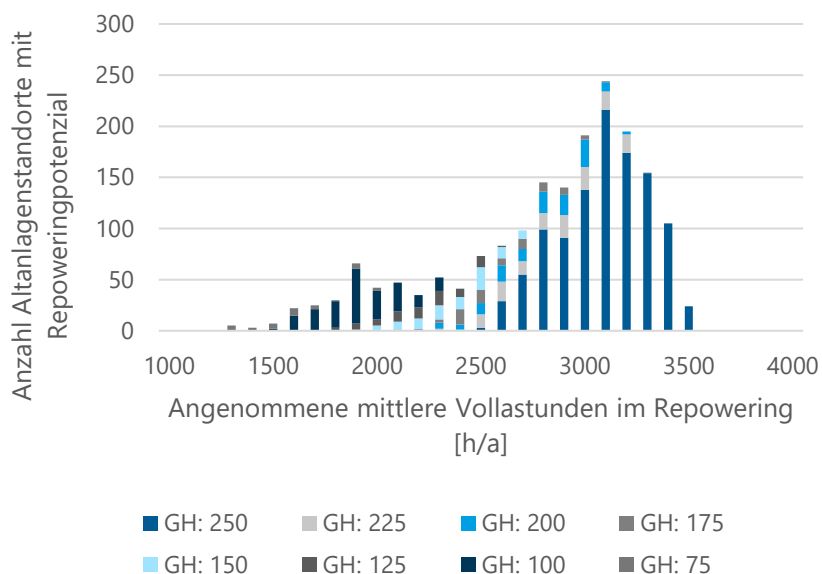
verursacht werden, eine wichtige Rolle bei der Festlegung der Energieerträge.

Die mittleren Windgeschwindigkeiten wurden den windklimatologischen Kartierungen aus dem Projekt QuWind100 [DWD/TU-Dresden 2019] entnommen und den Altanlagenstandorten zugeordnet. Die Daten liegen dabei in einer Höhe von 100-200 m in 20 m Schritten vor. Auf Basis der ausgewählten Anlagentechnologie kann die Windgeschwindigkeit in der jeweiligen Nabenhöhe zugeordnet werden. Liegt die angenommene Nabenhöhe der gewählten Anlagentechnologie über 100 m, und nicht in einem der im Projekt QuWind100 berechneten Höhenschritte, wurde die mittlere Windgeschwindigkeit mittels linearer Interpolation ermittelt. Bei Nabenhöhen unter 100 m wurde eine Berechnung mit dem Potenzgesetz nach Hellmann gemäß der Definition im EEG (mit einem Hellmann-Exponenten $\alpha = 0,25$) vorgenommen und die Windgeschwindigkeit entsprechend ausgehend vom 100 m-Wert hochgerechnet.

Allein aus der mittleren Windgeschwindigkeit und der Anlagentechnologie lässt sich jedoch der Energieertrag noch nicht ableiten. Dies würde eine frei angeströmte Anlage repräsentieren und die Abschläge vernachlässigen. Daher wurden übliche Energieerträge bzw. Volllaststunden von Bestandsanlagen in Niedersachsen mit vergleichbarer Anlagentechnologie (Alter und spezifische Flächenleistung) sowie ähnlicher mittlerer Windgeschwindigkeiten und Nabenhöhen abgeleitet. So ergeben sich für jede Windgeschwindigkeit und jede Anlagentechnologie mittlere Volllaststunden, die im Folgenden verwendet werden, um den potenziellen Energieertrag an den Altanlagenstandorten zu berechnen. Real auftretende projektspezifische Abweichungen vom Mittel werden dabei in der Analyse vereinfachend vernachlässigt.

Für die Altanlagenstandorte mit Repoweringpotenzial ergibt sich die in Abbildung 30 dargestellte Verteilung mittlerer Volllaststunden. Im Mittel könnten Repoweringanlagen folglich an den betrachteten Altanlagenstandort 2.883 Volllaststunden erreichen. Der jeweils anlagenspezifische Energieertrag ergibt sich durch die Multiplikation der Volllaststunden mit der jeweiligen installierten Anlagenleistung.

Abbildung 30:
Häufigkeitsverteilung
der angenommenen
mittleren Volllaststun-
den im Repowering an
Altanlagenstandorten
mit Repoweringpoten-
zial [h/a]

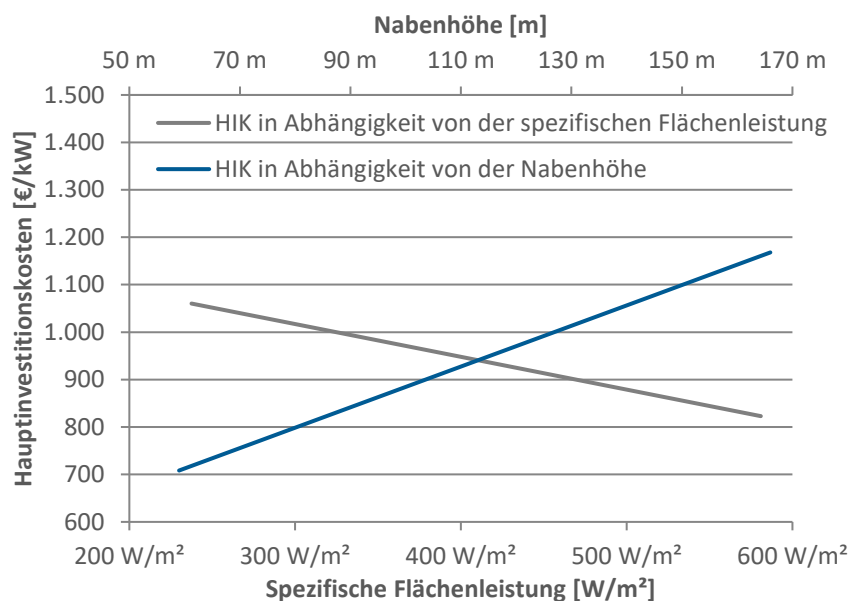


4.1.3 KOSTEN IM REPOWERINGPROJEKT

Kostenseitig bilden die Analysen im Rahmen der Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht die Grundlage der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Kostendaten für Windenergieprojekte, die in Deutschland errichtet wurden, werden seit vielen Jahren regelmäßig von der Deutschen WindGuard unter anderem im Rahmen der Vorbereitung der EEG-Erfahrungsberichte erfasst. Annahmen für Hauptinvestitionskosten, Investitionsnebenkosten sowie Betriebskosten können entsprechend aus der aktuellen Publikation [DWG/ZSW 2019] abgeleitet werden.

Zur Analyse der Kostensituation von Repoweringprojekten müssen Annahmen zu Hauptinvestitionskosten, Investitionsnebenkosten, Betriebskosten und Finanzierungsannahmen getroffen werden. Die Hauptinvestitionskosten werden entsprechend der Technologieauswahl in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung der Anlagen festgelegt. Der Zusammenhang zwischen spezifischen Kosten und Anlagenkonfiguration gemäß der Untersuchung zu Wind an Land im Rahmen der Vorbereitung des EEG.-Erfahrungsberichts [DWG/ZSW 2019] ist dabei in Abbildung 31 dargestellt.

Abbildung 31:
Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten (HIK) in €/kW in Abhängigkeit von der Nabhöhe und der spezifischen Flächenleistung [aus DWG/ZSW 2019]



Die Kosten für die zur Auswahl gestellten Technologien belaufen sich auf etwa 790-1.100 €/kW. Die Investitionsnebenkosten, die unter anderem die Kosten für Fundament, Infrastruktur, Netzanbindung und den Planungsaufwand beinhalten, belaufen sich gemäß [DWG/ZSW 2019] im Mittel auf 406 €/kW. Abweichend von den Annahmen im EEG-Erfahrungsbericht werden nur 50% der Investitionsnebenkosten leistungsabhängig definiert. Für die verbleibenden 50%, der Investitionsnebenkosten einer durchschnittlichen Anlage gemäß EEG-Erfahrungsbericht wird angenommen, dass sie je Anlage anfallen. Damit wird im Rahmen der hier betrachteten Analyse dem Sachverhalt Rechnung getragen, dass die im Erfahrungsbericht ermittelten Kosten eine durchschnittliche Anlagenleistung repräsentieren. Skaleneffekte zum Vorteil von Windenergieanlagen mit größerer installierter Leistung werden somit in den Kosten widerspiegelt. Hinsichtlich der Betriebskosten werden vereinfacht gemittelt über die beiden betrachteten Betriebsdekaden gemäß [DWG/ZSW 2019] 25 €/kW leistungsabhängig und 0,8 ct/kWh ertragsabhängig angenommen. Bezüglich der Finanzierung wird von einem eigenen Kapitalanteil von 20% sowie von einem Finanzierungszeitraum von 18 Jahren ausgegangen. Von abweichenden Kosten gegenüber neuen Projekten ohne den Rückbau von alten Anlagen (Greenfield Projekt) wird nicht ausgegangen.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die angenommenen mittleren Kosten nicht die tatsächlichen projektspezifischen Kosten wiedergeben können. Vergangene Datenerhebungen zur Kostensituation der Windenergie haben immer wieder große Abweichungen bei den jeweiligen Kostenpositionen einzelner

Projekte ergeben. Dies zeigt sich sowohl bei der Technologieauswahl als auch bei anderen Investitionsnebenkosten (44% Standardabweichung), den Betriebskosten (30% Standardabweichung) und den Finanzierungsparametern. Diese Bandbreiten werden in der vorliegenden Analyse nicht widerspiegelt. Die realen Projektkosten könnten nur im Rahmen der projektspezifischen Planung und Kalkulation ermittelt werden und sind nicht nur von Faktoren wie dem Standort und der Technologieauswahl, sondern auch von Strategie, Projekt, Portfoliogrößen und Verhandlungsposition abhängig.

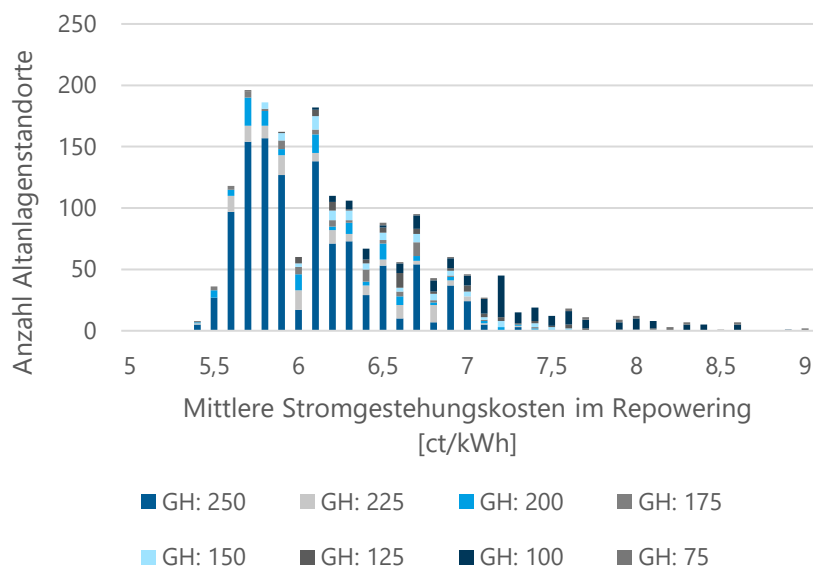
In die Berechnung der mittleren Stromgestehungskosten bei voller Ausschöpfung des Repoweringpotenzials fließen neben den Kostenannahmen insbesondere die angenommenen Energieerträge sowie indirekt die Technologieannahmen ein.

Die Stromgestehungskosten repräsentieren mittlere Kosten je Kilowattstunde über einen Betriebszeitraum von 20 Jahren. Hierzu wird mittels einer vereinfachten Stromgestehungskostenanalyse eine Häufigkeitsverteilung der anzunehmenden mittleren Stromgestehungskosten ermittelt.

In Abbildung 32 sind die sich ergebenden Werte dargestellt. Die mittleren Stromgestehungskosten über die gesamten Altanlagenstandorte mit Repoweringpotenzial liegen bei 6,2 Cent/kWh. Es wird deutlich, dass die mittleren Stromgestehungskosten tendenziell mit sinkender Gesamthöhe der Anlagen steigen. Weitere Beschränkungen (siehe hierzu Abschnitt 4) auf den Standorten, denen in der Analyse keine Restriktionen auferlegt wurden, können also zu steigenden Kosten führen.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die Analyse und Darstellung bezogen auf die Altanlagenstandorte durchgeführt wurde: Es wurde nicht berücksichtigt, wie viele Altanlagen zur Errichtung einer neuen Anlage abgebaut werden müssen. Ein Altanlagenstandort entspricht jedoch nicht einem Neuanlagenstandort, es müssen projektspezifisch mehrere Altanlagen zurückgebaut werden, um Platz für eine neue Anlage zu schaffen. Somit wird die Anzahl der Repoweringanlagen nicht die Anzahl der Altanlagenstandorte erreichen.

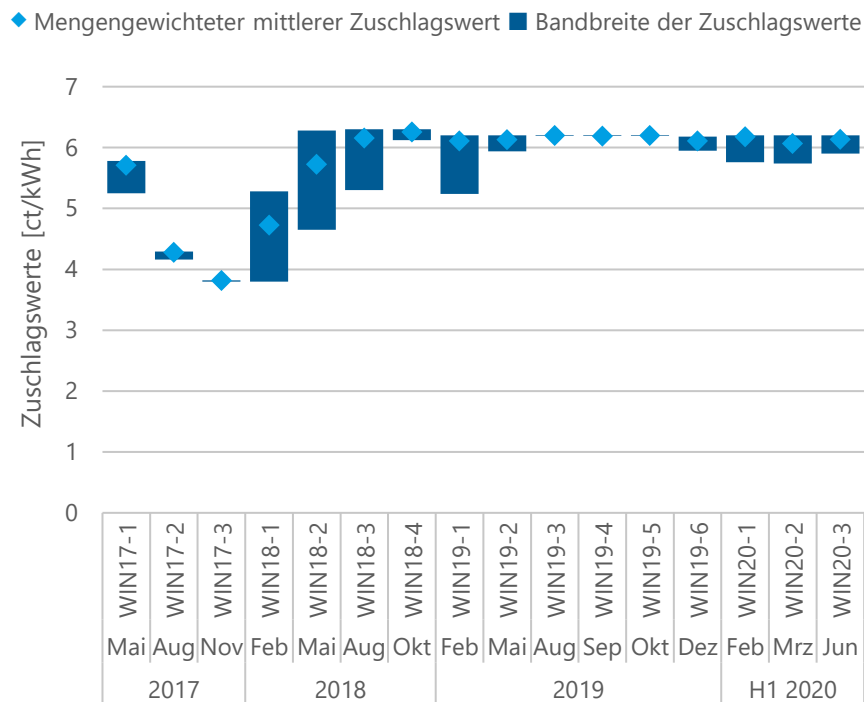
Abbildung 32:
Häufigkeitsverteilung
der mittleren Stromge-
stehungskosten je Alt-
anlagenstandort nach
jeweils zulässiger Ge-
samthöhe [ct/kWh]



4.1.4 ERLÖSSITUATION IM REPOWERINGPROJEKT

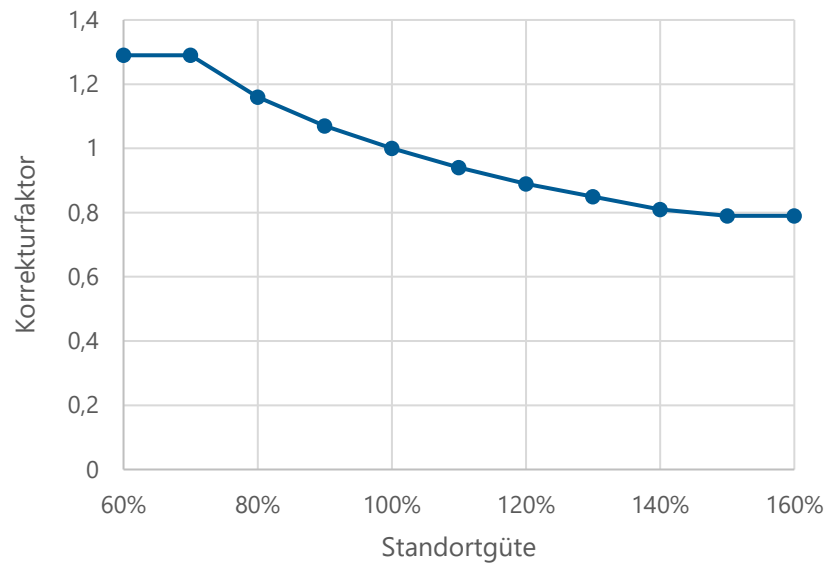
Neben den Kosten haben die Erlöse aus der Stromeinspeisung einen ebenfalls entscheidend Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Projekte. Diese hängen vorrangig vom jeweiligen in der Ausschreibung erzielbaren Zuschlagswert ab. In den aktuellen Ausschreibungsrunden lagen die Zuschlagswerte regelmäßig nah am zulässigen Höchstwert. Dies kann sich jedoch zukünftig ändern, wenn der Wettbewerb wieder zunehmen sollte. Auch kann der zulässige Höchstwert der aktuell bei 6,2 ct/kWh liegt, durch eine zukünftige EEG-Novelle oder eine Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA) gesenkt werden. In Abbildung 33 sind die Zuschlagswerte der vergangenen Ausschreibungsrunden seit 2017 (Einführung der Ausschreibung) dargestellt. Herrscht wieder Wettbewerb, ist die Erzielung eines Zuschlags unter anderem von der Konkurrenzsituation abhängig. Für die folgenden Betrachtungen wurde dennoch vereinfachend ein Zuschlagswert von 6,2 ct/kWh berücksichtigt.

Abbildung 33:
Mengewichteter
mittlerer Zuschlags-
wert und Bandbreite
der Zuschlagswerte
[ct/kWh]



Aus dem Zuschlagswert, der in der Ausschreibung erzielt wird, kann unter Berücksichtigung der Standortgüte mittels eines Korrekturfaktors der sogenannte anzulegende Wert bestimmt werden. Dieser gilt als Bezugsgröße für die Förderung, die als Differenz zwischen dem mittleren monatlichen Marktwert und den jeweiligen anlagenspezifischen anzulegenden Werten gezahlt wird. Der anlagenspezifische anzulegende Wert ergibt sich aus der Standortqualität der Anlage und dem jeweiligen Zuschlagswert. Die Standortgüte wird aus dem Referenzertrag der jeweiligen Anlagentechnologie und dem tatsächlichen Energieertrag der Anlage ermittelt. Das EEG definiert die in Abbildung 34 dargestellten Korrekturfaktorenkurve in Abhängigkeit von der Standortgüte, mit welcher der Zuschlagswert multipliziert wird, um den anzulegenden Wert zu erhalten. Diese Standortdifferenzierung führt bei gleichem Zuschlagswert und gleicher Technologie zu einer höheren Förderung für ertragsschwächere Anlagen. Folglich ist das Repoweringprojekt mit den niedrigsten Stromgestehungskosten nicht zwangsläufig das wettbewerbsfähigste bzw. wirtschaftlichste. Die jeweils anzunehmende Standortgüte, die zur Korrektur des Zuschlagswert erforderlich ist, wird dabei aus den Energieerträgen und den der Technologie zugeordneten Referenzerträgen ermittelt.

Abbildung 34:
Korrekturfaktoren zur
Ermittlung der anzule-
genden Werte gemäß
EEG 2017

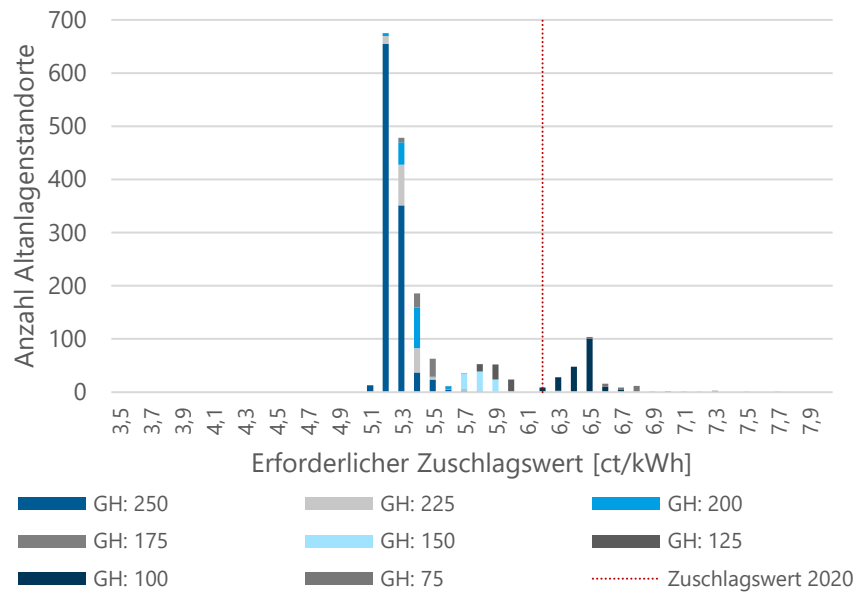


4.1.5 POTENZIELLE WIRTSCHAFTLICHKEIT VON NIEDERSÄCHSISCHEN REPOWERINGPROJEKTEN IN DER AUSSCHREIBUNG

Unter Berücksichtigung der (vereinfachten gemittelten) Energieerträge, Stromgestehungskosten sowie Erlöserwartungen wird im Folgenden betrachtet, inwieweit an den Altanlagenstandorten mit Repoweringpotenzial Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann. In Abbildung 35 ist dargestellt, welche Zuschlagswerte erforderlich sind, um Repoweringprojekte wirtschaftlich zu betreiben. Die Häufungen von einzelnen Zuschlagswerten resultieren aus den Vereinfachungen hinsichtlich der mittleren Kosten. Die Standortdifferenzierung im EEG ist an mittleren Kosten ausgerichtet, um Anlagen mit niedrigerem Energieertrag dieselbe Wettbewerbsfähigkeit zuzuordnen wie Anlagen an windhöfzigeren Standorten. Real verteilen sich die erforderlichen Zuschlagswerte durch die Abweichung von den mittleren Kosten entsprechend breiter.

Die Analyse zeigt, dass die Altanlagenstandorte ohne stark restriktive Höhenbegrenzungen deutlich wettbewerbsfähiger sind als solche, an denen nur Anlagen mit geringer Gesamthöhe errichtet werden können. Anlagen mit einer Gesamthöhe bis zu 100 m sind demnach schon bei heutigen Zuschlagswerten nur dann wettbewerbsfähig, wenn sie über unterdurchschnittliche Kosten verfügen. Die Nutzung von Flächen mit starken Höhenrestriktionen ist für ein wirtschaftliches Repowering daher nach aktuellem Stand der Rahmenbedingungen zweifelhaft.

Abbildung 35:
Häufigkeitsverteilung
der erforderlichen Zu-
schlagswerte nach Ge-
samthöhe [ct/kWh]



Für Standorte mit Repoweringpotenzial, die moderne Technologie zulassen, gilt daher, dass in der heutigen Situation ohne Wettbewerb in der Ausschreibung für Anlagen mit durchschnittlichen Kosten bei Erhalt einer Genehmigung die Erzielung eines wirtschaftlichen Zuschlagswertes sehr wahrscheinlich ist. In der aktuellen Situation liegt die Herausforderung somit vorrangig in der Nutzung der Repoweringpotenziale und Erreichung von genehmigten Repoweringprojekten als bei der Erzielung eines ausreichenden Förderanspruchs in der Ausschreibung. Für Standorte mit beschränktem Repoweringpotenzial bietet der aktuelle Mangel an genehmigten Projekten die Möglichkeit, bei unterdurchschnittlichen Kosten einen hohen Zuschlagswert zu erzielen, der einen wirtschaftlichen Betrieb mit kleinen Anlagen unter dem Stand der Technik zulässt und somit die Flächen langfristig für die Windenergienutzung sichert.

4.2 WIRTSCHAFTLICHKEIT DES WEITERBETRIEBS

Im Folgenden wird die Analyse der Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs betrachtet. Für die WEA ohne Repoweringpotenzial (siehe Abschnitt 3.1.5) ist der Weiterbetrieb über die EEG-Förderungslaufzeit hinaus der einzige Weg, den Standort – zumindest noch für einen begrenzten Zeitraum – für die Windenergienutzung zu erhalten. Mit dem Wegfall des EEG-Vergütungsanspruchs nach 20 Jahren (zuzüglich dem Inbetriebnahmejahr) verändert sich jedoch ab Ende dieses Jahres die Erlössituation erheblich. Ob es wie von verschiedenen Akteuren gefordert eine Anschluss- oder Überbrückungs-Förderung für den Weiterbetrieb geben wird ist unklar. So wird zunächst davon ausgegangen, dass Anlagen im Weiterbetrieb nach Ende des EEG-Vergütungszeitraum zu Marktpreisen betrieben werden oder ansonsten stillgelegt werden müssen.

4.2.1 ENERGIEERTRÄGE IM WEITERBETRIEBSPROJEKT

Einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit für den Weiterbetrieb haben die Energieerträge der Anlagen. Diese hängen in erster Linie von den Standortbedingungen sowie der installierten Technologie ab. Erstere umfassen neben der Windhöflichkeit beispielweise auch genehmigungsrechtliche Abregelungen. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines Projekts auch im Weiterbetrieb ist es erforderlich, die Energieerträge für die kommenden Jahre abzuschätzen.

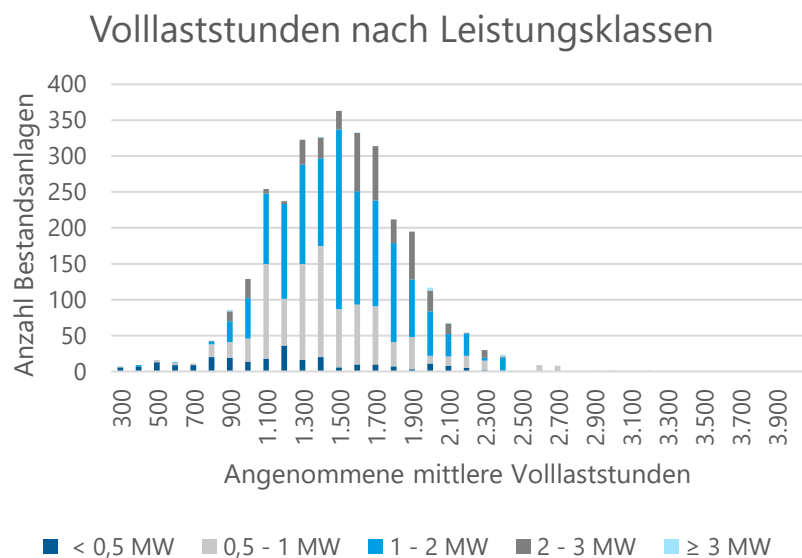
Grundlage hierfür bilden die Energieerträge, die gemäß der Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2018⁶ durch die Anlage erzielt werden konnten. Diese werden indexbereinigt, um der Tatsache, dass ein einzelnes Windjahr nicht typisch für einen Gesamtzeitraum ist, gerecht zu werden. Die Indexbereinigung erfolgt auf Basis des BDB-Ertragsindex (Betreiberdatenbasis) und normalisiert die Energieerträge auf ein mittleres Ertragsjahr. Für Windenergieanlagen, die keiner Anlage aus dem Datensatz der Übertragungsnetzbetreiber zugeordnet werden können, wird auf Basis des Installationsjahres und der Nennleistung der Anlage ein mittlerer Wert kalkuliert. Somit ergibt sich für jede Anlage im Bestand eine Zuordnung zu einer Volllaststundenanzahl. Nicht berücksichtigt ist im Folgenden eine mögliche Abregelung im Rahmen des

⁶ Stamm- und Bewegungsdaten des Jahres 2019 waren zum Beginn der Analyse noch nicht verfügbar.

Einspeisemanagements (EinsMan)⁷, die auf die einzelnen Anlagen wirkt. Zu berücksichtigen ist weiterhin, dass ein einzelnes Windjahr trotz der Indexbereinigung in Einzelfällen nicht aussagekräftig sein kann. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn die betreffende Windenergieanlage im Bezugsjahr einen größeren Schaden hatte und somit erhöhten Ausfallzeiten unterlag. Da solche Ausfallzeiten auch zukünftig nicht auszuschließen sind, werden die Datensätze mit sehr geringer Volllaststundenzahl nicht eliminiert.

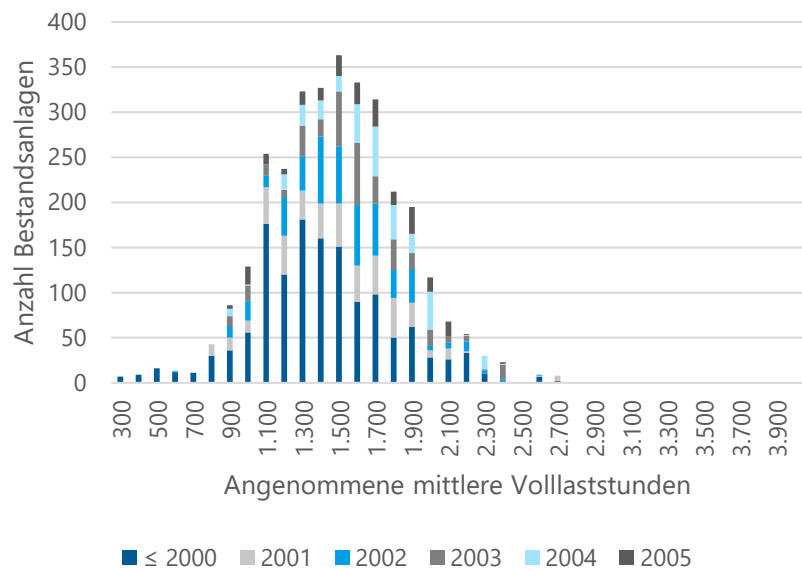
In Abbildung 36 und Abbildung 37 wird für den ermittelten Gesamtbestand von Windenergieanlagen dargestellt, in welcher Häufigkeit bestimmte angenommene mittlere Volllaststunden in Abhängigkeit von Inbetriebnahmejahr und Nennleistung auftreten.

Abbildung 36:
Angenommene mittlere
Volllaststunden im
Weiterbetrieb nach
Leistungsklassen



⁷ EinsMan ist die vom Netzbetreiber vorgenommene Abregelung der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien aufgrund von Netzengpässen

Abbildung 37:
Angenommene mittlere
Volllaststunden im
Weiterbetrieb nach In-
betriebnahmezeiträu-
men



In der Betrachtung des gesamten Anlagenbestands in Niedersachsen zeigt sich der Zusammenhang zwischen Volllaststunden und Anlagenalter bzw. Nennleistung deutlich. Jüngere Anlagen haben tendenziell eine höhere Nennleistung. Die größeren Volllaststunden der jüngeren größeren Anlagen lassen sich auf verschiedene Effekte zurückführen. Während die größere Höhe der Anlagen dazu führt, dass die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe größer ist, werden die Windenergieanlagen durch eine geringere spezifische Flächenleistung häufiger mit Volllast betrieben. Auch können höhere Verschleiß- und größere Ausfallanfälligkeit die Volllaststunden älterer Anlagen senken. Diese Unterschiede in den Volllaststunden – und somit im erreichbaren Energieertrag – sind zu berücksichtigen, wenn die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs betrachtet wird.

4.2.2 KOSTEN IM WEITERBETRIEBSPROJEKT

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit im Weiterbetrieb sind die Kosten, die bei der Stromerzeugung aus Wind entstehen. Diese sogenannten Stromgestehungskosten, die je erzeugter Kilowattstunde anfallen, müssen durch die Einnahmen je Kilowattstunde gedeckt werden, um einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb zu gewährleisten. Die Stromgestehungskosten hängen von vielen Parametern ab und weisen eine große Bandbreite auf. Abhängig von den projektspezifischen Kostenstrukturen können somit selbst bei ähnlicher Technologie und Windhöflichkeit sehr unterschiedliche Stromgestehungskosten resultieren. Als Beispiel für die Einflussfaktoren sind Pachtkosten, Projekt- und Portfoliogrößen und der Zustand der Anlagen sowie der resultierende Wartungs- und Reparaturaufwand zu benennen.

Einen weiteren großen Einfluss auf die Stromgestehungskosten kann die Strategie des Betreibers haben. Ein nachhaltiger Weiterbetrieb zu vergleichbaren Kosten wie beim Betrieb in der zweiten Dekade zielt dabei auf einen möglichst langen Betriebszeitraum ab und umfasst gängige Reparaturen. Der Betreiber hat die Möglichkeit, kostengünstigere Wartungsverträge abzuschließen, die weniger Leistung umfassen. In diesem Fall sinken die Stromgestehungskosten zunächst. Bei jedem an der Anlage auftretenden Schaden, der nicht durch den Wartungsvertrag abgedeckt ist, muss jedoch erneut entschieden werden, ob die Ersatzinvestitionen getätigt werden sollen. Diese Entscheidung fällt nur dann positiv aus, wenn trotz der zusätzlichen Kosten eine positive Wirtschaftlichkeit erwartet wird. Ist dies nicht der Fall, folgt die Stilllegung der Anlage. Eine weitere Reduktion der Kosten führt zu einer Minimierung der Leistungsumfänge in der Wartungsstrategie. Ein größerer Schaden führt zum Ende der Betriebsdauer der Anlage.

Im Folgenden wird zunächst von einem nachhaltigen Weiterbetrieb ausgegangen, der auf eine möglichst lange Anlagenlebensdauer abzielt. Bei der Ergebnisbetrachtung muss berücksichtigt werden, dass fehlende Wirtschaftlichkeit nicht mit einer direkten Stilllegung gleichzusetzen ist, sondern dass auch eine Verschlankung des Betriebskonzeptes angestrebt werden kann.

Zu den Kosten des Weiterbetriebs von Windenergieanlagen in Deutschland liegen drei Veröffentlichungen vor: zwei Studien von Deutsche WindGuard im Auftrag von Naturstrom [DWG 2016] sowie im Auftrag des Bundesverband Windenergie e.V. [DWG 2017] sowie eine Branchenumfrage durchgeführt von der Fachagentur Windenergie an Land im Jahr 2017 [FA Wind 2018]. In allen Studien wird auf große spezifische Abweichungen bei den Kosten hingewiesen, dennoch wird im Folgenden von mittleren Kosten für alle betrachteten Projekt ausgegangen.

Zur Analyse des nachhaltigen Weiterbetriebs wird zunächst auf die von der Leistungsklasse abhängig dargestellten Erhebungsergebnisse der FA Wind abgestellt. Diese ermöglichen eine leistungsabhängige Zuordnung der Kosten. Unter Berücksichtigung der mittleren Leistungsklasse und Energieerträge im Gesamtbestand werden die Kosten, die je Kilowattstunde ausgewiesen sind, auf die jeweiligen Anlagen der Klasse umgerechnet.

Für die möglichen Kostensenkungspotenziale, die sich aus einer Anpassung der Betriebsstrategie ergeben, wird auf den in der BWE Studie [DWG 2017] ermittelten Zusammenhang abgestellt.

Während für den nachhaltigen Weiterbetrieb 100% der Kosten angesetzt werden, wird davon ausgegangen, dass durch die Optimierung des Betriebskonzepts mit Individualentscheidungen bei größeren Schäden eine Kostensenkung von 11% erzielt werden kann. Bei einer Minimierung des Betriebskonzepts wird von Kostensenkungen in Höhe von insgesamt 22% ausgegangen. Es ist darauf hinzuweisen, dass diese Kostensenkungspotenziale im Mittel mit einer Verkürzung der Anlagenlebensdauer einhergehen.

Für die Ermittlung der Kosten je Kilowattstunde wird zunächst von einem nachhaltigen Weiterbetrieb ausgegangen. Diese Kosten werden auf Basis der Energieertragsannahmen und der Kostenannahmen berechnet. Die sich ergebenden Kosten sind in Abbildung 38 und Abbildung 39 dargestellt. Hervorzuheben sind die knapp 250 Anlagenstandorte, die bei mittleren Kosten von $\geq 6,2$ ct/kWh aufgeführt sind. Es handelt sich dabei um Anlagen, die gemäß den Annahmen im nachhaltigen Weiterbetrieb Kosten von 6,2 ct/kWh oder mehr verursachen. Die Zusammenfassung der Werte über 6,2 ct/kWh begründet sich durch die Wirtschaftlichkeit in der zum Ende der Förderdauer geltenden Grundvergütung, die bei etwa 6,2 ct/kWh liegt. Hier finden sich vermehrt die ältesten (Inbetriebnahmezeitraum ≤ 2000) und kleinsten ($< 0,5$ MW) Windenergieanlagen. Im Mittel ergeben sich über alle Anlagen durchschnittliche Kosten von 4,2 ct/kWh. Dabei liegen die Kosten im Mittel für größere Leistungsklassen unter den Kosten für kleinere Leistungsklassen. Dies überträgt sich aufgrund des Zusammenhangs zwischen installierter Leistung und Inbetriebnahmejahr auch auf die Darstellung der Kosten in Abhängigkeit von den Inbetriebnahmezeiträumen.

Abbildung 38:
Angenommene Betriebskosten von Bestandsanlagen im Fokuszeitraum bei nachhaltigem Weiterbetrieb nach Inbetriebnahmejahren [ct/kWh]

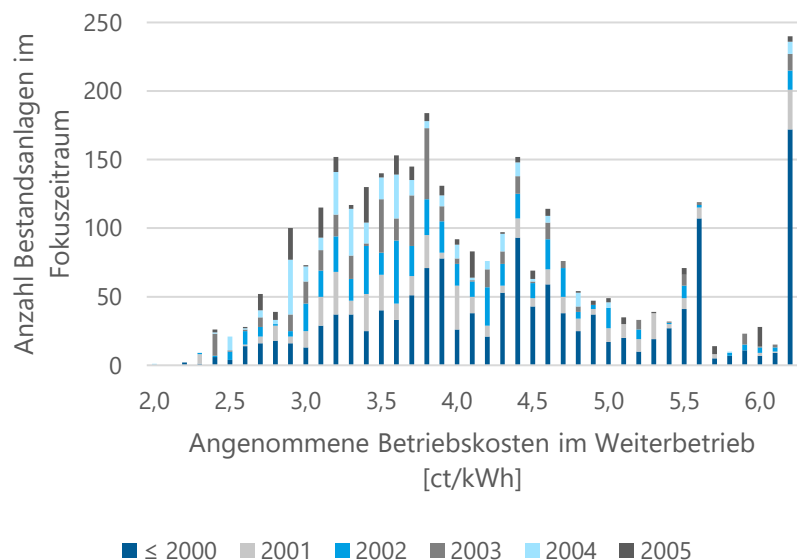
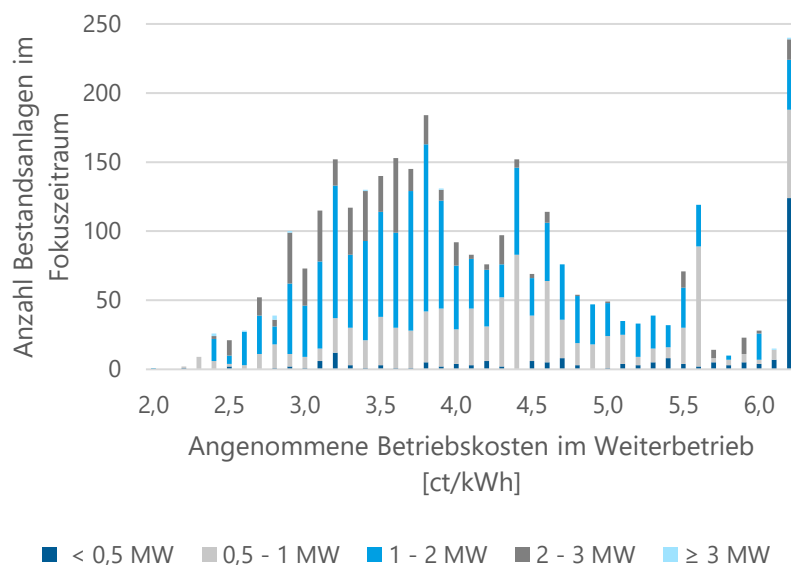


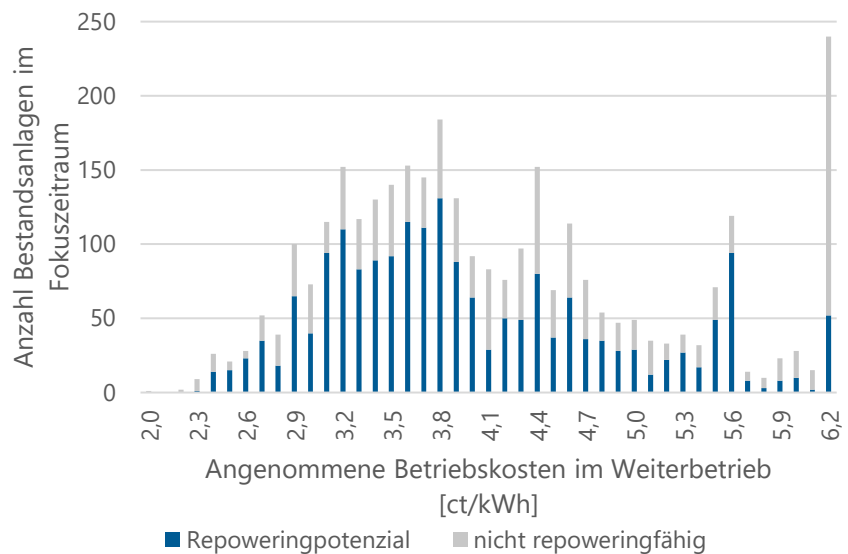
Abbildung 39:
Angenommene Betriebskosten von Bestandsanlagen im Fokuszeitraum bei nachhaltigem Weiterbetrieb nach Leistungsklassen [ct/kWh]



In den bisherigen Darstellungen zum Weiterbetrieb wurden Anlagen im Fokuszeitraum unabhängig vom Repoweringpotenzial betrachtet. In Abbildung 40 (vgl. Abbildung 49 im Anhang für leistungsbezogene Darstellung) wird hingegen zwischen Anlagen mit Repoweringpotenzial und Anlagen an nicht repoweringfähigen Standorten unterschieden.

Für Windenergieanlagen mit Repoweringpotenzial – wenn diesem keine weiteren Gründe entgegenstehen – ist Weiterbetrieb nur eine Übergangslösung, die bis zum Repoweringzeitpunkt genutzt wird. Für Anlagen an nicht repoweringfähigen Standorten stellt der Weiterbetrieb die einzige Möglichkeit zur Erhaltung der Flächen für die Windenergienutzung dar. Im Mittel liegen die Weiterbetriebskosten der Anlagen mit Repoweringpotenzial um etwa 0,4 ct/kWh unter den Kosten der Anlagen an nicht repoweringfähigen Standorten.

Abbildung 40:
Angenommene Betriebskosten bei nachhaltigem Weiterbetrieb für Bestandsanlagen mit Repoweringpotenzial und für nicht repoweringfähige Bestandsanlagen



In Abhängigkeit davon, ob ein nachhaltiger Weiterbetrieb wirtschaftlich möglich ist, ist für Anlagen, die zu hohe Kosten aufweisen, ein Wechsel der Betriebsstrategie erforderlich. Um dies zu bewerten, ist zunächst die Betrachtung der Erlössituation erforderlich.

4.2.3 ERLÖSSITUATION IM WEITERBETRIEBSPROJEKT

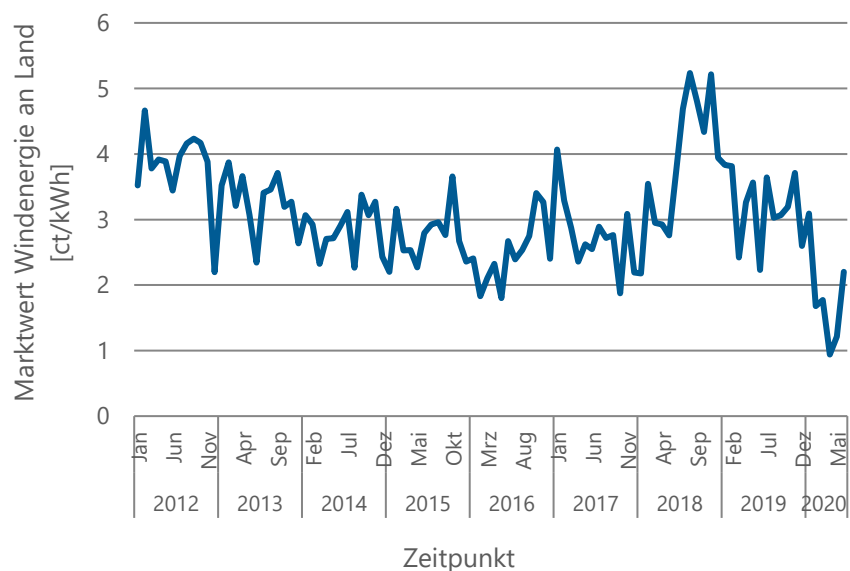
Die Höhe der erzielbaren Erlöse ist neben den zuvor betrachteten Kosten ausschlaggebend dafür, ob ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb eines Windenergieprojekts möglich ist. Nach aktueller Gesetzeslage wird die Vermarktung von Strom aus Windenergieanlagen deren EEG-Vergütungsanspruch erloschen ist, nicht weiter gefördert. Entsprechend müssen Anlagen Strom zu Marktpreisen erzeugen, um wirtschaftlich weiterbetrieben werden zu können. Für die Vermarktung des Stroms stehen den Anlagenbetreibern grundsätzlich verschiedene Vermarktungswege und -konzepte zur Verfügung, beispielsweise die Vermarktung über Power Purchase Agreements („Stromkaufvereinbarung“, kurz PPA), die Direktvermarktung an der Strombörse, lokale Direktlieferungen oder die Eigenversorgung. Dabei stellen PPAs und die Direktvermarktung an der Börse die derzeit vielversprechendsten Vermarktungsoptionen dar, wohingegen die Optionen der lokalen Direktlieferung und Eigenversorgung individuelle Nischenkonzepte darstellen und im Folgenden nicht weiter betrachtet werden.

Bei einem PPA handelt es sich um einen langfristigen Stromliefervertrag zwischen Anlagenbetreiber und Verbrauchern, Händlern oder Energiedienstleistern. Bisher ist die Anzahl der

öffentlich bekannten PPAs im Bereich der Windenergie noch gering, das Beratungsunternehmen Energy Brainpool nimmt jedoch an, dass die Zahl der PPAs in Zukunft zunehmen wird [Energy Brainpool 2019]. Mit dem PPA-Preismonitor veröffentlicht Energy Brainpool täglich den „fairen Wert“ eines PPA mit einer Laufzeit von 5 Jahren zuzüglich des jeweils laufenden Jahres. Am 24.07.2020 wird dieser ausgehend von den Abrechnungspreisen desselben Tages auf 3,375 ct/kWh beziffert [Energy Brainpool 2020]. Dieser Wert resultiert aus dem tagesaktuellen (24.07.2020) Basepreis in Höhe von 4,344 ct/kWh abzüglich des Profilwerts (-0,747 ct/kWh), abzüglich des Wetterrisikos (-0,194 ct/kWh), abzüglich der Vermarktungskosten (-0,174 ct/kWh) sowie einem Aufschlag für den Wert von Herkunftsnachweisen (+0,150 ct/kWh). In Abhängigkeit von den Entwicklungen an der Strombörse und der Entwicklung der Covid-19-Pandemie können sich die erzielbaren Erlöse über PPAs zukünftig jedoch entsprechend verändern.

Alternativ zu einem PPA bleibt auch die Direktvermarktung an der Strombörse eine Option. Insbesondere aktuell sind die Marktwerte an der Börse bedingt durch die Covid-19-Pandemie deutlich eingebrochen wie in Abbildung 41 dargestellt. Diese Unsicherheit beeinflusst vor allem kurzfristig zu treffende Weiterbetriebsentscheidungen. Der unklare Verlauf der noch nicht ausgestandenen Covid-19-Krise erschwert realistische Prognosen des Strompreises insgesamt.

Abbildung 41:
Entwicklung Marktwerte Windenergie an Land [ct/kWh]



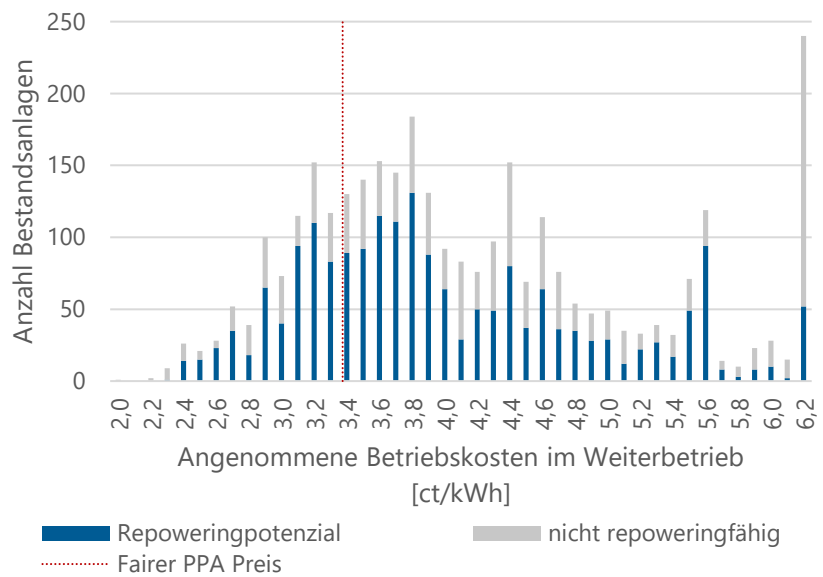
Im Folgenden wird für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von Weiterbetriebsprojekten der von Energy Brainpool ermittelte auf Terminmarktwerten basierende faire PPA-Preis verwendet. Als Unsicherheit ist dabei zu berücksichtigen, dass sich

die Werte stetig mit der Marktsituation verändern. Insbesondere für Projekte, die erst in einigen Jahren den EEG-Vergütungsanspruch verlieren, kann sich die Marktsituation anders gestalten. Tendenziell sind für diese Anlagen bessere PPA-Preise zu erwarten, wenn der Einfluss der Covid-19-Pandemie auf den Markt nachlässt und keine erneuten Preiseinbrüche eintreten. Auf der anderen Seite kann für Anlagen, die kurzfristig den EEG-Vergütungsanspruch verlieren, aus verschiedenen Gründen der Abschluss eines PPAs zum fairen Preis erschwert werden. Insbesondere für kleine Projekte oder gar Einzelanlagen, die von Akteuren betrieben werden, die nicht über große Portfolien verfügen, ist die Verhandlungsposition schlecht. Insbesondere Ende 2020 kann auch das Angebot an Anlagen auf der Suche nach einem PPA die Nachfrage übersteigen. Folglich werden voraussichtlich nicht alle der betrachteten potenziellen Weiterbetriebsprojekte in der Realität in der Lage sein, ein PPA zu den oben erläuterten fairen PPA-Preisen abzuschließen. Dennoch wird im Folgenden vereinfacht davon ausgegangen, die Erreichbarkeit von Wirtschaftlichkeit an diesem Wert zu messen.

4.2.4 WIRTSCHAFTLICHKEIT EINES WEITERBETRIEBSPROJEKTS

Die Wirtschaftlichkeit der potenziellen Weiterbetriebsprojekte ergibt sich aus der wie oben beschrieben hergeleiteten Kosten- und Erlössituation. Zunächst wird dabei von einem nachhaltigen Betriebskonzept mit umfangreichen Wartungsverträgen ausgegangen. Wie in Abbildung 42 dargestellt, können bei nachhaltigem Weiterbetrieb und mittleren Kosten- sowie Ertragsannahmen, 23% der Anlagen im Fokuszeitraum wirtschaftlich betrieben werden. Dies beinhaltet 68% Anlagen mit Repoweringpotenzial und 32% nicht repoweringfähige Anlagenstandorte.

Abbildung 42:
Wirtschaftlichkeit gemäß angenommenen Betriebskosten im Weiterbetrieb und fairem PPA-Preis im nachhaltigen Weiterbetrieb von Bestandsanlagen im Fokuszeitraum

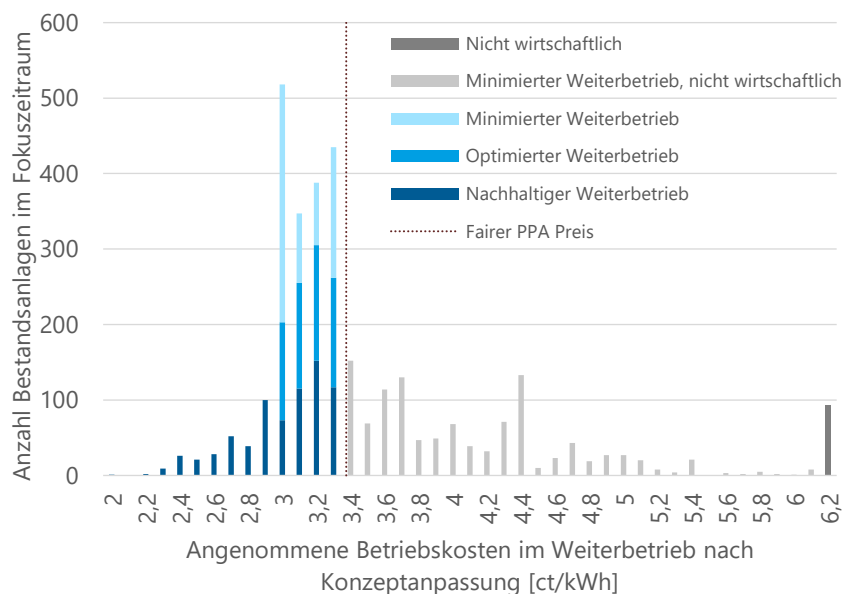


Es verbleiben 77% der Anlagen im Fokuszeitraum, die im nachhaltigen Weiterbetriebskonzept bei einem fairem PPA-Preis und mittleren Kosten nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Wie in Abschnitt 4.2.2 erläutert ist es daher möglich, die Betriebsstrategie der Projekte anzupassen. Im Rahmen dessen werden Kosten zum Beispiel für Wartungsverträge durch Einschränkung des Leistungsspektrums reduziert. Auch können unter Umständen weitere Kostensenkungen realisiert werden, zum Beispiel durch Nachverhandlung von Pachtverträgen, die nicht berücksichtigt sind.

In der Analyse werden im Folgenden Bestandsanlagen, deren angenommene mittlere Kosten je Kilowattstunde über dem fairen PPA-Preis liegen, zunächst in die optimierte Betriebsstrategie versetzt. Können auch im optimierten Betrieb keine ausreichenden Kostensenkungen erzielt werden, um die Anlagen zum fairen PPA-Preis zu betreiben, wird die Anlage in das minimierte Betriebskonzept versetzt, wodurch weitere Kosteneinsparungen erzielt werden können. Anlagen die trotz der Senkungen mittlere Kosten über dem fairen PPA-Preis aufweisen, müssen voraussichtliche stillgelegt werden.

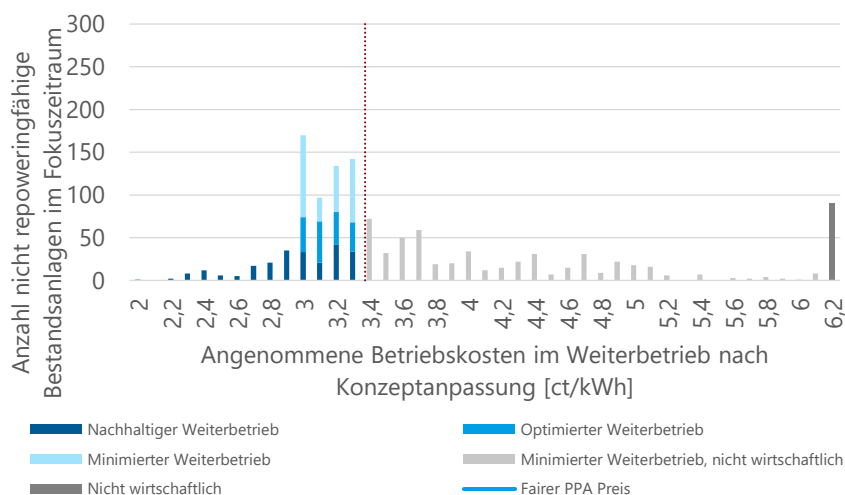
In Abbildung 43 ist die veränderte Kostensituation durch die Anpassung der Betriebskonzepte dem fairen PPA-Preis gegenübergestellt. Trotz der Kostensenkung können 38% der Anlagen im Fokuszeitraum bei den getroffenen Annahmen keine Wirtschaftlichkeit erreichen. 18% der Anlagen erreichen durch Optimierung Wirtschaftlichkeit (bis zum Zeitpunkt einer negativen Individualentscheidung) und 21% der Anlagen können bis zu einem relevanten Schaden bei mittleren Kosten im Minimal-konzept wirtschaftlich betrieben werden.

Abbildung 43:
Wirtschaftlichkeit gemäß angenommenen Betriebskosten im Weiterbetrieb und fairem PPA-Preis nach Konzeptanpassung für Bestandsanlagen im Fokuszeitraum



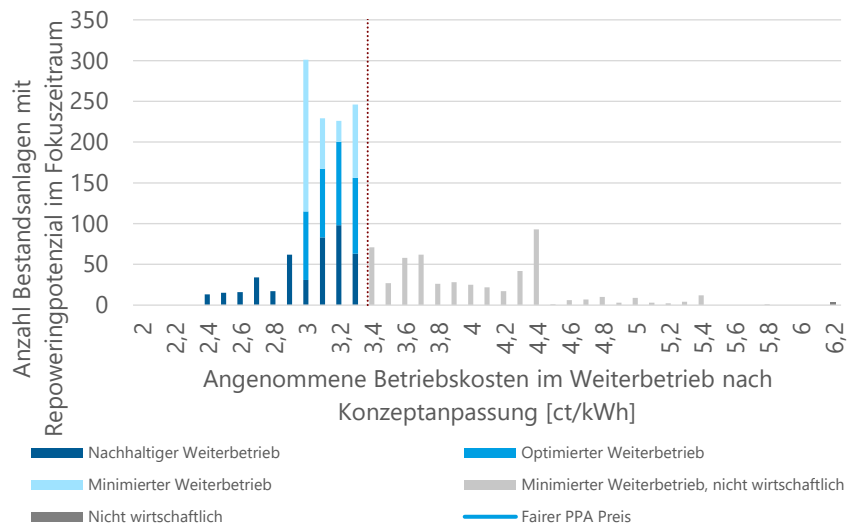
In Abbildung 44 und Abbildung 45 sind die Ergebnisse nach nicht repoweringfähigen Anlagenstandorten (1.257 WEA mit einer Gesamtleistung von 1.144 MW) und Anlagen mit Repoweringpotenzial (1.929 WEA mit einer Gesamtleistung von 2.792 MW) unterteilt. Bezogen auf die nicht repoweringfähigen Anlagen können trotz Kostensenkungen 48% der Anlagen im Fokuszeitraum bei den getroffenen Annahmen keine Wirtschaftlichkeit erreichen. Das entspricht 607 WEA mit einer Leistung von 428 MW. 13% der nicht repoweringfähigen Anlagen erreichen durch Optimierung Wirtschaftlichkeit (bis zum Zeitpunkt einer negativen Individualentscheidung). Das sind 161 WEA mit einer Leistung von 191 MW. 20% der Anlagen können bis zu einem relevanten Schaden bei mittleren Kosten im Minimalkonzept wirtschaftlich betrieben werden (252 WEA mit 220 MW). 19% sind mit einem fairem PPA Preis im nachhaltigen Weiterbetrieb wirtschaftlich (237 WEA mit 306 MW).

Abbildung 44:
Wirtschaftlichkeit gemäß angenommenen Betriebskosten im Weiterbetrieb und fairem PPA-Preis nach Konzeptanpassung von nicht repoweringfähigen Bestandsanlagen im Fokuszeitraum



Bezogen auf die Anlagen mit Repoweringpotenzial (siehe Abbildung 45) können trotz der Kostensenkungen 32% der Anlagen im Fokuszeitraum bei den getroffenen Annahmen keine Wirtschaftlichkeit erreichen. Das entspricht 613 WEA mit einer Gesamtleistung von 725 MW. 21% der nicht repoweringfähigen Anlagen erreichen durch Optimierung Wirtschaftlichkeit (bis zum Zeitpunkt einer negativen Individualentscheidung). Das sind 407 WEA mit einer Leistung von 658 MW. 21% der Anlagen können bis zu einem relevanten Schaden bei mittleren Kosten im Minimalkonzept wirtschaftlich betrieben werden (411 WEA mit 612 MW). 26% sind mit dem angesetzten fairen PPA Preis im nachhaltigen Weiterbetrieb wirtschaftlich (498 WEA mit 797 MW). Der Weiterbetrieb endet ebenfalls, wenn eine Repoweringanlage am Standort genehmigungsfähig ist, einen Zuschlag in der Ausschreibung erhält und am Standort errichtet wird. Im Mittel ist die Wirtschaftlichkeit der Anlagen mit Repoweringpotenzial wahrscheinlicher als der Anlagen ohne Repoweringpotenzial.

Abbildung 45:
Wirtschaftlichkeit gemäß angenommenen Betriebskosten im Weiterbetrieb und fairem PPA-Preis nach Konzeptanpassung von Bestandsanlagen mit Repoweringpotenzial im Fokuszeitraum



Für die Einordnung dieser Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass Standorte mit nicht repoweringfähigen Windenergieanlagen, die keine Wirtschaftlichkeit im Weiterbetrieb erreichen, für die Windenergienutzung verloren gehen. Standorte an den Repoweringpotenzial vorherrscht, können auf der einen Seite den Weiterbetrieb nutzen, um den Zeitraum zwischen Ende der Vergütungsdauer der Altanlagen und Realisierung des Repoweringprojekts zu überbrücken. Auf der anderen Seite gilt auch für die Standorte mit Repoweringpotenzial, dass bei ausbleibender Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs, der Standort verloren geht, wenn dem Repowering weitere Genehmigungshemmnisse entgegenstehen als die in dieser Analyse betrachteten.

LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

- BAF 2020 Bundesaufsichtsamt für Flugsicherung (BAF): Karte der zivilen Anlagenschutzbereiche, Anlagenschutzbereiche Windkraft. Online verfügbar unter https://www.baf.bund.de/DE/Service/Anlagenschutz/InteraktiveKarte/interaktive-karte_node.html;jsessionid=F7CC772F4C0800535F45FD286D791C4F.live11292
- BBSR 2020 Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBSR): Wie aktuell sind die Raumordnungspläne in Deutschland? (BBSR-Analysen KOMPAKT 03/20)
- Bewegungsdaten 2018 ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber: Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2018, online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>
- DWD/TU Dresden 2019 Deutscher Wetterdienst und Technische Universität Dresden, „Quantitative Windklimatologie für Windenergieapplikationen in Höhen über 100 m (QuWind100)“. Online verfügbar unter https://www.dwd.de/DE/leistungen/quwind100/abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- DWG 2016: Deutsche WindGuard „Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020“, Varel, Dez. 2016. Online verfügbar unter https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2017/Weiterbetrieb%20von%20Windenergieanlagen%20nach%202020.pdf
- DWG 2017 Deutsche WindGuard, „Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020“, Varel, Dez. 2017. Online verfügbar unter <https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/06-betrieb/perspektiven-fuer-den-weiterbetrieb-von-wea-nach-2020-v3c.pdf>
- DWG 2020 Deutsche WindGuard, „Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Erstes Halbjahr 2020“, Varel, Juli 2020. Online verfügbar unter <https://www.windguard.de/id-1-halbjahr-2020.html>
- DWG 2020 Deutsche WindGuard: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Erstes Halbjahr 2020, erstellt im Auftrag des Bundesverband WindEnergie und des VDMA Power Systems, online verfügbar unter <https://www.windguard.de/id-1-halbjahr->

- 2020.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/windenergiestatistik/2020/Status%20des%20Windenergieausbaus%20an%20Land%20-%20Halbjahr%202020.pdf
- DWG/ZSW 2019 Deutsche WindGuard und Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg, „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II e): Wind an Land“, März 2019. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.html
- Energieatlas 2020 Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz: Energieatlas Niedersachsen, online verfügbar unter <https://energieatlas.niedersachsen.de/startseite/>
- Energy Brainpool 2019 Energy Brainpool: F. Huneke und M. Claußner, „Monitoring der Direktvermarktung 09/2019“, Berlin, November 2019. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-quartalsbericht-09-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- Energy Brainpool 2020 Energy Brainpool „PPA-Preismonitor“, Berlin, 24. Juli 2020. Online verfügbar unter <https://www.energybrainpool.com/services/ppa-preismonitor.html>
- FA Wind 2018 Fachagentur Windenergie an Land, „Was tun nach 20 Jahren? Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende“, Berlin, März 2018. Online verfügbar unter https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Was_tun_mit_WEA_nach_20Jahren.pdf
- MaStR 2020 Auszug aus dem Marktstammdatenregister der BNetzA aus Juli 2020. Tagesaktuelle Version verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>
- MU NI 2016 Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz: Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen an Land in Niedersachsen und Hinweise für die Zielsetzung und Anwendung (Windenergieerlass) (Ministerialblatt vom 24.02.2016). Online verfügbar unter

https://www.umwelt.niedersachsen.de/download/96713/Planung_und_Genehmigung_von_Windenergieanlagen_an_Land_in_Niedersachsen_und_Hinweise_fuer_die_Zielsetzung_und_Anwendung_Windenergieerlass_Ministerialblatt_vom_24.02.2016_.pdf

Stammdaten 2018

ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber: Stammdaten zur Jahresabrechnung 2018, online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>

ANHANG

Tabelle 3:

Stand der Regionalplanung hinsichtlich der Windenergie in den Planungsregionen Niedersachsens

Planungsregion	Stand Regionalplanung	Derzeitige Steuerung der Windenergie	Anmerkung zu Steuerung der Windenergie	Neuaufstellung/ Änderung im Verfahren ⁸
Ammerland	RROP 1996	keine Festlegungen zur Windenergienutzung	Standortkonzept Windenergie 2013 soll von Gemeinden umgesetzt werden	Neuaufstellung
Aurich	RROP 2018	Vorranggebiete ohne Ausschlusswirkung	Steuerung durch FNP; weiterhin Flächenausweisung ohne Ausschlusswirkung geplant; Entwicklungspotential: Repowering	Nein
Celle	RROP 2005	keine Festlegungen zur Windenergienutzung	Verweis auf Bauleitplanung der Kommunen	Neuaufstellung
Cloppenburg	RROP 2005	Vorranggebiete ohne Ausschlusswirkung	Verweis darauf, dass alle Städte und Gemeinden im Lkr. Sondergebiete zur Windenergienutzung ausweisen	Neuaufstellung
Cuxhaven	RROP 2012, Fortschreibung Windenergie 2017 schwebend ungültig bezgl. Windenergie	Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung	Fortschreibung Windenergie 2017 am 07.02.2020 von OVG Lüneburg für unwirksam erklärt worden; Urteil derzeit noch nicht rechtskräftig	Nein
Diepholz	RROP 2016	Vorranggebiete ohne Ausschlusswirkung	Verweis auf Bauleitplanung der Kommunen	Änderung

⁸ Es werden nur Planänderungen hinsichtlich der Windenergie berücksichtigt.

Planungsregion	Stand Regionalplanung	Derzeitige Steuerung der Windenergie	Anmerkung zu Steuerung der Windenergie	Neuaufstellung/ Änderung im Verfahren ⁸
Emsland	RROP 2010, 1. Änderung 2015	Vorrang- u. Eignungsgebiete mit Ausschlusswirkung	Ausnahme von der Ausschlusswirkung: Außerhalb der VR- und Eignungsgebiete ist Repowering in bauleitplanerisch bereits rechtsgültig gewordenen Sonderbauflächen und Sondergebieten für Windenergiegewinnung möglich, wenn Anzahl und die Gesamthöhe der bereits vorhandenen WEA nicht erhöht werden, das Orts- und Landschaftsbild nicht wesentlich verschlechtert wird und im Übrigen alle weiteren im Einzelfall noch zu prüfenden rechtlichen Vorschriften eingehalten werden.	Nein
Friesland	RROP 2004	Vorranggebiete ohne Ausschlusswirkung		Neuaufstellung
Grafschaft Bentheim	RROP 2001	keine Festlegungen zur Windenergienutzung	Verweis auf Bauleitplanung der Kommunen	Änderung
Göttingen (Alt-kreis)	RROP 2010	keine Festlegungen zur Windenergienutzung	Verweis auf Bauleitplanung der Kommunen	Neuaufstellung
HamelN-Pyrmont	RROP 2001	Vorranggebiete ohne Ausschlusswirkung		Neuaufstellung
Harburg	RROP 2025	Vorranggebiete mit Wirkung von Eignungsgebieten mit Ausschlusswirkung	In einzelnen Gebieten soll ein Repowering ermöglicht werden; versch. Höhenbegrenzungen in einzelnen Gebieten	Nein
Heidekreis	kein gültiges RROP	keine	Für das Repowering gelten dieselben Regeln wie für die Neuerrichtung von Anlagen.	Neuaufstellung
Hildesheim	RROP 2016, 1. Änderung 2018	Vorranggebiete ohne Ausschlusswirkung	Verweis auf Bauleitplanung	Nein
Holzminden	RROP 2000	Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung		Neuaufstellung

Planungsregion	Stand Regionalplanung	Derzeitige Steuerung der Windenergie	Anmerkung zu Steuerung der Windenergie	Neuaufstellung/ Änderung im Verfahren ⁸
Leer	kein gültiges RROP	keine		Neuaufstellung
Lüchow-Dan- enberg	RROP 2004, 1. Änderung 2019, sachlicher Teilab- schnitt Windenergienut- zung	Vorranggebiete mit Wir- kung von Eignungsgebieten mit Aus- schlusswirkung	Höhenbegrenzung auf 150 m Gesamthöhe in einzelnen Gebieten, die näher als 900 m an Siedlungsbereichen lie- gen	Neuaufstellung
Lüneburg	RROP 2003 inkl. 1. Ände- rung 2010 und 2. Ände- rung (Teilplan Windener- gie) 2015	Vorranggebiete mit Wir- kung von Eignungsgebieten mit Aus- schlusswirkung	Es soll ein technisches Repowering sowie ein Repowering durch Anlagenerhöhung ermöglicht werden.	Neuaufstellung
Nienburg (We- ser)	RROP 2003 ungültig be- zgl. Windenergie	keine		Neuaufstellung; Ände- rung
Northeim	RROP 2006	keine Festlegungen zur Windenergienutzung		Neuaufstellung
Oldenburg (Lkr.)	kein gültiges RROP	keine	Verweis auf Bauleitplanung der Kommunen	Neuaufstellung
Osnabrück (Lkr.)	RROP 2004, Teilfort- schreibung 2013	Vorranggebiete mit Wir- kung von Eignungsgebie- ten mit Ausschlusswirkung	Außerhalb der festgelegten Vorranggebiete für Wind- energienutzung ist Repowering in bauleitplanerisch be- reits rechtsgültig gewordenen Sonderbauflächen und Sondergebieten für Wind-energie möglich, wenn das Orts- und Landschaftsbild nicht wesentlich verschlechtert wird und im Übrigen alle weiteren im Einzelfall noch zu prüfenden rechtlichen Vorschriften eingehalten werden.	Neuaufstellung
Osterholz	RROP 2011	Vorranggebiete mit Aus- schlusswirkung		Neuaufstellung
Osterode am Harz (Altkreis)	RROP 1998	Vorranggebiete mit Aus- schlusswirkung		Neuaufstellung

Planungsregion	Stand Regionalplanung	Derzeitige Steuerung der Windenergie	Anmerkung zu Steuerung der Windenergie	Neuaufstellung/ Änderung im Verfahren ⁸
Regionalverband Großraum Braunschweig	RROP 2008, 1. Änderung 2020	Vorranggebiete mit Wirkung von Eignungsgebieten mit Ausschlusswirkung		Nein
Region Hannover	RROP 2016 ungültig bezgl. Windenergie	keine	Mit Urteil vom 05.03.2019 sind Festlegungen zur Steuerung der Windenergienutzung (Konzentrationsplanung) im RROP 2016, Abschnitt 4.3.2 Ziffer 02, für unwirksam erklärt worden.	Änderung
Rotenburg/Wümme	RROP 2020	Vorranggebiete mit Wirkung von Eignungsgebieten mit Ausschlusswirkung		Nein
Schaumburg	RROP 2003	Vorranggebiete ohne Ausschlusswirkung	Verweis auf Bauleitplanung der Kommunen	Neuaufstellung
Stade	RROP 2013 (Neubekanntmachung von 2017) ungültig bezgl. Windenergie	keine	Sachlicher Teilabschnitt Windenergie m 13.07.2017 von OVG Lüneburg für unwirksam erklärt worden	Änderung
Uelzen	RROP 2019	Vorranggebiete mit Wirkung von Eignungsgebieten mit Ausschlusswirkung	Repowering nur in Vorranggebieten gestattet; Höhenbegrenzungen auf Nabenhöhen bis 100 m in Gebieten, die weniger als 1.000 m Abstand zu Siedlungsbereichen haben	Nein
Vechta	außer Kraft	keine	Das RROP für den Landkreis Vechta ist am 16.07.2014 abgelaufen.	Neuaufstellung
Verden	RROP 2016 teilweise ungültig bezgl. Windenergie	Vorranggebiete ohne Ausschlusswirkung	Regelungen zur Windenergie gemäß Kapitel 4.2 Ziffer 02 Sätze 2-6 im RROP 2016 am 18.05.2020 von OVG Lüneburg für unwirksam erklärt worden; Begrenzung auf 100 m Gesamthöhe in einzelnen Gebieten	Änderung

Planungsregion	Stand Regionalplanung	Derzeitige Steuerung der Windenergie	Anmerkung zu Steuerung der Windenergie	Neuaufstellung/ Änderung im Verfahren⁸
Wesermarsch	RROP 2019	Vorranggebiete ohne Ausschlusswirkung	Verweis auf Bauleitplanung	Nein
Wittmund	RROP 2005	Vorranggebiete ohne Ausschlusswirkung	Alle Städte und Gemeinden haben FNP, deren Flächen in das RROP übernommen wurden.	Neuaufstellung

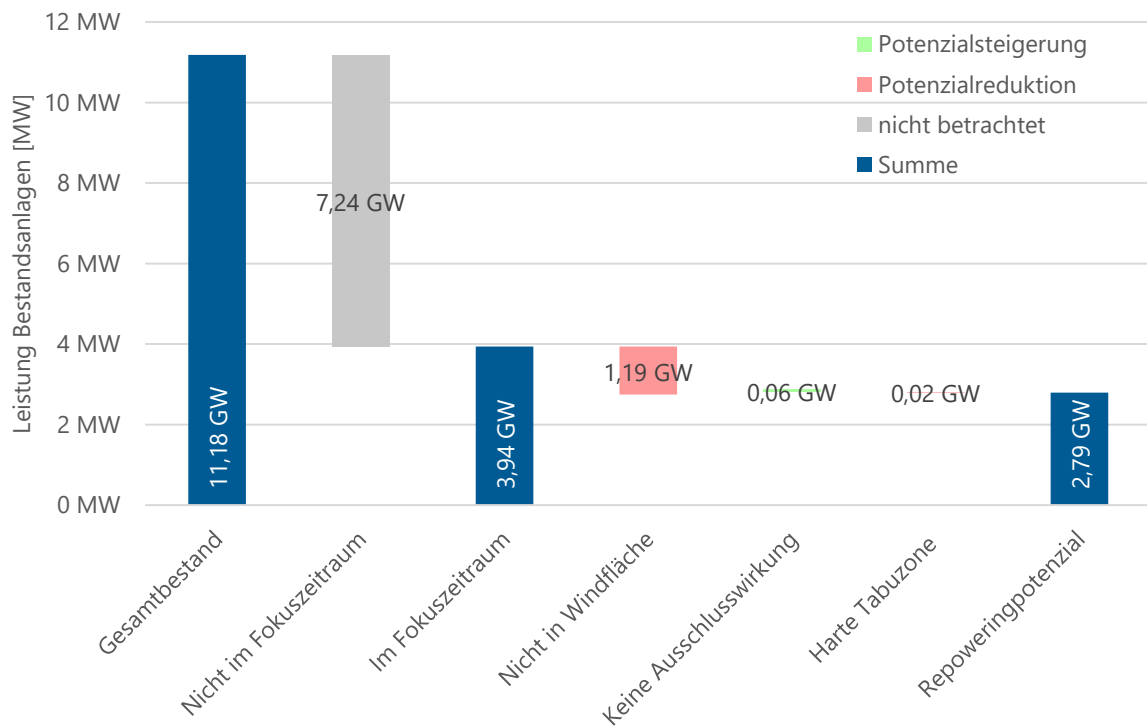


Abbildung 46:
Abschichtung der installierten Leistung im Bestand gemäß Prüfungsschema

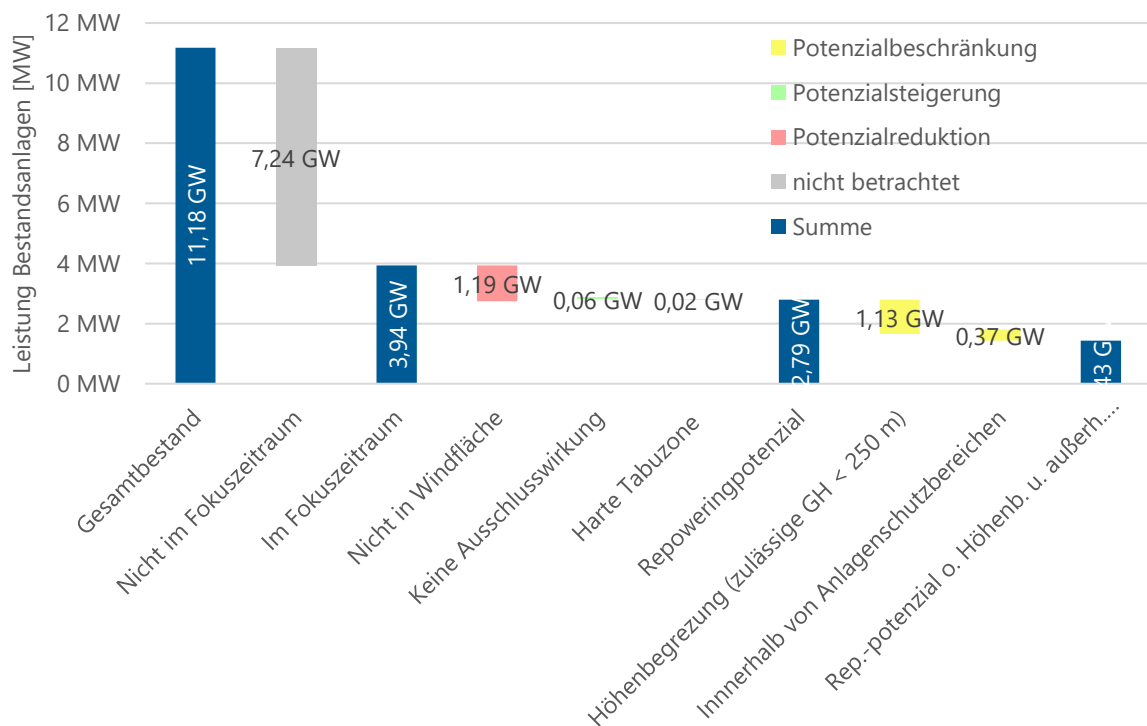


Abbildung 47:
Abschichtung der installierten Leistung im Bestand gemäß Prüfungsschema und Beschränkungen des Repoweringpotenzials

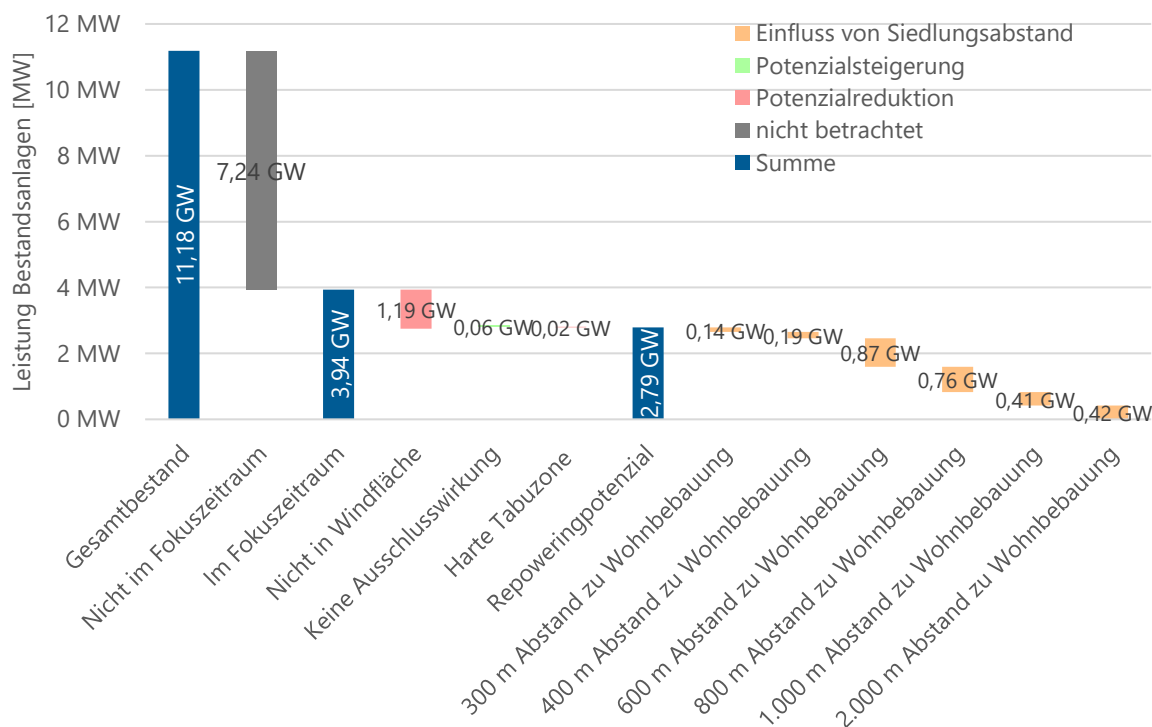


Abbildung 48:
Abschichtung der installierten Leistung im Bestand gemäß Prüfungsschema und Beschränkungen des Repoweringpotenzials durch Erhöhung des Abstands zu Wohnbebauung

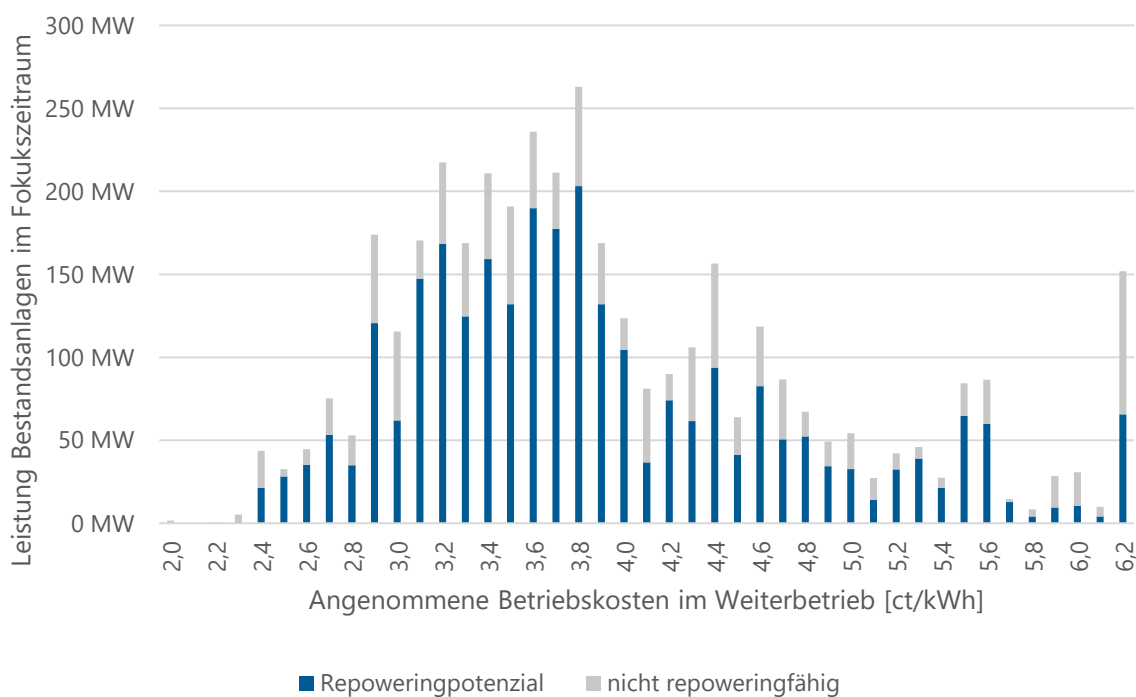


Abbildung 49:
Angenommene Betriebskosten bei nachhaltigem Weiterbetrieb für die installierte Leistung der Bestandsanlagen mit Repoweringpotenzial und für nicht repoweringfähige Bestandsanlagen