

# Projektbeschreibung

Windenergiepark Görzig

2 Windenergieanlagen



## Umweltgerechte Kraftanlagen

Projektplaner: **UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG**  
**Heinrich-Hertz-Straße 6**  
**03044 Cottbus**

Cottbus, den 09.09.2019

<b>1. ALLGEMEINE PROJEKTBE SCHREIBUNG .....</b>	<b>3</b>
<b>2. WIRTSCHAFTLICHE VORAUSSETZUNGEN .....</b>	<b>4</b>
<b>3. IMMISSIONSSCHUTZ .....</b>	<b>4</b>
3.1. Schattenwurfimmissionen.....	4
3.2. Schallimmissionen .....	10
3.3. Standsicherheit.....	13
3.4. Eisabwurf.....	13
3.5. Glanzgrade / Disko-Effekt .....	14
<b>4. Naturschutzfachliche Beurteilung.....</b>	<b>14</b>
4.1. Ergebnisse der Bestandserfassung .....	15
4.2. Ergebnisse der Landschaftspflegerischen Maßnahmenplanung.....	17
4.3. Ergebnisse der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP).....	17
4.4. Umgang mit Abfall .....	18
<b>5. TECHNISCHE PROJEKTBE SCHREIBUNG.....</b>	<b>18</b>
5.1. Typ .....	18
5.2. Einspeisung .....	19
5.3. Funktionsweise.....	19
5.4. Kennzeichnung des Luftfahrthindernisses.....	19
5.5. Überwachung .....	20
5.6. Brand- und Blitzschutz .....	20
5.7. Typenprüfung.....	21
<b>6. STANDORTPLANUNG .....</b>	<b>21</b>
6.1. Erschließung .....	21
6.2. Bauablaufplanung .....	22
6.3. Maßnahmen bei Betriebseinstellung .....	23
<b>7. VORAUSSICHTLICHE FLÄCHENBILANZIERUNG .....</b>	<b>23</b>

# 1. ALLGEMEINE PROJEKTbeschreibung

Seit dem Jahr 2000 hat die UKA-Unternehmensgruppe eine Vielzahl von Windenergieprojekten in Deutschland entwickelt und realisiert. Aufgrund der langjährigen Erfahrung ist es gelungen, mit den Standortgemeinden zusammen Lösungen zu erarbeiten, die zu einer überdurchschnittlichen Akzeptanz der Windenergieprojekte bei der Bevölkerung führten.

Der Antragsteller, die UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG, plant im Landkreis Oder-Spree die Errichtung von 2 Windenergieanlagen (WEA) des Typs Vestas V 162 5.6 MW mit 166 m Nabenhöhe zzgl. 3 m Fundamenterhöhung und 162 m Rotordurchmesser.

Der Standort befindet sich nördlich der Stadt Beeskow, östlich der Ortslage Görzig (Abbildung 1).

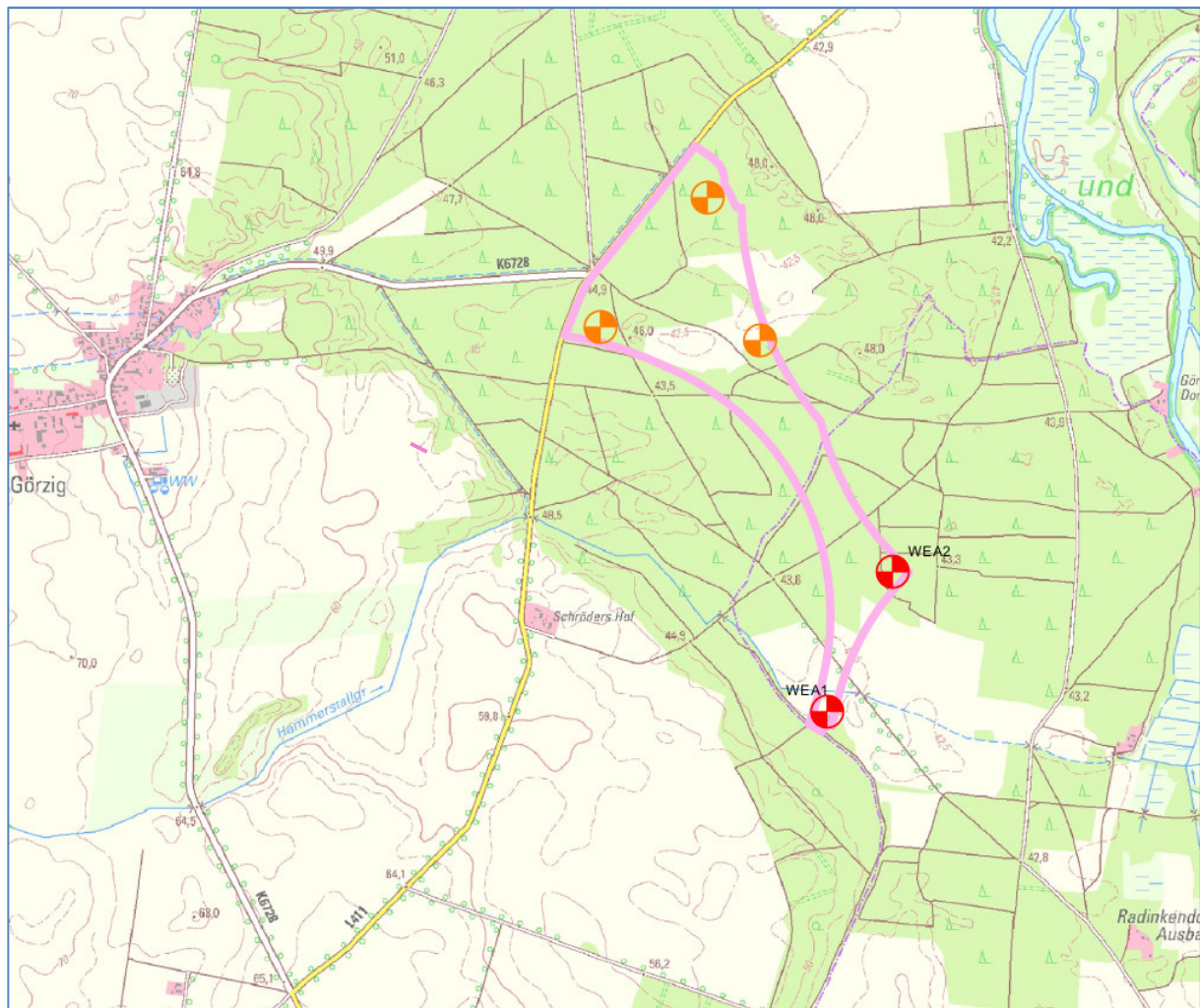


Abbildung 1: Verortung der geplanten WEA im WEG Nr. 62 „Görzig-Ost“ östlich des Ortes Görzig

Die Windenergieanlage liegt im Windeignungsgebiet Nr. 62 „Görzig-Ost“ des gültigen Regionalplanes Oderland-Spree vom 16.10.2018. Im nächstliegenden Umfeld des betrachteten Ge-

bietet (s. Abbildung 1) befinden sich zwei weitere Windenergieanlagen in Betrieb. Im Windeignungsgebiet befinden sich drei weitere WEA im Genehmigungsverfahren. Die betrachtete Geländehöhe liegt bei ca. 44 m NHN.

## **2. WIRTSCHAFTLICHE VORAUSSETZUNGEN**

### **Windhöffigkeit und Parkwirkungsgrad**

Für die Nutzung der Windenergie muss eine geeignete, vom Wind frei anströmbare und durch Hindernisse gering beeinflusste Fläche zur Verfügung stehen. Bei Standorten mit mehreren Windenergieanlagen müssen deren Abstände untereinander unter Berücksichtigung der Neben- und Hauptwindrichtungen sorgfältig berechnet werden, damit gegenseitige Beeinflussungen und dadurch verbundene Ertragsminderungen vermieden werden.

Es sind sowohl die Windhöffigkeit (durchschnittliches Windaufkommen im Jahresgang am Standort in m/s), als auch der Wirkungsgrad der Anlage zu berechnen, damit eine objektive technische und wirtschaftliche Bewertung und Einschätzung der Eignung des Standortes für die Nutzung der Windenergie gewährleistet werden kann. Voruntersuchungen am geplanten Standort haben gezeigt, dass die vorgesehene Fläche zur Windnutzung eine gute Windhöffigkeit bietet.

Vorläufige Berechnungen haben ergeben, dass in den beantragten Nabenhöhen von 169 m über Grund (inkl. Fundamenterhöhung) Windgeschwindigkeiten von 6,5 m/s zu erwarten sind.

## **3. IMMISSIONSSCHUTZ**

### **3.1. Schattenwurfimmissionen**

Im Rahmen der Planung von Windenergieparks ist der Einfluss des Schattenwurfes zu berücksichtigen. Entsprechend der Leitlinie des Ministeriums für Landwirtschaft, Umweltschutz und Raumordnung des Landes Brandenburg zur Ermittlung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen können optische Einwirkungen durch periodischen Schattenwurf als nicht erheblich belästigend angesehen werden, wenn die astronomisch mögliche Beschattungsdauer unter kumulativer Berücksichtigung aller WEA-Beiträge am jeweiligen Immissionsort in einer Bezugshöhe von 2 m über dem Erdboden nicht mehr als 30 Stunden pro Kalenderjahr und darüber hinaus nicht mehr als 30 Minuten pro Kalendertag beträgt.

Die Schattenwurfprognose dient zur Ermittlung der maximal möglichen Beschattungsdauer (worst case) für den jeweiligen Immissionsort. Dazu werden die folgenden Annahmen und Vereinfachungen getroffen:

- Die Sonne scheint an allen Tagen des Jahres bei wolkenlosem Himmel.
- Es ist ständig ein ausreichendes Windpotential zur Bewegung des Rotors verfügbar.
- Die Windrichtung entspricht dem Azimutwinkel der Sonne, d. h. die Rotorkreisfläche steht senkrecht zur Einfallrichtung der Sonnenstrahlung.
- Der Schattenwurf für Sonnenstände unter 3° Erhöhung über Horizont wird wegen Bewuchs, Bebauung und der zu durchdringenden Atmosphärenschichten im ebenen Gelände vernachlässigt.
- Die Beschattung erstreckt sich auf den Bereich, in dem die Sonnenfläche zu mehr als 20 % vom Rotorblatt verdeckt wird. Wird weniger als 20 % verdeckt, ist der Helligkeitswechsel nicht mehr relevant.
- Es erfolgt keine Differenzierung in Kern- und Halbschatten.
- Das Rotorblatt wird als rechteckige Fläche mit den Abmessungen Rotorradius \* mittlere Blatttiefe =  $\frac{1}{2} * (\text{max. Blatttiefe} + \text{min. bei } 0,9 * \text{Rotorradius})$  angenommen.

Im Rahmen eines Schattenwurfgutachtens (Bericht-Nr.: N180502-02 von der GICON – Großmann Ingenieur Consult GmbH) wurden die Schattenwurfverhältnisse im o.g. Windpark untersucht. Nachfolgend genannte Ergebnisse liegen nach den Untersuchungen vor.

Vom Gutachter wurden folgende Immissionsorte ermittelt und die Zusatz-/Gesamtbelastung berechnet:

**Tabelle 1: Ergebnisse der Vorbelastung**

IO	Bezeichnung	Beschattungsdauer			
		Astronomisch max. möglich			Meteorologisch wahrscheinlich
		Stunden pro Jahr	Tage pro Jahr	Stunden pro Tag	Stunden pro Jahr
J01	Radinkendorf Ausbau 5	00:00	0	00:00	00:00
J02	Radinkendorf Ausbau 2	00:00	0	00:00	00:00
J03	Radinkendorf Ausbau 3	00:00	0	00:00	00:00
J04	Radinkendorf Ausbau 4	00:00	0	00:00	00:00
J05	Radinkendorf Ausbau 6	00:00	0	00:00	00:00
J06	Radinkendorf Ausbau 6a	00:00	0	00:00	00:00
J07	Schröders Hof 2	00:00	0	00:00	00:00
J08	Schröders Hof 1	00:00	0	00:00	00:00
J09	Görziger Dorfstelle 1	09:42	32	00:23	02:46
J10	Görziger Dorfstelle, Flst. 17	09:50	34	00:22	02:54
J11	Görziger Dorfstelle 7a	08:49	34	00:21	02:41

**Tabelle 2: Ergebnisse der Zusatzbelastung**

IO	Bezeichnung	Beschattungsdauer			
		Astronomisch max. möglich			Meteorologisch wahrscheinlich
		Stunden pro Jahr	Tage pro Jahr	Stunden pro Tag	Stunden pro Jahr
J01	Radinkendorf Ausbau 5	23:30	76	0:25	6:45
J02	Radinkendorf Ausbau 2	0:00	0	0:00	0:00
J03	Radinkendorf Ausbau 3	0:51	10	0:06	0:14
J04	Radinkendorf Ausbau 4	2:14	16	0:11	0:37
J05	Radinkendorf Ausbau 6	21:01	49	0:34	6:03
J06	Radinkendorf Ausbau 6a	20:10	47	0:33	5:46
J07	Schröders Hof 2	35:52	87	0:35	9:08
J08	Schröders Hof 1	33:02	83	0:33	8:16
J09	Görziger Dorfstelle 1	35:27	98	0:33	5:26
J10	Görziger Dorfstelle, Flst. 17	32:08	84	0:34	5:43
J11	Görziger Dorfstelle 7a	27:08	75	0:32	5:39

**Tabelle 3: Ergebnisse der Gesamtbelastung**

IO	Bezeichnung	Beschattungsdauer			
		Astronomisch max. möglich			Meteorologisch wahrscheinlich
		Stunden pro Jahr	Tage pro Jahr	Stunden pro Tag	Stunden pro Jahr
J01	Radinkendorf Ausbau 5	23:30	76	0:25	6:45
J02	Radinkendorf Ausbau 2	0:00	0	0:00	0:00
J03	Radinkendorf Ausbau 3	0:51	10	0:06	0:14
J04	Radinkendorf Ausbau 4	2:14	16	0:11	0:37
J05	Radinkendorf Ausbau 6	21:01	49	0:34	6:03
J06	Radinkendorf Ausbau 6a	20:10	47	0:33	5:46
J07	Schröders Hof 2	35:52	87	0:35	9:08
J08	Schröders Hof 1	33:02	83	0:33	8:16
J09	Görziger Dorfstelle 1	45:09	130	0:33	8:11
J10	Görziger Dorfstelle, Flst. 17	41:58	118	0:34	8:36
J11	Görziger Dorfstelle 7a	35:57	109	0:32	8:19



Die Berechnungen zur Vorbelastung (Anlage 1 / Blatt 2–3) haben ergeben, dass an den Immissionsorten der Görziger Dorfstelle (J09 bis J11) Schattenwurfereignisse ausgehend von der Vorbelastungsanlage V27 astronomisch möglich sind. Die Immissionsrichtwerte der maximal zulässigen jährlichen Beschattungsdauer von 30 h, wie auch die tägliche Beschattungsdauer von 30 min, wird an allen Immissionsorten eingehalten.

Mit den Berechnungen zur Zusatzbelastung (Anlage 1 / Blatt 4–5) wurde ermittelt, dass an den untersuchten Immissionsorten bis auf den Immissionsort J02 periodischer Schattenwurf durch den Betrieb der geplanten WEA astronomisch möglich ist. An den Immissionsorten Radinkendorfer Ausbau (J01 bis J06) und Görziger Dorfstelle 7a (J11) werden die Immissionsrichtwerte für die astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer von 30 Stunden pro Jahr eingehalten. Der Tagesrichtwert von 30 Minuten pro Tag wird an den Immissionsorten J01 bis J04 eingehalten. An allen weiteren Immissionsorten kommt es zur Überschreitung der Jahres- beziehungsweise Tagesrichtwerte.

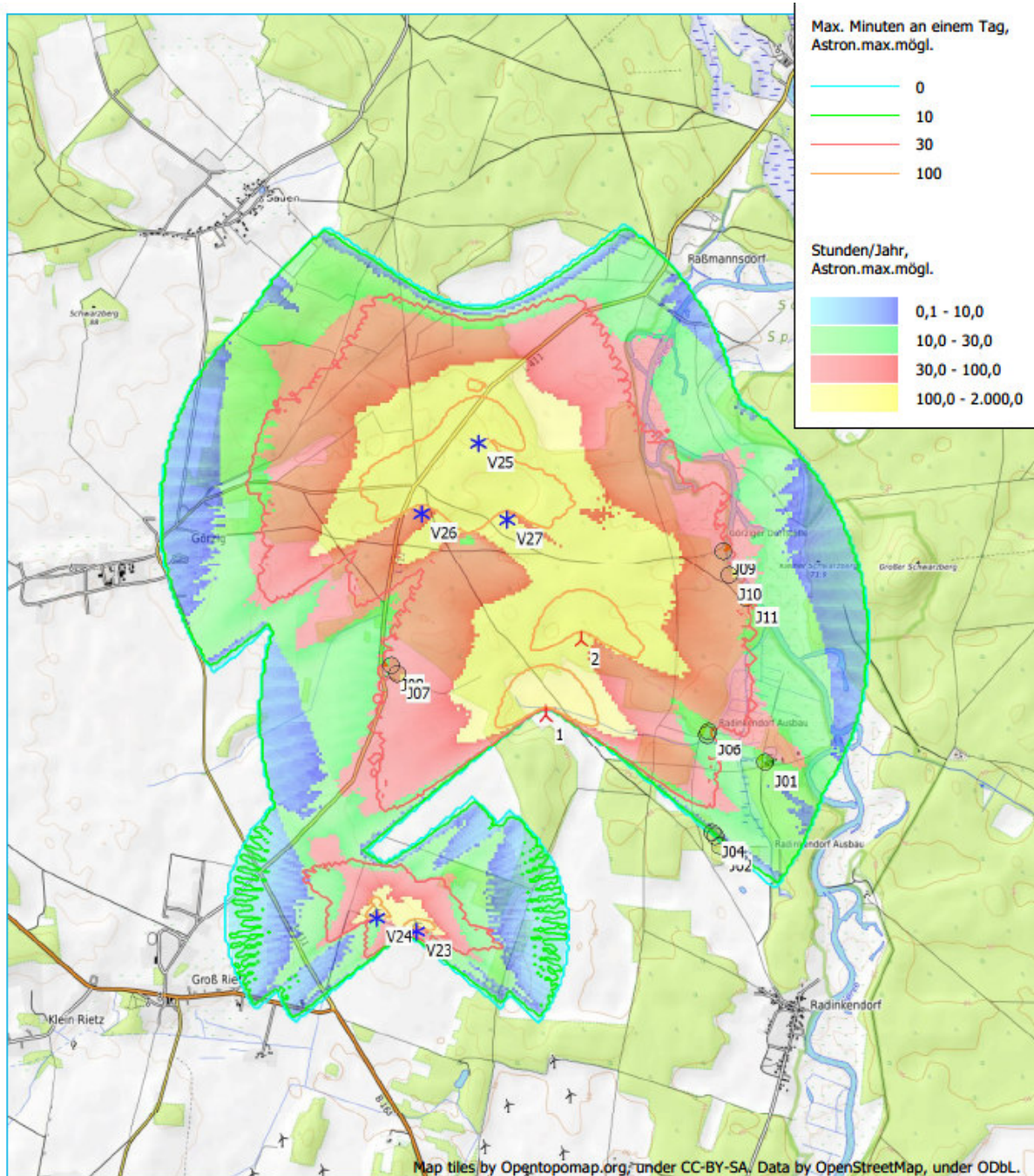
Die Grafischen Kalender (Anlage 1 / Blatt 6–7) zeigen für die betroffenen Immissionsorte auf entsprechenden Zeitachsen Datum, Beginn und Dauer der möglichen Schattenwurfereignisse. Die Rasterberechnung (Anlage 1 / Blatt 8) verdeutlicht an Hand der Linien und Flächen gleichen Schattenwurfs, dass sich keine weiteren beziehungsweise höher belasteten schutzbedürftigen Ortschaften beziehungsweise Objekte im Einwirkungsbereich der geplanten WEA befinden.

Die Berechnungen der Gesamtbelastung (Anlage 1 / Blatt 9–10) zeigen, dass keine Überschneidungen von Schattenwurfereignissen der Vorbelastung mit denen der Zusatzbelastung vorliegen. Es kann daher zu einer Erhöhung der Beschattungsdauer an den Immissionsorten kommen. Die Rasterberechnung (Anlage 1 / Blatt 11) gibt anhand der Flächen beziehungsweise Linien gleichen Schattenwurfs einen Überblick.

Zur Vermeidung schädlicher Umwelteinwirkungen durch optische Immissionen ist es notwendig, beide geplanten Anlagen WEA 01 und WEA 02 vom Typ Vestas V162-5.6 MW mit einem geeigneten Schattenwurf-Abschaltsystem (Schattenwurfmodul) auszustatten. Für die Immissionsorte J01 bis J08 kann bis zur Abschaltung das volle Kontingent und für die Immissionsorte J09 bis J11 das aus der Differenz zwischen Richtwert und der astronomisch maximal möglichen Beschattungsdauer der Vorbelastung gebildete Restkontingent genutzt werden. Berück-

sichtigt das Modul meteorologische Parameter sind die Beschattungskontingente an die maximal zulässige reale Beschattungsdauer von 8 Stunden pro Jahr mit dem Faktor 8/30 anzupassen.

Unter der Voraussetzung, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Vermeidung schädlicher Umwelteinwirkungen durch periodischen Schattenwurf realisiert werden, wird das Windenergieprojekt aus sachverständiger Sicht als genehmigungsfähig eingestuft.



0 500 1000 1500 2000 m  
Karte: OpenTopoMap, Maßstab 1:40.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 33 Ost: 448.320 Nord: 5.787.740  
▲ Neue WEA \* Existierende WEA ▲ Schattenrezeptor  
Höhe der Schattenkarte: Höhenraster-Objekt: Görzig-2018-11\_EMDGrid\_0.wpg (1)



**Abbildung 2: Grafische Darstellung der Ergebnisse der Schattenwurfprognose**

## 3.2. Schallimmissionen

Im Rahmen einer standortbezogenen Schallimmissionsprognose soll nachgewiesen werden, dass alle Emittenten des geplanten Windparks in der Summe und unter Berücksichtigung ihrer Einwirkzeiten keine schädlichen Umwelteinwirkungen durch Geräusche hervorrufen. Das ist im Allgemeinen dann der Fall, wenn nachgewiesen wird, dass entweder durch die Gesamtlärmbelastung (Vorbelastung plus Zusatzbelastung) die Richtwerte nach der Sechsten Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm vom 26.08.1998) in der Nachbarschaft nicht überschritten werden, oder die Immissionen der Zusatzbelastung um mindestens 6 dB (TA Lärm) unter den entsprechenden Richtwerten liegen.

Für die Bewertung von Schallimmissionen bei genehmigungspflichtigen Vorhaben ist die TA Lärm als normkonkretisierende Verwaltungsvorschrift maßgeblich. Diese verweist für die Berechnung der Schallausbreitung auf die DIN ISO 9613-2.

Die Berechnung des an einem Immissionsort durch eine Schallquelle verursachten Langzeit-Mittelungspegel erfolgt gemäß DIN ISO 9613-2 aus dem Schalleistungspegel LWA dieser Schallquelle sowie verschiedener Dämpfungsterme innerhalb des Ausbreitungsweges.

Mit dem WKA-Geräuschimmissionserlass des Ministeriums für Ländliche Entwicklung, Umwelt und Landwirtschaft vom 16. Januar 2019 wurde festgelegt, dass die Ausbreitungsrechnung der Geräusche von Windkraftanlagen auf der Grundlage des vom NALS (Normenausschuss für Akustik, Lärmschutz und Schwingungstechnik im DIN und VDI) veröffentlichten Interimsverfahrens (Fassung 2015 – 05.1) in Verbindung mit den überarbeiteten LAI-Hinweisen (Länderausschuss für Immissionsschutz LAI: Hinweise zum Schallimmissionsschutz bei Windkraftanlagen (WKA) – überarbeiteter Entwurf vom 17.03.2016) durchzuführen ist. Hintergrund der Modifikationen zur DIN 9613-2 ist die Erkenntnis, dass für hochliegende Schallquellen wie Windkraftanlagen das bislang angewendete alternative Verfahren nach Ziffer 7.3.2 der DIN ISO 9613-2 den Anforderungen an die Geräuschimmissionsprognose von Windkraftanlagen nicht mehr gerecht sei.

Gemäß dieser Berechnungsmethodik werden die Geräusche jeder Windkraftanlage insgesamt durch jeweils eine Ersatzschallquelle beschrieben. Diese Ersatzschallquelle ist eine ungerichtete, frequenzabhängige Punktschallquelle im Rotormittelpunkt der Windkraftanlage. Ihre Quellstärke wird durch den immissionswirksamen Schalleistungspegel bestimmt (gemäß der Schallimmissionsprognose Bericht Nr. M180502-02).

Die UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG plant zwei Windenergieanlagen des Typs V162 mit einer Nabenhöhe von 166 m und 3 m Fundamenterhöhung zu errichten. Im weiteren Umfeld der geplanten Anlage sind bisher 24 weitere WEA in Betrieb und drei WEA

im Genehmigungsverfahren. Im Rahmen des Geräuschimmissionsgutachtens wurden die Geräuschimmissionsverhältnisse im o.g. Windpark untersucht. Durch den Gutachter wurden folgende Immissionsorte mit dargestellter Schallbelastung ermittelt:

**Tabelle 4 Ergebnisse der Vorbelastung der Schallprognose für die festgelegten Immissionsorte ( $L_{r90}$  = obere Vertrauensbereichsgrenze des Gesamtbeurteilungspegels)**

IO	Bezeichnung Immissionsort	zulässiger IRW	$L_{r90}$
		dB(A)	dB(A)
IO 1	Radinkendorf, Ausbau 4	45	35
IO 2	Radinkendorf, Ausbau 6	45	36
IO 3	Görziger Dorfstelle, Flst. 17	45	37
IO 4	Schröders Hof 2	45	41

**Tabelle 5 Ergebnisse der Zusatzbelastung**

IO	Bezeichnung Immissionsort	zulässiger IRW	$L_{r90}$
		dB(A)	dB(A)
IO 1	Radinkendorf, Ausbau 4	45	34
IO 2	Radinkendorf, Ausbau 6	45	38
IO 3	Görziger Dorfstelle, Flst. 17	45	36
IO 4	Schröders Hof 2	45	37

**Tabelle 6 Ergebnisse der Gesamtbelastung**

IO	Bezeichnung Immissionsort	zulässiger IRW	$L_{r90}$
		dB(A)	dB(A)
IO 1	Radinkendorf, Ausbau 4	45	38
IO 2	Radinkendorf, Ausbau 6	45	40
IO 3	Görziger Dorfstelle, Flst. 17	45	40
IO 4	Schröders Hof 2	45	43

Die Anforderungen des Schallimmissionsschutzes werden eingehalten. Die geplanten Windenergieanlagen vom Typ Vestas V162 können im Betriebsmodus 0 (Rotorblätter mit Sägezahn-Hinterkante) mit einem maximalen Schalleistungspegel von 104,0 dB(A) betrieben werden. Die Auswirkungen der Serienstreuung und der Unsicherheit der noch ausstehenden Abnahmemessung sind in der Prognose durch den vom Anlagenhersteller empfohlenen Sicherheitszuschlag von 1,7 dB(A) berücksichtigt, so dass für die Prognose ein Schalleistungspegel von 105,7 dB(A) als Eingangswert genutzt wurde.

Für den Nachtzeitraum werden folgende Ergebnisse prognostiziert:

- E1 An allen Immissionsorten hält der Beurteilungspegel der Gesamtbelastung den für die jeweilige Gebietskategorie gemäß TA Lärm geltenden Immissionsrichtwert im Nachtzeitraum mit der notwendigen statistischen Sicherheit ein.
- E2 Kurzzeitige Geräuschspitzen sind aufgrund der gleichförmigen Geräuschcharakteristik von Windenergieanlagen nicht zu erwarten.
- E3 Tieffrequente Geräuschimmissionen und Infraschall stellen ausgehend von den geplanten Anlagen kein Konfliktpotential in der Nachbarschaft dar. Weitere Konflikte mit vorhandenen Industrie- und Gewerbeanlagen in der Umgebung der einzelnen Immissionsorte sind aus sachverständiger Sicht nicht vorhanden.

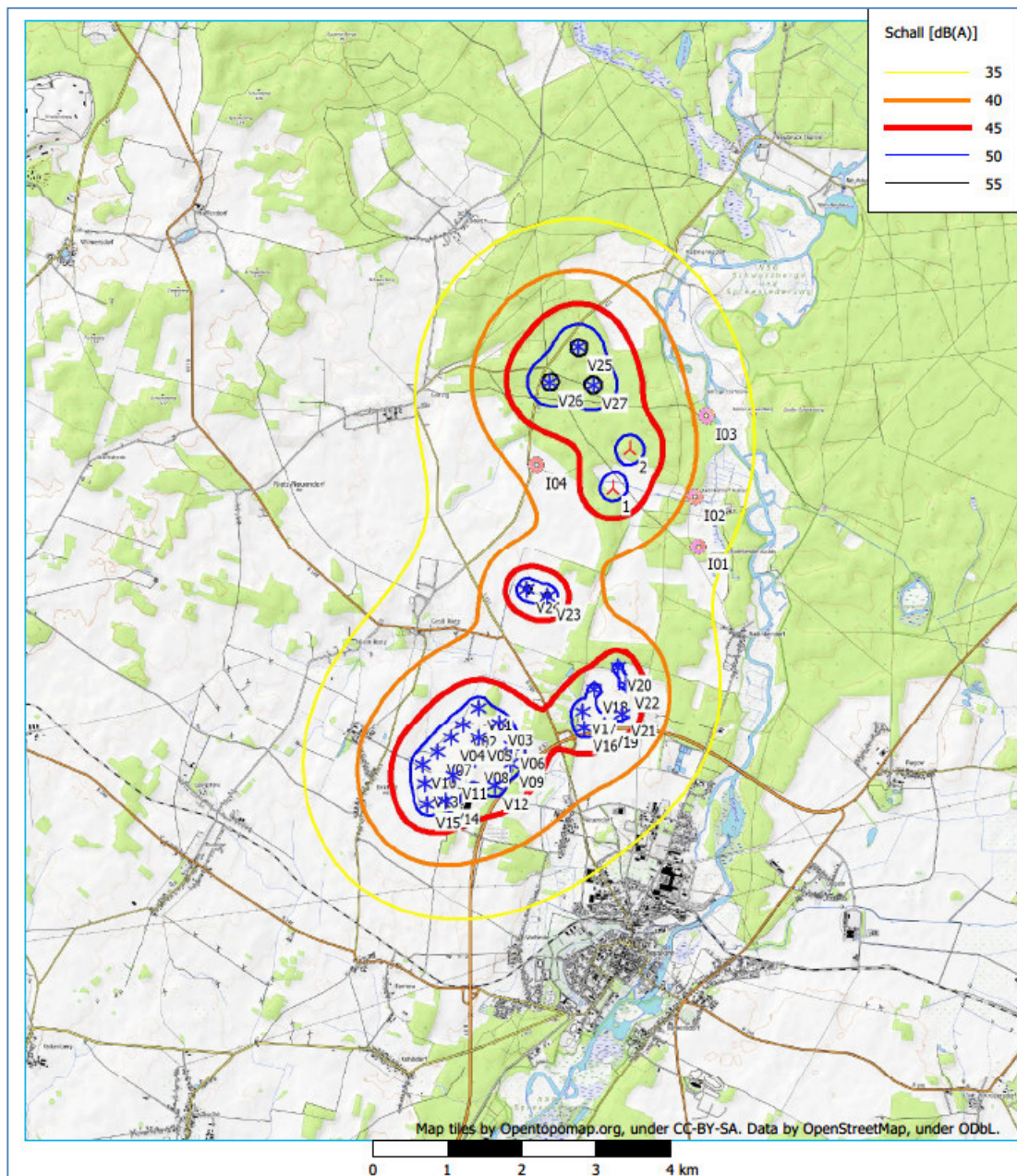


Abbildung 3: Ergebnis der Schallprognose

### 3.3. Standsicherheit

Die Standsicherheit von Turm und Gründung einer WEA wird in Form einer Typenprüfung nach der jeweils gültigen Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik nachgewiesen. Die Windbedingungen am konkreten Standort einer Windenergieanlage sind die primär zu berücksichtigende Einflussgröße für die Integrität und Haltbarkeit ihrer Konstruktion.

Die Eignung einer konkreten Windenergieanlage für einen konkreten Standort kann daher entweder durch Vergleich der am Standort herrschenden Windbedingungen mit den der Typenprüfung zugrunde liegenden Windbedingungen erfolgen oder durch Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lasten, die der Typenprüfung zugrunde liegen. Ist im konkreten Einzelfall die Anwendbarkeit der Typenprüfung nachgewiesen, kann die Standsicherheit der Windenergieanlage für mindestens 20 Jahre garantiert werden.

Zu diesem Zweck wurde durch die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ein Gutachten zur Standorteignung (Bericht-Nr.: F2E-2019-TGR-005) erstellt. Die Standorteignung der geplanten WEA kann durch dieses Gutachten bestätigt werden. Durch den Zubau ergeben sich keine Überschreitungen der Auslegungslasten an den Bestands-WEA.

### 3.4. Eisabwurf

Öffentliche Verkehrsflächen in der Nähe von WEA Standorten sind potentiell durch Eisabwurf gefährdet. Der generelle Gefahrenbereich beträgt

**1,5 x (Nabenhöhe plus Rotordurchmesser)**

um die Anlage.

Zur Vermeidung von Eisabwurf können Vestas-Windenergieanlagen abgeschaltet werden. Sobald Eisansatz an den Rotorblättern entsteht, erkennt das Vestas-Überwachungssystem anhand der erzeugten Minderleistung ein Missverhältnis zwischen Windgeschwindigkeit, Drehzahl, Blattwinkel und erzeugter Leistung. Die Windgeschwindigkeit wird trotz der niedrigen Temperatur mit Hilfe eines geheizten Ultraschall-Anemometers weiterhin korrekt erfasst. Als Folge schaltet die Windenergieanlage ab. Bei stärkerer Vereisung würde zusätzlich eine Unwucht im Rotor entstehen, welche Schwingungen des Maschinenhauses und des Turmes bewirken. Ein permanent überwachender Schwingungssensor erkennt diese Schwingungen und stoppt ebenfalls die Vestas-Windenergieanlage. In diesem Fall kann das Wiederaufstarten der Windenergieanlage erst nach einer Kontrolle vor Ort erfolgen.

Bei einer Unterschreitung der Mindestabstände nach oben aufgeführter Formel kann zusätzlich zum Vestas-Überwachungssystem das optional erhältliche BLADEcontrol System eingesetzt werden. Das BLADEcontrol kann auch bei Stillstand der Anlage Eis an den Rotorblättern der WEA messen. Das BLADEcontrol schaltet die WEA automatisch wieder ein, wenn sich nach erneuter Messung kein Eis mehr an den Rotorblättern befindet.



Die folgende Tabelle enthält den Abstand der geplanten WEA zur nächstgelegenen öffentlichen Verkehrsfläche, sowie die geplanten Maßnahmen zur Vermeidung von Gefahren durch möglichen Eisabwurf. In der näheren Umgebung der beiden geplanten Standorte gibt es vorwiegend private bzw. forstwirtschaftliche Wege, die nicht öffentlich gewidmet sind.

**Tabelle 7: Abstände zu öffentlichen Verkehrsflächen**

<b>WEA</b>	<b>Soll-Abstand (m)</b>	<b>Ist- Abstand (m)</b>	<b>Maßnahme</b>
WEA 1	496,5	833	
WEA 2	496,5	466	Eisabschaltmodul

### **3.5. Glanzgrade / Disko-Effekt**

Zur Vermeidung von Umweltbelastungen durch optische Einflüsse werden Vestas Windenergieanlagen standardmäßig in der Farbgebung RAL 7035 (lichtgrau) produziert. Um den bei manchen Windenergieanlagen beobachteten so genannten Disco-Effekt (Lichtreflex, verursacht durch das Auftreffen der Sonnenstrahlen auf die Rotorblätter) zu dämpfen, kommen mittelreflektierende Farben mit herabgesetzten Glanzgraden zum Einsatz. Die resultierenden Glanzgrade an den Oberflächen werden gemäß DS/EN ISO 2813 < 30 % eingehalten.

## **4. NATURSCHUTZFACHLICHE BEURTEILUNG**

Durch die geplante Errichtung von Windenergieanlagen werden Eingriffe, Beeinträchtigungen und Veränderungen von Natur und Landschaft verursacht. Im Vorfeld des Genehmigungsverfahrens wurde daher insbesondere das Vorkommen von Fledermäusen, Brutvögeln sowie von Zug- und Rastvögeln erfasst. Im Rahmen des Artenschutzfachbeitrages, des Landschaftspflegerischen Begleitplans sowie der Umweltverträglichkeitsprüfung wurden mögliche Einflüsse der geplanten Windenergieanlagen auf den Zustand von Natur und Landschaft bewertet.

Bei der Vorhabensfläche (VHF) handelt es sich im Wesentlichen um ein forstwirtschaftlich genutztes Waldgebiet (ca. 83%). Es dominieren Kiefernforstbestände. Permanente Schneisen ergeben sich durch zahlreiche Waldwege und eine Gasleitung. Ein Teil der VHF wird landwirtschaftlich genutzt (ca. 17%). Siedlungen und nennenswerte Gewässer (bis auf kleinflächige temporär wasserführende Waldtümpel) befinden sich nicht auf der Vorhabensfläche.

## **4.1. Ergebnisse der Bestandserfassung**

### **4.1.1. Avifauna (Brut-, Zug- und Rastvögel)**

In den Jahren 2016 und 2017 wurde die Brutvogelgemeinschaft im Projektgebiet durch die Landschaftsplanung Dr. Reichhoff GmbH erfasst. Durch Revierkartierung auf zwei Probeflächen (41 und 40,5 ha groß) und durch ergänzende Linienkartierung wurden auf der um einen Radius von 300 m erweiterten Vorhabensfläche (VHF) insgesamt 49 Brutvogelarten nachgewiesen. Für dieses 376,5 ha große Gebiet ergibt sich eine Gesamtbrutdichte von 23,1 BP/10 ha bei einem geschätzten Gesamtbestand von ca. 630 bis 1.200 BP.

In dem 1.818 ha großen Gesamt-UG (VHF einschließlich 1.500 m-Radius) wurden 27 wertgebende Brutvogelarten (einschließlich Wasserralle, Waldschnepfe und Kolkrabe) nachgewiesen, von denen im Jahr 2017 22 Arten auf ganzer Fläche mit insgesamt 83 Brutpaaren erfasst wurden.

Zusammenfassend betrachtet hat die erweiterte Vorhabensfläche eine geringe bis mittlere, das Gesamtuntersuchungsgebiet eine mittlere Bedeutung als Brutvogellebensraum.

Auf Grund einer Mitteilung des LfU zum Brutvorkommen von Seeadler und Fischadler wurde im Jahr 2017 zusätzlich eine Raumnutzungsanalyse für diese beiden Arten durchgeführt. Die geplanten Windenergieanlagen befinden sich außerhalb des Schutzbereiches der beiden Brutplätze allerdings im Restriktionsbereich. Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Vorhabensfläche keine Bedeutung als Nahrungsfläche für See- und Fischadler besitzt. Während der Planbeobachtungen konnten die Arten im unmittelbaren Bereich der Vorhabensfläche nur selten und nur überfliegend nachgewiesen werden. Flugkorridore zwischen Brutplätzen und regelmäßig aufgesuchten Habitatflächen verlaufen nicht über die Vorhabensfläche. Die Arten nutzen vorwiegend die Spree und die daran anschließenden Auenbereiche als Nahrungshabitat und Transitflächen.

Das Zug- und Rastgeschehen im Projektgebiet wurde ebenfalls durch die Landschaftsplanung Reichhoff GmbH in den Jahren 2016 und 2017 erfasst. Das Untersuchungsgebiet besitzt für überfliegende und rastende Durchzügler und Wintergäste eine geringe Bedeutung. Im Rahmen der aktuellen Untersuchungen konnten für den gesamten Betrachtungsraum keine Zugschneisen oder Zugleitlinien abgeleitet werden. Überregional oder landesweit bedeutsame Ansammlungen wertgebender oder störungssensibler Arten wurden nicht nachgewiesen. Somit ist davon auszugehen, dass hier keine gravierenden Auswirkungen durch die Errichtung von Windenergieanlagen erfolgen werden.

Die Vorhabenfläche und deren Umgebung hat aufgrund der verhältnismäßig geringen Ausstattung mit geeigneten Rasthabitaten nur eine geringe Bedeutung für wertgebende und störungssensible Rastvogelarten. Erhebliche Beeinträchtigungen der Rastvogelarten können deshalb ausgeschlossen werden.

Das Untersuchungsgebiet stellt keinen räumlich beschränkten traditionellen Rast- oder Schlafplatz bestimmter, vor allem aber als störungssensibel bekannter Arten dar. Der Untersuchungsraum weist keine überregional oder regional bedeutsamen Zugkorridore für bestimmte Arten auf. Regelmäßige Flüge von Vogelarten zwischen ihren Schlafplätzen und Äsungsflächen wurden im Gesamtuntersuchungsgebiet nicht festgestellt, sodass vom geplanten Windpark auch keine Barrierewirkung zu erwarten ist. Das Gebiet stellt zudem keinen Konzentrationsraum bestimmter Arten oder Artengruppen dar.

#### **4.1.2. Fledermausfauna**

Die NANU-GmbH hat für den geplanten Windpark im Jahr 2017 die Fledermausfauna erfasst. Zusätzlich liegen Daten aus dem Jahr 2016 für ein Gebiet nördlich des geplanten Windparks bei Sauen und Raßmannsdorf vor.

Die Untersuchungsdaten zeigen eine regelmäßige Nutzung des (beinah) gesamten Untersuchungsgebietes. Im Waldinneren wurden zwar geringe Aktivitäten festgestellt als für sämtliche Waldrandbereiche, zumindest für die Zwergfledermaus ist aber eine regelmäßige Nutzung des gesamten Gebietes nachgewiesen worden. In Teilbereichen waren auch Abendsegler und Rauhaufledermaus als schlaggefährdete Arten regelmäßig nachzuweisen. Es wurden Hinweise auf insgesamt 12 Fledermausarten gefunden, darunter die vier schlaggefährdeten Arten Abendsegler, Kleiner Abendsegler, Rauhaufledermaus und Zwergfledermaus.

#### **4.1.3. Zusammenfassung des Artenschutzfachlichen Beitrags**

Im Rahmen des Artenschutzfachbeitrages wurden die Verbotstatbestände für die vom Vorhaben potentiell beeinträchtigten Artengruppen der Vögel sowie der Fledermäuse nach § 44 BNatSchG geprüft und verschiedene Vermeidungsmaßnahmen empfohlen. Die Grundlagen des Artenschutzfachbeitrages bilden dabei die Faunistischen Untersuchungen.

Für die untersuchten Artengruppen der Vögel und der Fledermäuse sind Vermeidungsmaßnahmen notwendig, um die Verbotstatbestände nach § 44 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 BNatSchG auszuschließen. Folgende Maßnahmen sind vorzusehen:

- V1 – Baustelleneinrichtung
- V2 - Bauzeitenregelung
- V3 - Ökologische Baubegleitung

- V4 - Schaffung einer unattraktiven Mastumgebung
- V5 - Abschaltzeiten Fledermäuse
- V6 - Schaffung von Gehölzstrukturen

Unter Beachtung dieser Maßnahmen kann ein Verstoß gegen die Verbote nach § 44 BNatSchG ausgeschlossen werden.

## **4.2. Ergebnisse der Landschaftspflegerischen Maßnahmenplanung**

Der vorliegende Landschaftspflegerische Begleitplan wurde durch MEP Plan GmbH erstellt und enthält die Beschreibung des geplanten Vorhabens sowie dessen Auswirkungen auf die Schutzgüter Boden, Wasser, Klima und Luft, Arten und Biotope sowie auf das Landschaftsbild. Für die Bewertung und Bilanzierung der Eingriffsfolgen sowie zur Ableitung des Kompensationsbedarfs wurden die „Hinweise zum Vollzug der Eingriffsregelung HVE“ angewendet. Die Erfassung und Bewertung sowie die Ermittlung des Kompensationsbedarfs für den Eingriff in das Landschaftsbild richtet sich nach dem „Erlass des Ministeriums für Ländliche Entwicklung, Umwelt und Landwirtschaft zur Kompensation von Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft durch Windenergieanlagen.

Die Hauptbeeinträchtigungen liegen in der Vollversiegelung einer Fläche von 1.690 m<sup>2</sup>, der Teilversiegelung einer Fläche von 10.307 m<sup>2</sup>, der dauerhaften Rodung von Waldflächen auf insgesamt 6.417 m<sup>2</sup> sowie der Beeinträchtigung des Landschaftsbildes. Die Beeinträchtigungen des Schutzgutes Klima & Luft sind auf einer Fläche von 6.417 m<sup>2</sup> und des Schutzgutes Boden auf einer Fläche von 6.086 m<sup>2</sup> zu kompensieren. Für die Kompensation des Eingriffs in das Schutzgut Arten und Biotope sind auf einer Fläche von 12.538 m<sup>2</sup> geeignete Maßnahmen umzusetzen. Funktionsverluste, insbesondere für gehölzbrütende Vogelarten, sind durch die permanente Flächeninanspruchnahme von Wäldern mit einer Größe von von 6.417 m<sup>2</sup> auf einer gleich großen Fläche wiederherzustellen.

Ein Kompensationsbedarf nach § 34 BNatSchG ist nicht erforderlich. Unter Einhaltung der Artenschutzmaßnahmen (ASM) kann ein Verstoß gegen die Verbote des § 44 BNatSchG ausgeschlossen werden (siehe Kapitel 4.1.3).

## **4.3. Ergebnisse der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)**

Für die Errichtung und den Betrieb von zwei Windenergieanlagen besteht keine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung. Die UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG hat freiwillig die MEP Plan GmbH mit der Erstellung eines UVP-Berichtes beauftragt, um Planungssicherheit zu erlangen und öffentliche Belange ausreichend und rechtzeitig zu berücksichtigen.

Die detaillierte Analyse der einzelnen Schutzgüter bezogen auf das Vorhaben sowie eine allgemeinverständliche Zusammenfassung kann den Antragsunterlagen unter Punkt 10.4 entnommen werden. Im UVP-Bericht sind ebenfalls umfassende Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen dargestellt.

Die Wechselwirkungen innerhalb der Schutzgüter werden durch die Errichtung und den Betrieb der geplanten Windenergieanlagen nicht erheblich nachteilig beeinflusst.

Die Auswirkungen werden im Rahmen der Eingriffsregelung und der artenschutzrechtlichen Betrachtung in ausreichendem Maße beachtet. Unter Berücksichtigung der vorhandenen Biotopstrukturen im Vorhabengebiet sowie der Ausgleichbarkeit von Eingriffen in Natur und Landschaft sind insgesamt keine erheblich nachteiligen Auswirkungen des geplanten Vorhabens zu erwarten. Die notwendigen Maßnahmen zur vollständigen Kompensation der Eingriffe in Natur und Landschaft werden im Landschaftspflegerischen sowie im vorliegenden UVP-Bericht festgelegt.

Ein Kompensationsbedarf nach § 34 BNatSchG ist nicht erforderlich. Unter Einhaltung der Artenschutzmaßnahmen (ASM) kann ein Verstoß gegen die Verbote des § 44 BNatSchG ausgeschlossen werden. Unter Berücksichtigung der Maßnahmen zur Vermeidung und Verminderung sowie der noch zu planenden Maßnahmen zur Kompensation von unvermeidbaren Eingriffen in die einzelnen Schutzgüter verbleiben durch das geplante Vorhaben keine erheblich nachteiligen Umweltauswirkungen. Das Vorhaben ist aus Sicht des Gutachters als umweltverträglich anzusehen.

#### **4.4. Umgang mit Abfall**

Beim Betrieb von Windenergieanlagen werden keine relevanten Mengen von Abfall erzeugt. Abfall fällt lediglich bei der Erneuerung von Betriebsflüssigkeiten und Schmierstoffen an. Diese werden fachgerecht entsorgt bzw. recycelt.

### **5. TECHNISCHE PROJEKTbeschreibung**

#### **5.1. Typ**

Der geplante Windenergieanlagentyp ist ein dreiblättriger Luvläufer mit horizontaler Achse und 162 m Rotordurchmesser. Das Maschinenhaus der Anlagen ist auf einem konischen, innen begehbaren Stahlrohrturm montiert. Die Nabenhöhe der Anlagen beträgt 166 m.



## 5.2. Einspeisung

Der Rotor der Windenergieanlagen, der die kinetische Energie des Windes in eine Rotationsbewegung umwandelt, treibt über ein Getriebe den Asynchrongenerator der Anlage an. Die so produzierte elektrische Energie wird in der Trafostation auf die benötigte Spannungsebene transformiert, über eine Mittelspannungsverkabelung bis zum Umspannwerk übertragen und dort hoch transformiert und in das Hochspannungs-Versorgungsnetz des regionalen Übertragungsnetzbetreibers eingespeist. Die Windenergieanlagen liefern elektrischen Strom ab einer Windgeschwindigkeit von etwa 3 m/s in Nabenhöhe. Die Windrichtung wird - ebenso wie die Windgeschwindigkeit - automatisch erfasst. Durch entsprechendes Nachführen (Drehen) der Maschinenhäuser wird die korrekte Positionierung der Rotoren und ein optimaler Energieertrag der Anlagen gesichert.

## 5.3. Funktionsweise

Die Leistungsregelung der geplanten Windenergieanlagen basiert auf dem drehzahlvariablen „Pitch-Prinzip“. Das bedeutet, dass sich die Drehzahl des Rotors in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in einem gewissen Regelbereich ändern und anpassen kann. Vor Erreichen der Nennleistung werden dann die Rotorblätter mittels in der Nabe angebrachter Stellantriebe motorisch „gepitch“, das heißt um die Längsachse verdreht. So wird der Wirkungsgrad des Rotors den Windverhältnissen angepasst, und ein Überschreiten der Nennleistung und der zulässigen Rotordrehzahl wirkungsvoll verhindert.

Für Windgeschwindigkeiten über 25 m/s in Nabenhöhe (Abschaltwindgeschwindigkeit) können die Rotorblätter in „Fahnenstellung“ gedreht werden. So ist es bei starken Stürmen jederzeit möglich, die Anlage abzubremsen und nötigenfalls den Rotor mittels Scheibenbremssystem still zu setzen und zu arretieren. Gleiches gilt bei Betriebsstörungen (Netzausfall, Havarie).

## 5.4. Kennzeichnung des Luftfahrthindernisses

Windenergieanlagen gelten auf Grund ihrer Höhe als Luftfahrthindernisse im Sinne der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV). Die für Windenergieanlagen geltenden Tageskennzeichnungen werden in den Kapiteln 5 und 15 der AVV behandelt. Als Hauptanforderung gilt die Sichtbarkeit der Windenergieanlage aus der Luft durch entweder einen rot/weißen Anstrich oder durch weiß blinkendes Feuer.

Turm, Maschinenhaus und Rotorblätter von Vestas Windenergieanlagen sind mit RAL 7035 angestrichen, daher werden die roten Streifen am Turm, am Maschinenhaus sowie auf den Rotorblättern in RAL 3020 ausgeführt.

Die Nachtkennzeichnung für Vestas Windenergieanlagen wird in Deutschland standardmäßig mit zwei blinkenden Feuern W, rot, auf dem CoolerTop (ca. 4 m über der Nabenhöhe) realisiert. Eine Tageskennzeichnung (weiß) ist in der Regel nicht installiert.

Eine zusätzliche Befeuern des Turms mit Reihen von je vier Hindernisfeuern, die um den Turmumfang in rechten Winkeln zueinander angeordnet sind, ist installiert. Die vertikale Positionierung dieser Feuer am Turm muss sich 1 m unter der Blattspitze befinden, wenn diese ihre untere vertikale Position passiert, vorausgesetzt der Abstand zum darüber gelegenen Feuer W, rot, beträgt nicht mehr als 65 m.

## **5.5. Überwachung**

Alle Funktionen der Windenergieanlagen werden von einer computergestützten Steuerung überwacht. Bei Auftreten von Fehlern informiert die Steuerung automatisch den Hersteller per Datenfernübertragung (Telefon, Modem), und die Maßnahmen zur Beseitigung des Fehlers können unverzüglich eingeleitet werden.

## **5.6. Brand- und Blitzschutz**

Die Vestas-Brandschutzlösungen für die Windenergieanlagen beruhen auf verschiedenen Technologien und befinden sich in vorgeschriebenen Bereichen im Maschinenhaus und an den Rotorblättern.

Die Vestas-Brandschutzmaßnahmen beruhen auf fünf Haupttechnologien:

- Konstruktive Maßnahmen zur Vorbeugung
- Blitzschutz
- Lichtbogenerkennung
- Wärme- und Rauchererkennung
- Feuerlöschsystem (optional)

Im Maschinenhaus müssen ein tragbarer Feuerlöscher, ein Erste-Hilfe-Kasten und eine Brandschutzdecke zur Verfügung stehen.

Des Weiteren ist die Windenergieanlage mit Lichtbogen-Überschlagsdetektoren und Rauch- und Hitzemeldern, die die Windenergieanlage in kontrollierter Weise abschalten bzw. vom Netz trennen. Das integrierte Vestas-Ready-to-Protect-System verringert außerdem die Gefahr, dass ein Lichtbogenüberschlag überhaupt entsteht.

Die Windenergieanlage ist ebenfalls mit einem Blitzschutzsystem ausgestattet, um Schäden an mechanischen Komponenten, Elektrik und Steuerungen möglichst gering zu halten.

Das Blitzschutzsystem umfasst äußere und innere Blitzschutzsysteme. Das äußere Schutzsystem nimmt direkte Blitzschläge auf und leitet den Blitzstrom in den Boden unterhalb

des Turms. Das innere Blitzschutzsystem kann den Blitzstrom sicher in den Boden leiten. Es kontrolliert auch die durch einen Blitzschlag induzierten magnetischen Felder.

## **5.7. Typenprüfung**

Die Typenprüfungen umfassen sowohl den Standsicherheitsnachweis aus baustatischer Sicht, als auch die Betriebsführung und das Sicherheitskonzept der Windenergieanlagen. Daher sind die aus dem Betrieb der Anlagen resultierenden Gefahren für Anwohner, Nachbarn und Bewirtschafter der umliegenden Ackerflächen als sehr gering einzuschätzen. Falls es trotzdem zu Sach- oder Personenschäden kommen sollte, ist die finanzielle Regulierung der entstandenen Schäden durch entsprechende Versicherungen gewährleistet.

## **6. STANDORTPLANUNG**

Die vorgesehenen Standorte für die zu errichtenden Windenergieanlagen sind dem den Antragsunterlagen beigefügten Kartenmaterial zu entnehmen.

### **6.1. Erschließung**

Die vorgesehene Windenergieparkkonfiguration wurde so gewählt, dass die ursprüngliche Nutzung der gesamten Windenergieparkfläche eine möglichst geringe Beeinträchtigung durch die Zuwegungen, Kranstellflächen und Fundamente der Windenergieanlagen erfährt. Vorhandene Wege wurden in die Erschließung einbezogen. Der Anschluss an öffentliche Wege kann der Abbildung 4 entnommen werden.

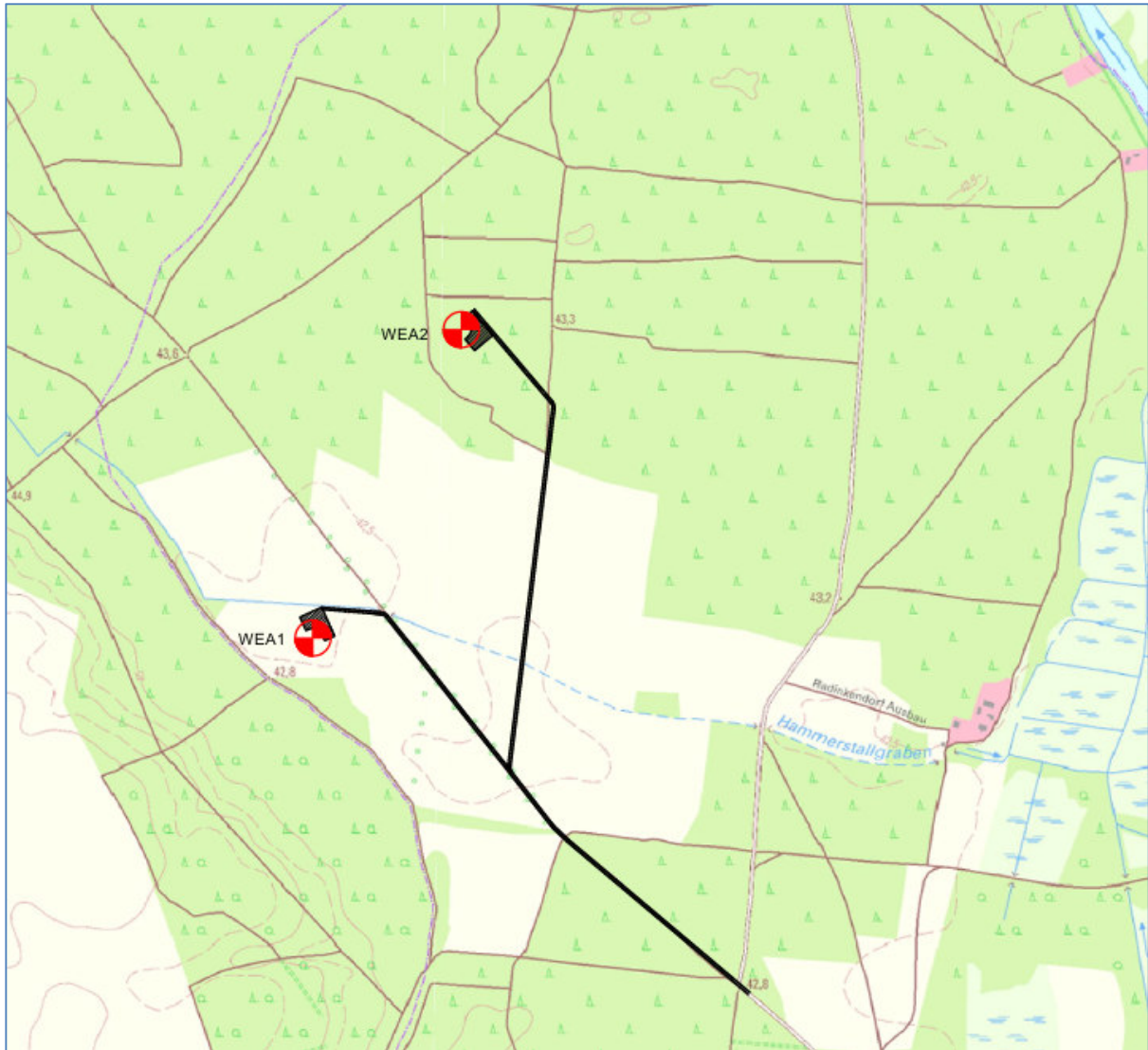


Abbildung 4: Geplante Zuwegung der Windenergieanlagen

## 6.2. Bauablaufplanung

Die Bauabwicklung wird einen Zeitraum von etwa 12 – 14 Wochen in Anspruch nehmen und ist für das vierte Quartal 2021 geplant. Nach der Feinabsteckung durch einen Vermessungsingenieur werden zunächst der Weg und Kranstellfläche fertig gestellt. Im Anschluss wird die Baugrube ausgehoben und die Bewehrungen installiert. Dieser Vorgang nimmt etwa 2 Wochen in Anspruch. Für die anschließenden Betonarbeiten am Fundament werden ca. 3 Tage benötigt. Während der 4-wöchigen Aushärtung des Betons wird die Baugrube verfüllt. Sobald der Beton die entsprechende Druckfestigkeit aufweist, wird die Windenergieanlage errichtet. Dieser Vorgang beansprucht in der Regel 2 Tage. Vor abschließender Inbetriebnahme wird ein umfangreicher Probetrieb mit Prüfung aller Eigenschaften der Windenergieanlage durchgeführt.

### **6.3. Maßnahmen bei Betriebseinstellung**

Für die Windenergieanlagen ist eine Betriebsdauer von mindestens 20 Jahren und maximal 30 Jahren vorgesehen. Am Ende des Betriebes steht der Rückbau der Windenergieanlagen und damit die Möglichkeit, entweder neue Windenergieanlagen zu errichten, oder aber die landwirtschaftlichen Flächen ihrer ursprünglichen Nutzung zuzuführen.

Bei Betriebseinstellung wird die Windenergieanlage so still gelegt, dass auch danach

1. von den Anlagen oder den Anlagengrundstücken keine schädlichen Umwelt-einwirkungen und sonstige Gefahren, erhebliche Nachteile und erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit und die Nachbarschaft hervorgerufen werden können,
2. vorhandene Abfälle ordnungsgemäß und schadlos verwertet oder ohne Beeinträchtigung des Wohls der Allgemeinheit beseitigt werden und
3. die Wiederherstellung eines ordnungsgemäßen Zustandes des Betriebsgeländes gewährleistet ist.

Die privatrechtlich abgeschlossenen Pachtverträge mit den Grundstückseigentümern sichern ab, dass die Windenergieanlage bei Beendigung des Betriebes vollständig abgebaut wird und die Flächen ihrer landwirtschaftlichen Nutzung wieder zugeführt werden können.

Um diese vertragliche Zusage abzusichern, ist die Hinterlegung einer Rückbaurücklage auf einem Gemeinschaftskonto verpflichtend im Vertrag vorgesehen. Die Höhe der zu verbürgenden Rückbausumme wird in regelmäßigen Abständen gutachterlich überprüft und muss gegebenenfalls entsprechend dem Gutachten erhöht werden.

Der Abbau der Windenergieanlage und der Nebenanlagen wird durch Fachfirmen durchgeführt. Die anfallenden Abfälle und wieder verwertbaren Baustoffe werden durch zertifizierte Recyclingfirmen beseitigt bzw. einer neuen Nutzung zugeführt.

## **7. VORAUSSICHTLICHE FLÄCHENBILANZIERUNG**

Der Landschaftspflegerische Begleitplan wurde auf Grundlage des §15 BNatSchG und der HVE Brandenburg (2009) erstellt. In der unten stehenden Tabelle 8 sind die Flächenversiegelungen, bzw. Teilversiegelungen differenziert nach Fundament, Kranstellfläche und Zufahrtsweg errechnet.

Die Minimierung des Eingriffs ist bereits bei der Standortwahl berücksichtigt worden. Es werden keine naturschutzrechtlichen Schutzgebiete, oder ökologisch wertvollen Biotop beansprucht. Außerdem werden soweit wie bestehende Wegeverbindungen als Zufahrten für die WEA genutzt werden. Der Neubau von Wegen wurde auf ein notwendiges Mindestmaß begrenzt. Eine Kabelverlegung mittels Einpflügeverfahren in der Erde wäre ggf. ebenfalls als bodenschonende Methode und dadurch als Minimierungsmaßnahme zu werten.



**Tabelle 8: Aufschlüsselung des Kompensationsbedarfs**

<b>Eingriff</b>		<b>Eingriff (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Kompensations- bedarf (m<sup>2</sup>)</b>
Boden	Fundament (Vollversiegelung)	1.690	1.690
	Kranstellfläche und Zuwegung (Teil- versiegelung 50%)	10.307	5.154
Biotope	Rodung von Gehölzen	6.417	12.538