

Standortbezogene Windpotenzial- und Energieertragsermittlung

Abdo Oubaid Altaha, Joseph Situmorang, Kiran Raj Krishnakumar

22213305, 22213317, 22213304

Technischer Bericht im Studienfach

„10412 Energieumwandlung aus regenerativen Energiequellen“

bei

Prof. Dr.-Ing. Reiner Schütt, Fachhochschule Westküste

vorgelegt am 10.07.2022

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	1
Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	2
Anlagen (in der Reihenfolge der Ablage)	Error! Bookmark not defined.
1 Einführung	4
2 Aufgabenstellung	5
1.1 Schall-Emmissionsorte	7
1.2 Schattenrezeptoren	8
1.3 Wirtschaftlichkeitsberechnungen.....	9
2 Ergebnisse	13
2.1 Bestehender Windpark	13
2.1.1 WEA Enercon 2.3.....	13
2.1.2 Ergebnisse von WindPRO.....	14
2.1.3 Wirtschaftlichkeit.....	14
2.2 Zweites Konzept (erweiterter Windpark).....	16
2.2.1 WEA Vestas V100-2.6.....	17
2.2.2 Ergebnisse von WindPRO.....	17
2.2.3 Wirtschaftlichkeit.....	17
2.3 Drittes Konzept (neu gebauter Windpark).....	20
2.3.1 Ergebnisse von WindPRO.....	21
2.3.2 Wirtschaftlichkeit.....	21
3 Zusammenfassung und Ausblick.....	24
4 Literaturverzeichnis	Error! Bookmark not defined.
5 Literaturverzeichnis	25
Anlagen.....	26
5.1 Anlage 1: Bestehender WP (WP 1).....	26
Erklärung über die selbstständige Anfertigung.....	27

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Karte des zu gutachtenden Standortes.....	5
Abbildung 2: Darstellung der Schallmissionsorte in der Umgebung des Windparks.....	7
Abbildung 3: Platzierungen der Schattenrezeptoren in der Umgebung des Windparks.....	8
Abbildung 4: Modell des ersten Konzepts des Windparks auf Google Maps.....	13
Abbildung 5: Modell des zweiten Konzepts des Windparks auf Google Maps....	16
Abbildung 6: Darstellung des zweiten Konzepts von WindPRO mit den Abständen zwischen den neuen WEA.....	16
Abbildung 7: Modell des dritten Konzepts des Windparks auf Google Maps.....	20
Abbildung 8: Darstellung des dritten Konzepts von WindPRO mit roten Ellipsen, die die empfohlenen Abstände zeigen, um Turbulenz zu minimieren.....	20
Tabelle 1: Schallmissionsorte mit den entsprechenden Schallanforderungen und Buchstaben, als in Abbildung 1 dargestellt.....	7
Tabelle 2: Referenzerträge der berücksichtigten WEA Error! Bookmark not defined.	
Tabelle 3: Berechnungen des Gütefaktors je WEA-Modell.....	10
Tabelle 4: Daten zur Interpolation des Korrekturfaktors (Quelle: WINDGUARD)	11
Tabelle 5: Berechnungen der Korrekturfaktoren durch die obengenannten Interpolationen.....	11
Tabelle 6: Anschaffungspreise der WEA pro kW je nach Nabenhöhe und Leistungsklasse (Quelle: WINDGUARD).....	11
Tabelle 7: Investitionskostenplan des ersten Konzepts	14
Tabelle 8: Wirtschaftlichkeitsberechnung des ersten Konzepts.....	15
Tabelle 9: Investitionskostenplan von dem "best case" des zweiten Konzepts..	18
Tabelle 10: Wirtschaftlichkeitsberechnung von dem "best case" des zweiten Konzepts	18
Tabelle 11: Investitionskostenplan von dem "worst case" des zweiten Konzepts	19

Tabelle 12: Wirtschaftlichkeitsberechnung von dem "worst case" des zweiten Konzepts	19
Tabelle 13: Investitionskostenplan von dem "best case" des dritten Konzepts .	22
Tabelle 14: Wirtschaftlichkeitsberechnung von dem "best case" des dritten Konzepts	22
Tabelle 15: Investitionskostenplan von dem "worst case" des dritten Konzepts	23
Tabelle 16: Wirtschaftlichkeitsberechnung von dem "worst case" des dritten Konzepts	23
Tabelle 17: Zusammenfassung aller Konzepte des Windparks	Error! Bookmark not defined.

1 Einführung

Seit langem strebt die Bundesrepublik Deutschland nach erneuerbarer Energie, nicht nur aus umweltlichen Gründen, sondern auch aufgrund aktueller politischer Ereignisse. Eine der Lösungen ist es, die Generation der Windenergie zu fördern, indem Windparks auf- bzw. umgebaut werden. Im Land Schleswig-Holstein werden 7,0 GW Onshore und 1,8 GW Offshore Windenergie erzeugt (Land Schleswig-Holstein, 2022). Außerdem stammten vier Fünfteln der Strom aus regenerativen Energiequellen aus Windenergiequellen. Das beweist, dass Windenergie ein sehr wichtiger Energieträger in Schleswig-Holstein ist.

In Schleswig-Holstein befinden sich landesweit verschiedene potenzielle Flächen für Windparks. Eines der Gebiete ist mit dem Kennzeichen PR1_NFL_069 bezeichnet. Der Standort ist im Kreis Nordfriesland zwischen den Gemeinden Goldebek, Goldelund und Lindewitt.

Ein Standortgutachten muss bei dieser Fläche durchgeführt werden. Dazu sind drei Konzepte des Aufbaus des Windparks zu berücksichtigen:

1. Den Windpark, der bereits auf der Fläche vorhanden ist.
2. Eine Erweiterung des bestehenden Windparks im Vorranggebiet.
3. Abbau des derzeitigen Windparks und Planung eines neuen Parks im vorgeschlagenen Gebiet.

Jeweils werden der Schattenwurf, die Schallemission und der Jahresenergieertrag überprüft. Der Schattenwurf und die Schallemission dienen als Randbedingungen, die beim Betrieb des Windparks befolgt werden müssen, je nach den Gesetzen des Landes Schleswig-Holstein. Die Rentabilität jedes Konzept wird nebenbei berechnet.

Für alle Berechnungen außer den Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird das Programm WindPRO verwendet. Eine Excel-Tabelle wird eingesetzt, um die Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchzuführen.

2 Aufgabenstellung

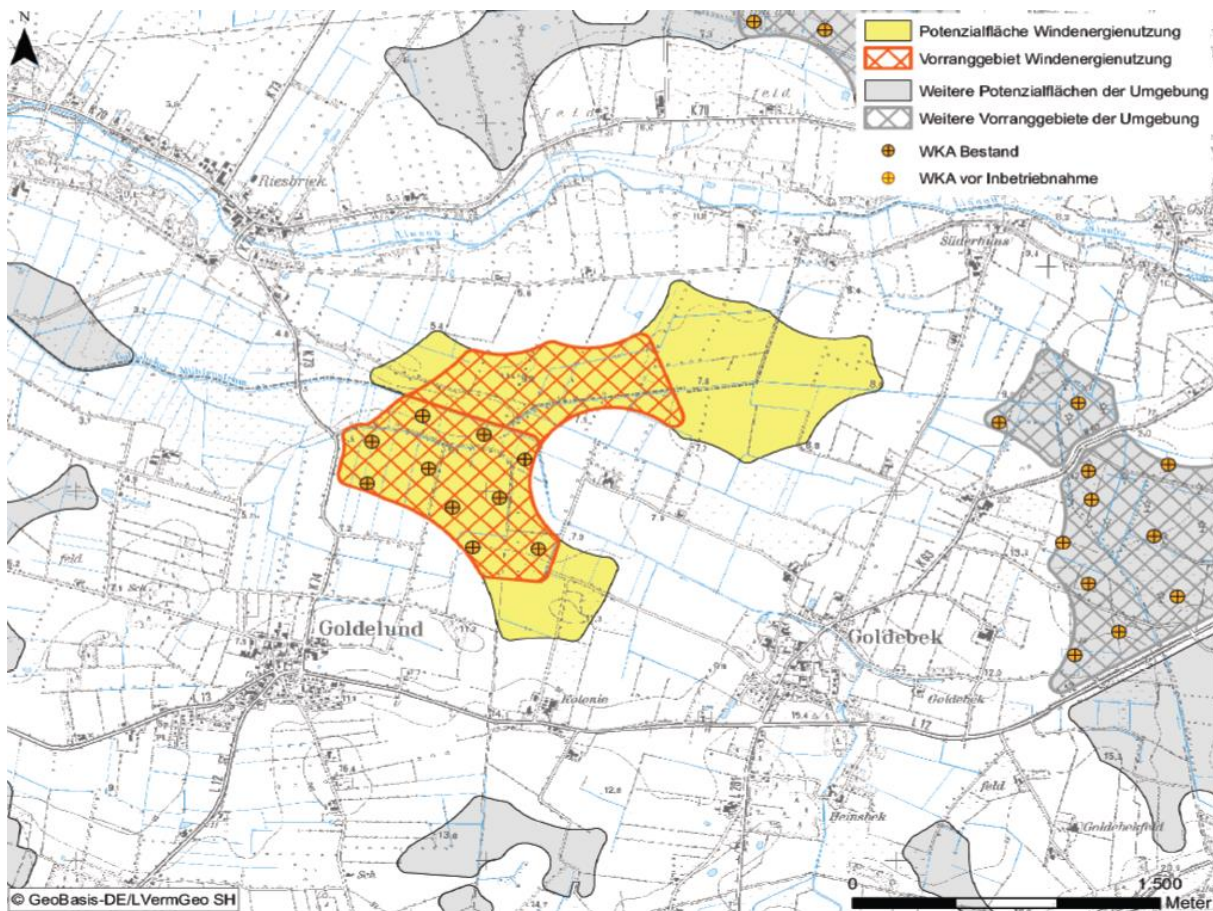


Abbildung 1: Karte des zu gutachtenden Standortes

Das Potenzialgebiet hat eine Flächengröße von 202,9 ha und die von dem Vorranggebiet, auf dem der Windpark ausschließlich auf- bzw. umgebaut wird, ist 106,1 ha. In der Nähe des Gebiets gibt es keine Interferenz der Bereiche mit einem Kriterium hoher Priorität. Allerdings besteht ein Risiko von Konflikt mit Siedlungsbereichen.

Ein neuer Windpark muss sorgfältig geplant werden und lediglich innerhalb des Vorranggebiets gebaut werden, statt des größeren Potenzialgebiets. Dadurch werden zusätzliche Belastungen minimiert.

Um die Dörfer Goldelund und Goldebek vor den Belastungen der Windenergieanlagen (WEA) zu schützen, ist eine Erweiterung des Vorranggebiets in die südliche Richtung ausgeschlossen. Stattdessen ist das erweiterte Vorranggebiet in die nordöstliche Richtung der Fläche des existierenden Windparks auszubauen.

Für das Standortgutachten werden drei unterschiedliche Windparkkonzepte unter Berücksichtigung genommen. Das erste ist der Windpark, der bereits auf der Fläche existiert und der aus zehn Enercon 2.3 MW WEA mit Nabenhöhen von 64 m besteht. Für den zweiten Windpark werden die WEAs des ersten Konzepts bestehen bleiben, aber mit zusätzlichen Anlagen auf der unbebauten nordöstlichen Fläche des Vorranggebiets erweitert werden. Bei dem dritten Windpark werden alle bereits vorhandenen WEAs entfernt und ein komplett neuer Windpark aufgebaut. Beim Standortgutachten wird der

Energieertrag mit dem Programm WindPRO in Zusammenhang mit der Schallemission und dem Schattenwurf gemäß den Bundes- und Landesvorschriften gemessen.

In Bezug auf das Bundes- und Landesgesetz sind die Mindestabstände, Schallemissionspegel und Schattenwurf zu berücksichtigen. Diese Faktoren sind je nach umliegender Landesnutzung unterschiedlich. Da Riesbriek, Goldelund und Goldebek Dorfgebiete sind, haben sie gemäß der Empfehlung des Landes Schleswig-Holsteins eine landesplanerische Empfehlung von 800m Abstand zu diesen Gebieten und einen Schallemissionspegel von 60 dB im Tag und 45 dB in der Nacht.

Drei Mischgebiete sind auch in der Nähe der Fläche, nämlich Süderhuuser Str. 23-21, Süderhuuser Str. 17-19 und Goldelund Str. 4. Davon ist der Mindestabstand 400 m und der Schallemissionspegel ist 60 dB bei Tages- und 45 dB für Nachtbetrieb der WEA.

Ein Gewerbegebiet, am Mühlenstrom 20, muss einen Mindestabstand von 500m besitzen. Am Tag darf die Emission eine Höhe von 65 dB nicht überschreiten und in der Nacht soll sie unter 50 dB sein.

Ein Sonderfall ist das Industriegebiet am Mühlenstrom 22. In der Theorie muss eine Entfernung von 500 m und ein Schallemissionspegel von 70 dB sowohl am Tag, als auch in der Nacht befolgt werden. Jedoch ist ein Vertrag zwischen dem Betreiber des Windparks und des Bauernhofs vorhanden, so dass diese Anforderungen ignoriert werden können.

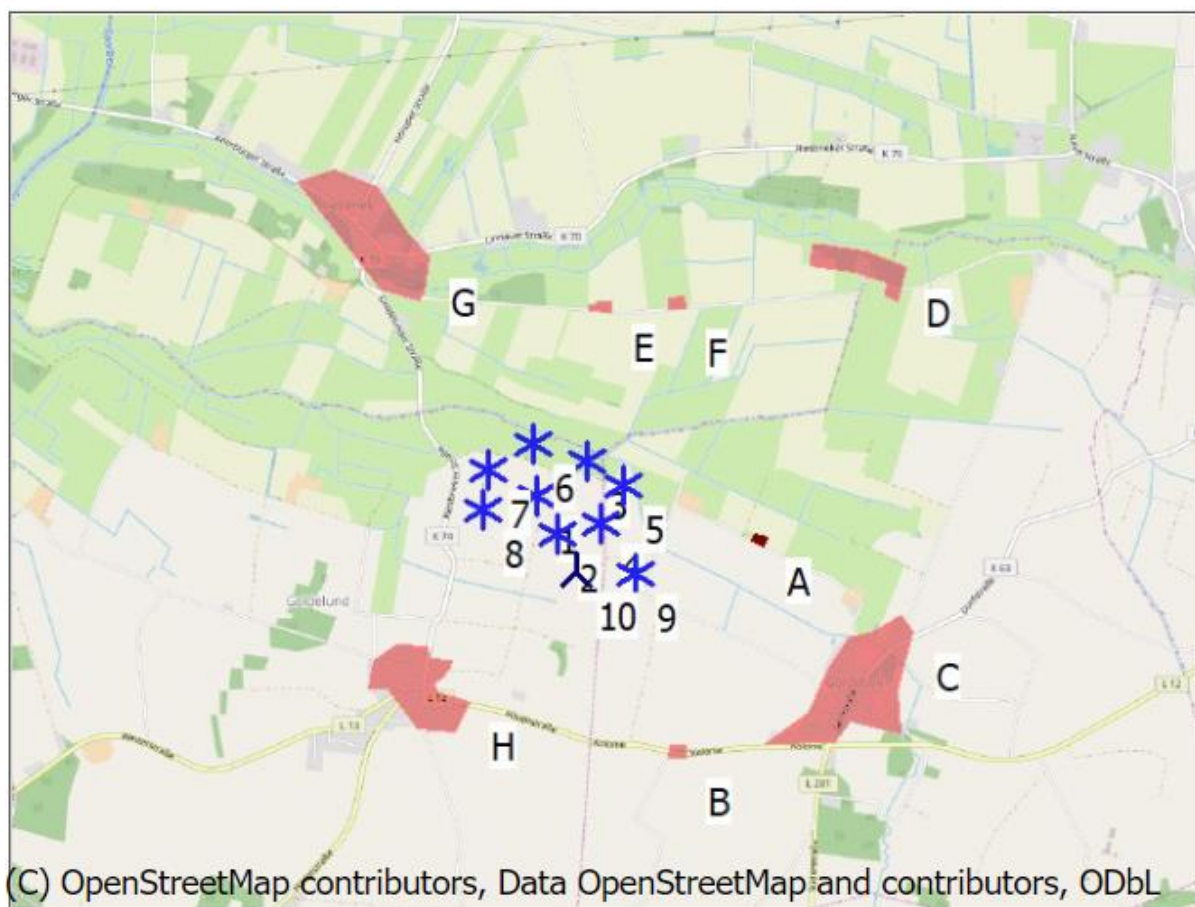
Es ist zu beachten, dass der Betrieb im Zeitraum 22:00-06:00 als Nachtbetrieb zählt. Die oben-erwähnten Schallemissionsregelungen sind gemäß der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm vom 26. August 1998.

Sollte der Schallemissionspegel bei einem der oben genannten Gebiete überschritten werden, sind Maßnahmen dagegen zu ergreifen, sei es eine Umschaltung auf andere Leistungskennlinien oder eine Erhöhung der Turmhöhe der WEA. Bei einer Turmhöhe über 150 m fallen Sonderkosten für die erforderliche Tages- und Nachtkennzeichnungen. Allerdings können bedarfsgerechte Befeuerungen ignoriert werden.

Zu berechnen ist außerdem der Schattenwurf. Dabei dürfen 30 h pro Jahr für jedes betroffene Gebiet nicht überschritten. Für eine WEA, die dieses Limit überschreitet, muss eine Schattenwurfab-schalt-automatik installiert werden. Bei dem dritten Konzept ist die gesamte Höhe der Anlagen 178m¹. Weil sie über 150 m sind, werden Nachtkennzeichnungen benötigt. Solange es keine Überschreitung der Schallemission gibt, ist es nicht erforderlich, Serrations anzuwenden.

¹ 120 m (Nabenhöhe) + 116 m (Rotordurchmesser)/2 = 178 m

2.1 Schall-Emissionsorte



Maßstab 1:75.000

Neue WEA

Existierende WEA

Schall-Immissionsort

Abbildung 2: Darstellung der Schallemissionsorte in der Umgebung des Windparks

Tabelle 1: Schallemissionsorte mit den entsprechenden Schallanforderungen und Buchstaben, wie in Abbildung 2 dargestellt

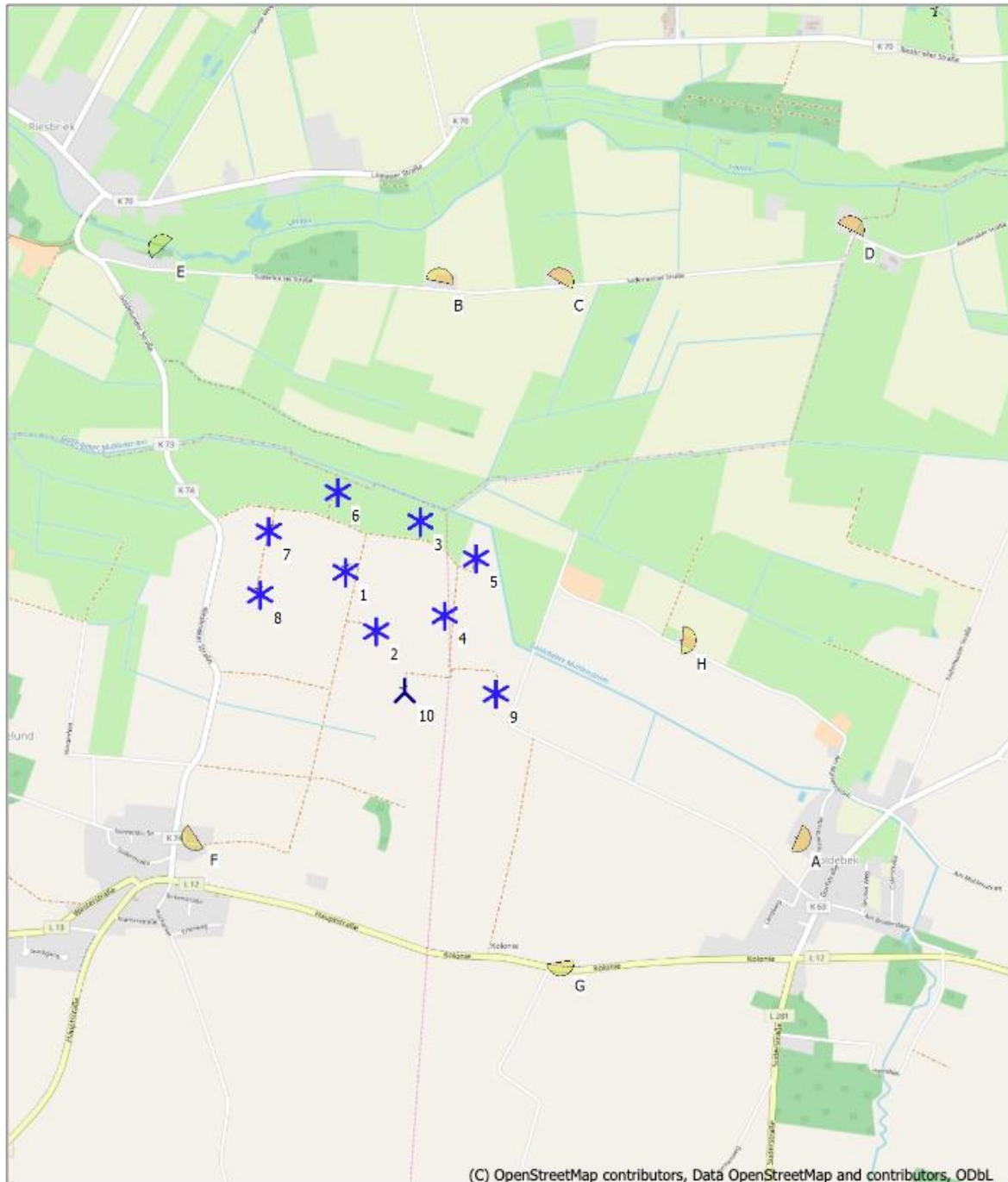
Beurteilungspegel					Anforderung		Beurteilungspegel		Anforderung erfüllt?	
Schall-Immissionsort		Längengrad	Breitengrad	Z	Aufpunkt-höhe [m]	Schall	Von WEA	Distanz z. Richtwert	Schall	
Nr.	Name					[dB(A)]	[dB(A)]	[m]		
A	am mühlenstrom 20	9,136977° Ost	54,686286° Nord	10,0	5,0	50,0	43,9	401	Ja	
B	Goldelund str 4 (ganzes Gebiet)	9,129982° Ost	54,676139° Nord	10,0	5,0	45,0	40,2	443	Ja	
C	Goldbek	9,143457° Ost	54,679910° Nord	10,0	5,0	45,0	38,1	689	Ja	
D	Süderhusser Str 23-21	9,142041° Ost	54,699903° Nord	10,0	5,0	45,0	36,4	999	Ja	
E	Süderhusser Str 17	9,123073° Ost	54,697696° Nord	10,0	5,0	45,0	42,9	181	Ja	
F	Süderhusser Str 19	9,129875° Ost	54,697733° Nord	10,0	5,0	45,0	41,4	333	Ja	
G	Riesbriek	9,108567° Ost	54,698192° Nord	10,0	5,0	45,0	40,6	405	Ja	
H	Goldelund	9,111314° Ost	54,680307° Nord	10,0	5,0	45,0	43,0	178	Ja	

Um die örtliche Schallstörung zu minimalisieren, muss sichergestellt werden, dass die Schallemission unter dem angeforderten Wert liegt. Die Emissionsorte sind in Abbildung 2 als rote Zonen mit den Buchstaben A-H markiert. Die Wertabgrenzungen sind dem entsprechend den Emissionsorten in Tabelle 1 zugeordnet.

2.2 Schattenrezeptoren

SHADOW - Karte

Berechnung: Bestehender



0 250 500 750 1000m
 Karte: EMD OpenStreetMap, Maßstab 1:20.000, Mitte: Geo WGS84 Ost: 9,127665° Ost Nord: 54,687773° Nord
 Neue WEA * Existierende WEA Schattenrezeptor

Abbildung 3: Platzierungen der Schattenrezeptoren in der Umgebung des Windparks

Tabelle 2: Schattenrezeptoren mit den entsprechenden Schattenanforderungen und Buchstaben, als in Abbildung 3 dargestellt

Schattenrezeptor-Eingabe

Nr.	Längengrad	Breitengrad	Z	Breite	Höhe	Höhe ü.Gr.	Azimutwinkel (von Süd)	Neigung des Fensters	Ausrichtungsmodus	Augenhöhe (ZVI) ü.Gr.
				[m]	[m]	[m]	[°]	[°]		[m]
A	9,143801° Ost	54,680009° Nord	10,0	1,0	1,0	1,0	-246,1	90,0	Feste Richtung	2,0
B	9,123974° Ost	54,697845° Nord	10,0	1,0	1,0	1,0	12,6	90,0	Feste Richtung	2,0
C	9,130626° Ost	54,697845° Nord	10,0	1,0	1,0	1,0	30,5	90,0	Feste Richtung	2,0
D	9,146762° Ost	54,699531° Nord	10,0	1,0	1,0	1,0	26,1	90,0	Feste Richtung	2,0
E	9,108567° Ost	54,698936° Nord	10,0	1,0	1,0	1,0	-43,5	90,0	Feste Richtung	2,0
F	9,110413° Ost	54,680059° Nord	10,0	1,0	1,0	1,0	-123,2	90,0	Feste Richtung	2,0
G	9,130669° Ost	54,676015° Nord	10,0	1,0	1,0	1,0	-188,8	90,0	Feste Richtung	2,0
H	9,137449° Ost	54,686361° Nord	10,0	1,0	1,0	1,0	96,6	90,0	Feste Richtung	2,0

Einer der anderen Grenzwerte, die unter Berücksichtigung genommen werden müssen, ist der Schattenwurf. Um den Schattenwurf auf die betroffenen Gebiete zu messen, sind Schattenrezeptoren auf diese Gebiete platziert. Auf der Karte in Abbildung 3 repräsentieren die Halbkreise mit den Buchstaben A-H die Schattenrezeptoren und weiterführende Informationen zu den entsprechenden Schattenrezeptoren sind auf Tabelle 2 dargestellt. Die Azimutwinkel der Schattenrezeptoren sind so ausgerichtet, dass sie auf die nächste WEA richten.

2.3 Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Zur Berechnung des Strompreises müssen die Güte- und Korrekturfaktoren berechnet werden. Als Referenzstandort werden eine Höhe von 100m, eine Windgeschwindigkeit von 100 m/s und ein Hellman-Exponent von $\alpha=25$ verwendet. **Error! Reference source not found.** 3 zeigt die Energieerträge von jeder möglichen WEA.

Tabelle 3: Referenzerträge der berücksichtigten WEA

Anlage-Typ	Referenzertrag
Enercon E70 2.3 MW	3905,5 MWh/a
Vestas V100 2.6	6225,5 MWh/a
Nordex N117/3600	10886,8 MWh/a

Diese Daten wurden in WindPRO eingetragen, um den Referenzertrag der jeweiligen WEA zu bekommen. Verwendet wurde die folgende Gleichung:

$$v_{Na} = v_{ref} \left(\frac{h_{Na}}{h_{ref}} \right)^{\alpha}$$

v_{Na} = Windgeschwindigkeit bei der Nabenhöhe

v_{ref} = Referenzwindgeschwindigkeit (in diesem Fall $v_{100}=6,45$ m/s)

h_{Na} = Nabenhöhe

h_{ref} = Referenznabenhöhe (in diesem Fall 100 m)

Der Gütefaktor ist das Verhältnis zwischen dem Referenzenergieertrag und dem von WindPRO vorhergesagten Energieertrag.

$$\text{Gütefaktor} = \frac{\text{Standortertrag}}{\text{Referenzertrag}}$$

Der Referenzertrag des ganzen Parks wird berechnet, indem der Referenzertrag je nach WEA-Typ, der von WindPRO ausgegeben ist, mit der Anzahl der jeweiligen WEA multipliziert wird. Zum Beispiel ist der Referenzertrag der WEA ENERCON 3905,5 kWh/a. Da sich 10 ENERCON-WEA bei dem ersten Konzept befinden, ist der entsprechende Referenzertrag $3905,5 \cdot 10 = 39.905$ kWh/a für den ganzen Park. Alle obengenannten Zahlen stehen in Tabelle 4.

Tabelle 4: Berechnungen des Gütefaktors je WEA-Modell

WEA-Typ	Referenzertrag je WEA (MWh/a)	Anzahl der WEA	Referenzertrag des ganzen Parks (MWh/a)	Standortertrag (MWh/a)	Gütefaktor
Enercon E70 2.3 MW	3905,5	10	39905,5	39965,67	102,69%
Vestas V100 2.6	6225,5	3	18676,5	11780,63	105,08%
Nordex N117/3600	10886,8	7	76207,6	80377,68	111,86%

Mit dem Gütefaktor G kann der Korrekturfaktor K interpoliert werden. Dazu wurde die folgende Gleichung verwendet:

$$K = K_{links} + \frac{K_{rechts} - K_{links}}{G_{rechts} - G_{links}} (G - G_{links})$$

Die Werte von K_{links} und K_{rechts} sowie G_{links} und G_{rechts} sind von

Tabelle 5 eingesetzt worden. Beispielsweise ist der Gütefaktor von ENERCON 102,3%. Dieser Prozentsatz liegt zwischen $G_{links}=100\%$ und $G_{rechts}=110\%$. Dem entsprechend gelten $G_{links}=1,00$ und $G_{rechts}=0,94$. Die Korrekturfaktoren des Rests der WEA sind in

Tabelle 6 zu finden.

Tabelle 5: Daten zur Interpolation des Korrekturfaktors (Quelle: WINDGUARD)

Gütefaktor	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Korrekturfaktor	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79

Tabelle 6: Berechnungen der Korrekturfaktoren durch die obengenannten Interpolationen

WEA-Typ	Gütefaktor, G	G _{links}	G _{rechts}	K _{links}	K _{rechts}	Korrekturfaktor, K
Enercon	102,33%	100%	110%	1,00	0,94	0,9860
Nordex	111,22%	100%	110%	1,00	0,94	0,9288
Vestas	105,08%	100%	110%	1,00	0,94	0,9695

Der Strompreis i. H. v. 266,28 €/MWh², der in den Berechnungen eingesetzt wurde, galt am 04.07.2022 gemäß der EEX (EEX Group, 2022). Dieser Preis ist von der EEX als Spitzenlast angegeben, die statt der Grundlast zu Zwecken dieser Berechnungen ausgewählt wird, weil Windenergie als Spitzenlastquelle dient. Um mit Unsicherheiten zu rechnen, wird dieser Preis um 30% reduziert.

Der Richtwert des Ausschreibungspreises ist 5-7 Cent/kWh, dessen Mittelwert auf 6 Cent/kWh hinausläuft.

Tabelle 7 kommt aus einer WINDGUARD-Studie (Deutsche WindGuard GmbH, 2015). Auf dieser Studie basiert der Anschaffungspreis der WEA, abhängig von der Nennleistung der WEA sowie deren Nabenhöhe.

² Aufgrund aktueller politischer Situationen sind die Energiepreise ungewöhnlich hoch

Tabelle 7: Anschaffungspreise der WEA pro kW je nach Nabenhöhe und Leistungsklasse (Quelle: WINDGUARD)

Nabenhöhe	Leistungsklasse	
	2 MW < P ≤ 3 MW	3 MW < P ≤ 4 MW
NH ≤ 100 m	980 €/kW	990 €/kW
100 m < NH ≤ 120 m	1.160 €/kW	1.120 €/kW
120 m < NH ≤ 140 m	1.280 €/kW	1.180 €/kW
140 m < NH	1.380 €/kW	1.230 €/kW

Ebenfalls sind verschiedene sonstige Randbedingungen bei diesen Wirtschaftlichkeitsberechnungen zu berücksichtigen. Bezogen auf das benötigte Kapital: Es sind 20% davon Eigenkapital und der Rest ist Fremdkapital. Der Zinssatz des Eigenkapitals ist 8%, der von dem Fremdkapital ist 3% und die Inflation ab 2022 ist 7%. Es wird angenommen, dass die Lebensdauer der Anlagen 20 Jahre ist und dass die Einnahmen über diesen Zeitraum konstant bleiben. Die Dauer des Darlehens, das für den Windpark benötigt wird, beträgt 12 Jahre. Grundsätzlich dient die Studie des Deutschen WindGuards von 2019 (Deutsche WindGuard GmbH, 2019) als Basis der Kosten. Eine Gewährleistung des Netzan schlusses wird außerdem angenommen.

Für jedes Konzept wurden die Wirtschaftlichkeit von zwei Varianten berücksichtigt, und zwar ein sogenannter „best case“ und „worst case“. Bei dem „best case“ wird es angenommen, dass die vorgeschriebenen Abgrenzungen, nämlich die Schallemission und der Schattenwurf, aufgrund hypothetischer Verträge mit den betroffenen Emissionsorten keine Rolle spielen. Dabei dürfen die WEA ungeachtet der Abgrenzungen in Vollbetrieb laufen. Im Gegensatz wird der „worst case“ die Regel der Abgrenzungen berücksichtigen. Hier wird mit einem Energieertragsverlust aufgrund der Abschaltzeit gerechnet.

3 Ergebnisse

3.1 Bestehender Windpark



Abbildung 4: Modell des ersten Konzepts des Windparks auf Google Maps

3.1.1 WEA Enercon 2.3

Der bereits existierende Windpark besteht aus zehn³ WEA Enercon E-70 E4 2.3.

Die WEA Enercon E-70 E4 2.3 ist von dem deutschen Hersteller Enercon GmbH produziert. Die Nennleistung dieser Anlage ist 2,3 MW. Die WEA besteht aus 3 Rotorblätter, jeweils mit einem Rotordurchmesser von 71,0 m.

³ Der Windpark besteht in der Realität aus 10 WEA. Im bereits existierenden WindPRO-Modell des Windparks stehen nur neun davon. Daher musste die fehlende WEA hinzugefügt werden, um den echten Windpark darzustellen. Aus diesem Grund ist die zehnte WEA in den Ergebnissen als ‚neu‘ bezeichnet.

3.1.2 Ergebnisse von WindPRO

Der bereits bestehende Windpark verursacht weder signifikanten überschreitenden Schattenwurf noch überschreitende Schallemission⁴. Das bedeutet, dass die WEA nicht abgeschaltet werden müssen.

In Bezug auf die Schallemission haben alle Kriterienbereiche, außer am Mühlenstrom 20, einen Grenzwert von 45 dB. Unter den 45 dB Bereichen befindet sich der niedrigste Wert bei Süderhuuser Str. 23-21, welcher bei 36,4 dB liegt. Der höchste Wert von 43,0 dB lässt sich in Goldelund finden, aber auch dieser bleibt unter dem 45 dB Limit. Der höchste Schallemissionswert befindet sich allgemein am Mühlenstrom 20, mit einem Wert von 43,9 dB, deutlich unter dem örtlichen Limit von 50 dB.

3.1.3 Wirtschaftlichkeit

Es gibt keinen Unterschied zwischen „best case“ und „worst case“, denn es müssen keine Maßnahmen ergriffen werden. Der Jahresenergieertrag laut WindPRO ist 39.366,18 MWh/a⁵, am Ende der Betriebszeit würden die Umsatzerlöse 47.918.352 € betragen. Die gesamten Betriebskosten während der Lebensdauer des Windparks sind 6.459.346 € und die Kosten, die mit dem Zinsen verbunden sind, betragen -4.311.250 €. Insgesamt beläuft sich der Verlust auf 10.770.596 €.

Tabelle 8: Investitionskostenplan des ersten Konzepts

Investitionskostenrechnung						
Position	Plan	Menge	Gesamt	Anteil an Gesamtkosten	Basis	
Preis pro WEA	1.577.800 €	10	15.778.000 €	56,64%	980 €/kW	2.254.000,00 €
Abschaltautomatik	50.000 €	0	0 €	0,00%	dnv.gl	
Planungsarbeiten, Bauleitung, Fächensicherung	269.100 €	10	2.691.000 €	9,66%		117 €/ kW
kaufm. Geschäftsbesorgung	27.000 €	10	270.000 €	0,97%		9 €/ kW
Sonstige Kosten, Ausgleich, Kompensation	300.000 €	10	3.000.000 €	10,77%	100€/kW	
Eintragungskosten Handelsregister	600 €	1	600 €	0,00%	Abhängig von Gesellschaftsform, GNotKG	
Fundament je WEA	165.600 €	10	1.656.000 €	5,94%		72 €/ kW
Wegebau	135.000 €	10	1.350.000 €	4,85%	45€/ kW	
Netzanbindung	156.400 €	10	1.564.000 €	5,61%		68 €/ kW
Finanzierungskosten Bankbearbeitung	0 €		0 €	0,00%	lt. BGH seit 2014 unzulässig	
Nutzungsentschädigung ab Baubeginn	27.600 €	10	276.000 €	0,99%	12€/ kWh	
Rückbau Altanlagen		10	460.000 €	1,65%		
Unsicherheiten	81.273 €	10	812.730 €	2,92%	Annahme 3 % pro Anlage	
Erlös Verkauf Altanlagen	157.780 €	0	0 €	0,00%	Annahme 10%	
Summe			27.858.330 €		Annahme 90%	
Kapitalstruktur						
Eigenkapital			6.190.740 €	20,00%		
Fremdkapital			24.762.960 €	80,00%		
Gesamtkapital			30.953.700 €			

⁴ Das einzige Gebiet, dass das Schattenwurflimit überschreitet, ist am Mühlenstrom 20 mit 31:41 Stunden pro Jahr. Selbst dann ist diese Schattendauer nur 1:41 h über die Abgrenzung und diese Zeit ist über mehrere Monate verstreut, also nur 30 Minuten pro Tag als Maximalwert.

⁵ Nach Berücksichtigung des Selbstverbrauchs des Windparks von -1,5%

Tabelle 9: Wirtschaftlichkeitsberechnung des ersten Konzepts

<i>Prognose der Ergebnisse der Ermittlerin</i>	Gesamt
Erträge	0
1. Umsatz	0
Marktpreis Strom aus Direktvermarktung (Korrektur +0,5%)	133.926.445
Marktprämie (Korrektur +0,5%)	-91.419.287
Vergütung Einspeisemanagement (Korrektur -0,5%)	4.691.194
Umsatzerlöse	47.198.352
2. Standortmiete + Sondervereinbarung	5.760.000
3. Versicherungen, Beiträge	1.676.519
4. Betriebsführung (7% Aufschlag/ Jahr)	4.714.482
5. Rückbau	46.000
6. Reparatur/Instandhaltungskosten	10.506.316
7. Sonstige Kosten (7% Aufschlag/ Jahr)	4.127.596
8. Fundament, Wege, Flächensicherung, Netzanbindung, Ausgleich, Kompensation	10.261.000
9. Abschreibungen lt BFH, 16 Jahre für WEA	16.278.000
Betriebsergebnis	-6.459.346
9. Zinserträge	517.528
10. Zinsen u. ähnlicher Aufwand	
- Zinsen langfristig	4.828.777
- Zinsen kurzfristig	0
- Zinsen Disagioauflösung RAP	0
Finanzergebnis	-4.311.250
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeiten	-10.770.596

3.2 Zweites Konzept (erweiterter Windpark)



Abbildung 5: Modell des zweiten Konzepts des Windparks auf Google Maps

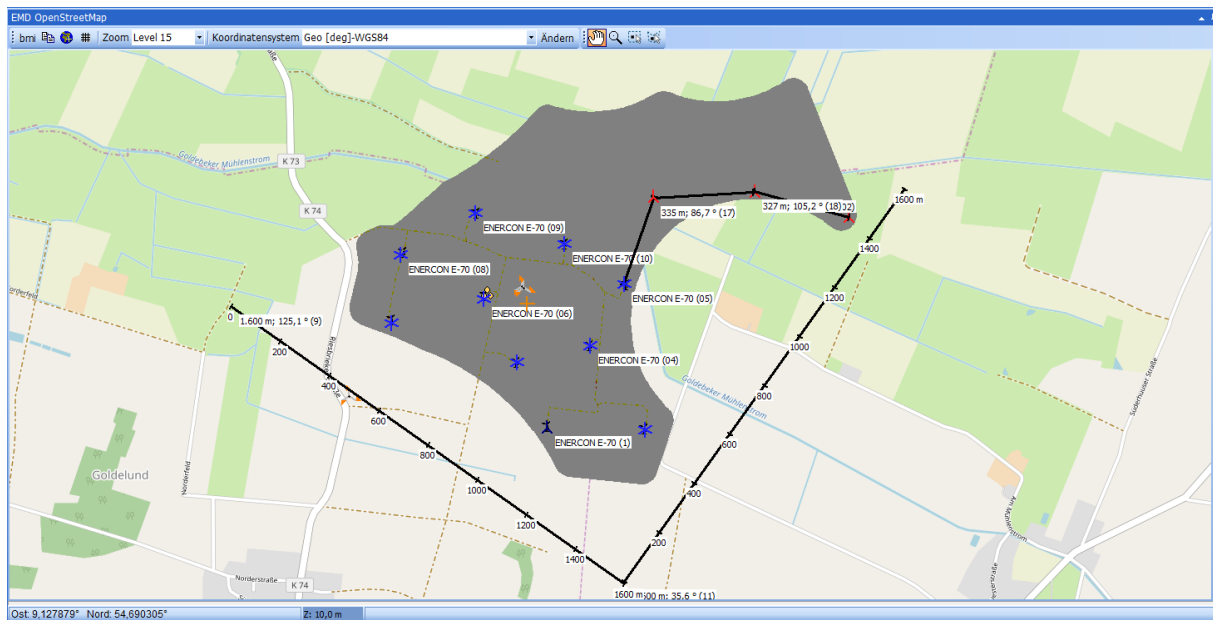


Abbildung 6: Darstellung des zweiten Konzepts von WindPRO mit den Abständen zwischen den neuen WEA

3.2.1 WEA Vestas V100-2.6

In diesem Konzept wird der existierende Windpark nicht geändert, sondern werden drei neue WEA von dem dänischen Hersteller Vestas daneben installiert. Dieser Anlagentyp hat eine Nennleistung von 2600 kW, eine Nabenhöhe von 80,0 m und einen Rotordurchmesser von 100,0 m.

Es wurde versucht, die WEA so zu platzieren, dass ein Abstand von ungefähr fünfmal des Rotordurchmessers in die Hauptwindrichtung und dreimal des Rotordurchmessers senkrecht auf die Hauptwindrichtung entsteht, um Turbulenzen zu minimieren. Mit dem beschränkten Platz im erweiterten Teil des Vorranggebiets war es nicht möglich, den Schallemissionspegel bei Süderhuuser Str. 23-21 und 17-19 einzuhalten. Die Platzierungen und Abstände zwischen den WEA sind in Abbildung 6 dargestellt.

3.2.2 Ergebnisse von WindPRO

Auch der erweiterte Windpark besitzt keine signifikanten Probleme bei der Schallemission, da keine Überschreitungen entstehen. Am nächsten ist die Süderhuuser Str. 17-19, wo die Abgrenzung der Schallemission 45,0 dB ist und die von dem Windpark verursachte Schallemission bei 44,9 dB liegt.

Wie bei dem originalen Windparkkonzept müssen die erforderliche Ausgleichmaßnahmen ergriffen werden, um die Schattenwurfvorschrift zu befolgen. Diesmal müssen die Anlagen insgesamt über 132 Stunden⁶ ausgeschaltet werden. Ohne Abschaltung wäre der meistbetroffene Standort Süderhuuser Str. 17-19 mit einer Schattendauer von 35:34 Stunden pro Jahr. Die problematischste Anlage ist Vestas (02), die eine Schattendauer von 34:41 pro Jahr besitzt.

3.2.3 Wirtschaftlichkeit

Weil sich das zweite Konzept um zusätzliche WEA handelt, berücksichtigen die Wirtschaftlichkeitsberechnungen den finanziellen Unterschied gegenüber dem ersten Konzept, d.h. die finanziellen Auswirkungen von den drei Vestas-Anlagen. Bei dem „best case“ ist der Jahresenergieertrag zusätzlich zu dem originalen Konzept 19.331,28 MWh/a. Die Umsatzerlöse betragen 22.789.465 €. Mit einem Betriebsergebnis von 3.635.997 € und einem Finanzergebnis von -1.487.652 € führt es zu einem Gewinn von 2.148.345 €. Allerdings beträgt der bestehende Park einen größeren Verlust, also der Gewinn der neuen Anlagen gleicht ihn nicht aus.

Der Jahresenergieertrag von dem „worst case“ von 11.603,92 MWh/a beträgt 13.679.747 € als Umsatzerlöse am Ende der Betriebszeit. Als Betriebsergebnis kommt es zu einem Wert von 5.473.721 € und -1.591.906 € als Finanzergebnis. All dies ergibt ein Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeiten von -7.065.627 €. Wie mit dem „best case“ kommt es auch zu keinem Ausgleich für den Verlust des bestehenden Parks.

⁶ Die Summe der Abschaltzeiten aller WEA-Einheiten

Tabelle 10: Investitionskostenplan von dem "best case" des zweiten Konzepts

Investitionskostenrechnung						
Position	Plan	Menge	Gesamt	Anteil an Gesamtkosten	Basis	
Preis pro WEA	2.038.400 €	3	6.115.200 €	61,43%	1120 € /kW	2.912.000,00 €
Abschaltautomatik	50.000 €	0	0 €	0,00%	dnv.gl	
Planungsarbeiten, Bauleitung, Flächensicherung	304.200 €	3	912.600 €	9,17%	117 €/ kW	
kaufm. Geschäftsbesorgung	27.000 €	3	81.000 €	0,81%	9 €/ kW	
Sonstige Kosten, Ausgleich, Kompensation	300.000 €	3	900.000 €	9,04%	100€/kW	
Eintragungskosten Handelsregister	600 €	1	600 €	0,01%	Abhängig von Gesellschaftsform, GNotKG	
Fundament je WEA	187.200 €	3	561.600 €	5,64%	72 €/ kW	
Wegebau	135.000 €	3	405.000 €	4,07%	45€/ kW	
Netzanbindung	176.800 €	3	530.400 €	5,33%	68 €/ kW	
Finanzierungskosten Bankbearbeitung	0 €		0 €	0,00%	lt. BGH seit 2014 unzulässig	
Nutzungsentschädigung ab Baubeginn	36.000 €	3	108.000 €	1,08%	12€/ kWh	
Rückbau Altanlagen		3	46.800 €	0,47%		
Unsicherheiten	97.656 €	3	292.968 €	2,94%	Annahme 3 % pro Anlage	
Erlös Verkauf Altanlagen	203.840 €	0	0 €	0,00%	Annahme 10%	
Summe			9.954.168 €		Annahme 90%	
Kapitalstruktur						
Eigenkapital			2.212.037 €	20,00%		
Fremdkapital			8.848.149 €	80,00%		
Gesamtkapital			11.060.187 €			

Tabelle 11: Wirtschaftlichkeitsberechnung von dem "best case" des zweiten Konzepts

Prognose der Ergebnisse der Ermittlerin	
	Gesamt
Erträge	0
1. Umsatz	0
Marktpreis Strom aus Direktvermarktung (Korrektur +0,5%)	65.766.350
Marktpremie (Korrektur +0,5%)	-45.242.002
Vergütung Einspeisemanagement (Korrektur -0,5%)	2.265.117
Umsatzerlöse	22.789.465
2. Standortmiete + Sondervereinbarung	2.112.000
3. Versicherungen, Beiträge	568.558
4. Betriebsführung (7% Aufschlag/ Jahr)	1.598.824
5. Rückbau	15.600
6. Reparatur/Instandhaltungskosten	3.563.012
7. Sonstige Kosten (7% Aufschlag/ Jahr)	1.615.146
8. Fundament, Wege, Flächensicherung, Netzanbindung, Ausgleich, Kompensation	3.309.600
9. Abschreibungen	
lt BFH, 16 Jahre für WEA	6.265.200
Betriebsergebnis	3.635.997
9. Zinserträge	237.737
10. Zinsen u. ähnlicher Aufwand	
- Zinsen langfristig	1.725.389
- Zinsen kurzfristig	0
- Zinsen Disagioauflösung RAP	0
Finanzergebnis	-1.487.652
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeiten	2.148.345

Tabelle 12: Investitionskostenplan von dem "worst case" des zweiten Konzepts

Investitionskostenrechnung					
Position	Plan	Menge	Gesamt	Anteil an Gesamtkosten	Basis
Preis pro WEA	2.038.400 €	3	6.115.200 €	60,52%	1120 € /kW
Abschaltautomatik	50.000 €	3	150.000 €	1,48%	dnv.gl
Planungsarbeiten, Bauleitung, Fächensicherung	304.200 €	3	912.600 €	9,03%	117 €/ kW
kaufm. Geschäftsbesorgung	27.000 €	3	81.000 €	0,80%	9 €/ kW
Sonstige Kosten, Ausgleich, Kompensation	300.000 €	3	900.000 €	8,91%	100€/kW
Eintragungskosten Handelsregister	600 €	1	600 €	0,01%	Abhängig von Gesellschaftsform, GNotKG
Fundament je WEA	187.200 €	3	561.600 €	5,56%	72 €/ kW
Wegebau	135.000 €	3	405.000 €	4,01%	45€/ kW
Netzanbindung	176.800 €	3	530.400 €	5,25%	68 €/ kW
Finanzierungskosten Bankbearbeitung	0 €		0 €	0,00%	lt. BGH seit 2014 unzulässig
Nutzungsentschädigung ab Baubeginn	36.000 €	3	108.000 €	1,07%	12€/ kWh
Rückbau Altanlagen		3	46.800 €	0,46%	
Unsicherheiten	97.656 €	3	292.968 €	2,90%	Annahme 3 % pro Anlage
Erlös Verkauf Altanlagen	203.840 €	0	0 €	0,00%	Annahme 10%
Summe			10.104.168 €		Annahme 90%
Kapitalstruktur					
Eigenkapital			2.245.371 €	20,00%	
Fremdkapital			8.981.483 €	80,00%	
Gesamtkapital			11.226.853 €		

Tabelle 13: Wirtschaftlichkeitsberechnung von dem "worst case" des zweiten Konzepts

Prognose der Ergebnisse der Ermittlerin	
	Gesamt
Erträge	0
1. Umsatz	0
Marktpreis Strom aus Direktvermarktung (Korrektur +0,5%)	39.477.322
Marktpremie (Korrektur +0,5%)	-27.157.248
Vergütung Einspeisemanagement (Korrektur -0,5%)	1.359.674
Umsatzerlöse	13.679.747
2. Standortmiete + Sondervereinbarung	2.112.000
3. Versicherungen, Beiträge	568.558
4. Betriebsführung (7% Aufschlag/ Jahr)	1.598.824
5. Rückbau	15.600
6. Reparatur/Instandhaltungskosten	3.563.012
7. Sonstige Kosten (7% Aufschlag/ Jahr)	1.615.146
8. Fundament, Wege, Flächensicherung, Netzanbindung, Ausgleich, Kompensation	3.309.600
9. Abschreibungen lt BFH, 16 Jahre für WEA	6.265.200
Betriebsergebnis	-5.473.721
9. Zinserträge	159.483
10. Zinsen u. ähnlicher Aufwand	
- Zinsen langfristig	1.751.389
- Zinsen kurzfristig	0
- Zinsen Disagioauflösung RAP	0
Finanzergebnis	-1.591.906
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeiten	-7.065.627

3.3 Drittes Konzept (neu gebauter Windpark)

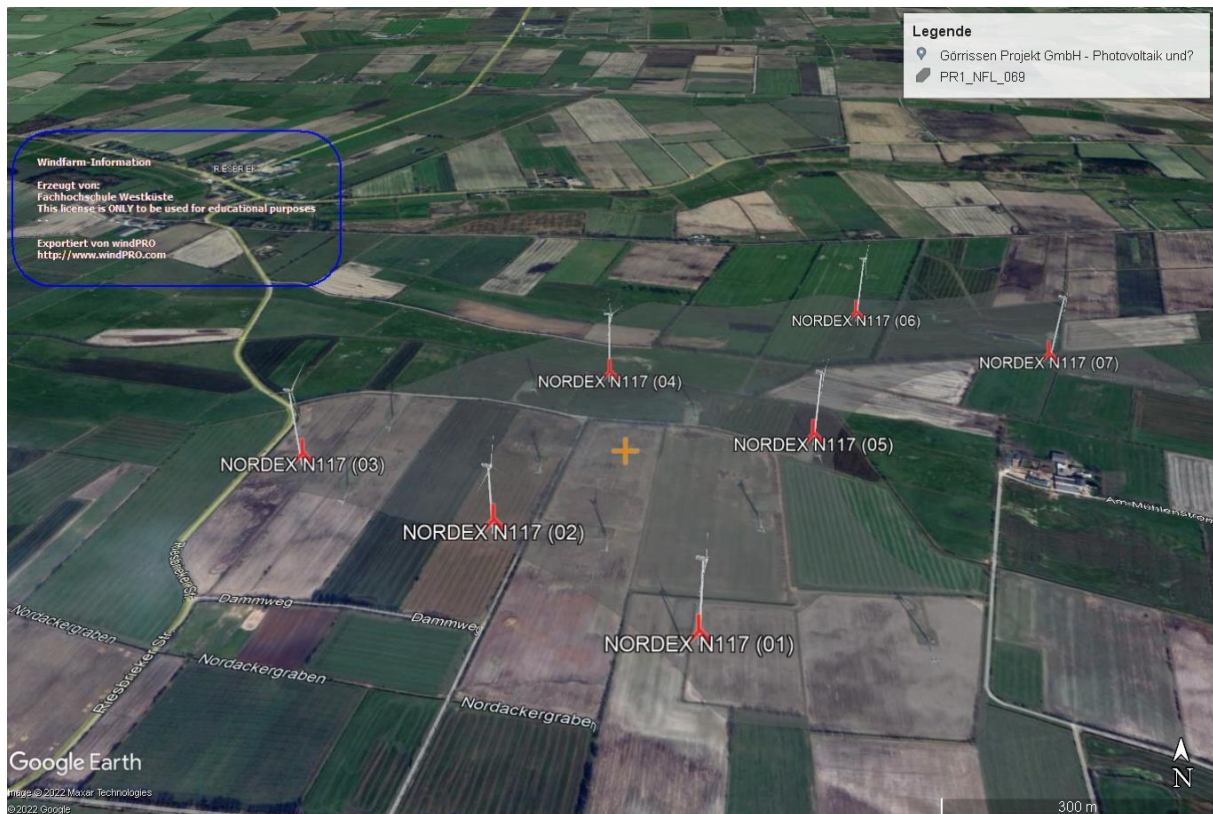


Abbildung 7: Modell des dritten Konzepts des Windparks auf Google Maps

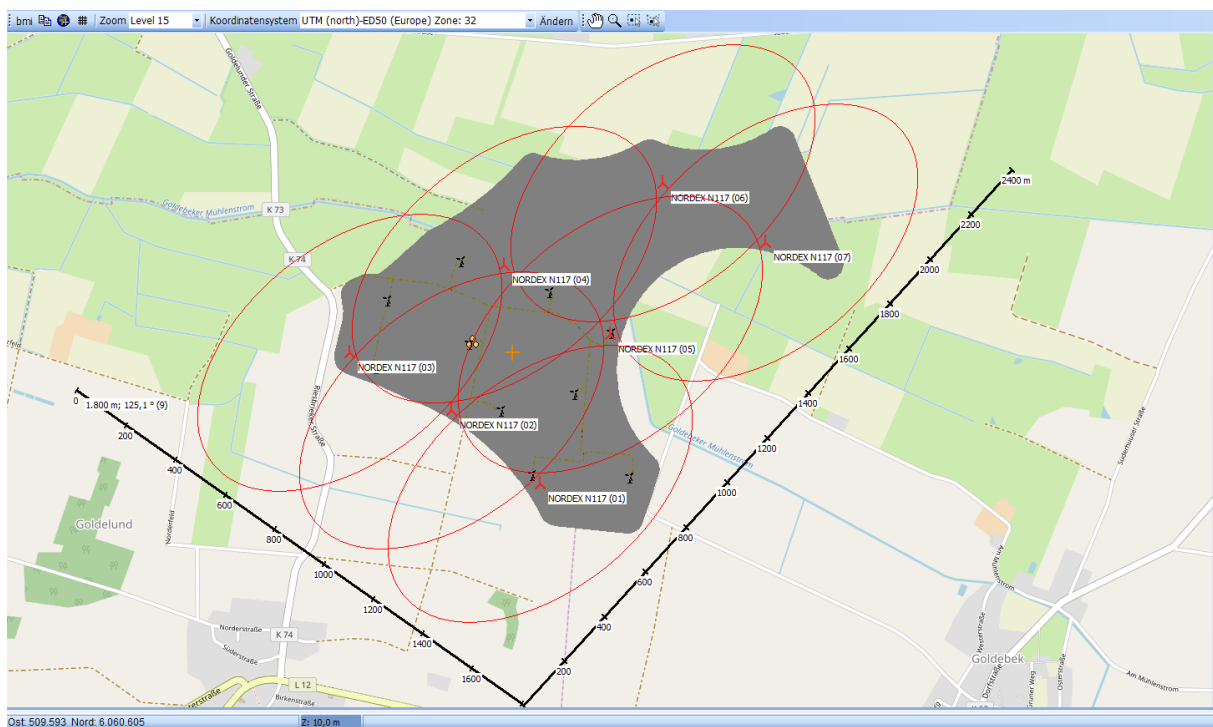


Abbildung 8: Darstellung des dritten Konzepts von WindPRO mit roten Ellipsen, die die empfohlenen Abstände zeigen, um Turbulenz zu minimieren

Der ganze bestehende Park wird in diesem Konzept durch sieben Anlagen von dem Hersteller Nordex ersetzt. Die Nennleistung ist 3,60 MW mit einer Nabenhöhe von 120,0 m und einem Rotordurchmesser von 116,8 m.

In Bezug auf die Abstandsempfehlung zwischen den Anlagen von fünfmal dem Rotordurchmesser in die Hauptwindrichtung und zweimal davon senkrecht von der Hauptwindrichtung ist es möglich, diese Empfehlung zu befolgen, da mehr Spielraum zur Verfügung steht. Die Ellipsen in Abbildung 8 zeigen diese Abstände. Um sowohl diese Empfehlung als auch die Schallemission einzuhalten, lassen sich bis zu sieben Anlagen aufbauen.

3.3.1 Ergebnisse von WindPRO

Genau wie die anderen zwei Konzepte führt es zu keiner Beeinträchtigung durch die Schallemission und es besteht keine Überschreitung dieser Limits. Dieser Park ist deutlich leiser als die anderen zwei Konzepte. Die höchste Schallemission ist bei der Süderhuuser Str. 19, mit einem Wert von 43,2 dB. Zwei Gründe könnten dafür sein, dass die Anzahl der Anlagen weniger ist und dass die Nabenhöhen größer sind.

Jedoch führen die größeren Nabenhöhen zu zeitlich längeren Schattenwürfen, so dass die Anlagen länger ausgeschaltet werden müssen. Die Dauer für das Ausschalten der Anlagen beträgt 433 Stunden⁷ im Jahr. Würden die WEA eingeschaltet bleiben, wären die Emissionsorte mit den höchsten Schattendauern die zwei an Süderhuuserstraße mit Schattendauern von 137 und 141 Stunden. Die Anlage Nordex (06), die am nächsten von diesen zwei Gebieten ist, verursacht die längste Schattendauer mit 164:49 Stunden pro Jahr.

3.3.2 Wirtschaftlichkeit

Der Energieertrag von dem „best case“ ist 83.831,96 MWh/a. Dürften die WEA nicht abgeschaltet werden, würden die Umsatzerlöse 94.680.227 € betragen. Das Betriebsergebnis ist 34.892.386 € und das Finanzergebnis läuft auf einen Wert von -4.465.996 € hinaus. Der insgesamt Gewinn der ganzen Betriebszeit ist dementsprechend 30.426.390 €.

Bei erforderlicher Abschaltung der WEA aufgrund des Schattenwurfs, d.h. dem „worst case“, kommt es zu einem Ertrag von 79.172,02 MWh/a. Die Umsatzerlöse würden 89.417.263 € betragen. Zusätzlich mit einem Betriebsergebnis von 29.629.422 € sowie einem Finanzergebnis von -4.563.703 € beträgt dieses Windpark-Konzept einen Gewinn von 25.065.719 €.

Selbst mit dem zusätzlichen Kennzeichnungsanforderungen bringt dieses Konzept einen deutlich höheren Gewinn als die anderen zwei Konzepte. Das ist darauf zurückzuführen, dass nur sieben Anlagen mit einem höheren parkweiten Ertrag gebaut werden, anstatt zehn. Deswegen steigt der Ertrag und gleichzeitig sinken die Kosten.

⁷ Die Summe der Abschaltzeiten aller WEA-Einheiten

Tabelle 14: Investitionskostenplan von dem "best case" des dritten Konzepts

Investitionskostenrechnung						
Position	Plan	Menge	Gesamt	Anteil an Gesamtkosten	Basis	
Preis pro WEA	2.822.400 €	7	19.756.800 €	63,34%	1120 €/kW	4.032.000,00 €
Nachtkennzeichnung	30000	7	210.000 €		30000	€/ kW
Abschaltautomatik	50.000 €	0	0 €	0,00%	dnv.gl	
Planungsarbeiten, Bauleitung, Flächensicherung	421.200 €	7	2.948.400 €	9,45%	117 €/ kW	
kaufm. Geschäftsbesorgung	27.000 €	7	189.000 €	0,61%	9 €/ kW	
Sonstige Kosten, Ausgleich, Kompensation	300.000 €	7	2.100.000 €	6,73%	100€/kW	
Eintragungskosten Handelsregister	600 €	1	600 €	0,00%	Abhängig von Gesellschaftsform, GNotKG	
Fundament je WEA	259.200 €	7	1.814.400 €	5,82%	72 €/ kW	
Wegebau	135.000 €	7	945.000 €	3,03%	45€/ kW	
Netzanbindung	244.800 €	7	1.713.600 €	5,49%	68 €/ kW	
Finanzierungskosten Bankbearbeitung	0 €		0 €	0,00%	lt. BGH seit 2014 unzulässig	
Nutzungsentschädigung ab Baubeginn	36.000 €	7	252.000 €	0,81%	12€/ kWh	
Rückbau Altanlagen		7	352.800 €	1,13%		
Unsicherheiten	129.786 €	7	908.502 €	2,91%	Annahme 3 % pro Anlage	
Erlös Verkauf Altanlagen	282.240 €	0	0 €	0,00%	Annahme 10%	
Summe			31.191.102 €		Annahme 90%	
Kapitalstruktur						
Eigenkapital			6.931.356 €	20,00%		
Fremdkapital			27.725.424 €	80,00%		
Gesamtkapital			34.656.780 €			

Tabelle 15: Wirtschaftlichkeitsberechnung von dem "best case" des dritten Konzepts

Prognose der Ergebnisse der Ermittlerin	
	Gesamt
Erträge	0
1. Umsatz	0
Marktpreis Strom aus Direktvermarktung (Korrektur +0,5%)	285.202.048
Marktpremie (Korrektur +0,5%)	-199.932.390
Vergütung Einspeisemanagement (Korrektur -0,5%)	9.410.569
Umsatzerlöse	94.680.227
2. Standortmiete + Sondervereinbarung	6.288.000
3. Versicherungen, Beiträge	1.836.881
4. Betriebsführung (7% Aufschlag/ Jahr)	5.165.432
5. Rückbau	50.400
6. Reparatur/Instandhaltungskosten	11.511.268
7. Sonstige Kosten (7% Aufschlag/ Jahr)	4.993.494
8. Fundament, Wege, Flächensicherung, Netzanbindung, Ausgleich, Kompensation	9.521.400
9. Abschreibungen	
lt BFH, 16 Jahre für WEA	20.106.800
Betriebsergebnis	34.892.386
9. Zinserträge	940.462
10. Zinsen u. ähnlicher Aufwand	
- Zinsen langfristig	5.406.458
- Zinsen kurzfristig	0
- Zinsen Disagioauflösung RAP	0
Finanzergebnis	-4.465.996
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeiten	30.426.390

Tabelle 16: Wirtschaftlichkeitsberechnung von dem "worst case" des dritten Konzepts

Prognose der Ergebnisse der Ermittlerin	
	Gesamt
Erträge	0
1. Umsatz	0
Marktpreis Strom aus Direktvermarktung (Korrektur +0,5%)	269.348.599
Marktpremie (Korrektur +0,5%)	-188.818.802
Vergütung Einspeisemanagement (Korrektur -0,5%)	8.887.466
Umsatzerlöse	89.417.263
2. Standortmiete + Sondervereinbarung	6.288.000
3. Versicherungen, Beiträge	1.836.881
4. Betriebsführung (7% Aufschlag/ Jahr)	5.165.432
5. Rückbau	50.400
6. Reparatur/Instandhaltungskosten	11.511.268
7. Sonstige Kosten (7% Aufschlag/ Jahr)	4.993.494
8. Fundament, Wege, Flächensicherung, Netzanbindung, Ausgleich, Kompensation	9.521.400
9. Abschreibungen	
It BFH, 16 Jahre für WEA	20.106.800
Betriebsergebnis	29.629.422
9. Zinserträge	903.421
10. Zinsen u. ähnlicher Aufwand	
- Zinsen langfristig	5.467.124
- Zinsen kurzfristig	0
- Zinsen Disagioauflösung RAP	0
Finanzergebnis	-4.563.703
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeiten	25.065.719

Tabelle 17: Investitionskostenplan von dem "worst case" des dritten Konzepts

Investitionskostenrechnung						
Position	Plan	Menge	Gesamt	Anteil an Gesamtkosten	Basis	
Preis pro WEA	2.822.400 €	7	19.756.800 €	62,64%	1120 €/kW	4.032.000,00 €
Nachkennzeichnung	30000	7	210.000 €			30000 €/ kW
Abschaltautomatik	50.000 €	7	350.000 €	1,11%	dnv.gl	
Planungsarbeiten, Bauleitung, Flächensicherung	421.200 €	7	2.948.400 €	9,35%		117 €/ kW
kaufm. Geschäftsbesorgung	27.000 €	7	189.000 €	0,60%		9 €/ kW
Sonstige Kosten, Ausgleich, Kompensation	300.000 €	7	2.100.000 €	6,66%	100€/kW	
Eintragungskosten Handelsregister	600 €	1	600 €	0,00%	Abhängig von Gesellschaftsform, GNotKG	
Fundament je WEA	259.200 €	7	1.814.400 €	5,75%		72 €/ kW
Wegebau	135.000 €	7	945.000 €	3,00%	45€/ kW	
Netzanbindung	244.800 €	7	1.713.600 €	5,43%		68 €/ kW
Finanzierungskosten Bankbearbeitung	0 €		0 €	0,00%	lt. BGH seit 2014 unzulässig	
Nutzungsentschädigung ab Baubeginn	36.000 €	7	252.000 €	0,80%	12€/ kWh	
Rückbau Altanlagen		7	352.800 €	1,12%		
Unsicherheiten	129.786 €	7	908.502 €	2,88%	Annahme 3 % pro Anlage	
Erlös Verkauf Altanlagen	282.240 €	0	0 €	0,00%	Annahme 10%	
Summe			31.541.102 €		Annahme 90%	
Kapitalstruktur						
Eigenkapital			7.009.134 €	20,00%		
Fremdkapital			28.036.535 €	80,00%		
Gesamtkapital			35.045.669 €			

4 Zusammenfassung und Ausblick

Ein Standortgutachten wurde auf der Fläche PR1_NFL_069 durchgeführt, indem drei verschiedene Windparkkonzepte analysiert wurden. Bei dem ersten Konzept wurde der bereits existierende Windpark studiert. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass diese Parkkonfiguration durch die Betriebszeit nicht gewinnbringend ist.

Das zweite Konzept fügt drei WEA-Einheiten von Vestas auf die unbebaute Fläche des Vorranggebiets hinzu. Aufgrund dessen, dass einige Emissionsorte in der Nähe liegen, führt dieses Konzept zu signifikanterem Schattenwurf. Die neue WEA selbst bringen Gewinn aber nicht genug, um den Verlust des originalen Konzepts auszugleichen.

Bei dem dritten Konzept wurde jede WEA-Einheit durch neue Nordex-WEA ersetzt, die nicht nur leistungsfähiger sind, sondern auch leiser, so dass sie weniger Lärm produzieren als die anderen zwei Anlagentypen. Allerdings bringen diese Anlagen mit sich längere Beschattungsdauer auf die Emissionsorte, aufgrund ihrer größeren Höhen. Diese Höhen bedeuten auch, dass zusätzliche Kennzeichnungen benötigt sind, die die Investitions- und Betriebskosten steigen. Dennoch ist dieses Konzept deutlich gewinnbringender als die anderen zwei Vorschläge.

5 Literaturverzeichnis

Deutsche WindGuard GmbH. 2015. *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland Update.* 2015.

Deutsche WindGuard GmbH. 2019. *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung.* 2019.

EEX Group. *expexspot.* [Zitat vom: 4. Juli 2022.] <https://www.epexspot.com/en>.

Land Schleswig-Holstein. 2022. Windenergie. *Land Schleswig-Holstein.* [Online] 1. Juli 2022.
https://www.schleswig-holstein.de/DE/landesregierung/themen/energie/windenergie/windenergie_node.html.

Anlagen

5.1 Anlage 1: Bestehender WP (WP 1)

**DECIBEL_Bestehender , METEO_Meteo Online, METEO_Meteo Reference,
PARK_Besetehender Park mit 50 M, PARK_Bestehender Park with Meteo,
PARK_Bestehender, SHADOW_Bestehender , SHADOW_Bestehender , SHA-
DOW_Bestehenderb abshaltung , SHADOW_Old Turbine**

Anlage 2: Erweiterter WP (WP 2)

**DECIBEL_Erweiterter Windpark, park meteo, PARK_Erweiterter Windpark, SHA-
DOW_Erweiterter Windpark abschaltung, SHADOW_Erweiterter Windpark**

Anlage 3: Neuer Windpark (WP3)

**DECIBEL_Neuer Windpark, PARK_Neuer Windpark, SHADOW_Neuer Windpark mit ab-
schaltung, SHADOW_Neuer Windpark**

Anlage 4: Referenz Meteo

Erklärung über die selbstständige Anfertigung

Hiermit erklären wir, dass wir den von uns eingereichten Bericht selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Quellen und Hilfsmittel angefertigt haben.

Heide, 10.07.2022

Abdo Oubaid Altaha

22213305

Ort, Datum Name, Vorname

Heide, 10.07.2022

Joseph Situmorang

22213317

Ort, Datum Name, Vorname

Heide, 10.07.2022

Kiran Raj Krishnakumar

22213304

Ort, Datum Name, Vorname