

Standortuntersuchung

mit Visualisierung, Parkberechnung
und Ertragsvergleich für
neue Windenergieanlagen in
Osterholz-Scharmbeck (Niedersachsen)

Stadt Osterholz-Scharmbeck



Dezember 2011

Standortuntersuchung
mit Visualisierung, Parkberechnung
und Ertragsvergleich für
neue Windenergieanlagen in
Osterholz-Scharmbeck (Niedersachsen)

Aufgestellt
Erkerode, im Dezember 2011

Auftragnehmer

SOWIWAS - Energie GmbH
Evessener Straße 8
38173 Erkerode

Telefon 05305 - 90 19 222
Telefax 05305 - 90 19 220

E-mail gutachten@sowiwas.de
Internet www.sowiwas.de

Auftraggeber

Stadt Osterholz-Scharmbeck
Rathausstraße 1
27711 Osterholz-Scharmbeck

Telefon 04791 - 17.0
Telefax 04791 - 17.304

E-mail rathaus@osterholz-scharmbeck.de
Internet www.osterholz-scharmbeck.de

INHALT

1	EINLEITUNG	3
2	DER STANDORT	4
2.1	DER BESTAND AN WINDENERGIEANLAGEN	6
2.2	ZU UNTERSUCHENDE VARIANTEN FÜR DIE ERWEITERUNG	7
3	THEORIE DER WINDENERGIE	10
3.1	GRUNDLAGEN	10
3.2	WINDGESCHWINDIGKEIT UND ENERGIE	11
3.3	MATHEMATISCHE SIMULATION	12
4	BESCHREIBUNG DER BERECHNUNGEN	13
4.1	BERECHNUNG "VISUAL"	13
4.2	BERECHNUNG "PARK"	14
4.3	ERMITTLUNG DER KOSTEN UND EINNAHMEN	16
6	ERGEBNISSE DER BERECHNUNGEN	18
6.1	ERGEBNISSE DER WINDBERECHNUNG	19
6.2	ERGEBNISSE DER WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG	20
6.3	VERGLEICH DER VARIANTEN	22
	ZUSAMMENFASSUNG	23

ANHANG

ERGEBNISSE DER WINDPRO BERECHNUNGEN VISUAL UND PARK:
 Ansichten von 7 Standorten auf die geplanten und bestehenden Anlagen in 3
 Varianten, sowie die Ertragserwartungen mit Übersichtskarte

Variante 1, 13 x Enercon E-53 mit 100 m Gesamthöhe

Visual-Hauptergebnis	1 Seite
Visualisierungen	7 Seiten
Park-Hauptergebnis	2 Seiten
Karte	1 Seite

Variante 2, 3 x Vestas V112 mit 140 m Gesamthöhe

Visual-Hauptergebnis	1 Seite
Visualisierungen	7 Seiten
Park-Hauptergebnis	2 Seiten
Karte	1 Seite

Variante 3, 6 x Enercon E-101 mit 180 m Gesamthöhe

Visual-Hauptergebnis	1 Seite
Visualisierungen	7 Seiten
Park-Hauptergebnis	2 Seiten
Karte	1 Seite

**Allgemeine Informationen zur Tages-/Nachtkennzeichnung
 von Windenergieanlagen** 8 Seiten

1 Einleitung

Auf einer Fläche nordwestlich der Kernstadt von Osterholz-Scharmbeck (Landkreis Osterholz, Niedersachsen) ist die Errichtung von neuen Windenergieanlagen vorgesehen. Dazu soll die Nutzung der Windenergie im Umfeld der bereits bestehenden Windparkfläche mit zur Zeit 11 Windenergieanlagen untersucht werden. Diese Planfläche hat eine Größe von rund 45 ha. Vom Auftraggeber wurde die Gesamthöhe der neuen Windenergieanlagen auf den Planflächen in drei Varianten von 100 m, 140 m und 180 m vorgegeben. Die bestehenden Windenergieanlagen haben eine maximale Gesamthöhe von ca. 75 m und stehen auf einer Vorrangfläche von ca. 60 ha Größe, die in drei Teilflächen aufgeteilt ist.

Für diese drei Varianten wird in der vorliegenden Untersuchung jeweils eine technisch mögliche Bebauung mit Windenergieanlagen angesetzt. Für die unterschiedlichen Varianten wird je Variante der mögliche Energieertrag bestimmt und ein Kosten / Nutzen Vergleich aufgestellt. Zusätzlich werden Fotomontagen von 7 Fotostandorten im Umkreis des Windparks zur Beurteilung des Landschaftsbildes erstellt. Die Fotostandorte und Blickrichtungen wurden vom Auftraggeber vorgegeben.

Bei der Berechnung der Energieerträge werden die Verluste durch die gegenseitige Abschattung der geplanten und der bestehenden Windenergieanlage berücksichtigt (Parkberechnung).

Im Rahmen der Ertragsprognosen wurden Kontrollberechnungen für benachbarte Windenergieanlagen vorgenommen. Für diese Anlagen standen dreijährige Betriebsdaten zur Verfügung.

Der von den Windenergieanlagen erzeugte Strom soll vollständig ins Netz des lokalen Energieversorgungsunternehmens eingespeist werden.

Die vorliegende Ertragsprognose stellt kein Gutachten im Sinne der Technischen Richtlinien für Windkraftanlagen Teil 6: Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Revision 7 vom 10.09.2007 (Herausgeber: Fördergesellschaft Windenergie e.V.) dar.

2 **Der Standort**

Eine Standortbesichtigung der Planfläche und deren Umgebung fand am 20.09.2011 durch die Herren H. Kunze und J. Constantin statt. Eine Fotodokumentation wurde dabei erstellt.

Vorrangfläche nordwestlich der Kernstadt von Osterholz-Scharmbeck

Osterholz-Scharmbeck liegt in der Norddeutschen Tiefebene ca. 20 Kilometer nordnordöstlich von Bremen und westlich des Flusses Hamme, der südwestlich Richtung Weser fließt.

Die Landschaft im Stadtgebiet von Osterholz-Scharmbeck ist geprägt vom Übergang der Endmoränenlandschaft der Wesermünder Geest, deren südlicher Teil auch Osterholzer Geest genannt wird, in das Teufelsmoor. Der Geestrücken erhebt sich im Westteil des Stadtgebiets in der *Langen Heide* bis auf eine Höhe von 48 m ü. NN. Die *Lange Heide* ist das Quellgebiet der Hamme und auch einiger kleinerer Flüsse, wie z. B. dem Scharmbecker Bach und der Wienbeck, die ebenfalls in die Hamme münden, als auch der Drepte, die nach Norden in die Weser fließt. Der Geestrücken fällt nach Osten innerhalb der Kernstadt bis auf 4 m ü. NN ab. Die östlichen Stadtteile liegen bereits im Teufelsmoor, das durch das Urstromtal der Hamme gebildet wurde.

Die neu geplante Windvorrangfläche liegt auf dem Geestrücken nordwestlich der Kernstadt von Osterholz-Scharmbeck zwischen den Ortsteilen Buschhausen im Südosten (ca. 1,5 km entfernt) und Lange Heide im Nordwesten (ca. 1,5 km Abstand). Die Flächen werden intensiv als Grünland, z. T. auch als Ackerland (Mais) genutzt. Unmittelbar südlich der Fläche stehen insgesamt zehn Windenergieanlagen der Typen Enercon E-40/6.44 und Enercon E-48 auf einer bestehenden Vorrangfläche für Windenergie. Diese Fläche wird zerteilt von einer 220 kV Hochspannungs-Freileitung und dem Schutzabstand dazu. Eine weitere Anlage vom Typ Enercon E-40/5.40 befindet sich nördlich der übrigen Anlagen.

Das Gelände ist im näheren Umfeld eben mit typischen Höhen von 40-46 m ü. NN. Östlich von Osterholz-Scharmbeck fällt es zum Großen Moor auf 0-5 m ü. NN ab. Im Süden und Westen liegt in ca. 10-15 km Entfernung das Wesertal, die Nordsee ist etwa 40 km entfernt (im Nordwesten bei Bremerhaven).

Während die Moor- und Aueflächen östlich von Osterholz-Scharmbeck weitgehend frei von Busch- und Baumbewuchs sind, ist die Geestfläche rings um die Windvorrangfläche vielfach mit Gehölzsäumen, kleinen Waldstücken und Buschgruppen bewachsen. Rings um die kleineren Siedlungen und Einzelhöfe sind Hecken, Baumreihen und Buschwerk vorhanden. Nur ein Bereich von ca. 500 m um die Vorrangfläche und die bestehenden 9 Anlagen im Süden ist weitgehend gehölzfrei. Die Flächen westlich der Siedlung Lange Heide (ca. 3 km von den Standorten) sind mit zusammenhängenden, größeren Waldbeständen bewachsen.

Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten kann in größeren Höhen ein mittleres bis gutes Windpotenzial erwartet werden. Es sind nur wenige orografische Beeinträchtigungen vorhanden. Besonders in niedrigen Höhen abschwächend auf die Windanströmung wirken sich die Strömungshindernisse aus. Der umliegende Bewuchs und die vorgelagerten Waldbestände wirken sich hier nachteilig aus. Die Bedingungen für die Windkraftnutzung werden auch durch die Ergebnisse der bestehenden Windenergieanlagen in der Region des untersuchten Standorts bestätigt.

Fotostandorte im Umfeld der Planfläche

Im folgenden befindet sich die Beschreibung der Fotostandorte im Umfeld der zu beplanenden Windfläche. Die Blickrichtung ist jeweils in Richtung der neuen Windenergieanlagen.

- Garlstedter Kirchweg / Vor der Elm

Der Fotostandort liegt an der Straßenkreuzung „Garlstedter Kirchweg“ und „Vor der Elm“ im Nordosten der Planfläche. Das Umfeld ist durch Grünland und Ackerflächen geprägt ohne nennenswerte Bepflanzung mit Gehölzen oder Bäumen.

Die Blickrichtung zum Windpark ist frei, nur wenige Einzelbäume und höhere Gebüsche bedecken die Sicht.

- Erikaweg / Kolkwischen

Der Fotostandort befindet sich am Rand der Siedlung Heilshorn/Lange Heide südlich der Straßenkreuzung Erikaweg und Kolkwischen. Er liegt nordwestlich der Planfläche. Es sind verbreitet Busch- und Baumpflanzungen vorhanden. Die Sicht ist durch die Bäume, Büsche und Bebauung eingeschränkt.

Nur an wenigen Stellen besteht Sicht auf die Windparkfläche.

- Lange Reihe / Am Schäferkamp

Der Fotostandort befindet sich am Ortsrand der Siedlung Westerbeck im Osten der Planfläche an der Kreuzung „Lange Reihe“ mit „Am Schäferkamp“. Am westlichen Rand von Westerbeck verläuft eine hohe Baumreihe entlang der Nord-Süd verlaufenden Gemeindestraße. Durch die hohen Bäume (Allee) entlang der Straße ist die Sicht stark eingeschränkt.

Nur an wenigen Stellen ist eine Sicht zur Fläche möglich.

- Schierhorster Weg / Feldhorst

Der Fotostandort befindet sich an der Straßenkreuzung „Schierhorster Weg“ und „Feldhorst“ (Landstraße L149) im Süden der Planfläche. Rings

um die Wegkreuzung sind mehrere kleinere Gehölzflächen und Einzelbäume vorhanden. Sie behindern den Blick zur Windvorrangfläche.

Nur ein Teil der Fläche ist einsehbar.

- Buschhausen, Heilshorner Str.

Der Fotostandort befindet sich in Buschhausen etwas östlich der Einmündung des „Heckenweg“ auf der „Heilshorner Straße“ (Landstraße L149). Er liegt im Südosten der Planfläche. Der westliche Ortsrand von Buschhausen ist durch zahlreiche Bäume und Gehölze geprägt.

Die neu zu errichtenden Windenergieanlagen werden nahezu vollständig abgeschirmt.

- Tietjenshütte

Der Fotostandort befindet sich bei Tietjenshütte an der Kreisstraße K9 gegenüber des Parkplatzes. Er liegt südöstlich der Planfläche. Die Hammeniederung ist bis auf wenige Bäume und Büsche entlang der Straßen frei von höherem Bewuchs.

Der Blick auf die höhergelegene Geest mit der Windvorrangfläche ist stellenweise durch hohe Bäume verdeckt.

- Alt Heilshorn, bei Abzweig in Kurve

Der Fotostandort befindet sich östlich der Siedlung Heilshorn auf einem Nord-Süd verlaufenden Feldweg kurz vor der Einmündung in die Straße „Alt Heilshorn“. Er liegt im Westen der Planfläche. Das Umfeld ist durch Grünland und Ackerflächen geprägt ohne nennenswerte Bepflanzung mit Gehölzen oder Bäumen. An der Straße sind viele Sichthindernisse durch Bäume und Büsche vorhanden.

Nur auf dem Feldweg ist eine Sicht zu einem Teil der Windenergieanlagen möglich.

Durch die fehlende bzw. sehr eingeschränkte Sichtbeziehung von einigen Fotostandorten zu den bestehenden Windenergieanlagen konnten die Aufnahmen nicht eindeutig referenziert werden. Somit können diese Fotomontagen Lage-, Winkel- und Perspektivfehler enthalten

2.1 Der Bestand an Windenergieanlagen

Folgende elf Windenergieanlagen sind im Umfeld der Planfläche bereits errichtet worden. Die genaue Ortslage ist den Karten im Anhang zu entnehmen. Dort werden ebenfalls die Koordinaten aufgelistet.

- o **1 x Enercon E-40/5.40**
500 kW Nennleistung
40,3 m Rotordurchmesser
50 m Nabenhöhe
70,2 m Gesamthöhe

Diese Windenergieanlage wird auf den Ausdrucken mit einem dunkelblauen Symbol dargestellt.

- o **6 x Enercon E-40/6.44**
mit jeweils
600 kW Nennleistung
44 m Rotordurchmesser
50 m Nabenhöhe
72 m Gesamthöhe

Diese Windenergieanlagen werden auf den Ausdrucken mit dunkelblauen Symbolen dargestellt.

- o **4 x Enercon E-48**
mit jeweils
800 kW Nennleistung
48 m Rotordurchmesser
50 m Nabenhöhe
74 m Gesamthöhe

Diese Windenergieanlagen werden auf den Ausdrucken mit hellblauen Symbolen dargestellt.

Die gesamte Nennleistung der bestehenden Windenergieanlagen beträgt 7,3 MW. Die baurechtlich ausgewiesene Fläche für diese Anlagen ist ca. 60 ha groß.

2.2 Zu untersuchende Varianten für die Erweiterung

Vom Auftraggeber wurden für die Planfläche drei unterschiedliche Gesamthöhen der neuen Windenergieanlagen vorgegeben. Für diese drei Varianten von 100 m, 140 m und 180 m wurde jeweils eine technisch mögliche Bebauung mit Windenergieanlagen ermittelt und angesetzt. Hierbei wurden feste Mindestabstände in Haupt- und quer zur Hauptwindrichtung angesetzt. Die Turbulenzintensität vor Ort wurde dabei nicht berücksichtigt. Auch wurde keine Optimierung der Aufstellung vorgenommen und Schall- und Schattenemissionen nicht berücksichtigt.

Zu bemerken ist, dass es bei Variante 3 zu einer Höhenstaffelung der Windenergieanlagen kommt. Dies bedeutet, dass sich die Rotorblätter der bestehenden und der neuen Windenergieanlagen in der horizontalen Ebene nicht überschneiden. Ein senkrecht nach oben zeigendes Rotorblatt einer bestehenden Anlage ist maximal in 74 m Höhe, ein senkrecht nach unten zeigendes Rotorblatt einer neuen Anlage reicht minimal bis 78,5 m Höhe über Grund. So können die Windenergieanlagen dichter aneinander gestellt werden, was z.B. in Variante 2 nicht der Fall ist.

Die sich durch die verwendeten Windenergieanlagen ergebenden Gesamthöhen (reale Gesamthöhe) weichen teilweise leicht von den vorgegebenen Höhen ab. Es ist nicht sichergestellt, dass die verwendeten Anlagentypen mit den entsprechenden Nabenhöhen noch produziert werden oder auf dem Markt verfügbar sind. Die Berechnungen werden somit für die vorgegebenen Planfläche und folgende Anlagentypen in drei Varianten durchgeführt:

o **Variante 1, 100 m Gesamthöhe**

13 x Enercon E-53

mit jeweils

800 kW Nennleistung

53 m Rotordurchmesser

73,3 m Nabenhöhe

99,8 m realer Gesamthöhe

Diese Windenergieanlagen werden auf den Ausdrucken mit hellroten Symbolen dargestellt

Gesamtleistung dieser geplanten Windenergieanlagen beträgt 10,4 MW

o **Variante 2, 140 m Gesamthöhe**

3 x VESTAS V112-3,0 MW

mit jeweils

3.000 kW Nennleistung

112 m Rotordurchmesser

84 m Nabenhöhe

140 m realer Gesamthöhe

Diese Windenergieanlagen werden auf den Ausdrucken mit roten Symbolen dargestellt

Gesamtleistung dieser geplanten Windenergieanlagen beträgt 9 MW.

Aufgrund des bei diesen Anlagen großen Rotordurchmessers können in dieser Variante nur 3 Anlagen auf die Fläche gestellt werden, damit die für die Standsicherheit notwendigen Mindestabstände der Windenergieanlagen untereinander eingehalten werden.

o

o **Variante 3, 180 m Gesamthöhe**

6 x Enercon E-101

mit jeweils

3.000 kW Nennleistung

101 m Rotordurchmesser

129 m Nabenhöhe

179,5 m realer Gesamthöhe

Diese Windenergieanlagen werden auf den Ausdrucken mit dunkelroten Symbolen dargestellt

Gesamtleistung dieser geplanten Windenergieanlagen beträgt 18 MW

Die baurechtliche Planfläche für diese Varianten mit neuen Windenergieanlagen hat eine Größe von ca. 45 ha.

Anlagen über 100 m Gesamthöhe –also die Varianten 2 und 3- müssen als Luftfahrt Hindernisse gekennzeichnet sein. Dies bedeutet dass sie Nachts (von Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang) mit rotem blinkendem Gefahrfeuer ausgestattet werden müssen.

Als Tageskennzeichnung müssen sie rot-weiß-rote Enden der Rotorblätter haben. Windenergieanlagen über 150 m Gesamthöhe müssen zusätzlich einen roten Streifen an der Gondel haben. Alternativ können Windenergieanlagen von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang mit weiß blinkendem Gefahrfeuer ausgestattet werden und eine rote Banderole am Turm haben. Bei Anlagen über 150 m sind zusätzlich rote Rotorblattenden notwendig.

Bei den beschriebenen Kennzeichnungen handelt es sich um Standardkennzeichnungen für Windenergieanlagen nach Teil 3 der „Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“ (AVV) vom 24. Mai 2007. Im Anhang befindet sich eine zusammenfassende Übersicht.

Für die Fotomontagen wurde die Tages-Kennzeichnung ohne Gefahrfeuer verwendet.

3 Theorie der Windenergie

Strömende Luft wird als Wind bezeichnet. Die Kraft des Windes nimmt mit schneller werdender Strömungsgeschwindigkeit zu. Wir bezeichnen dies auch als Windstärke. Dieser Ausdruck verdeutlicht den Zusammenhang von Windgeschwindigkeit und Stärke (Kraft bzw. Leistung). Da die Leistung des Windes nur aufwendig direkt gemessen werden kann, wird sie über die Windgeschwindigkeit bestimmt. Als Maß für die Geschwindigkeit oder auch Windstärke kann die Auswirkung des Windes beschrieben werden (z.B. Bewegen von Blättern oder Ästen) oder es kann auch mit einem Anemometer die Windgeschwindigkeit direkt gemessen werden. In Tabelle 1 ist die Beschreibung der gängigen Windstärke-Skala (Beaufort) mit den dazu gehörigen Windgeschwindigkeiten in m/s und in km/h zusammengestellt.

Beschreibung	Beaufort-Windstärke	Geschwindigkeit in m/s	Geschwindigkeit in km/h
Windstille, Rauch steigt senkrecht empor	0	0-0,2	0-0,8
Rauch steigt schräg auf	1	0,3-1,5	0,9-5,6
Blätter säuseln, Fahnen beginnen zu wehen	2	1,6-3,3	5,7-11,8
Blätter und dünne Zweige bewegen sich	3	3,4-5,4	11,9-19,7
Zweige und dünne Äste bewegen sich	4	5,5-7,9	19,8-28,7
kleine, belaubte Bäume beginnen zu schwanken	5	8,0-10,7	28,8-38,8
starke Äste in Bewegung	6	10,8-13,8	38,9-49,9
Schwächere Bäume bewegen sich fühlbarer Widerstand beim Gehen im Freien	7	13,9-17,1	50,0-61,8
Zweige brechen ab, große Bäume bewegen sich, Probleme beim Gehen im Freien	8	17,2-20,7	61,9-74,4
leichte Gegenstände werden bewegt, Dachschäden an Häusern	9	20,8-24,4	74,5-87,8
entwurzelte Bäume, erhebliche Schäden an Häusern	10	24,5-28,4	87,9-102,5
starke, verbreitete Sturmschäden	11	28,5-32,6	102,6-117,6
Verwüstungen	12	32,7-36,9	117,7-132,8
Nur auf dem Meer, an Küsten und auf Gebirgskuppen	13-17	bis über 56	bis über 200

Tabelle 1 Beschreibung der Windgeschwindigkeiten

3.1 Grundlagen

Die im Wind enthaltene Energie lässt sich mit der bekannten Formel für die kinetische Energie einer bewegten Masse bestimmen.

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

E: Energie

m: Masse

v: Geschwindigkeit

Bezogen auf eine feste Zeitspanne berechnet sich mit dieser Formel auch die Leistung des Windes (Leistung = Energie pro Zeiteinheit). Bei der Windenergienutzung ist die Masse m die durch die Rotorfläche A hindurch

bewegte Luft. Diese bewegte Masse ist abhängig von der Windgeschwindigkeit v . Es gilt folgender Zusammenhang:

$$m / t = v * \rho * A = v * \rho * D^2 * \pi / 4$$

m:	Masse des Luftstromes [kg]	t:	Zeiteinheit [s]
v:	Windgeschwindigkeit [m/s]	ρ :	Dichte der Luft [kg/m ³]
A:	Flügelkreisfläche [m ²]	D:	Flügeldurchmesser [m]

In der rechten Seite der Gleichung wird die Rotorkreisfläche A über den quadratischen Durchmesser D^2 ermittelt. Dies wird für die Masse m in der Ausgangsformel eingesetzt.

So entsteht folgender Zusammenhang:

$$E = P * t = \frac{1}{2} * (v * \rho * D^2 * \pi / 4) * v^2 * t$$

$$= \frac{1}{2} * \rho * D^2 * \pi / 4 * v^3 * t$$

E: im Wind enthaltene Energie

Man sieht, dass die enthaltene Energie proportional der Fläche des Rotors ist, also vom quadratischen Durchmesser D^2 abhängt. Die enthaltene Energie steigt mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit v^3 . D.h. eine Verdoppelung des Rotordurchmessers ergibt eine Vervierfachung der zur Verfügung stehenden Energie und eine Verdoppelung der Windgeschwindigkeit sogar eine Verachtfachung. Aus diesem Grunde ist eine möglichst genaue Einschätzung der vorhandenen Windgeschwindigkeit wichtig, da sich kleine Ungenauigkeiten stark auf die erzielbare Energie auswirken.

Von dieser zur Verfügung stehenden Energie ist selbst unter optimalen Bedingungen nur ein Teil zu nutzen. Der Grund dafür ist, dass bei vollständiger Nutzung die Windströmung beim Durchströmen des Rotors zum Stillstand gebracht werden müsste. Dann ist dieser jedoch durch "stehende Luftmassen" blockiert und es kann keine energiehaltige Luft nachströmen. Die optimalen Bedingungen bestehen dann, wenn das Verhältnis von abströmender zu einströmender Windgeschwindigkeit 1 zu 3 beträgt, wie Betz bereits 1920 ermittelte. In diesem Fall ergibt sich ein maximaler theoretischer Wirkungsgrad von $16 / 27$ bzw. 59,259% oder einfach knapp 60%. Die obige Formel ergibt somit, bezogen auf die Nutzung durch eine Windenergieanlage:

$$E = 16 / 27 * \frac{1}{2} * \rho * D^2 * \pi / 4 * v^3 = 2 / 27 * \rho * \pi * D^2 * v^3$$

E: maximale dem Wind zu entnehmende Energie

In der Praxis erreichen Windenergieanlagen heute Wirkungsgrade bis knapp 50%. Abschließend sei bemerkt, dass mit zunehmender Windgeschwindigkeit nicht nur der mögliche Energieertrag sondern auch die Belastungen der Windenergieanlagen steigen.

3.2 Windgeschwindigkeit und Energie

Das Produzieren elektrischer Energie ist das eigentliche Ziel bei der Errichtung von Windenergieanlagen. Die Angabe einer mittleren Windgeschwindigkeit ist wegen der oben dargestellten Zusammenhänge nicht eindeutig in Bezug auf die erzeugbare Energie. In der folgenden Tabelle sind zur Veranschaulichung zwei Varianten mit gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit beschrieben, die zu unterschiedlichen Energieerträgen füh-

ren.

Variante	A	B
Windgeschwindigkeit in der 1.Stunde	3	2
Windgeschwindigkeit in der 2.Stunde	3	5
Windgeschwindigkeit in der 3. Stunde	3	2
Mittlere Windgeschwindigkeit	3	3
Energieertrag in der 1.Stunde	27	8
Energieertrag in der 2.Stunde	27	125
Energieertrag in der 3. Stunde	27	8
Mittlerer Energieertrag	27	47

Tabelle 2 möglicher Energieertrag

Der Unterschied erklärt sich durch die Abhängigkeit der Energie von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. So beträgt die Energie in Variante B während der 1. und 3. Stunde zwar nur je $2^3 = 8$ Einheiten, in der 2. Stunde jedoch $5^3 = 125$. Bei der Variante A ist der Wind gleichmäßiger, jedoch ist der theoretisch mögliche Energieertrag geringer.

3.3 Mathematische Simulation

Die im Anhang befindliche Windberechnung ermittelt die Winddaten aufgrund eines theoretischen Berechnungsverfahrens. Hierüber kann individuell für den Standort die Windhäufigkeits- und Windrichtungsverteilung abgeschätzt werden. Ebenso ist eine Aussage über die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe möglich. Mit diesen Ergebnissen wird mit Hilfe der Leistungskennlinie der geplanten Windenergieanlage der jeweilige Energieertrag pro Jahr ermittelbar. Dabei wird die in der jeweiligen Nabenhöhe der Windenergieanlage berechnete Windgeschwindigkeit angesetzt.

Für die Berechnung wird eine Referenzströmung am Standort ermittelt. Einerseits gehen die Messwerte des Deutschen Wetterdienstes der umliegenden Stationen ein, die mit dem Abstand zum Standort gewichtet werden. Zum zweiten bilden die speziellen Oberflächeneigenschaften (Rauigkeiten) sowie die topographischen Eigenschaften (Geländeprofil) der Umgebung in einem Umkreis von ca. 20 km die Grundlage. Die Abschätzung wird nach Ortskenntnis und Kartenlage (1:50.000) vorgenommen. Auf dieser Basis ermöglicht es das Programm "wind atlas analysis and application program" (WAsP)ⁱ, die Windgeschwindigkeit und die zu erwartende Energieproduktion einer beliebigen Windenergieanlage in frei wählbarer Höhe abzuschätzen. Die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe über dem Gelände wird unter Berücksichtigung der speziellen Bedingungen am Standort von dem Programm berechnet.

In die Berechnung fließen standortspezifisch folgende Parameter ein:

- o die Windverhältnisse auf Basis von Messstationen
- o die Umgebung in Form der Oberflächenbeschaffenheit (Rauigkeit)
- o die Umgebung in Form des Geländeprofiles (Orographie)
- o die Rotorgröße und Leistungskennlinie der gewählten Windenergieanlage
- o die Nabenhöhe der gewählten Windenergieanlage

4 Beschreibung der Berechnungen

Die Daten Ein- und Ausgabe erfolgt für die Berechnungen Visual und Park mit dem Programm WindPROⁱⁱ. Die im Anhang ersichtlichen Resultatdrucke enthalten jeweils eine kurze Dokumentation mit Erklärungen und Erläuterungen zur jeweiligen Untersuchung.

4.1 Berechnung “VISUAL”

Mit Visual werden Fotomontagen der einzelnen Windparkvarianten mit unterschiedlich Aufstellungen der Windenergieanlagen von verschiedenen Betrachtungspunkten berechnet. In die Berechnung fließen die Geländeprofile und die Blickwinkel sowie die Daten der im Windpark verwendeten Windenergieanlagen ein.

Für die Realisierung eines Windkraftanlagenprojekts ist eine realistische Visualisierung meist von großer Bedeutung, um die visuellen Auswirkungen von Windkraftanlagen im Vorfeld beurteilen zu können. Um einen hohen Energieertrag erreichen zu können, müssen Windkraftanlagen insbesondere im Binnenland an exponierten Standorten (z.B. Hügel, Bergkuppen) errichtet werden. Aus diesem Grund stellen sie aber möglicherweise ein dominierendes Bauwerk im Landschaftsbild dar. So werden die Bewohner der nahe gelegenen Ortschaften, Wanderer und andere sich in der näheren Umgebung aufhaltende Personen in ihrem Erleben der Natur beeinflusst. Die Platzierung solcher Anlagen führt daher immer stärker zur Konfrontation zwischen Anwohnern, Natur- und Landschaftsschützern einerseits und Betreibern und Befürwortern der erneuerbaren Energien andererseits.ⁱⁱⁱ

Visualisierungen ermöglichen u.a. die Beurteilung von verschiedenen Aufstellungsvarianten, um ein optimales Gleichgewicht zwischen der Wirtschaftlichkeit und dem Eingriff ins Landschaftsbild zu finden. Dies ist Grundlage in dem Bemühen die Auswirkungen durch den Eingriff ins Landschaftsbild zu minimieren.^{iv}

○ VISUAL – Hauptergebnis

Die Berechnung zu den Fotomontagen werden hier zusammengefasst. Dazu ist es notwendig, die Orographie des betrachteten Raumes und dessen Umfeldes digital zu erfassen.

Die Orographie wird in Form von Höhenlinien berücksichtigt. Dazu wurden Daten, die von Satelliten durch Abtastung der Erdoberfläche in einem festen Gitternetz entstanden sind, durch eine spezielle Software in Höhenlinien im 1 m-Raster umgewandelt. Die Höhenlinien sind in einer Entfernung von ca. 10 km um die zu untersuchende Fläche eingegeben.

Auf dem Ausdruck wird oben rechts eine Übersichtskarte mit den geplanten Windenergieanlagen und den 7 Fotostandorten dargestellt. Die „Kamera“ benannten Symbole zeigen die Blickrichtung und den Blickwinkel.

Darunter auf der Seite befindet sich eine Übersicht mit den Fotomontagen der 7 Fotostandorte.

Ganz unten auf der Seite ist eine Liste mit den geplanten Windenergieanlagen. In dieser Liste wird der Abstand der einzelnen Windenergieanlagen zu dem jeweiligen Fotostandort angegeben.

- VISUAL – Karte

Die hier dargestellte Karte entspricht der Übersichtskarte mit den geplanten Windenergieanlagen und den 7 Fotostandorten. Zusätzlich werden hier auch die bestehenden Windenergieanlagen („Existierende WEA“) angezeigt. Die „Kamera“ benannten Symbole zeigen den Fotostandort mit Blickrichtung und den Blickwinkel.

- VISUAL – Fotomontagen

Hier werden die einzelnen Fotomontagen der 7 Fotostandorte dargestellt. Im unteren Bereich ist ein Textfeld mit Informationen. Um einen realistischen Eindruck zu gewinnen ist das wichtigste die Angabe „Empfohlener Betrachtungsabstand“ einzuhalten. Bei herangezoomten (Tele) Aufnahmen ist das Foto weiter von den Augen entfernt zu halten (z. B. Fotostandort Tiedjenshütte).

Links im Textfeld unter dem Foto werden die einzelnen, „theoretisch sichtbaren“ geplanten Windenergieanlagen der jeweiligen Variante aufgelistet. „Theoretisch sichtbaren“ heißt hier, dass diese Windenergieanlagen ohne Bewuchs und Bebauung zwischen Fotostandort und Windenergieanlage sichtbar wären, dadurch jedoch zum Teil oder ganz verdeckt werden können. Sind mehr als 10 Windenergieanlagen theoretisch von einem Fotostandort sichtbar, wird nur die Anzahl der Anlagen ausgegeben.

4.2 Berechnung „PARK“

Mit Park werden die zu erwartenden Erträge der einzelnen Windenergieanlagen in einer konkreten Windparkaufstellung berechnet. Das Programm WindPRO greift zur Berechnung auf das WasP-Programm zurück. In die Berechnung fließen die Terraindaten (Umgebungsbeschreibung), die Winddaten (Windstatistiken der umliegenden Messstationen) und die Daten der im Windpark verwendeten Windenergieanlagen ein.

- PARK – Hauptergebnis

Neben einer Übersichtskarte des Standortes werden die verwendeten Windstatistiken der Messstationen des Deutschen Wetterdienstes genannt. Unter 'WEA-Platzierung' sind die Daten und die Koordinaten der einzelnen Windenergieanlagen im Windpark angegeben. Zur groben Einordnung des untersuchten Standortes und zum Vergleich mit anderen Standorten sind Referenzwerte für die Bruttowindenergie, mittlere Windgeschwindigkeit und äquivalente Rauigkeit in einer Standard-Höhe von 50 m über Grund dargestellt. Unter

'Hauptergebnis für Windparkberechnung' - 'Park Ergebnis' ist die jährliche Stromerzeugung aller Anlagen des Windparks in MWh (1 MWh = 1.000 kWh) abzulesen. Zusätzlich ist in der nächsten Spalte das Resultat nach Abzug von 10% Sicherheitsabschlag angegeben. Daneben steht der Wirkungsgrad des gesamten Windparks in der gewählten Aufstellungsgeometrie.

Im Absatz 'Berechnete jährliche Energieproduktion für *neue WEA*' stehen die Daten der einzelnen Windenergieanlagen des Windparks und anschließend zeilenweise deren zu erwartenden jährlichen Ertragsergebnisse. Bei den nicht vermessenen Kennlinien - Angaben wie "Hersteller", "Fab(rikant)" oder "berechnet" in der Tabelle - sind die Berechnungsergebnisse gegebenenfalls mit **größeren Unsicherheiten** belegt.

In der Spalte 'AEP Ergebnis' ist die mögliche, jährliche Stromerzeugung der verschiedenen Windenergieanlagen in MWh abzulesen. Zusätzlich ist in der nächsten Spalte das Resultat nach Abzug von 10% Sicherheitsabschlag angegeben. Daneben steht der Wirkungsgrad der einzelnen Windenergieanlage in der gewählten Parkaufstellung. In der letzten Spalte steht als Richtwert die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe der jeweiligen Windenergieanlage.

4.3 Ermittlung der Kosten und Einnahmen

Kosten:

Es wurden die Schätzkosten der drei unterschiedlichen Varianten ermittelt. Es werden Nettowerte ohne Umsatzsteuer angegeben. Neben den Anlagenkosten wurden folgende Investitionskosten berücksichtigt.

- Fundament
- Aufbau und Installation
- Prospekt, Planung, Gutachten und Genehmigungen
- Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen
- Netzanschluss, ohne eigenes Umspannwerk
 - Variante 1: Kabellänge 8 km
 - Variante 2: Kabellänge 6 km
 - Variante 3: Kabellänge 7 km
- Wegebau
 - Variante 1: Weglänge 3 km
 - Variante 2: Weglänge 1 km
 - Variante 3: Weglänge 2 km

Dies ergibt für die Varianten folgende Gesamtinvestitionen:

- **Investitionskosten**
 - Variante 1: 13.900.000 €
 - Variante 2: 12.300.000 €
 - Variante 3: 28.000.000 €

Die Schätzkosten entstammen groben Annahmen und unverhandelten Angaben der Hersteller. Sie wurden gerundet. Beim Netzanschluss wurde kein eigenes Umspannwerk angesetzt. Kosten der Finanzierung sind nicht angesetzt.

Für die Betriebskosten wurde in den einzelnen Varianten folgende gerundeten Positionen berücksichtigt:

- Wartung und Ersatzteile (Vollwartungsvertrag)
- Versicherungen
- Pachtzahlungen
- Betriebsführungskosten

Daraus wurden für die Varianten folgen Werte ermittelt:

○ **Jährliche Ausgaben:**

Variante 1: 290.000 €

Variante 2: 320.000 €

Variante 3: 800.000 €

Einnahmen:

Bei den jährlichen Einnahmen wird von einer Einspeisevergütung für Windenergieanlagen im Jahr 2013 ausgegangen. Diese ist durch das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“, kurz erneuerbare Energien Gesetz (EEG) 2012 festgelegt. Diese beträgt 0,0927 € pro eingespeiste kWh. Darin enthalten ist 2013 noch der Systemdienstleistungsbonus (SDL) von 0,0047 €. Im Jahr 2016 wird dieser entfallen und die Einspeivevergütung beträgt nur noch 0,0841 € pro eingespeiste kWh, also mehr als 6,1% weniger.

Nicht berücksichtigt bei der Höhe der Einspeisevergütung sind zusätzliche Boni wie sie bei Repowering einer bestehenden Windenergieanlage im gleichen oder angrenzenden Landkreis oder bei Direktvermarktung der erzeugten Energie gezahlt werden können.

Es wird davon ausgegangen, dass die neu zu errichtenden Windenergieanlagen am geplanten Standort mindestens 60 Prozent des Referenzertrages erzielen können und damit in die Vergütung nach dem EEG fallen. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windenergieanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an einem definierten Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde.

Des weiteren wird davon ausgegangen, dass die neu zu errichtenden Windenergieanlagen am geplanten Standort den hohen Vergütungssatz nach dem EEG für die maximale Dauer von 20 Jahren erhalten.

Erwartete jährliche Einnahmen:

Variante 1: 1.423.038 €

Variante 2: 1.609.986 €

Variante 3: 4.003.389 €

5 Ergebnisse der Berechnungen

An dieser Stelle werden kurz die Endergebnisse der im Anhang befindlichen Ausdrücke zusammengefasst und erläutert.

Das Ergebnis der Windberechnungen ist mit Unsicherheiten behaftet, die in den zugrunde liegenden Winddaten und der Standortbeschreibung begründet sind. Aufgrund dieser Unsicherheiten wurden auf die berechneten Werte Abschläge in Höhe von 10% vorgenommen. Darüber hinaus werden die tatsächlichen Ergebnisse von Schwankungen des Windangebotes zwischen einzelnen Jahren (evtl. auch bedingt durch klimatische Veränderungen), durch die Güte der Leistungsdaten und der technischen Verfügbarkeit der Windenergieanlagen beeinflusst. Nicht explizit berücksichtigt wurden Mindererträge durch Netz- und Leitungsverluste sowie durch eingeschränkte technische Verfügbarkeit der Windenergieanlagen. Ebenfalls nicht berücksichtigt wurden Leistungsreduzierungen oder Abschaltungen der Windenergieanlagen, bedingt durch Schallemissionen, Schattenwurf oder andere Auflagen.

5.1 Ergebnisse der Fotomontagen

Die Fotomontagen beziehungsweise Visualisierungen ermöglichen die Beurteilung der drei verschiedenen Aufstellungsvarianten und deren Auswirkungen auf das Landschaftsbild.

Im Vergleich der jeweils drei Varianten an den einzelnen Fotostandorten ist deutlich die stärkere Beeinflussung des Landschaftsbildes durch höhere Anlagen zu erkennen. So sind am Fotostandort „Schierhorster Weg / Feldhorst“ die Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von 100 und 140 m praktisch nicht zu sehen, da sie durch den vorhandenen Bewuchs verdeckt werden. Einige der Anlagen mit einer Gesamthöhe von 180 m überragen jedoch den vorhandenen Bewuchs und sind teilweise sichtbar.

Das gleiche gilt für den Fotostandort bei der Einmündung „Erikaweg / Kolkwischen“ in der Siedlung Heilshorn/Lange Heide. Hier werden die Windenergieanlagen auch durch die vorhandene Bebauung verdeckt.

Vom Fotostandort Buschhausen „Heilshorner Straße“ sind alle Windenergieanlagen, auch die mit 180 m Gesamthöhe praktisch nicht sichtbar, da sie durch den vorhandenen Bewuchs verdeckt werden.

Von der Hammenniederung aus, am Fotostandort Tietjens Hütte, sind die Anlagen mit 180 m sehr gut zu sehen, da sie das Stadtbild durch den hohen Turm weit überragen. Bei den beiden niederen Varianten sind im wesentlichen nur die Rotoren oberhalb der Baumkronen zu sehen.

5.2 Ergebnisse der Windberechnung

Die folgende Tabelle 3 fasst das Ergebnis der Windberechnung zusammen. Die Berechnung wurde auf die zur Verfügung stehenden Energieerträge der Windanlagen im Umfeld der Planfläche abgestimmt. Eine Korrektur mit einem Windindex wegen Mindererträgen dieser Windenergieanlagen in dem Vergleichszeitraum wurde in der vorliegenden Berechnung nicht vorgenommen. Aufgelistet ist neben den drei Varianten jeweils die Anzahl der geplanten Anlagen (Anzahl), die Gesamtleistung der neu zu errichtenden Windenergieanlagen (Leistung), die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe (Windgeschwindigkeit), die jährliche Energieproduktion der neuen Windenergieanlagen (Produktion), diese abzüglich 10% Sicherheitsabschlag (Produktion-10%) sowie der Wirkungsgrad der neuen Windenergieanlagen im Verhältnis zu einer freien Aufstellung ohne andere Windenergieanlagen im Umfeld (Parkwirkungsgrad).

Variante	Anzahl	Leistung	Windgeschwindigkeit	Produktion	Produktion -10%	Parkwirkungsgrad
	M	MW	m/s	MWh/Jahr	MWh/Jahr	
100 m	13	10,4	5,6	17.057,0	15.351,3	81,1%
140 m	3	9,0	5,9	19.297,5	17.367,7	92,1%
180 m	6	18,0	6,8	47.985,0	43.186,5	90,4%

Tabelle 3: Hauptergebnis der Berechnung

Die durch die Aufstellung der neuen Windenergieanlagen verursachten Abschattungsverluste für die 11 bestehenden Anlagen sind in folgender Tabelle 4 dargestellt. Neben den drei Varianten sind jeweils folgende Werte berechnet:

Die Gesamtleistung der bestehenden Windenergieanlagen (Leistung), die jährliche Energieproduktion der bestehenden Windenergieanlagen bei 10% Sicherheitsabschlag, ohne die neu geplanten Anlagen (Produktion heute -10%), die jährliche Energieproduktion der bestehenden Windenergieanlagen bei Errichtung der neu geplanten Anlagen (Produktion neu), diese abzüglich 10% Sicherheitsabschlag (Produktion neu -10%) sowie die Minderung der jährlichen Produktion der bestehenden Windenergieanlagen durch die Errichtung der neuen Windenergieanlagen prozentual und absolut bei 10% Sicherheitsabschlag (jeweils Minderung).

Variante	Leistung	Produktion heute -10%	Produktion neu	Produktion neu -10%	Minderung	Minderung
	MW	MWh/Jahr	MWh/Jahr	MWh/Jahr		MWh/Jahr
100 m	7,3	7.360,9	7.772,3	6.995,0	4,96%	365,9
140 m	7,3	7.360,9	7.905,6	7.115,0	3,34%	245,9
180 m	7,3	7.360,9	7.996,8	7.197,1	2,22%	163,8

Tabelle 4: Einfluss auf Bestandsanlagen

Die nächste Tabelle 5 fasst die Ergebnisse für die Bestandsanlagen und die Erweiterung der Windberechnung zusammen. Aufgelistet ist neben den drei Varianten jeweils die Anzahl aller geplanten und bestehenden Windenergieanlagen (Anzahl), die Gesamtleistung dieser Anlagen (Leistung), die jährliche Energieproduktion aller Windenergieanlagen (Produktion), diese abzüglich 10% Sicherheitsabschlag (Produktion-10%) sowie die Energieproduktion der einzelnen Varianten im Verhältnis zu der Variante mit der höchsten Produktion (Anteil). Zusätzlich wird die mögliche Energieproduktion bezogen auf die gesamte Windparkfläche von ca. 105 ha angegeben (Flächenertrag). Er enthält die Aussage wie gut die Fläche energetisch ausgenutzt wird.

Variante	Anzahl	Leistung MW	Produktion MWh/Jahr	Produktion -10% MWh/Jahr	Anteil	Flächenertrag MWh/ha
100 m	24	17,7	24.829,3	22.346,4	44,35%	236,46
140 m	14	16,3	27.203,1	24.482,8	48,59%	259,08
180 m	17	25,3	55.981,8	50.383,6	100%	533,16

Tabelle 5: Bestandsanlagen und Erweiterung

5.3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die auf Basis der in der Windparkberechnung ermittelten Energieerträge werden als „erwarteter Jahresertrag -10%“ in den Wirtschaftlichkeitsvergleich der nachfolgenden Tabelle 6 übernommen. Zusätzlich fließen hier die geschätzten Investitionskosten ein.

Ebenfalls sind in Tabelle 6 die geschätzten jährlichen Kosten für Wartung und Betrieb aufgenommen. Es wurden keine Ansätze für Inflation oder Kostensteigerungen in der gesamten Betriebszeit vorgenommen.

Auf dieser Basis wird in Tabelle 6 die Amortisation berechnet. Die Zeile „IKV 20 Jahre“ liefert den internen Zinsfuß einer Investition ohne Finanzierungskosten oder Reinvestitionsgewinne. IKV ist der Zinssatz, der einem Nettobarwert von Null entspricht. Angegeben wird die Verzinsung nach 20 Betriebsjahren, da die Einspeisevergütung nach EEG für diesen Zeitraum fest ist und die technische Lebenserwartung der Windenergieanlagen ebenfalls mit 20 Jahren angegeben wird.

Zusätzlich wird in Tabelle 6 die Amortisationszeit in Jahren ohne Berücksichtigung der jährlichen Betriebskosten und die Amortisationszeit bei Berücksichtigung der jährlichen Betriebskosten angegeben.

Variante	100 m	140 m	180 m
Investitionen			
Anzahl Anlagen	13	3	6
Windenergieanlage	12.000.000 €	10.000.000 €	25.000.000 €
Fundament	inklusive	600.000 €	inklusive
Montage	inklusive	inklusive	inklusive
Netzanschluss	600.000 €	500.000 €	600.000 €
Ausgleichsmaßnahmen, Wege und Stellflächen	700.000 €	700.000 €	1.500.000 €
Prospekt, Planung, Gutachten und Genehmigung	600.000 €	500.000 €	900.000 €
Gesamtinvestitionen	13.900.000 €	12.300.000 €	28.000.000 €
Gesamtinvestitionen inkl. MwSt. von 19%	16.124.000 €	14.268.000 €	32.480.000 €
Jährliche Einnahmen			
erwarteter Jahresertrag -10% [kWh]	15.351.000	17.367.700	43.186.500
Erwartete Jahreseinnahmen	1.423.038 €	1.609.986 €	4.003.389 €
Jahreseinnahmen inkl. MwSt. von 19%	1.693.415 €	1.915.883 €	4.764.032 €
Jährliche Kosten			
Wartung, Ersatzteile	180.000,00 €	200.000,00 €	500.000,00 €
Versicherung, Pacht, Infrastruktur	110.000,00 €	120.000,00 €	300.000,00 €
Betriebskosten gesamt	290.000,00 €	320.000,00 €	800.000,00 €
Betriebskosten gesamt inkl. MwSt von 19%	345.100,00 €	380.800,00 €	952.000,00 €
Jahresersparnis			
Jahresersparnis	1.133.038 €	1.289.986 €	3.203.389 €
Jahresersparnis inkl. MwSt. von 19%	1.348.315 €	1.535.083 €	3.812.032 €
Amortisation			
IKV 20 Jahre	2,2%	4,2%	4,9%
Amortisationszeit unter Berücksichtigung der jährl. Betriebskosten (in Jahren)	16,07	12,36	11,36
Amortisationszeit ohne jährliche Betriebskosten (in Jahren)	11,96	9,29	8,52

Tabelle 6: Vergleich Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

5.4 Vergleich der Varianten

Die Ergebnisse der Berechnung zeigen deutlich die zunehmende Windgeschwindigkeit mit der Höhe über Grund. Durch den oben dargestellten nicht linearen Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung ergibt dies den deutlich höheren Energieertrag der höheren Windenergieanlagen. Andererseits ist in den Fotomontagen auch deutlich die stärkere Beeinflussung des Landschaftsbildes durch höhere Anlagen zu erkennen.

Die 6 untersuchten Windenergieanlagen in der Variante 3 erzeugen mehr als doppelt soviel Energie wie die 13 Anlagen in Variante 1 und die allerdings nur 3 Anlagen in Varianten 2 (s. Tabelle 5). Auch die Beeinflussung der bestehenden Anlagen durch Minderung des Parkwirkungsgrades ist durch die 180 m hohen Windenergieanlagen der Variante 3 mit 2,22% entsprechend 163,8 MWh oder 163.800 kWh am geringsten (s. Tabelle 4). Eine mittlere Beeinträchtigung entsteht durch Variante 2 (3,34%) und die stärkste durch Variante 1 (4,96%).

In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist zu erkennen das die Varianten 2 und 3 mit den größeren Gesamthöhen eine deutlich bessere Verzinsung (s.Tabelle 6, IKV) aufweisen.

Die Absolutwerte der Verzinsung scheinen mit 2,2% bis 4,9% (s.Tabelle 6, IKV) relativ gering. In der vorliegenden Standortuntersuchung sind jedoch hauptsächlich die relativen Bezüge zu bewerten, das heißt wie stellen sich die drei untersuchten Varianten im Vergleich untereinander dar.

Diese absolute Verzinsung sollte und kann durch Verhandlungen mit allen Projektbeteiligten noch deutlich verbessert werden. Auch wurde von den berechneten Energieerträgen der vorhandenen Windenergieanlagen noch ein Sicherheitsabschlag von 10% vorgenommen. Die zum Abgleich zur Verfügung stehenden Betriebsdaten beinhalten jedoch auch nur das Jahr 2009 und das im Verhältnis zum langjährigen Mittelwert sehr windschwache Jahr 2010. Eine Korrektur mit einem Windindex wurde in der vorliegenden Berechnung nicht vorgenommen. Zur genauen Bestimmung der möglichen Energieerträge muss ein spezielles Windgutachten erstellt werden. Im Bereich der Energieversorgung werden zum Beispiel von der Bundesnetzagentur üblicherweise Verzinsungen von 7,5% bis 9,5% für Investitionen akzeptiert und angenommen.

Die SOWIWAS möchte noch einmal darauf hinweisen, dass schon geringe Änderungen der mittleren Windgeschwindigkeit von z.B. $\pm 0,1$ m/s erhebliche Änderungen beim Energieertrag hervorrufen, da die Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz in die Berechnung des Energieertrages eingeht. Außerdem kann das Windangebot einzelner Jahre um mehr als 30% vom langjährigen Durchschnitt abweichen. Nachdem die Jahre 2001 - 2003 deutlich unter dem Mittelwert lagen, ergaben sich zum Beispiel für 1998 bei längerfristig in Deutschland betriebenen Anlagen Stromproduktionen von teilweise deutlich mehr als 10% über dem Mittelwert. Der Stromertrag der Anlagen lag dadurch 1998 mehr als 40% über dem Ertrag aus 2003. Bei der weiteren Verwendung der hier ermittelten Werte sollte diese natürliche Schwankungsbreite neben den methodischen Ungenauigkeiten berücksichtigt werden. Die Jahre 2000 und 2007 können in den meisten Regionen Deutschlands als etwa durchschnittlich angesehen werden.

6 Zusammenfassung

In der vorliegende Standortuntersuchung wird auf einer Fläche nordwestlich von Osterholz-Scharmbeck (Landkreis Osterholz, Niedersachsen) die Errichtung von neuen Windenergieanlagen im Umfeld von 11 bereits bestehenden Windenergieanlagen untersucht.

Auf dieser Planfläche werden drei Aufstellungsvarianten von neuen Windenergieanlagen mit 100 m, 140 m und 180 m Gesamthöhe angesetzt. So ergab sich eine Aufstellung von 13, 3 beziehungsweise 6 Windenergieanlagen. Für diese drei Varianten wird je der mögliche Energieertrag bestimmt und eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aufgestellt. Zusätzlich werden Fotomontagen von 7 Fotostandorten im Umkreis des Windparks zur Beurteilung des Landschaftsbildes erstellt.

Gerade in Anbetracht der Betriebsergebnisse umstehender Windenergieanlagen scheint es angebracht an diesem Standort Windenergieanlagen mit möglichst großen Nabenhöhen zu errichten. Dies steht im Widerspruch mit der Beeinflussung des Landschaftsbildes durch höhere Anlagen. Dieser Widerspruch muss durch eine fundierte Abwägung bewertet werden. Dazu wird in dieser Standortuntersuchung eine Grundlage gelegt, durch die Berechnung der Windverhältnisse und die Abschätzung der wirtschaftlichen Randbedingungen vor Ort sowie durch die Fotomontagen aus 7 Perspektiven zur Beurteilung der optischen Beeinträchtigung.

Die Gesamtleistung und der erwartete Jahresertrag bei 10% Sicherheitsabschlag der in den Varianten vorgesehenen Windenergieanlagen wurde wie folgt berechnet:

Variante 1, 13 x Enercon E-53 mit 100 m Gesamthöhe

Gesamtleistung 10,4 MW, erwartete Jahresproduktion 15.351 MWh

Variante 2, 3 x Vestas V112 mit 140 m Gesamthöhe

Gesamtleistung 9,0 MW, erwartete Jahresproduktion 17.368 MWh

Variante 3, 6 x Enercon E-101 mit 180 m Gesamthöhe

Gesamtleistung 18,0 MW, erwartete Jahresproduktion 43.186 MWh

Die vorstehenden Angaben sind unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen ermittelt worden. Der Bericht wurde nicht nach den Technischen Richtlinien für Windkraftanlagen Teil 6: Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Revision 7 vom 10.09.2007 (Herausgeber: Fördergesellschaft Windenergie e.V.) erstellt.

Schadensersatzansprüche sind ausgeschlossen. Abschriften und Auszüge dürfen ohne Genehmigung des Verfassers nur vom Auftraggeber erstellt werden, um am beschriebenen Standort das Projekt zu realisieren.

SOWIWAS - Energie GmbH

Energie aus Sonne, Wind, Wasser und mehr

Evessener Straße 8

3 8 1 7 3 E r k e r o d e

Telefon: 05305 - 90 19 222

Telefax: 05305 - 90 19 220

Internet: www.sowiwas.de

E-mail: gutachten@sowiwas.de

Erkerode, den 9. Dezember 2011

Dipl.- Ing. Andreas Schulze

Dipl.- Ing. Harald Kunze

Ergänzung Standortuntersuchung Stadt Osterholz

- o **Variante 2b, 150 m Gesamthöhe**
6 x Enercon E-82
 mit jeweils
 2.300 kW Nennleistung
 82 m Rotordurchmesser
 109 m Nabenhöhe
 150 m realer Gesamthöhe

Diese Windenergieanlagen werden auf den Ausdrucken mit braunen Symbolen dargestellt
 Gesamtleistung dieser geplanten Windenergieanlagen beträgt 12 MW.

Variante	Anzahl	Leistung	Windgeschwind.	Produktion	Produktion -10%	Parkwirkungsgrad
	M	MW	m/s	MWh/Jahr	MWh/Jahr	
100 m	13	10,4	5,6	17.057,0	15.351,3	81,1%
140 m	3	9,0	5,9	19.297,5	17.367,7	92,1%
150 m	6	13,8	6,4	29.506,6	26.556,0	91,3%
180 m	6	18,0	6,8	47.985,0	43.186,5	90,4%

Tabelle 1: Hauptergebnis der Berechnung

Varian- te	Leistung	Produktion heute -10%	Produktion neu	Produktion neu -10%	Minderung	Minde- rung
	MW	MWh/Jahr	MWh/Jahr	MWh/Jahr		MWh/Jahr
100 m	7,3	7.360,9	7.772,3	6.995,0	4,96%	365,9
140 m	7,3	7.360,9	7.905,6	7.115,0	3,34%	245,9
150 m	7,3	7.360,9	7.993,1	7.193,8	2,27%	167,1
180 m	7,3	7.360,9	7.996,8	7.197,1	2,22%	163,8

Tabelle 2: Einfluss auf Bestandsanlagen

Variante	Anzahl	Leistung	Produktion	Produktion -10%	Anteil	Flächen- ertrag
		MW	MWh/Jahr	MWh/Jahr		MWh/ha
100 m	24	17,7	24.829,3	22.346,4	44,35%	236,46
140 m	14	16,3	27.203,1	24.482,8	48,59%	259,08
150 m	17	21,1	37.499,7	33.749,8	66,98%	321,43
180 m	17	25,3	55.981,8	50.383,6	100%	533,16

Tabelle 3: Bestandsanlagen und Erweiterung

Variante	100 m	140 m	150 m	180 m
Investitionen				
Anzahl Anlagen	13	3	6	6
Windenergieanlage	12.000.000 €	10.000.000 €	18.000.000 €	25.000.000 €
Fundament	inklusive	600.000 €	inklusive	inklusive
Montage	inklusive	inklusive	inklusive	inklusive
Netzanschluss	600.000 €	500.000 €	600.000 €	600.000 €
Ausgleichsmaßnahmen, Wege und Stellflächen	700.000 €	700.000 €	1.200.000 €	1.500.000 €
Prospekt, Planung, Gutachten und Genehmigung	600.000 €	500.000 €	800.000 €	900.000 €
Gesamtinvestitionen	13.900.000 €	12.300.000 €	20.600.000 €	28.000.000 €
Gesamtinvestitionen inkl. MwSt. von 19%	16.124.000 €	14.268.000 €	23.896.000 €	32.480.000 €
Jährliche Einnahmen				
erwarteter Jahresertrag -10% [kWh]	15.351.000	17.367.700	33.749.800	43.186.500
Erwartete Jahreseinnahmen	1.423.038 €	1.609.986 €	3.128.606 €	4.003.389 €
Jahreseinnahmen inkl. MwSt. von 19%	1.693.415 €	1.915.883 €	3.723.042 €	4.764.032 €
Jährliche Kosten				
Wartung, Ersatzteile	180.000,00 €	200.000,00 €	400.000,00 €	500.000,00 €
Versicherung, Pacht, Infrastruktur	110.000,00 €	120.000,00 €	300.000,00 €	300.000,00 €
Betriebskosten gesamt	290.000,00 €	320.000,00 €	700.000,00 €	800.000,00 €
Betriebskosten gesamt inkl. MwSt von 19%	345.100,00 €	380.800,00 €	833.000,00 €	952.000,00 €
Jahresersparnis				
	1.133.038 €	1.289.986 €	2.428.606 €	3.203.389 €
Jahresersparnis inkl. MwSt. von 19%	1.348.315 €	1.535.083 €	2.890.042 €	3.812.032 €
Amortisation				
IKV 20 Jahre	2,2%	4,2%	7,8%	4,9%
Amortisationszeit unter Berücksichtigung der jährl. Betriebskosten (in Jahren)	16,07	12,36	11,62	11,36
Amortisationszeit ohne jährliche Betriebskosten (in Jahren)	11,96	9,29	8,27	8,52

Tabelle 4: Vergleich Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Anhang:

Hauptergebnis der WindPRO Berechnung Park für 150 m Nh

2 Seiten

Projekt:
Osterholz-Scharmbeck
 Stadt Osterholz-Scharmbeck
 Fachbereich Stadtplanung und Bauen
 Rathausstraße 1
 27711 Osterholz-Scharmbeck

Beschreibung:
 Deutschland, Niedersachsen,
 Landkreis Osterholz,
 Osterholz-Scharmbeck

Ausdruck/Seite
 11.01.2012 13:03 / 1
 Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
 Evessener Straße 8
 DE-38173 Erkerode
 +49 5305 901 9222
 E-Mail: / gutachten@sowiwas.de
 Berechnet:
 11.01.2012 13:01/2.7.486



PARK - Hauptergebnis

Berechnung: 150 m

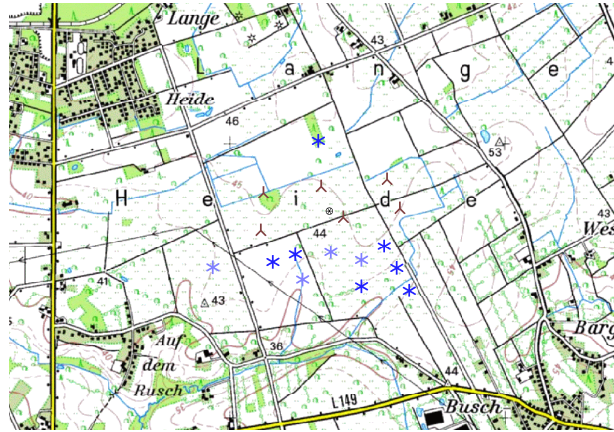
Parkmodell N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Berechnungseinstellungen
 Luftdichte-Berechn.modus Einheitslich für alle WEA (Standardatmosphäre)
 Ergebnis für Höhe Standortzentrum+Referenzhöhe 1,215 kg/m³
 Luftdichte relativ zu Standard 99,1 %
 Nabenhöhe über NN 89,4 m
 Mittl. Jahrestemp (Nabenhöhe) 14,4 °C

Parkmodell-Parameter
 Von Winkel Bis Winkel Geländetyp Wake-Decay-Konst.
 [°] [°]
 -180,0 180,0 Freie Felder 0,075

Parkber.-Einstellungen
Winkel [°] Windgeschw. [m/s]
 Start Ende Schritt Start Ende Schritt
 0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Winddaten
 Windstatistiken Abstand Wichtung
 [km] [%]
 DE Faßberg.wws-Corr.wws 103 43
 DE Diepholz.wws-Corr.wws 78 57



Maßstab 1:50.000
 ▲ Neue WEA ★ Existierende WEA ● Standortdaten

WASP-Version WASP 6-9 for Windows RVEA0011 1, 0, 0, 13

Referenzwerte für eine Höhe von 50,0 m über Grund

Terrain UTM WGS84 Zone: 32

East	Nord	Bezeichnung der Häufigkeitsverteilung	Typ	Bruttowindenergie [kWh/m²]	Mittlere Windgeschw. [m/s]	Äquivalente Rauigkeit
A 482.660	5.899.578	Terraindaten 12 Sektoren; Radius: 20.000 m (1)	WASP (WASP 6-9 for Windows RVEA0011 1, 0, 0, 13)	1.266	5,0	2,0

Hauptergebnis für Windpark-Berechnung

WEA-Kombination	PARK Ergebnis	Ergebnis-10,0% [MWh/a]	BRUTTO (keine Verluste) /Freie WEA [MWh]	Parkwir- kungsgrad [%]	Spezifische Ergebnisse ^{*)} Kapazitäts- faktor [%]	Mittleres WEA-Ergebnis [MWh/a]	Volllast- stunden [Stunden/Jahr]	Mittlere WG @Nabenhöhe [m/s]	
									Ergebnis-10,0% [MWh]
Windpark		37.499,7	33.749,8	41.328,5	90,7	18,2	1.985,3	1.600	5,4
Nur neue WEA		29.506,6	26.556,0	32.307,3	91,3	22,0	4.426,0	1.924	6,4
Nur existierende Park-WEA		7.993,1	7.193,8	9.021,3	88,6	11,2	654,0	985	5,0
Existierende Park-WEA ohne neue WEA		8.178,7	7.360,9	9.021,3	90,7		669,2		0,0
Reduktion der existierenden Park-WEA durch die neuen WEA		185,7	167,1						

^{*)} Basiert auf Ergebnis-10,0%


Berechnete jährliche Energieproduktion für jede von 6 neuen WEA mit insgesamt 13,8 MW Nennleistung

Terrain	WEA-Typ		Generator- typ	Nenn- leistung [kW]	Rotor- durchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Leistungskennlinie		AEP Ergebnis [MWh]	Park Ergebnis-10,0% [MWh]	Park- wirkungsgrad [%]	Mittlere Windgeschw. [m/s]
	Aktuell	Hersteller					Quelle	Name				
12 A	Ja	ENERCON	E-82 E2-2,300	2,300	82,0	109,0	USER	Deutsche Windguard, Berichtasuzug MP 10027	5,069,5	4,563	94,2	6,36
13 A	Ja	ENERCON	E-82 E2-2,300	2,300	82,0	109,0	USER	Deutsche Windguard, Berichtasuzug MP 10027	4,865,7	4,379	89,6	6,38
14 A	Ja	ENERCON	E-82 E2-2,300	2,300	82,0	109,0	USER	Deutsche Windguard, Berichtasuzug MP 10027	4,807,2	4,327	89,3	6,36
15 A	Ja	ENERCON	E-82 E2-2,300	2,300	82,0	109,0	USER	Deutsche Windguard, Berichtasuzug MP 10027	5,102,8	4,593	95,2	6,35
16 A	Ja	ENERCON	E-82 E2-2,300	2,300	82,0	109,0	USER	Deutsche Windguard, Berichtasuzug MP 10027	4,841,4	4,357	89,8	6,36
17 A	Ja	ENERCON	E-82 E2-2,300	2,300	82,0	109,0	USER	Deutsche Windguard, Berichtasuzug MP 10027	4,820,1	4,338	89,9	6,35

Berechnete jährliche Energieproduktion für jede von 11 exist. Park-WEA mit insgesamt 7,3 MW Nennleistung

Terrain	WEA-Typ		Generator- typ	Nenn- leistung [kW]	Rotor- durchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Leistungskennlinie		AEP Berechnete Energieproduktion ohne neue WEA [MWh]	Nach Errichtung der neuen WEA [MWh]	Minderung infolge von neuen WEA [MWh %]	Park- wirkungsgrad [%]
	Aktuell	Hersteller					Quelle	Name				
1 A	Nein	ENERCON	E-40/6,44-600	600	44,0	50,0	EMD	Level 0 - garantiert -- 04-2003	649,9	640,0	9,8 1,5	91,2
2 A	Nein	ENERCON	E-40/6,44-600	600	44,0	50,0	EMD	Level 0 - garantiert -- 04-2003	606,8	586,0	20,8 3,4	83,4
3 A	Ja	ENERCON	E-48-800	800	48,0	50,0	EMD	Level 0 - garantiert* - Rev 1.0 - 08/2004	967,4	952,4	15,1 1,6	96,8
4 A	Ja	ENERCON	E-48-800	800	48,0	50,0	EMD	Level 0 - garantiert* - Rev 1.0 - 08/2004	926,8	916,6	10,3 1,1	91,8
5 A	Ja	ENERCON	E-48-800	800	48,0	50,0	EMD	Level 0 - garantiert* - Rev 1.0 - 08/2004	897,0	866,7	30,3 3,4	84,5
6 A	Ja	ENERCON	E-48-800	800	48,0	50,0	EMD	Level 0 - garantiert* - Rev 1.0 - 08/2004	905,1	884,7	20,4 2,3	84,9
7 A	Nein	ENERCON	E-40/6,44-600	600	44,0	50,0	EMD	Level 0 - garantiert -- 04-2003	648,6	640,7	7,9 1,2	90,3

Fortsetzung auf nächster Seite...

<p>Projekt: Osterholz-Scharmbeck</p> <p>Stadt Osterholz-Scharmbeck Fachbereich Stadtplanung und Bauen Rathausstraße 1 27711 Osterholz-Scharmbeck</p>	<p>Beschreibung: Deutschland, Niedersachsen, Landkreis Osterholz, Osterholz-Scharmbeck</p>	<p>Ausdruck/Seite 11.01.2012 13:03 / 2</p> <p>Lizenzierter Anwender: SOWIWAS - Energie GmbH Evessener Straße 8 DE-38173 Erkerode +49 5305 901 9222 E-Mail: / gutachten@sowiwas.de Berechnet: 11.01.2012 13:01/2.7.486</p>	
---	--	--	---

PARK - Hauptergebnis
Berechnung: 150 m

...Fortsetzung von der vorigen Seite

Terrain	WEA-Typ		Generator-typ	Nenn-leistung	Rotor-durchmesser	Nabenhöhe	Leistungskennlinie		AEP	Park		
	Aktuell	Hersteller					Quelle	Name			Berechnete Energieproduktion ohne neue WEA [MWh]	Nach Errichtung der neuen WEA [MWh]
8 A	Nein	ENERCON	E-40/6,44-600	600	44,0	50,0	EMD	Level 0 - garantiert -- 04-2003	604,1	575,5	28,6 4,7	79,3
9 A	Nein	ENERCON	E-40/6,44-600	600	44,0	50,0	EMD	Level 0 - garantiert -- 04-2003	629,9	616,1	13,8 2,2	84,6
10 A	Nein	ENERCON	E-40/6,44-600	600	44,0	50,0	EMD	Level 0 - garantiert -- 04-2003	676,5	669,5	7,0 1,0	92,0
11 A	Nein	ENERCON	E-40/5,40-500	500	40,3	50,0	EMD	WINDTEST 6/99	666,7	645,0	21,7 3,3	95,4

WEA-Platzierung

UTM WGS84 Zone: 32

	Ost	Nord	Z	Beschreibung
	UTM WGS84 Zone: 32			[m]
1	Existierend	482,250	5,899,209	41,1 ENERCON E-40/6,44 600 44,0 !O! Nabe: 50,0 m (1)
2	Existierend	482,412	5,899,264	41,0 ENERCON E-40/6,44 600 44,0 !O! Nabe: 50,0 m (2)
3	Existierend	481,811	5,899,170	39,0 ENERCON E-48 800 48,0 !O! Nabe: 50,0 m (3)
4	Existierend	482,466	5,899,083	39,0 ENERCON E-48 800 48,0 !O! Nabe: 50,0 m (4)
5	Existierend	482,671	5,899,280	41,0 ENERCON E-48 800 48,0 !O! Nabe: 50,0 m (5)
6	Existierend	482,895	5,899,224	43,0 ENERCON E-48 800 48,0 !O! Nabe: 50,0 m (6)
7	Existierend	482,895	5,899,034	39,6 ENERCON E-40/6,44 600 44,0 !O! Nabe: 50,0 m (7)
8	Existierend	483,061	5,899,326	42,6 ENERCON E-40/6,44 600 44,0 !O! Nabe: 50,0 m (8)
9	Existierend	483,151	5,899,167	41,4 ENERCON E-40/6,44 600 44,0 !O! Nabe: 50,0 m (9)
10	Existierend	483,244	5,899,003	40,5 ENERCON E-40/6,44 600 44,0 !O! Nabe: 50,0 m (10)
11	Existierend	482,581	5,900,094	47,5 ENERCON E-40/5,40 500 40,3 !O! Nabe: 50,0 m (11)
12	Neu	482,182	5,899,714	44,9 ENERCON E-82 E2 2300 82,0 !O! Nabe: 109,0 m (34)
13	Neu	482,603	5,899,761	46,2 ENERCON E-82 E2 2300 82,0 !O! Nabe: 109,0 m (35)
14	Neu	483,081	5,899,811	44,5 ENERCON E-82 E2 2300 82,0 !O! Nabe: 109,0 m (36)
15	Neu	482,161	5,899,441	42,3 ENERCON E-82 E2 2300 82,0 !O! Nabe: 109,0 m (37)
16	Neu	482,763	5,899,534	44,2 ENERCON E-82 E2 2300 82,0 !O! Nabe: 109,0 m (38)
17	Neu	483,176	5,899,598	44,0 ENERCON E-82 E2 2300 82,0 !O! Nabe: 109,0 m (39)