



Industrie Service

**Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.**

B E R I C H T

RISIKOBETRACHTUNG HINSICHTLICH TURMVERSAGEN, BLATT- UND GONDELABWURF FÜR 3 WINDENERGIEANLA- GEN IN DER NÄHE EINER PIPELINE – ERMITTLUNG VON SI- CHEREN ABSTÄNDEN.

Datum: 16.01.2023

Unsere Zeichen:
IS-ESR4-MUC/wei

Das Dokument besteht aus
18 Seiten.
Seite 1 von 18

Die auszugsweise Wiedergabe
des Dokumentes und die
Verwendung zu Werbezwecken
bedürfen der schriftlichen
Genehmigung der
TÜV SÜD Industrie Service
GmbH.

Dieser Bericht wurde erstellt für:

Die Prüfergebnisse beziehen sich
ausschließlich auf die
untersuchten Prüfgegenstände.

Bürgerwindpark Ondrup GbR

Ondrup 40

59348 Lüdinghausen



Industrie Service

Anlage / Objekt: Windpark Lüdinghausen

Auftraggeber: Bürgerwindpark Ondrup GbR

Ondrup 40

59348 Lüdinghausen

TÜV Berichtsnr.: TÜVIS-ESR4-MUC 500604049

Datum / Revision: 16. Januar 2023

Rev. 1

Abteilung: IS-ESR4-MUC

Sicherheits- und Risikomanagement

Verfasser:

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Thorsten Weidl', written over a horizontal dotted line.

Thorsten Weidl

Freigabe:

A horizontal dotted line, likely representing a signature or stamp area.

Hans-Joachim Rauh



Inhalt

Inhalt	3
1 Ausgangssituation	4
2 Referenzwerte	6
2.1 Wesentliche Risikoerhöhung	6
2.2 Bestehende Schadenshäufigkeit für Pipelines	7
3 Ermittlung der Schadenswahrscheinlichkeit für die Windenergieanlagen.....	8
3.1 Vorgehensweise.....	8
3.1.1 Rotorblattbruch.....	8
3.1.2 Gondelabwurf.....	11
3.1.3 Turmbruch.....	12
3.2 Ermittlung des „Risikos“ für eine Beschädigung der Pipelines (ursprüngliche Konfiguration)	12
3.3 Ermittlung des „Risikos“ für eine Beschädigung der Pipelines (neue Konfiguration) ..	13
4 Bewertung der Ergebnisse	17
5 Quellenverzeichnis	18
5.1 Anlagen.....	18
5.2 Referenzen.....	18



- Rotorblattabwurf
- Turmbruch
- Gondelabwurf

ermittelt und bewertet. Dabei wird in der Nomenklatur der Ausdruck *relevante Beschädigung der Pipelines (Bruch, große Leckage)* mit dem Wort *Risiko* gleichgesetzt.

In folgender Tabelle 1 sind die für die Berechnung verwendeten Daten aufgelistet:

	WEA1	WEA3	WEA2
Rotordurchmesser	163 m		
Nabenhöhe	164 m		118 m
Betriebsdrehzahl bei Nennleistung	10 U / min		
Rz	20,4 m		
Masse Rotorblatt	26,9 t		
Masse Gondel	154,6 t		
Abstand zur Pipeline (ursprünglich)	50 m	260 m	40 m
Winkel zur Pipeline (N=90°)	64°	84°	144°
Überdeckung	Ca. 1,0 m		

Tabelle 1: Wesentliche Eingangsdaten für die Berechnung, Daten aus [6] und [7]

Auf den ersten Blick – bestätigt durch die durchgeführte Auswertung – ist klar, dass die WEA3 durch den hohen Abstand am geringsten zum Risiko beiträgt. Daher wird dieser Abstand als Fixgröße betrachtet, die Abstände der WEA 1 und 2 können derart variiert werden, sodass die Risiken für die WEA 1 bis 3 in Summe akzeptiert werden können.

2 Referenzwerte

Generell wird in [4] angegeben, dass die Schadenswahrscheinlichkeit für einen Kilometer Leitung bzw. Pipeline durch eine äußere Gefährdung nicht wesentlich erhöht werden sollte. Dabei wird davon ausgegangen, dass bei einer Beschädigung der Pipeline Sekundärschäden entstehen, durch den z. B. Personen oder weitere kritische Infrastruktur beschädigt werden.

2.1 Wesentliche Risikoerhöhung

Der Terminus *wesentliche Erhöhung des Risikos* ist nicht klar belegbar definiert, er wird in Risikoanalysen jedoch üblicherweise mit einer 10%igen Erhöhung belegt. D. h. wird ein bestehendes technisches Risiko allgemein akzeptiert, so ändert eine Erhöhung dieses Risikos um 10% durch einen zusätzlichen technischen Einflussfaktor nichts an der allgemeinen Akzeptanz dieses Risikos.

In folgender Abbildung 2 ist dargestellt, wie sich eine 10%ige Risikoerhöhung von einem gegebenen Risiko (rot) und ein im Vergleich dazu um 10% erhöhtes Risiko (blau) auf einer logarithmischen Skala auswirkt.:

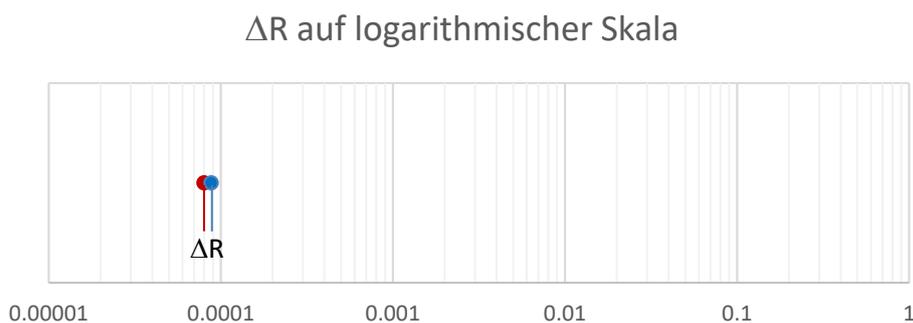


Abbildung 2: Grafische Darstellung einer Risikoerhöhung um 10% auf einer logarithmischen Skala

Im dargestellten Beispiel ist diese Skala von 10^{-05} bis 1 aufgespannt, eine 10%ige Erhöhung hat auf dieser Skala immer den gleichen Abstand ΔR . Im Folgenden wird definiert:

Wird das bestehende Risiko einer großen Leckage oder eines 2F-Bruches¹ um weniger als einen Faktor 1,1 (d. h. um weniger als 10%) erhöht, gilt dies als nicht wesentliche Erhöhung des Risikos und kann akzeptiert werden.

¹ Bruch über den kompletten Durchmesser der Leitung

2.2 Bestehende Schadenshäufigkeit für Pipelines

In [8] sind für große Rohrleitungen folgende Leckage bzw. Bruchwahrscheinlichkeiten angegeben:

2F – Bruch ¹	Leckage
$10 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{km} \cdot \text{a}}$	$50 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{km} \cdot \text{a}}$

Tabelle 2: Wahrscheinlichkeiten für Schadensfälle an Rohrleitungen mit einem Nenndurchmesser größer als 150 mm (Werte wurden von m⁻¹ auf km⁻¹ umgerechnet)

D. h. die bestehende Schadenswahrscheinlichkeit für große Pipelines beträgt

$$6,0 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{km} \cdot \text{a}}$$

Übertragen auf das bestehende Projekt heißt dies, dass die durch die Windenergieanlagen hinzukommende Schadenshäufigkeit einen Wert von

$$6,0 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{a}}$$

nicht überschreiten darf².

Eine zweite Sichtweise zur Herleitung der Referenzhäufigkeiten ist in der Anlage „Gutachterliche Stellungnahme zur Risikobetrachtung von Windenergieanlagen in der Nähe zu Gashochdruckleitungen“ [A1] dargestellt.

² Dabei wurde berücksichtigt, dass der zur Verfügung gestellte Bildausschnitt ca. einen Kilometer Leitungslänge darstellt.



3 Ermittlung der Schadenswahrscheinlichkeit für die Windenergieanlagen

3.1 Vorgehensweise

3.1.1 Rotorblattbruch

Ermittlung der Trefferwahrscheinlichkeit

Die Methoden zur Ermittlung der Trefferwahrscheinlichkeit sind in [2] beschrieben. Für den Rotorblattbruch gilt für die Trefferwahrscheinlichkeit an einem Ort $[x, y]$ in einem Abstand r zur Windenergieanlage

$$[2-1] \quad p(x, y) = \sum_{i=1}^2 f(r; \Omega_i) \cdot P_{b,i}$$

Dabei ist Ω_1 die Winkelgeschwindigkeit des Rotors bei Nenndrehzahl und Ω_2 die Winkelgeschwindigkeit bei doppelter Überdrehzahl ($\Omega_2 = 2 \Omega_1$). $P_{b,i}$ sind die Wahrscheinlichkeiten für einen Rotorblattbruch bei den Winkelgeschwindigkeiten Ω_1 und Ω_2 . Diese sind in [2] mit

$$P_{b,1} = 6,2 \cdot 10^{-04} \frac{1}{a}$$

und

$$P_{b,2} = 5,0 \cdot 10^{-06} \frac{1}{a}$$

angegeben. Für $f(r, \Omega)$ gilt:

$$f(r; \Omega) = \frac{1}{2\pi \cdot r} \cdot f_R(r; \Omega)$$

Dabei ist

$$f_R(r; \Omega) = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{d}{dr} h^{-1}(r; \Omega)$$

Mit

$$h(\alpha; \Omega) = r = R_Z \cdot \cos \alpha - \Omega \cdot R_Z \cdot t \cdot \sin \alpha$$

Für t gilt:

$$t = \frac{\Omega \cdot R_Z \cdot \cos \alpha}{g} + \sqrt{\frac{2}{g} \cdot \left(H - R_Z \cdot \sin \alpha + \frac{\Omega^2 \cdot R_Z^2 \cdot (\cos \alpha)^2}{2 \cdot g} \right)}$$

Aus folgender Abbildung 3 ist die zu o. g. Formel notwendige Geometrie ersichtlich:

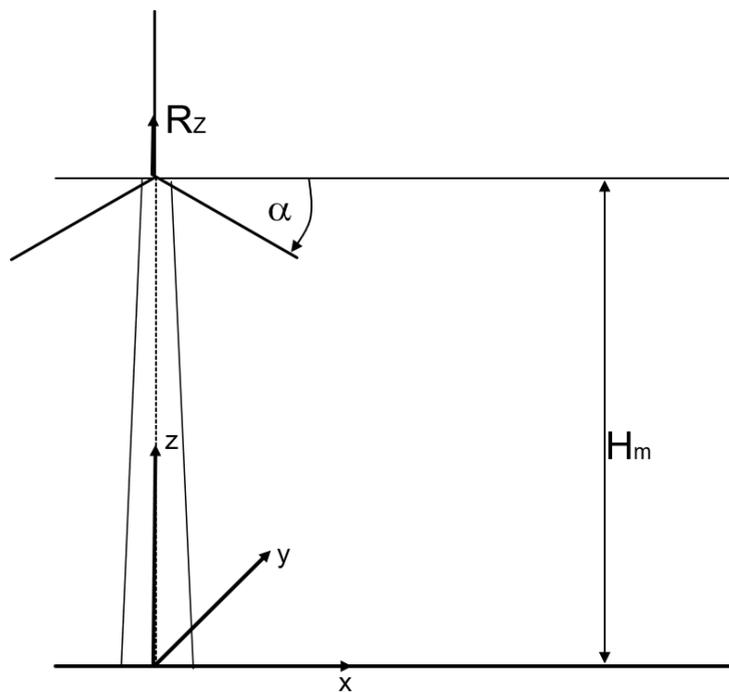


Abbildung 3: Abbildung aus [2] zur Darstellung der geometrischen Verhältnisse

Um die Trefferwahrscheinlichkeit zu ermitteln sind demnach folgende anlagenspezifische Daten notwendig:

- Betriebsdrehzahl bei Nennleistung (zur Bestimmung von Ω)
- R_z : Abstand des Rotorschwerpunktes vom Befestigungspunkt
- H : Höhe des Massenschwerpunktes
- H_m : Nabhöhe

Zusätzlich muss noch die Windrichtung bekannt sein, da es nur eine von 0 abweichende Trefferwahrscheinlichkeit gibt, wenn die Rotorblattstellung senkrechte Komponenten zur Pipeline aufweist. In welcher Richtung das Rotorblatt ausgerichtet ist, lässt sich aus der Windstatistik [5] ablesen:

Windrichtung	Gradsegment von - bis		Wahrscheinlichkeit (%)
N	345	15	4.84
NNO	15	45	5.66
ONO	45	75	7.98
O	75	105	6.83
OSO	105	135	6.39
SSO	135	165	6.06
S	165	195	11.01
SSW	195	225	16.09
WSW	225	255	13.01
W	255	285	11.28
WNW	285	315	6.44
NNW	315	345	4.40

Tabelle 3: Windrichtungsverteilung (aus [5])

In folgender Abbildung 4 ist diese Situation beispielhaft für die WEA 1 dargestellt. Treffer an der Pipeline sind überwiegend dann möglich, wenn die Winde aus den Richtungen WNW bis NNW und in Gegenrichtung aus OSO bis SSO kommen.

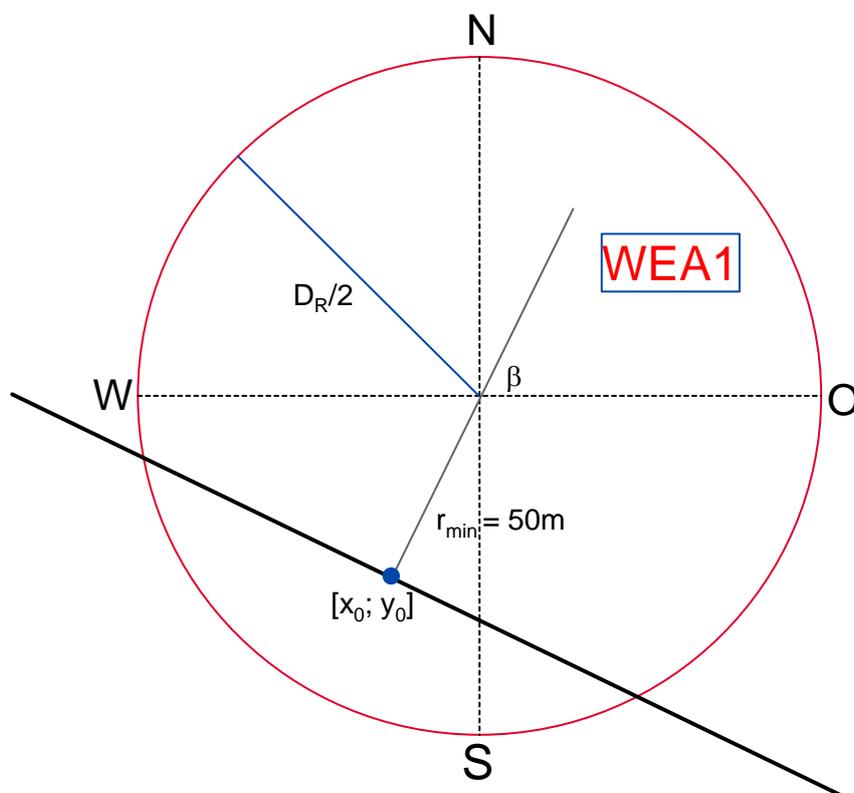


Abbildung 4: Beispielhafte Darstellung der geometrischen Randbedingungen (WEA 1)



Bei anderen Windrichtungen liegt der Treffer außerhalb des Bereichs der Pipeline. Um die gesamte Trefferwahrscheinlichkeit zu ermitteln, muss Gleichung [2-1] für jede relevante Windrichtung ausgeführt und aufsummiert werden.

Ermittlung der Schadenswahrscheinlichkeit.

Um die Schadenswahrscheinlichkeit zu ermitteln, muss zunächst eine Überdeckungstiefe ermittelt werden, ab der nicht mehr von einer unmittelbaren Zerstörung der Pipeline ausgegangen werden muss. Dazu wird folgender Ansatz aus [4] verwendet:

$$[2-2] \quad x_p = k \cdot P_a \cdot \log\left(1 + \frac{v^2}{215000}\right)$$

Dabei sind:

- x_p: Penetrationstiefe
- P_a: Gewicht pro Flächeneinheit
- v: Aufprallgeschwindigkeit
- k: Koeffizient für die Bodenbeschaffenheit, konservativ wird dieser auf 0.0732 für weiche Böden gesetzt.

Zur Schadenswahrscheinlichkeit werden folgende Daten mit berücksichtigt:

- Größe der Überdeckung
- Masse des Rotorblattes
- Bodenbeschaffenheit (kann auch konservativ abgeschätzt werden)

Eine relevante Beschädigung der Pipeline ist nur dann zu erwarten, wenn die Kombination aus P_a und v derart ist, dass x_p die angesetzte Überdeckung überschreitet.

3.1.2 Gondelabwurf

Ermittlung der Trefferwahrscheinlichkeit

Die Methode zur Ermittlung der Trefferwahrscheinlichkeit bei einem Gondelabwurf ist in [2] beschrieben. Es gilt:

$$P_{Treffer,Gondel} = P_{gb} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \min\left[6 \cdot \cos^{-1}\left(\frac{r'}{\frac{D_r}{2}}\right); 6 \cdot \tan^{-1}\left(\frac{b'}{2 \cdot r'}\right)\right]$$

Dabei ist b' die Breite der Pipeline (Durchmesser), erhöht um die halbe Breite des Rotorblattes, r' der Abstand zwischen Pipeline und Windenergieanlage und D_r der Rotordurchmesser. P_{gb} ist die Wahrscheinlichkeit eines Gondelabwurfs, diese ist in [2] mit

$$P_{gb} = 1,8 \cdot 10^{-05} \frac{1}{a}$$

angegeben.

Ermittlung der Schadenswahrscheinlichkeit.

Die Schadenswahrscheinlichkeit wird analog zu der in Kapitel 3.1.1 geschilderten Vorgehensweise bestimmt.

3.1.3 Turmbruch

Ermittlung der Trefferwahrscheinlichkeit

Die Methode zur Ermittlung der Trefferwahrscheinlichkeit bei einem Turmbruch ist in [2] beschrieben. Es gilt:

$$P_{Treffer,Turm} = P_{mb} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left[2 \cdot \cos^{-1} \left(\frac{r'}{H_m + \frac{D_r}{2}} \right) + 2 \cdot \sin^{-1} \left(\frac{\frac{D_r}{2}}{H_m} \right) \right]$$

Dabei ist r' der Abstand zwischen Pipeline und Windenergieanlage und D_r der Rotordurchmesser. P_{mb} ist die Wahrscheinlichkeit eines Turmbruchs, diese ist in [2] mit

$$P_{mb} = 5,8 \cdot 10^{-05} \frac{1}{a}$$

angegeben.

Ermittlung der Schadenswahrscheinlichkeit.

Die Schadenswahrscheinlichkeit wird analog zu der in Kapitel 3.1.1 geschilderten Vorgehensweise bestimmt.

3.2 Ermittlung des „Risikos“ für eine Beschädigung der Pipelines (ursprüngliche Konfiguration)

In folgender Tabelle 4 sind die Ergebnisse der Berechnung zusammengefasst, die Abstände zur Pipeline wurden entsprechend Tabelle 1 berücksichtigt. Dabei ergibt sich die Beschädigungswahrscheinlichkeit für die Pipeline aus der Summe der Werte für die WEA 1, 2 & 3.

	WEA 1	WEA 2	WEA 3
Rotorblattbruch	$1,93 \cdot 10^{-6} \frac{1}{a}$	$4,87 \cdot 10^{-6} \frac{1}{a}$	$6,06 \cdot 10^{-10} \frac{1}{a}$
Gondelabwurf	$3,43 \cdot 10^{-8} \frac{1}{a}$	$2,28 \cdot 10^{-8} \frac{1}{a}$	0
Turmbruch	$2,70 \cdot 10^{-5} \frac{1}{a}$	$3,05 \cdot 10^{-5} \frac{1}{a}$	$7,45 \cdot 10^{-7} \frac{1}{a}$
Gesamt	$2,89 \cdot 10^{-5} \frac{1}{a}$	$3,54 \cdot 10^{-5} \frac{1}{a}$	$7,45 \cdot 10^{-7} \frac{1}{a}$

Tabelle 4: Ergebnisübersicht Eintrittswahrscheinlichkeit Beschädigung Pipeline



Daraus ergibt sich ein Risiko für die Pipeline von

$$R_{ges,Konfig\ 1} = 6,51 \cdot 10^{-5} \frac{1}{a}$$

Verglichen mit dem Referenzwert aus Kapitel 2.2 wird klar, dass eine Neubewertung des Risikos mit größeren Anständen für die WEA 1 & 2 durchgeführt werden muss.

3.3 Ermittlung des „Risikos“ für eine Beschädigung der Pipelines (neue Konfiguration)

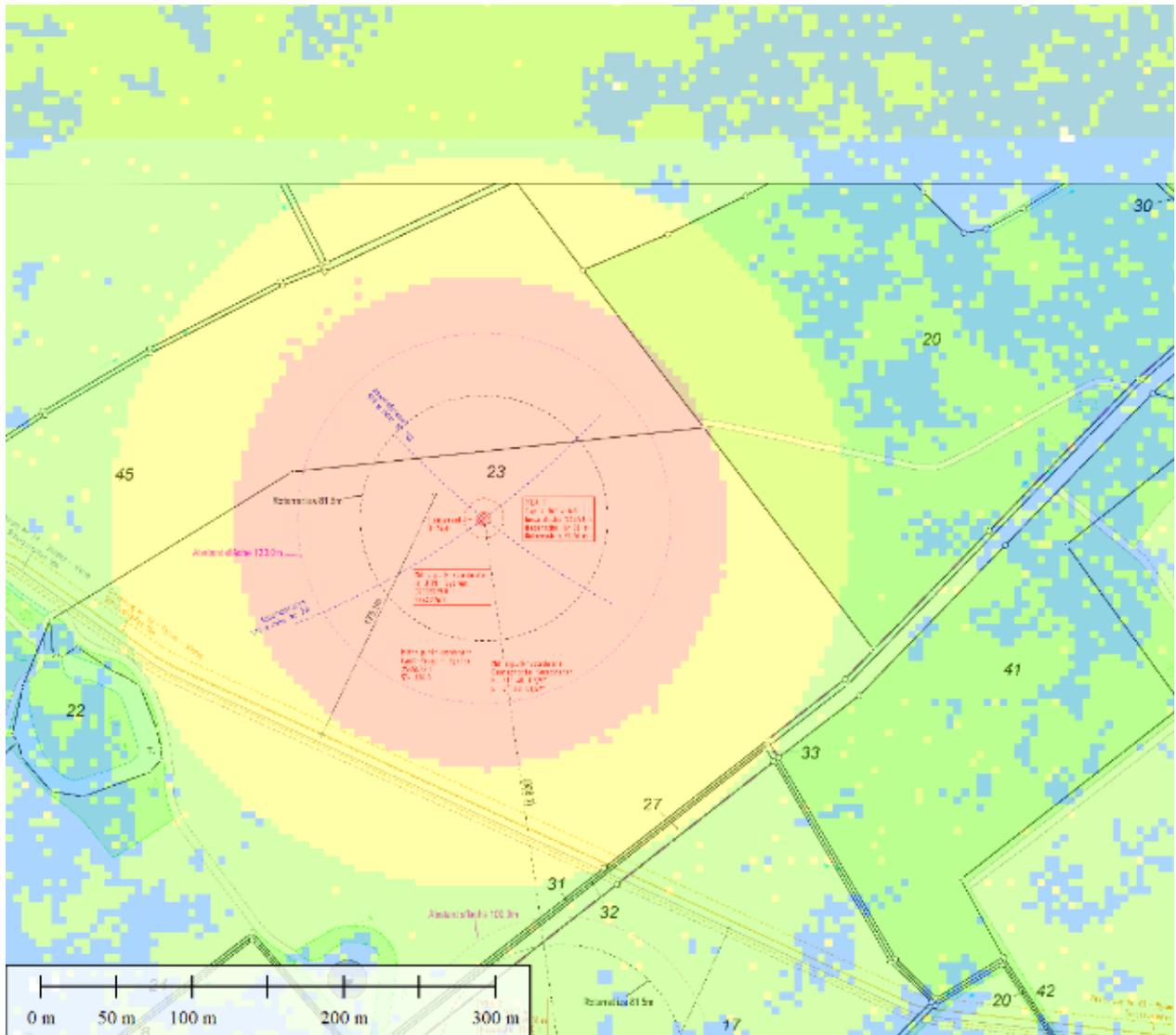
In einem iterativen Verfahren wurde bestimmt, bei welchen Abständen das in 0 ermittelte Sicherheitsziel erreicht wird. Dabei haben sich die in Tabelle 5 ausgegebenen Abstände als sinnvoll und machbar erwiesen.

	WEA1	WEA3	WEA2
Abstand zur Pipeline (neu)	175 m	260 m	130 m
Winkel zur Pipeline (N=90°)	64°	84°	144°

Tabelle 5: Abstände der Windenergieanlagen zur Pipeline in der neuen Konfiguration

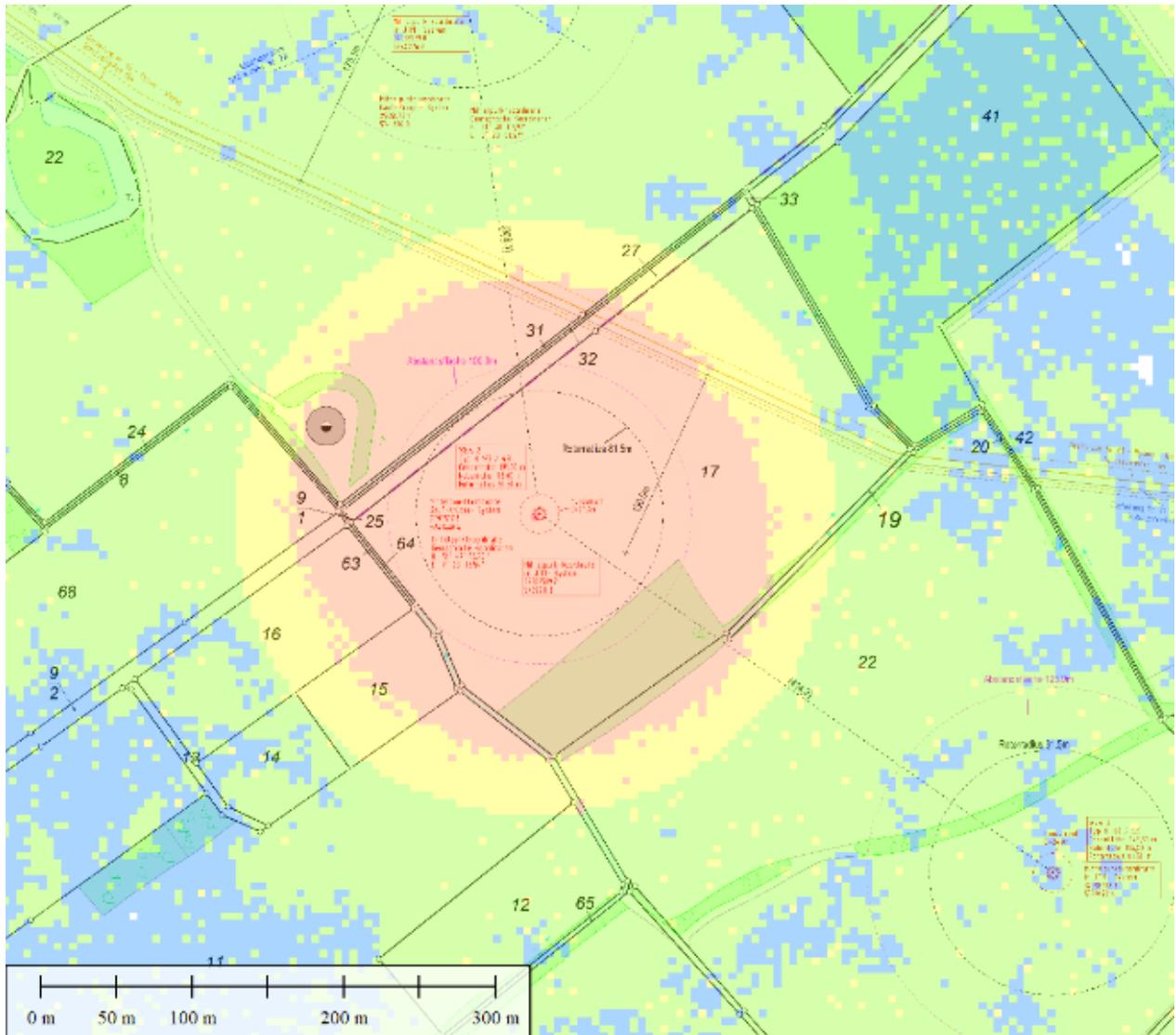
Die Trefferwahrscheinlichkeiten rund um die jeweilige WEA ergeben sich aus den in Kapitel 3.1 beschriebenen Vorgehensweisen. In den folgenden Abbildungen 5 bis 7 sind die simulierten Trefferwahrscheinlichkeiten für die WEA1, WEA2 und WEA3 dargestellt, wobei wegen der Gleichheit der Anlagen für die WEA1 und WEA3 nur eine einzige Simulation durchgeführt wurde.

Dabei stellen die durch die Farbabstufungen in den folgenden Abbildungen nicht die Schadenswahrscheinlichkeit an der Pipeline dar, sondern die Trefferwahrscheinlichkeit eines Bruchstückes der havarierten WEA, also Rotorblatt, Rotorblattfragment, Gondel oder havariertes Turm, an dem jeweiligen Punkt der Abbildung. Zur Ermittlung der Trefferwahrscheinlichkeit wurde eine Matrix von 3005m x 3005m in 5x5m Quadraten rund um die jeweilige WEA aufgespannt.



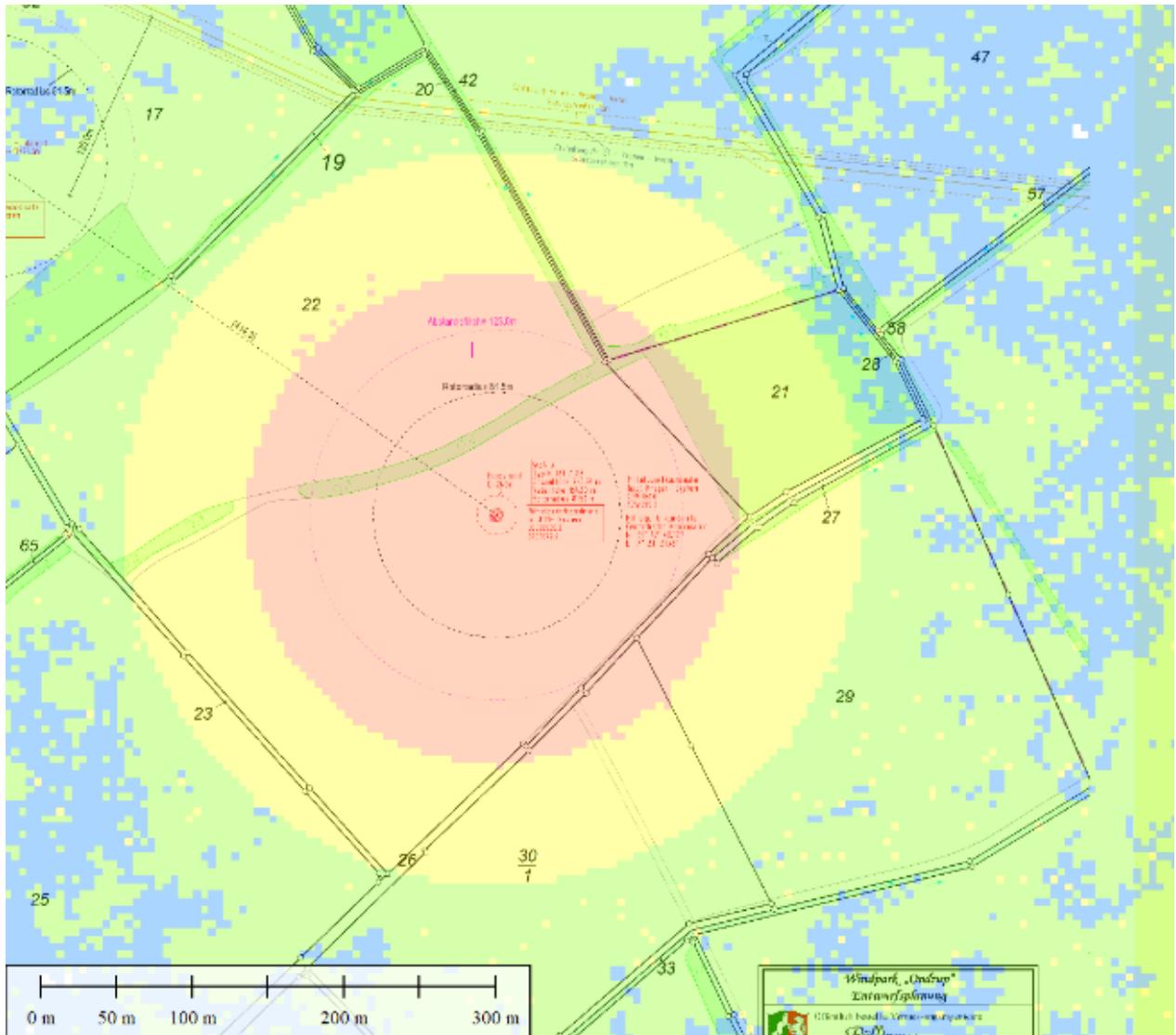
$>1E^{-4}$	$1E^{-6} - 1E^{-7}$
$1E^{-4} - 1E^{-5}$	$1E^{-7} - 1E^{-8}$
$1E^{-5} - 1E^{-6}$	$<1E^{-8}$

Abbildung 5: Wahrscheinlichkeitsverteilung für Treffer WEA1



$>1E^{-4}$	$1E^{-6} - 1E^{-7}$
$1E^{-4} - 1E^{-5}$	$1E^{-7} - 1E^{-8}$
$1E^{-5} - 1E^{-6}$	$<1E^{-8}$

Abbildung 6: Wahrscheinlichkeitsverteilung für Treffer WEA2



$>1E^{-4}$	$1E^{-6} - 1E^{-7}$
$1E^{-4} - 1E^{-5}$	$1E^{-7} - 1E^{-8}$
$1E^{-5} - 1E^{-6}$	$<1E^{-8}$

Abbildung 7: Wahrscheinlichkeitsverteilung für Treffer WEA3



In folgender Tabelle 6 sind die aus den Trefferwahrscheinlichkeiten abgeleiteten Schadenswahrscheinlichkeiten entlang der Pipeline zusammenfassend dargestellt, die Abstände zur Pipeline wurden entsprechend Tabelle 5 berücksichtigt. Dabei ergibt sich die Beschädigungswahrscheinlichkeit für die Pipeline aus der Summe der Werte für die WEA 1, 2 & 3.

	WEA 1	WEA 2	WEA 3
Rotorblattbruch	$5,00 \cdot 10^{-9} \frac{1}{a}$	$4,59 \cdot 10^{-8} \frac{1}{a}$	$6,06 \cdot 10^{-10} \frac{1}{a}$
Gondelabwurf	0	0	0
Turmbruch	$1,86 \cdot 10^{-5} \frac{1}{a}$	$2,33 \cdot 10^{-5} \frac{1}{a}$	$7,45 \cdot 10^{-7} \frac{1}{a}$
Gesamt	$1,86 \cdot 10^{-5} \frac{1}{a}$	$2,33 \cdot 10^{-5} \frac{1}{a}$	$7,46 \cdot 10^{-7} \frac{1}{a}$

Tabelle 6: Ergebnisübersicht Eintrittswahrscheinlichkeit Beschädigung Pipeline nach Update

4 Bewertung der Ergebnisse

Grundsätzlich kann die durch Havarien der Windenergieanlagen WEA1 bis WEA3 verursachte Schadenswahrscheinlichkeit der Pipeline in der ursprünglichen Kalkulation, d. h. mit den dort vorgesehenen Abständen zur Pipeline (siehe auch Tabelle 1) für die Pipeline nicht mehr als nur unwesentlich erhöht betrachtet werden, da diese oberhalb des ermittelten Grenzwertes lag. Eine iterative Rekalkulation mit den in Tabelle 5 dargestellten Abständen ergibt eine Schadenswahrscheinlichkeit (ein Risiko) von:

$$R_{ges,Konfig 2} = 4,26 \cdot 10^{-5} \frac{1}{a}$$

Dieser Wert liegt unterhalb des in Kapitel 2 ermittelten Referenzwertes. Somit wird das Risiko für die Pipeline durch die Windenergieanlagen des Windparks Lüdinghausen durch die zweite berechnete Konfiguration nicht wesentlich erhöht und die in Tabelle 5 dargestellte Kombination von Abständen kann als ausreichend sicher bewertet werden.

Für die zwischen den WEA 1 und WEA 2 gelegene Kreisstraße liegt das kollektive Risiko für Autofahrer aufgrund der relativ geringen angegebenen Verkehrsdichte von 280 Fzg. pro Tag [9] im tolerablen Bereich des Risikos, sodass diesbezüglich keine weiteren Maßnahmen zwingend nötig sind.



5 Quellenverzeichnis

5.1 Anlagen

- [A1] Gutachterliche Stellungnahme zur Risikobetrachtung von Windenergieanlagen in der Nähe zu Gashochdruckleitungen; TÜV SÜD Industrie Service GmbH; Januar 2023

5.2 Referenzen

- [1] 2022 11 17 16-L-926-Entwurfsplanung-2022-11-17.pdf übermittelt per E-Mail 11.2022
- [2] Wind Turbine Manual; Guidelines for the risk calculations of wind turbines; Version 1.1 of 01/10/2019
- [3] IEC 61508-1: 2010; Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 1: General requirements (see Functional Safety and IEC 61508)
- [4] Guidelines for the Design of Buried Steel Pipe; American Lifelines Alliance; February 2005
- [5] https://www.meteoblue.com/de/wetter/historyclimate/climatemodelled/l%c3%uedinghausen_deutschland_2875417
- [6] Abmessungen und Gewichte für die WEA, übermittelt per E-Mail am 26.09.2022
- [7] Abmessungen und Abstände für die WEA 1 bis 3, übermittelt per E-Mail am 21.09.2022
- [8] Guidelines for quantitative risk assessment, „Purple Book“; Ministerie van VROM; 12.2005
- [9] E-Mail vom 22.11.2022