

## Schlussbericht

# Windenergieanlagen in Nähe von Schutzobjekten Bestimmung von Mindestabständen

29. September 2014

11. Dezember 2014, Rev. 1

Dipl.-Ing. A. Junge

Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH, Hannover

**Herausgeber**

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.  
Technisch-wissenschaftlicher Verein  
Josef-Wirmer-Straße 1-3  
53123 Bonn

T +49 228 91885  
F +49 228 9188990  
info@dvwg.de  
www.dvgw.de

**Windenergieanlagen in Nähe von  
Schutzobjekten  
Bestimmung von Mindestabständen**

Schlussbericht

DVGW-Förderkennzeichen G 02/01/12

## Inhaltsverzeichnis

|  |    |
|--|----|
| 1. Zusammenfassung   | 12 |
| 2. Vorgang   | 13 |
| 3. Unterlagen  | 16 |
| 3.1 Vorschriften   | 16 |
| 3.2 Schadensstatistiken  | 18 |
| 3.3 Literatur  | 19 |
| 4. Grundlagen  | 22 |
| 4.1 Allgemeine Bemerkungen zu Errichtung und Betrieb von<br>Windenergieanlagen | 22 |
| 4.2 Nachweisform   | 23 |
| 4.3 Sicherheitsrelevante Versagensszenarien                                    | 25 |
| 4.3.1 Grundsätzliche Bemerkungen   | 25 |
| 4.3.2 Abwurf von Rotorblättern oder Rotorblatt-Teilen                          | 26 |
| 4.3.3 Eisfall und Eiswurf  | 26 |
| 4.3.4 Abwurf des Maschinenhauses   | 27 |
| 4.4 Schadensszenarien  | 27 |
| 4.4.1 Grundsätzliche Bemerkungen   | 27 |
| 4.4.2 Eingerdete Schutzobjekte   | 28 |
| 4.4.3 Oberirdische Schutzobjekte   | 29 |
| 4.5 Definition von Grenzwerten   | 30 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 4.6   | Berücksichtigung von Windparks                        | 31 |
| 4.6.1 | Angaben zu Windparks                                  | 31 |
| 4.6.2 | Berechnung bei punktförmigen Schutzobjekten           | 32 |
| 4.6.3 | Berechnung bei Leitungen                              | 32 |
| 5.    | Eintrittswahrscheinlichkeit der Versagensszenarien    | 34 |
| 5.1   | Allgemeine Bemerkungen                                | 34 |
| 5.2   | Auswertung für den Rotorblattabwurf                   | 36 |
| 5.2.1 | Bewertung der Daten                                   | 36 |
| 5.2.2 | Anzahl der Ereignisse                                 | 36 |
| 5.2.3 | Angaben zu Trummgröße                                 | 37 |
| 5.2.4 | Windgeschwindigkeit im Schadensfall                   | 38 |
| 5.3   | Auswertung für Eiswurf                                | 38 |
| 5.4   | Auswertung für den Abwurf des Maschinenhauses         | 40 |
| 5.5   | Abschließende Festlegungen                            | 40 |
| 5.5.1 | Zusammenstellung der Eintrittswahrscheinlichkeiten    | 40 |
| 5.5.2 | Bewertung des Datenmaterials                          | 41 |
| 5.5.3 | Vergleich mit anderen Richtlinien                     | 41 |
| 5.5.4 | Zeitliche Entwicklung der Versagenswahrscheinlichkeit | 42 |
| 6.    | Gefährdung durch Rotorblattabwurf                     | 43 |
| 6.1   | Darstellung der Beanspruchung                         | 43 |
| 6.2   | Berechnungsgrundlagen                                 | 43 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 6.2.1 | Ermittlung der Wurfbahn                                 | 43 |
| 6.2.2 | Angaben zum Luftwiderstand                              | 44 |
| 6.2.3 | Bewegungskomponente in Windrichtung                     | 45 |
| 6.2.4 | Bewegungskomponenten senkrecht zur Windrichtung         | 46 |
| 6.2.5 | Statistische Auswertung der Wurfweiten                  | 46 |
| 6.3   | Ergänzende Bemerkungen                                  | 47 |
| 6.3.1 | Überdrehzahl  | 47 |
| 6.3.2 | Maßgebliche Windgeschwindigkeiten                       | 47 |
| 6.3.3 | Sturmabregelung   | 48 |
| 6.3.4 | Eindringen eines abgeworfenen Rotorblattes in den Boden | 48 |
| 6.3.5 | Maßgebende Fläche oberirdischer Anlagen                 | 50 |
| 6.3.6 | Gefährdung von großformatigen Rohren                    | 50 |
| 6.4   | Ergebnisse  | 51 |
| 7.    | Gefährdung durch Eiswurf                                | 53 |
| 7.1   | Darstellung der Gefährdung                              | 53 |
| 7.2   | Angaben zur Berechnung                                  | 53 |
| 8.    | Gefährdung durch Abwurf des Maschinenhauses             | 55 |
| 8.1   | Darstellung der Beanspruchung                           | 55 |
| 8.2   | Aufprallstelle des Maschinenhauses                      | 55 |
| 8.2.1 | Theoretische Grundlagen der Wurfparabel                 | 55 |
| 8.2.2 | Probabilistische Betrachtungen                          | 56 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 8.2.3 | Ergebnisse  | 56 |
| 8.3   | Aufprallstelle abstehender Rotorblätter                 | 57 |
| 8.3.1 | Grundlagen der Berechnung                               | 57 |
| 8.3.2 | Probabilistische Betrachtungen für eingerdete Leitungen | 57 |
| 8.3.3 | Ergebnisse  | 58 |
| 8.4   | Dynamische Beanspruchung infolge Aufprallenergie        | 58 |
| 8.4.1 | Theoretische Grundlagen                                 | 58 |
| 8.4.2 | Ergebnisse  | 59 |
| 8.4.3 | Probabilistische Bewertung                              | 60 |
| 9.    | Ermittlung von Mindestabständen                         | 61 |
| 9.1   | Bewertung der Gefährdung                                | 61 |
| 9.2   | Darstellung der Ergebnisse                              | 61 |
| 9.2.1 | Definition von Klassen der Windenergieanlagen           | 61 |
| 9.2.2 | Ergänzende Bemerkungen                                  | 62 |
| 9.3   | Allgemeine Anwendungshinweise                           | 63 |
| 10.   | Bewertung für Fernleitungen                             | 65 |
| 10.1  | Allgemeines   | 65 |
| 10.2  | Festlegung von Grenzwerten                              | 65 |
| 10.3  | Mindestabstände für eingerdete Leitungen                | 67 |
| 10.4  | Mindestabstände für oberirdische Anlagen                | 68 |
| 10.5  | Ergänzende Bemerkungen                                  | 69 |

|   |    |
|---|----|
| 11. Bewertung für Mineralölfernleitungen      | 70 |
| 11.1 Allgemeines                              | 70 |
| 11.2 Festlegung von Grenzwerten               | 70 |
| 11.3 Mindestabstände für eingerdete Leitungen | 72 |
| 11.4 Mindestabstände für oberirdische Anlagen | 72 |
| 11.5 Ergänzende Bemerkungen                   | 73 |
| 12. Bewertung für E&P-Industrie               | 74 |
| 12.1 Allgemeines                              | 74 |
| 12.2 Festlegung von Grenzwerten               | 74 |
| 12.2.1 Grenzwerte für das Medium Süßgas       | 74 |
| 12.2.2 Grenzwerte für das Medium Sauer gas    | 75 |
| 12.2.3 Grenzwert für Ölförderung              | 76 |
| 12.3 Mindestabstände für eingerdete Leitungen | 76 |
| 12.4 Mindestabstände für oberirdische Anlagen | 77 |
| 12.5 Bewertung der Ergebnisse                 | 78 |
| 13. Bewertung für Kavernen                    | 80 |
| 13.1 Allgemeines                              | 80 |
| 13.2 Festlegung von Grenzwerten               | 80 |
| 13.3 Mindestabstände für oberirdische Anlagen | 81 |
| 13.4 Ergänzende Bemerkungen                   | 82 |
| 14. Bewertung für Biogasanlagen               | 83 |

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 14.1   | Allgemeines                            | 83 |
| 14.2   | Festlegung von Grenzwerten             | 83 |
| 14.3   | Mindestabstände für Biogasanlagen      | 83 |
| 14.4   | Ergänzende Bemerkungen                 | 84 |
| 15.    | Bewertung für Verkehrswege             | 86 |
| 15.1   | Darstellung der Gefährdung             | 86 |
| 15.2   | Festlegung von Grenzwerten             | 86 |
| 15.3   | Ermittlung von Mindestabständen        | 87 |
| 15.3.1 | Straßen geringer Ordnung               | 87 |
| 15.3.2 | Bahnstrecken                           | 87 |
| 15.4   | Ergänzende Bemerkungen                 | 88 |
| 16.    | Bewertung für Deichanlagen             | 90 |
| 16.1   | Darstellung der Gefährdung             | 90 |
| 16.2   | Festlegung von Grenzwerten             | 90 |
| 16.3   | Ermittlung von Mindestabständen        | 91 |
| 17.    | Bewertung für Einzelbauwerke           | 92 |
| 17.1   | Darstellung der Gefährdung             | 92 |
| 17.2   | Festlegung von Grenzwerten             | 92 |
| 17.3   | Ermittlung der Mindestabstände         | 93 |
| 17.3.1 | Landwirtschaftliche Produktionsstätten | 93 |
| 17.3.2 | Einzelbauwerke                         | 93 |

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 17.3.3 | Stellplätze                            | 94 |
| 18.    | Unterschreitung der Mindestabstände    | 95 |
| 18.1   | Allgemeine Bemerkungen                 | 95 |
| 18.2   | Verdichtung des Überwachungsrythmus    | 96 |
| 18.3   | Drosselung der Windenergieanlage       | 97 |
| 18.4   | Abdeckung eingerdeter Schutzobjekte    | 97 |
| 18.5   | Einhausung oberirdischer Schutzobjekte | 98 |

## Anlagenverzeichnis

|      |  |
|------|--|
| A 1  | Projektstruktur  |
| A 2  | Sicherheitskonzepte  |
| A 3  | Versagensszenarien   |
| A 4  | Eintrittswahrscheinlichkeit der Versagensszenarien –<br>mechanische Bauteile     |
| A 5  | Eintrittswahrscheinlichkeit der Versagensszenarien – Eiswurf                     |
| A 6  | Ergänzende Untersuchungen zum Rotorblattabwurf                                   |
| A 7  | Geometrie des Rotorblattabwurfs  |
| A 8  | Kenngößen zur Berechnung der Wurfbahn  |
| A 9  | Eintrittswahrscheinlichkeit für Aufprallstellen beim Abwurf<br>rotierender Teile |
| A 10 | Geometrie für Abwurf des Maschinenhauses   |
| A 11 | Gefährdungsbereiche infolge Abwurfs des Maschinenhauses                          |
| A 12 | Gefährdung infolge Turmbruchs  |
| A 13 | Beanspruchung von Großrohren   |
| A 14 | Zusammenstellung der berücksichtigten WEA – Klassifizierung                      |
| A 15 | Mindestabstände zu Anlagen von Ferngasleitungen                                  |
| A 16 | Mindestabstände zu Anlagen von Mineralölfornleitungen                            |
| A 17 | Mindestabstände zu Anlagen der E&P-Industrie – Medium<br>Süßgas                  |
| A 18 | Mindestabstände zu Anlagen der E&P-Industrie – Medium<br>Sauergas                |
| A 19 | Mindestabstände zu Anlagen der E&P-Industrie – Medium Erdöl                      |
| A 20 | Mindestabstände zu Kavernenanlagen   |
| A 21 | Mindestabstände zu Biogasanlagen   |
| A 22 | Mindestabstände zu Straßen geringer Ordnung                                      |
| A 23 | Mindestabstände zu Bahnstrecken  |
| A 24 | Mindestabstände zu Deichanlagen  |

|      |  |
|------|--|
| A 25 | Mindestabstände zu landwirtschaftlichen Produktionsstätten |
| A 26 | Mindestabstände zu Einzelbauwerken                         |
| A 27 | Mindestabstände zu Stellplätzen                            |
| A 28 | Unbedenklichkeitsgrenze                                    |

## Tabellenverzeichnis

|             |  |    |
|-------------|--|----|
| Tabelle 1:  | Projektgremium   | 15 |
| Tabelle 2:  | Anteile nach Trummgröße  | 38 |
| Tabelle 3:  | Rechenwerte für die Eintrittswahrscheinlichkeit von<br>Versagensszenarien an der WEA | 41 |
| Tabelle 4:  | Vergleich Versagenswahrscheinlichkeit  | 41 |
| Tabelle 5:  | Definition der WEA-Klassen   | 62 |
| Tabelle 6:  | zul Pf in Ereignissen pro Jahr pro Kilometer   | 66 |
| Tabelle 7   | Stationen an Ferngasleitungen  | 68 |
| Tabelle 8:  | Anlagen für Mineralölfernleitungen   | 73 |
| Tabelle 9:  | Stationen der E&P-Industrie, Medium Süßgas   | 77 |
| Tabelle 10: | Stationen der E&P-Industrie, Medium Sauergas   | 77 |
| Tabelle 11: | Stationen der E&P-Industrie, Medium Erdöl  | 78 |
| Tabelle 12: | Oberirdische Anlagen von Kavernenanlagen, Medium Süßgas                              | 81 |
| Tabelle 13: | Typische Biogasanlagen   | 84 |

## Revisionsindex

| Rev. | Datum    | Bearbeitung | Position Projektstruktur | Bearbeitete Kapitel                       | Bemerkung  |
|------|----------|-------------|--------------------------|---|--|
| 01   | 18.09.12 | Ju          | 01 bis 14                | 4, 5, 7 neu, 8 neu, 9 neu, 10 bis 18      | Überarbeitung Versagensszenarien, Bewertung einzelne Schutzobjekte                           |
| 02   | 10.01.13 | Ju          | 01 bis 14                | 4, 5, 7 neu, 8 neu, 9 entfällt, 10 bis 17 | Überarbeitung Versagensszenarien, Bewertung einzelner Schutzobjekte mit angepassten Ansätzen |
| 03   | 26.06.13 | Ju          | 01 bis 14                | 10  | Einführung von Leitungsklassen bei Ferngasleitungen  |
| 04   | 29.11.13 | Ju          | 01 bis 14                | 3 bis 18                                  | Einarbeitung Rückmeldung aus dem Projektgremium  |
| 05   | 29.09.14 | Ju          | 01, 06, 12               | 4.6, 14.3                                 | Kleines Schutzobjekt in Windparks, Aufenthaltsdauer auf Biogasanlagen                        |
| 06   | 09.12.14 | Ju          | 03, 07, 13               | 6.3, 10, 15, 17                           | Großrohre für Fernleitungen, Besetzungsgrad von Fahrzeugen                                   |
| 07   | 11.12.14 | Ju          | 03                       | A13                                       | Redaktionelle Korrektur  |

## 1. Zusammenfassung

Zur Nutzung regenerativer Energiequellen werden Windenergieanlagen mit Nabenhöhe bis zurzeit 150 m und Rotordurchmessern bis zu 130 m errichtet. Die Errichtung dieser Windenergieanlagen erfolgt in der Regel auf Geländen, die auch anderer Nutzung dienen. So ist es nicht auszuschließen, dass sich der Standort einer Windenergieanlage in der Nähe von sicherheitsrelevanten Schutzobjekten befindet.

Im vorliegenden Gutachten werden Mindestabstände zwischen Windenergieanlagen und bestimmten sicherheitsrelevanten Schutzobjekten ermittelt. Zu diesen gehören Einrichtungen der Gas- und Mineralölindustrie, Verkehrswege, Deiche und Einzelbauwerke. Die Mindestabstände sind angegeben in den Anlagen A 15 ff.

Als Gefährdungspotenziale werden der Abwurf eines Rotorblattes oder Teilen davon, der Abwurf von Eisfragmenten, der Abwurf des gesamten Maschinenhauses samt der abstehenden Rotorblätter sowie der Turmbruch betrachtet. Diese Gefährdungspotenziale werden probabilistisch bewertet. Der Abstand zwischen einer Windenergieanlage und einem Schutzobjekt wird iterativ verringert, bis ein zuvor definierter Grenzwert erreicht wird.

Die errechneten Mindestabstände gelten für eine allgemeine Anwendung und liegen auf der sicheren Seite. Bei einem Nachweis im Einzelfall können sich geringere Abstände ergeben. Sollte im Einzelfall auch dieser Abstand nicht reichen, kann mit den in Kapitel 18 beschriebenen Sicherungsmaßnahmen dennoch ein sicherer Zustand erreicht werden.

Die vorliegenden Untersuchungen basieren auf sicherheitsrelevanten Betrachtungen. Andere Abstände können sich aus schallemissions- oder optischen Gründen (Lichtschattenwurf) ergeben.

Dipl.-Ing. A. Junge

\\file\projekte\_rw\2011\97111\01\_Haupt  
projekt\06\_Bericht\Gutachten\_Rev\_07\0  
1\_Text\Gutachten\_R07.docx

97111

Revision 07

Seite 12

## 2. Vorgang

Zur Nutzung regenerativer Energiequellen werden Windenergieanlagen (WEA) mit Nabenhöhen von zurzeit bis zu 150 m und Rotordurchmessern von bis zu 130 m errichtet. In der Umgebung von Windenergieanlagen befinden sich vielfach Nutzungen, die durch die WEA einer Gefährdung ausgesetzt sein können (Schutzobjekte). Zu diesen Schutzobjekten gehören einerseits Einrichtungen anderer Energieversorgungsunternehmen und andererseits Verkehrswege, Gebäude, Anlagen und ähnliche Einrichtungen.

Grundsätzlich geht vom ordnungsgemäßen Betrieb der Windenergieanlagen keine Gefahr aus. Allerdings sind bei Windenergieanlagen, wie bei jeder technischen Anlage, Gefährdungen nicht auszuschließen. Ist der Abstand zwischen einer Windenergieanlage und einem Schutzobjekt gering, so kann sich eine Gefährdung des Schutzobjektes ergeben. Diese Gefährdung ist durch die folgenden Schadensszenarien beschrieben:

- Abwurf eines Rotorblattes oder Teilen davon,
- Abwurf von Eisfragmenten,
- Abwurf des gesamten Maschinenhauses,
- Umkippen des gesamten Turmes.

Zur Verringerung dieser Gefährdungspotenziale sind in der Regel Mindestabstände zwischen einer Windenergieanlage und dem Schutzobjekt einzuhalten. Die Definition dieser Mindestabstände erfolgt unter anderem aus sicherheitstechnischen Überlegungen. Ziel ist hierbei die Begrenzung des technischen Risikos auf ein Maß, welches für sich im Umkreis befindliche Personen oder für die Umwelt verträglich ist.

Derartige Untersuchungen lassen sich im Einzelfall lösen. Diese Verfahrensweise führt jedoch in der Planung eines konkreten Projektes zu Verzögerungen. Mit dem Ziel einer besseren Planungssicherheit werden im vorliegenden Gutachten Mindestabstände ermittelt, bei deren Einhaltung auf eine Einzelfallprüfung verzichtet werden kann. Diese sollten in tabellarischer Form für unterschiedliche Typen von Windenergieanlagen und diverse Schutzobjekte angegeben werden.

In Deutschland sind für einige Schutzobjekte Mindestabstände auf Länderebene innerhalb von „Windenergieerlassen“ geregelt. Als Schutzobjekte werden betrachtet: Bebauung, Verkehrswege und in einem Fall Deiche. Andere, im vorliegenden Gutachten betrachtete Schutzobjekte sind durch diese Vorgaben nicht berücksichtigt. Die Mindestabstandsregelungen der Windenergieerlasse werden nur in seltenen Fällen mit der Sicherheit von Personen begründet. Zur Klärung dieser Fragestellung sowie zur Betrachtung nicht erfasster Schutzobjekte wurde von den Institutionen, die mit dieser Thematik befasst sind, die Erstellung eines grundlegenden Gutachtens angeregt. Die Erstellung dieses Gutachtens erfolgt unter der Federführung der Enercon GmbH.

Im Zeitraum 2004 bis 2005 wurde ein derartiges Gutachten zur Ermittlung von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und ausgewählten Schutzobjekten erstellt (Unterlage U 60). Aufgrund der technischen Entwicklung der Windenergieanlagen in Richtung größerer Nennleistung, höhere Nabenhöhen und größere Rotordurchmesser wurden zunehmend Anlagen eingesetzt, die durch dieses Gutachten nicht mehr abgedeckt waren. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit einer Aktualisierung dieses Gutachtens von 2005. Eine Aktualisierung dieses Gutachtens ist darüber hinaus dadurch zu begründen, dass zwischenzeitlich die hier behandelte Fragestellung in der Genehmigungspraxis für weitere Schutzobjekte gefordert wird.

Die hier untersuchten Schutzobjekte weisen hinsichtlich ihrer Integrität unterschiedliche Eigenschaften auf. Daher werden die Berechnungen in zwei Blöcke aufgeteilt. Diese Projektstruktur ist in Anlage A 1 dargestellt. Im ersten Block werden allgemeingültig die von den Windenergieanlagen ausgehenden Gefährdungen untersucht (Pos. 1 nach Anlage A 1). Im zweiten Block werden die durch die Gefährdungen hervorgerufenen Schäden an den Schutzobjekten untersucht und bewertet (Pos. 2 bis 13 nach Anlage A 1). Schnittstelle für die beiden Blöcke ist der Aufprall eines Teiles der Windenergieanlage auf dem Gelände oberhalb eines eingeedeten Schutzobjektes bzw. dem Schutzobjekt selbst. Aus den Berechnungen des ersten Blocks können Abstände errechnet werden, deren Überschreitung probabilistisch nicht relevant ist. Diese Abstände werden als Unbedenklichkeitsgrenze gekennzeichnet (Pos. 14 nach Anlage A 1).

Die Arbeiten wurden betreut durch ein Gremium in der folgenden Zusammensetzung gemäß Tabelle 1.

| Lfd. Nr. | Industrie / Schutzobjekte   | Name  | Firma   |
|----------|---|---|---|
| 1        | Windenergieanlagen  | Herr Lübbe<br>Herr Berlin<br>Herr Stoetzel                    | Enercon GmbH<br>Enercon GmbH<br>Bundesverband Windenergie e. V.                                       |
| 2        | E&P-Industrie   | Herr Grundmeier<br><br>Herr Borchers<br><br>Frau Zager-Kracht | Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V.<br>ExxonMobil Production Deutschland GmbH<br>dto. |
| 3        | Süßgas  | Herr Hoffmann<br>Herr Jagodzinski                             | ONTRAS Gastransport GmbH<br>DVGW  |
| 4        | Mineralöl   | Herr Ludzay<br>Herr Taddiken                                  | DGMK<br>Nord-West Oelleitung GmbH   |
| 5        | Kavernen  | Herr Peine<br>Herr Schoof                                     | astora GmbH & Co. KG<br>E.ON Gas Storage GmbH   |
| 6        | Genehmigung 2 bis 5   | Herr Larres<br><br>Herr Söntgerath<br>Herr Weiß               | Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie<br>dto.<br>dto.   |
| 7        | Biogas  | Herr Wilpsbäumer  | EnviTec Biogas AG   |
| 8        | Straßen geringer Ordnung, Bahnstrecken, Deichanlagen, landwirtschaftliche Produktionsstätten, Einzelbauwerke, Stellplätze | Herr Lübbe<br>Herr Berlin                                     | Enercon GmbH<br>Enercon GmbH  |

Tabelle 1: Projektgremium

Für die Anwendung werden die Ergebnisse in einem separaten Anwendungsdokument zusammengefasst. In diesem Anwendungsdokument werden die grundsätzlichen Parameter kurz beschrieben und die Abstandstabellen zusammengestellt.

### 3. Unterlagen

#### 3.1 Vorschriften

- U 1 Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 27.06.2012 (BGBl.I, Seite 1421)
- U 2 12. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Störfall-Verordnung – 12. BImSchV), zuletzt geändert durch Artikel 5, Abs. 4 der Verordnung vom 24.11.2010 (BGBl.I, Seite 1643)
- U 3 BbergG „Bundesberggesetz“, Ausfertigungsdatum 13.08.1980, zuletzt geändert am 07.08.2013
- U 4 BVOT „Bergverordnung für Tiefbohrungen, Tiefspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen im Land Niedersachsen (Tiefbohrverordnung-BVOT), Ausgabe vom 20.09.2006
- U 5 RohrFLtgV: „Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen (Rohrfernleitungsverordnung)“, Ausfertigung vom 27.09.2002, zuletzt geändert durch Artikel 14 des Gesetzes vom 08.11.2011 (BGBl.I, S. 2178)
- U 6 GasHDrLtgV: „Verordnung über Gashochdruckleitungen (Gashochdruckleitungsverordnung – GasHDrLtgV)“, vom 18.05.2011 (BGBl.I, S. 928)
- U 7 BVOT-Tiefbohrverordnung: „Bergverordnung für Tiefbohrungen, Tiefspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen im Land Niedersachsen, vom 20.09.2006 (Nds. MBl. S. 887)
- U 8 StFV-ch: „Verordnung über den Schutz vor Störfällen (Störfallverordnung, StFV)“, die Bundesbehörden der Schweizerischen Eidgenossenschaft, Stand 07/2008
- U 9 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL) der Schweizerischen Eidgenossenschaft: „Richtlinien – Beurteilungskriterien I zur Störfallverordnung StFV“, September 1996
- U 10 DIN EN 1990: „Eurocode: Grundlagen der Tragwerksplanung; Deutsche Fassung EN 1990:2002+A1:2005+A1:2005/AC:2010“, Ausgabe 12/2010, einschließlich nationaler Anhang

- U 11 DIN EN 1991-1-4: „Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; Deutsche Fassung EN 1991-1-4:2005+A1:2010+AC:2010“, Ausgabe 12/2010, einschließlich nationaler Anhang
- U 12 DIN EN 14161: „Erdöl- und Erdgasindustrie - Rohrleitungstransportsysteme (ISO 13623:2009 modifiziert); Deutsche Fassung 14161:2011“, Ausgabe 09/2011
- U 13 DIN EN 50126; VDE 0115-103:2000-03: „Bahnanwendungen - Spezifikation und Nachweis der Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltbarkeit, Sicherheit (RAMS); Deutsche Fassung EN 50126:1999, einschließlich Berichtigung 1:2006-09 und Berichtigung 2:2011-01“
- U 14 DIN EN 61400-1; VDE 0127-1:2011-08: „Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005+A1:2010); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005+A1:2010“, Ausgabe 08/2011
- U 15 DIN EN ISO 16708: „Erdöl- und Erdgasindustrie - Rohrleitungstransportsysteme – Zuverlässigkeitsanalysen (ISO 16708:2006); englische Fassung EN 16708:2006, Ausgabe 08/2006
- U 16 GL IV-Teil 1: „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen“, Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, Ausgabe 1999
- U 17 GL IV-Teil 1: „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen“, Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, Ausgabe 2003
- U 18 GL IV-Teil 1: „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen“, Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, Ausgabe 2010
- U 19 DIBt: „Richtlinie für Windenergieanlagen“, Fassung 1993, Ausgabe 08/1995
- U 20 DIBt: „Richtlinie für Windenergieanlagen; Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“, Fassung 2004
- U 21 DIBt: „Richtlinie für Windenergieanlagen; Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“, Fassung 2012, Ausgabe 10/2012
- U 22 Technische Regel: „Werkstoffleitfaden für schwefelwasserstoffbeaufschlagte Systeme“, WEG Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V., Ausgabe 05/2008

- U 23 PGS3: „Guidelines for quantitative risk assessment / CPR 18E / Purple Book“, VROM, Ausgabe 12/2005
- U 24 TRFL: „Technische Regel für Rohrfernleitungen“, Ausgabe 03/2010
- U 25 DVGW-Arbeitsblatt G 463: „Gasleitungen aus Stahlrohren für mehr als 16 bar Betriebsdruck; Errichtung“, Ausgabe 12/2001
- U 26 RAS-Q Richtlinien für die Anlage von Straßen – Querschnitte, Ausgabe 1996
- U 27 KTA 2207: „Schutz von Kernkraftwerken gegen Hochwasser“, Fassung 11/2004, Aktualitätsvermerk 11/2009
- U 28 HSE: „Reducing risks, protecting people / HSE’s decision-making process“, Health and Safety Executive, first published 2001

### 3.2 Schadensstatistiken

- U 29 Zusammenstellung von Unfällen im Zusammenhang mit Windkraftanlagen für den Zeitraum 1996 bis 2003, Internetrecherche, Bearbeitungsstand vom 25.09.2003
- U 30 ISET „Windenergiereport Deutschland 2008“; Herausgeber ISET, 2008
- U 31 Ribrant, J.; Bertling, L. M.: „Survey of failures in windpower systems with focus on Swedish windpower plants during 1997 and 2005“, IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume 22, No. 1, March 2007, Pages 167 to 173
- U 32 Stenberg, A.; Holttinen, H.: „Analysing failure statistics of windturbines in Finland“, European Windenergy Conference and Exhibition 2010 (EWEC 2010), Warsaw Poland, 20th to 23rd April 2010
- U 33 Wilkinson, M. et al: „Methodology and results of the Reliawind reliability fields study“, European Windenergy Conference and Exhibition 2010 (EWEC 2010), Warsaw Poland, 20th to 23rd April 2010
- U 34 Technical Report „Failure rates of Enercon wind turbines“, report no. DEWI-OCC-SO-0704-37, Revision 0, aufgestellt vom DEWI-OCC Offshore and Certification Center GmbH, vom 02.05.2007
- U 35 EGIG: “8th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group“, 12/2011

- U 36 Davis, B. M., et al: "Performance of european cross-country oil pipelines / statistical summary of reported spillages in 2009 and since 1971", Ausgabe 05/2011

### 3.3 Literatur

- U 37 Gasch, R. (Herausgeber): „Windkraftanlagen; Grundlagen und Entwurf“, zweite, überarbeitete Auflage, Wiesbaden, Vieweg-Teubner, 6. Auflage 2010
- U 38 Rademakers L., Braam H., Brinkmann H., Ham K., Verheij F., Cleijne H., Folkerts L. (Autoren): „Handboek Risicozoning Windturbines, Versie 1.0, mei 2002
- U 39 Lehmann, T.: „Elemente der Mechanik III: Kinetik“, Vieweg, 1977
- U 40 Wortmann, F. X.: „Wie weit kann das Blatt einer Windturbine fliegen?“, Institutsbericht 78-10 des Instituts für Aerodynamik und Gasdynamik der Universität Stuttgart, 09/78
- U 41 J. C. Consultancy Ltd.: „Risk assessment for hazardous installations“, Publishes for the Commission for the European Communitées by Pergamon Press, London, 1986
- U 42 Klaus, E. H.: „Pipeline Integrity“ in Lenz, J.: „Pipeline Integrity – uneingeschränkte Verfügbarkeit und unbegrenzte Nutzungsdauer von Rohrleitungen und Rohrnetzen?“, Schriftenreihe aus dem Institut für Rohrleitungsbau an der Fachhochschule Oldenburg, Band 16, Vulkan-Verlag Essen, 1999
- U 43 Röllecke, F.-J.: „Sicherheitsmaßnahmen bei der Förderung und Fortleitung von Sauergas“, in Erdöl Erdgas Kohle, 108. Jahrgang, Heft 6, Juli 1992
- U 44 Craig, P. D.: „Sour-Gas Design Consideration“, Richardson, TX, 1993
- U 45 WEG-Empfehlung "Armaturenabstände und Alarmierungstreifen an Sauergasleitungen", Ausgabe 14.02.2001
- U 46 Zimmerman, T. J. E.; Chen, Q.; Pandey, M. D.: „Limit States and Reliability-based Pipeline Design“, C-FER Report No. 95027, submitted to PRC International

- U 47 Rist, D.: „Dynamik realer Gase: Grundlagen, Berechnungen und Daten für Thermogasdynamik, Strömungsmechanik und Gastechnik“, Springer-Verlag Berlin-Heidelberg, 1996
- U 48 Smith, D. J.: „Reliability, maintainability and risk“, Butterworth-Heinemann, 6<sup>th</sup> Edition, 2001
- U 49 Funk, K.: „Expertensystem für Lärm- und Erschütterungsprognosen beim Einbringen von Spundbohlen“, Dissertation, Universität Hannover, Curt-Risch-Institut für Dynamik, Schall- und Messtechnik, 1996
- U 50 Studer, J. A.: Koller, M. G.: „Bodendynamik“, Springer-Verlag, Berlin-Heidelberg, 2. Auflage 1997
- U 51 Smoltczyk, U.: „Grundbautaschenbuch“, 3. Auflage, Teil 1, Verlag Wilhelm Ernst & Sohn, 1980
- U 52 Seiffert, H.; Westerhellweg, A.; Kröning, J.: „Risk analysis of ice throw from wind turbines“, BOREAS VI, 09.04.2003 – 11.04.2003, Byhä, Finnland
- U 53 Arnold, T.: „Risikoberechnungen bei Eisfall an WEA“, AWES 2011, 18. und 19.10.2011, St. Pölten, Österreich
- U 54 Schlussbericht „Vereisung WEA St. Brais / Auswirkungen der Vereisung auf das Betriebsverhalten und Energieertrag von Windkraftanlagen im Jurabogen“, aufgestellt von Meteotest, Bern am 15.08.2011
- U 55 Tamelin, B.; Sääntti, K.: „Icing in Europe“, BOREAS IV, 31.03.1998 – 02.04.1998, Hetta, Finnland
- U 56 Vrigling, H.; Gelder, P. van: „Probabilistische Methoden zur Bemessung von Deichen und Küstenschutz in den Niederlanden“, in 2. Dresdener Probabilistik Symposium / Sicherheit und Risiko im Bauwesen, Dresden, 12.11.2004
- U 57 Ermittlung rechnerischer Versagenswahrscheinlichkeiten von Schutzdeichen durch die Bezirksregierung Weser-Ems, übermittelt am 29.04.2004
- U 58 Report 1009-0061-005.R05/AJS: „Windturbines in the Noordoostpolder (Northeast polder)“, aufgestellt von Fugro Engineering B.V. vom 14.04.2011

- U 59 Kemmler, J., et. al.: „Sicherheit von Erdgashochdruckanlagen / Rahmenbericht zur standardisierten Ausmaßeinschätzung und Risikoermittlung“, Revision 2010
- U 60 Gutachten Nr. 19003 „Windenergieanlagen in Nähe von Schutzobjekten / Bestimmung von Mindestabständen“, Revision 07, aufgestellt von Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH vom 11.03.2005

## 4. Grundlagen

### 4.1 Allgemeine Bemerkungen zu Errichtung und Betrieb von Windenergieanlagen

Wie von jeder technischen Einrichtung gehen von Windenergieanlagen Gefährdungen aus. Zur Eingrenzung dieser Gefährdungspotenziale werden Vorschriften herausgegeben, deren Forderungen sowohl von Herstellern als auch von Betreibern einzuhalten sind. Ziel dieser Vorgehensweise ist eine Reduzierung der Gefährdung dieser Anlagen auf ein so genanntes „technisches Restrisiko“.

Bei einer Windenergieanlage handelt es sich um eine Kombination einer maschinentechnischen Einrichtung und eines Bauwerkes. Die Umsetzung sicherheitstechnischer Forderungen an die maschinentechnische Einrichtung ist geregelt in den Richtlinien des GL (U 16 bis U 18). Die sicherheitstechnischen Anforderungen an das Bauwerk (Turm und Gründung) sind geregelt in der Richtlinie des DIBt (U 19 bis U 21), welche zusätzlich DIN EN 61400 (U 14) einbeziehen.

Die nach diesem Gutachten ermittelten Mindestabstände gelten für nach der GL-Richtlinie (U 16 bis U 18) zertifizierte Anlagentypen, die nach Maßgabe der Bestimmungen des Zertifizierungsberichtes errichtet und betrieben werden. Weiterhin gelten die hier ermittelten Mindestabstände für Windenergieanlagen, deren Turmbauwerk nach den Anforderungen der Richtlinie des DIBt (U 19 bis U 21) dimensioniert wurden. Hinsichtlich sicherheitsrelevanter Aspekte sei auf die folgenden Bemerkungen hingewiesen:

Sicherheitstechnische Anforderungen an die maschinentechnischen Einrichtungen beziehen sich sowohl auf die Herstellung als auch auf den Betrieb. Wie bei jeder Maschine sind die gerätetechnischen Komponenten einer Windenergieanlage sorgfältig herzustellen sowie im Betrieb zu warten. Insofern sind in den Vorschriften U 16 bis U 18 Anforderungen an die Qualität und die Qualitätsüberwachung während der Herstellung sowie Anforderungen an die Wartung enthalten. Insbesondere sind die geforderte Häufigkeit und Intensität der Überwachung der Anlagen zu beachten.

Wie bei allen Bauwerken beziehen sich die sicherheitstechnischen Anforderungen der Richtlinie der DIBt (U 19 bis U 21) im Wesentlichen auf die Planung,

Konstruktion und Errichtung des Turmbauwerkes einschließlich der Gründung. In den neueren Fassung der Richtlinie DIBt (U 20, U 21) ist die Forderung nach Vorlage eines Gründungsgutachtens, erstellt durch einen Sachverständigen, enthalten. In der älteren Fassung der Richtlinie (U 19) ist diese Forderung nicht explizit enthalten, sodass bei älteren Windenergieanlagen ein derartiges Gutachten prinzipiell nicht vorausgesetzt werden kann. In den folgenden Untersuchungen wird davon ausgegangen, dass ein derartiges Gutachten vorliegt. Dies ist ggf. zu prüfen bzw. ein etwaig vorhandenes Gutachten durch einen sachverständigen Bodengutachter zu überprüfen.

Bei der Einhaltung von Vorschriften, insbesondere im bautechnischen Bereich, kann von einer Versagenswahrscheinlichkeit eines Bauwerks von  $10^{-6}$  Ereignissen pro Jahr ausgegangen werden. Dies ist der Grenzwert nach DIN EN 1990 (U 10) für technisches Restrisiko. Bei vorsätzlicher oder fahrlässiger Missachtung der in den Vorschriften genannten Anforderungen kann es zu einer Erhöhung des Risikos kommen. So ist bei bekannten Fällen für das Ereignis Umkippen eines Turmes die Nichteinhaltung der o. a. sicherheitstechnischen Anforderungen als verursachend festgestellt worden. Insofern sei hier ausdrücklich auf das Erfordernis der Einhaltung der maßgeblichen Vorschriften hingewiesen. Nähere Einzelheiten zur Bewertung befinden sich in Anlage A 12.

Eine nach der Vorschrift in Unterlage U 19, unter Teilnahme eines anerkannten Sachverständigen für die Gründungsbegutachtung, bzw. nach der Vorschrift in den Unterlagen U 20 bzw. U 21 geplante und errichtete Windenergieanlage wird bezüglich des Bauwerkes (Turm) als sicher betrachtet.

## 4.2 Nachweisform

Bei der Bemessung und der Sicherheitsbewertung kommen Konzepte zur Anwendung, die zunächst prinzipiell entweder deterministisch oder probabilistisch sind. Der prinzipielle Aufbau ist in der Anlage A 2 dargestellt. Das deterministische Konzept gibt einen Sicherheitsabstand zwischen dem Beanspruchungszustand und einem gesellschaftlich akzeptierten Grenzwert an. Insbesondere gilt, dass bei diesem Konzept der gefährliche Zustand als absolut und immer vorhanden vorausgesetzt wird. Deswegen eignet sich dieses Konzept nicht für die Bewertung von außergewöhnlichen Ereignissen. Zum Einsatz kommen dann probabilistische Konzepte. Hier werden die Gefährdungen statistisch durch ihre

Eintrittswahrscheinlichkeit berücksichtigt. Unter zusätzlicher Betrachtung des Widerstands eines Schutzobjektes gegenüber der Gefährdung ergibt sich eine Eintrittswahrscheinlichkeit für das Auftreten eines Schadens. Es handelt sich um eine probabilistische Untersuchung auf dem Niveau einer SRA (Structural Reliability Analysis). Im weiteren Vorgehen erfolgt eine Bewertung der Auswirkungen eines Schadens. Diese Auswirkungen lassen sich ebenfalls statistisch bewerten. Die gleichzeitige Betrachtung der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Schadens und der Wahrscheinlichkeit einer unerwünschten Auswirkung erfolgt in der QRA (Quantitative Risk Analysis).

Die hier zu untersuchenden Versagensszenarien sind als außergewöhnliche Ereignisse einzustufen. Wie in Kapitel 5 gezeigt wird, ist ihre Eintrittswahrscheinlichkeit jedoch höher als ein allgemein akzeptiertes technisches Risiko. Insofern sind weitere Betrachtungen erforderlich. Gemäß obigen Ausführungen kommt das probabilistische Sicherheitskonzept zur Anwendung.

Im probabilistischen Nachweis wird eine errechnete Eintrittswahrscheinlichkeit für ein Schadensereignis einer zulässigen Eintrittswahrscheinlichkeit gegenüber gestellt. Die Eintrittswahrscheinlichkeit für ein Schadensereignis ergibt sich aus einer Ereigniskette. Jedes Einzelereignis dieser Kette ist als Folgeereignis zu betrachten, so dass das Produkt der Eintrittswahrscheinlichkeit der Einzelereignisse die Eintrittswahrscheinlichkeit des Schadens liefert. Dieser Wert ist dann einem Grenzwert gegenüber zu stellen, der von dem jeweiligen Schutzobjekt abhängt. Der mathematische Ausdruck lautet:

$$P_{f_{\text{Limit}}}(\text{Schutzobjekt}) \geq P_{f1} \cdot P_{f2} \cdot P_{f3} \cdot P_{f4}$$

In der oben dargestellten Formel bedeuten:

- $P_{f_{\text{Limit}}}$  vom jeweiligen Schutzobjekt abhängiger Grenzwert für die Gefährdung, ermittelt für den Nachweis einer SRA.
- $P_{f1}$  Eintrittswahrscheinlichkeit für das Versagensereignis an der Windenergieanlage nach Kapitel 5.
- $P_{f2}$  Eintrittswahrscheinlichkeit für den Treffer des Schutzobjektes durch ein abgeworfenes Rotorblatt usw. gemäß den Berechnungen in Kapitel 6, 7 und 8.

- Pf3 Eintrittswahrscheinlichkeit von Windrichtungen; wird aus der Auswertung von Windrichtungsverteilungen bekannter Einzelprojekte hergeleitet.
- Pf4,n Eintrittswahrscheinlichkeit zur Berücksichtigung weiterer (bis n) Einflüsse, z. B. Eindringen eines Rotorblattes in das Erdreich.

Die Ermittlung des Mindestabstandes zwischen dem Standort einer Windenergieanlage und einem Schutzobjekt erfolgt durch iterative Annäherung beider Objekte. In jedem Iterationsschritt wird die Gefährdung durch den Schaden (siehe Kapitel 4.4) ermittelt und mit einem Grenzwert verglichen. Der Mindestabstand ist der Abstand, bei dem der Grenzwert gerade nicht überschritten wurde.

Im vorliegenden Fall handelt es sich um eine allgemeine Untersuchung, die unter den folgenden vereinfachenden Annahmen durchgeführt wird:

- Die Windrichtung wird im ungünstigsten Wert angesetzt.
- In Anlage A 14 sind die WEA-Typen aufgeführt, die in den folgenden Untersuchungen Berücksichtigung finden. Es wurden die Hersteller erfasst, die nach U 30 in der BRD ca. 90 % der Leistung installierten.
- Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird verlangt. Einzelheiten enthält Kapitel 4.1. Unzulässige Eingriffe in die Betriebsführung, Mängel in der Errichtung und der Wartung, sowie weitere Vorfälle, die nicht den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprechen, werden hier nicht berücksichtigt. Dies gilt auch dann, wenn diese Ursache der bisher bekannten Schäden sind.

## 4.3 Sicherheitsrelevante Versagensszenarien

### 4.3.1 Grundsätzliche Bemerkungen

Grundsätzlich können sich Forderungen an Mindestabständen aus Versagensszenarien an der Windenergieanlage oder aus Versagensszenarien an bestimmten Schutzobjekten ergeben. Im vorliegenden Gutachten werden die Versagensszenarien an der Windenergieanlage zur Ermittlung von Mindestabständen zugrunde gelegt.

Als Versagensszenarien werden im Folgenden Schadensfälle definiert, die für die Beurteilung der Gefährdung und des entstehenden Risikos maßgeblich sind.

Als wesentliche Versagensszenarien an einer Windenergieanlage sind der Abwurf von rotierenden Teilen, der Abwurf von Eisfragmenten, der Abwurf des Maschinenhauses sowie das Umkippen des Turmes zu betrachten. In der Anlage A 3 sind diese Szenarien prinzipiell dargestellt.

#### 4.3.2 Abwurf von Rotorblättern oder Rotorblatt-Teilen

Bei diesem Schaden kommt es zum Abwurf des gesamten Rotorblattes oder zum Abwurf von Teilen eines Rotorblattes. Die der Nabenachse nächstgelegene Bruchstelle ist die Blattwurzel. Andere Bruchstellen sind in größerer Entfernung zur Rotornabe denkbar.

Das abgeworfene Teil wird durch die Luft geschleudert und prallt auf dem Gelände bzw. dem Schutzobjekt auf. Die Wurfbahn des abgeworfenen Teiles ist abhängig von den kinematischen Anfangsbedingungen zum Zeitpunkt des Abwurfes, von den Windverhältnissen und von den aerodynamischen Eigenschaften des Teiles.

Hinsichtlich der kinematischen Anfangsbedingungen wird nur der Fall des ungehinderten, schlagartigen Abwurfes betrachtet. Es handelt sich um den Regelfall. Für den Ausnahmefall des nicht schlagartigen Abwurfes liegt die Festlegung auf der sicheren Seite. In diesem Fall werden die kinematischen Anfangsbedingungen günstig beeinflusst. Es ergeben sich dann geringere Wurfweiten. Ebenso bleibt bei der Bewertung der Gefährdung durch Blattwurf unberücksichtigt, dass unter bestimmten Abwurfwinkeln das Trumm gegen den Turm prallen würde.

#### 4.3.3 Eisfall und Eiswurf

Unter bestimmten meteorologischen Bedingungen entsteht Eisansatz an der Windenergieanlage, und zwar sowohl an den Rotorblättern als auch an Teilen des Maschinenhauses. Dieser Eisansatz wird von der Systemsteuerung der Windenergieanlage in der Regel erkannt. In diesem Fall wird die Windenergieanlage abgebremst bis zum Trudelbetrieb oder zum stillstehenden Rotor. Dieser

Zustand wird solange eingehalten, bis die Eisfreiheit der Rotorblätter garantiert ist. Während dieser Phase tritt Eisfall auf, d. h., das durch den Tauprozess an den Rotorblättern sich lösende Eis fällt relativ nahe zum Standort der Windenergieanlage auf den Boden. Wird hingegen der Eisansatz durch die Eisdetektion nicht erkannt, so bleibt die Windenergieanlage in Betrieb. Es kann dann zum Eiswurf kommen, bei dem Eisstücke von der rotierenden Anlage abgeworfen werden.

#### 4.3.4 Abwurf des Maschinenhauses

Zum Abwurf des Maschinenhauses kommt es durch Versagen der Verbindung zwischen dem Maschinenhaus und dem Turm. Gelegentlich handelt es sich auch um ein Versagen der Antriebswelle. Beiden Fällen ist gemein, dass ein Gegenstand mit hohem Eigengewicht abgeworfen wird. Die Wurfweite ist sehr gering. Der Gefährdungsbereich definiert sich im Wesentlichen durch die am abgeworfenen Teil befindlichen Rotorblätter.

Die Aufprallenergie des abgeworfenen Gegenstandes ist sehr hoch. Es kommt zu signifikanten Eindrückungen im Gelände sowie zu einem einmaligen Eintrag dynamischer Energie.

### 4.4 Schadensszenarien

#### 4.4.1 Grundsätzliche Bemerkungen

Mit dem Begriff Schadensszenario werden die Auswirkungen beschrieben und bewertet, die durch die in Kapitel 4.3 beschriebenen Versagensszenarien der Windenergieanlage an den Schutzobjekten entstehen können.

Bei der Darstellung und Bewertung von Schadensszenarien ist zunächst das maßgebliche Kriterium festzulegen. Als maßgebliches Kriterium kommen infrage:

- Schaden an Personen,
- Umweltschaden,
- wirtschaftlicher Schaden.

Die Festlegung des maßgeblichen Kriteriums erfolgt anhand der Eigenschaften dieses Schadens sowie der Umgebungsbedingungen. Prinzipiell handelt es sich bei Schäden um eine reine mechanische Beschädigung des Schutzobjektes. Zusätzliche Gefährdungspotenziale sind zu beachten, wenn es infolge einer Schädigung des Schutzobjektes zur Freisetzung von brennbaren, toxischen und/oder umweltschädlichen Medien kommt. Dann sind die Umgebungsbedingungen, zum Beispiel hinsichtlich der Bevölkerungsdichte, zu bewerten. Die Untersuchung ist abhängig von dem jeweiligen Schutzobjekt und erfolgt in den Kapiteln 10 ff.

Grundsätzlich wird bei der Bewertung von Personenschäden die Fatalität angesetzt. Dies entspricht der üblichen Vorgehensweise bei der probabilistischen Bewertung von Schäden und Risiken.

Wegen der unterschiedlichen Einflüsse wird zwischen oberirdischen und eingeeerdeten Schutzobjekten unterschieden.

#### 4.4.2 Eingeeerdete Schutzobjekte

Zu den eingeeerdeten Schutzobjekten zählen Fernleitungen für den Transport von Erdgas oder Mineralöl (-derivaten) sowie Feldleitungen der Erdgas- und Erdölförderung (E&P-Industrie / Exploration & Production). Diese Schutzobjekte haben eine Erdüberdeckung von mindestens 0,8 m. Dies stellt eine Schutzschicht dar. Erreicht der aufprallende Trumm das Rohr und ist die verbleibende Energie groß genug, so kommt es zu einer Leckage im Rohr. Es kommt dann zum Austritt des darin enthaltenen Mediums, welches sich in der Regel unter Druck befindet.

Das ausgetretene Medium hat eine oder eine Kombination der folgenden Eigenschaften:

- wassergefährdend (Mineralöl und dessen Derivate, Lagerstättenwasser),
- brennbar (alle Erdgase, Mineralöl und dessen Derivate),
- toxisch (Sauergas).

Das ausgetretene Medium bildet im Falle von Gas eine Gaswolke, deren Form von der Art des Austritts, von den meteorologischen Bedingungen und von den

Dichteverhältnissen abhängt. Die Konzentration des Gases in der Luft nimmt mit zunehmender Entfernung von der Leckstelle ab. Aufgrund der Kompressibilität des Mediums kann es zu signifikanten Austrittsmengen kommen.

Bei der Schädigung von Leitungen mit flüssigen Medien kommt es zu einer Ausbreitung im Gelände. Die Abmessung der Ausbreitung des Mediums ist abhängig von der Höhe der Verlustmenge und von der Topographie. Die Verlustmenge ist wegen der Inkompressibilität des Mediums im Vergleich zu gasförmigen Medien verhältnismäßig gering. In einigen Fällen ist die ausgetretene Flüssigkeit entzündlich, wobei es jedoch einer Initialzündung bedarf. In dem Fall entsteht eine Gefährdung von Personen. Eine Gefährdung der Umwelt ergibt sich durch die Ausbreitung und Versickerung des Mediums im umgebenden Gelände.

Aufgrund der strömungsmechanischen Verhältnisse entsteht bei dem Austritt des Mediums ein Krater, der mit zunehmender Dauer des Austritts in einem gewissen Umfang wächst. Die hierdurch entstehende Gefährdung etwa anwesender Personen wird vereinfachend der Gefährdung durch den Aufprall des abgeworfenen Gegenstandes gleichgesetzt und daher nicht gesondert betrachtet.

#### 4.4.3 Oberirdische Schutzobjekte

Zu den oberirdischen Schutzobjekten zählen Verkehrswege, Deichanlagen und Einzelbauwerke. Zu den oberirdischen Schutzobjekten gehören ebenso Stationen von Fernleitungen, Anlagen der E&P-Industrie, Biogasanlagen sowie Bohrköpfe von Kavernenspeichern einschließlich der hierfür erforderlichen Anlagen. Als Schadensszenarium ist der durch den Aufprall erzeugte Schaden zu betrachten.

Bei Stationen ist das Medium, wie in Kapitel 4.4.2 dargestellt, zu berücksichtigen. Ergänzend ist zu erwähnen, dass Biogas brennbar ist und toxisch sein kann.

Maßgebliches Kriterium bei Verkehrswegen und Einzelbauwerken ist der Personenschaden. Zu einem Personenschaden kommt es, wenn sowohl Zeitpunkt als auch Lage des Aufpralls mit dem Aufenthalt von Personen übereinstimmen. Eine unter Umständen schützende Wirkung von der Außenhaut von Kraftfahrzeugen wird in den folgenden Untersuchungen vernachlässigt. Insbesondere bei Kleinteilen liegt diese Festlegung auf der sicheren Seite. Ansonsten wird die schüt-

zende Wirkung in Abhängigkeit der Trummgröße und des Bauwerks berücksichtigt.

Bei der Bewertung der Schadensszenarien von Deichanlagen sind einerseits die Integrität der Anlage und andererseits die Gefährdung von Personen zu beachten. Beim Aufprall, insbesondere von größeren Teilen einer Windenergieanlage, kann es zu einer Zerstörung des Deiches kommen. Dann ist die Integrität der Deichanlage nicht mehr gegeben.

#### 4.5 Definition von Grenzwerten

Nach Kapitel 4.2 erfolgte die Ermittlung von Mindestabständen durch einen probabilistischen Nachweis. Die Anwendung dieses Verfahrens erfordert die Verwendung eines Grenzwertes. Dieser Grenzwert ist als Anzahl unerwünschter Ereignisse pro Jahr angegeben. Diese Angabe ist anzusetzen für „punktförmige“ Schutzobjekte. Hiermit sind Schutzobjekte gemeint, deren Hauptabmessungen gering sind im Vergleich zu den Hauptabmessungen der Fläche möglicher Aufprallstellen.

Bei Leitungen als „linienartige“ Schutzobjekte wird der Grenzwert als Anzahl unerwünschter Ereignisse pro Jahr und pro Kilometer angegeben. Als linienartige Schutzobjekte werden all die Schutzobjekte definiert, deren Länge deutlich über den Hauptabmessungen der Fläche möglicher Aufprallstellen liegt (insbesondere Leitungen). Bei Deichanlagen, die ebenfalls als linienartige Schutzobjekte zu betrachten sind, weicht die Definition hiervon ab, sie wird detailliert in Kapitel 16 beschrieben.

Die Verwendung eines probabilistischen Bemessungskonzeptes ist in der BRD je nach dem betrachteten Schutzobjekt in unterschiedlicher Intensität eingeführt. Normative Festlegungen liegen teilweise vor. Im Allgemeinen enthalten ausländische bzw. internationale Vorschriften präzisere Festlegungen für Grenzwerte einer probabilistischen Bemessung. Hier veröffentlichte Empfehlungen, Richtlinien und Arbeitshilfen genügen dabei den Anforderungen aus der Störfallverordnung im jeweiligen Land. Für die einzelnen hier untersuchten Schutzobjekte ergibt sich die folgende Situation:

Die Dimensionierung und Bemessung von Transportleitungen erfolgt in der BRD nach rein deterministischen Vorgaben. So ist für Gashochdruckleitungen zum Transport von Süßgas das DVGW-Arbeitsblatt G 463 (U 25) anzuwenden. Für Feldleitungen zum Transport von Sauerogas gilt die WEG-Richtlinie (U 22). Leitungen zum Transport von Mineralölleitungen werden nach der TRFL (U 24) dimensioniert. Probabilistische Ansätze zur Bewertung von Leitungen sind in der DIN EN 16708 (U 15) enthalten. Diese Norm kommt nicht bei der Dimensionierung jedoch bei Bewertungen von Sonderfragestellungen, wie z. B. der hier untersuchten, zur Anwendung.

Die Bewertung der Gefährdung von Straßen und Autobahnen sowie von Einzelbauwerken erfolgt unter Berücksichtigung der entsprechenden ausländischen Vorgaben (U 8, U 23). Diese Vorgaben sind im Zusammenhang mit der praktikablen Anwendung einer Störfallverordnung erstellt worden. Hierbei wird eine einheitliche Bewertung von Gefährdungen empfohlen. In diesem Zusammenhang sei noch auf die Literaturstellen U 41 und U 42 verwiesen.

Die Dimensionierung von Deichen erfolgt in der BRD nach rein deterministischen Vorgaben. Der Ansatz probabilistischer Methoden für die Bewertung von Deichen im Küstenschutz ist in den Niederlanden bekannt. In KTA 2207 (U 27) werden ebenfalls probabilistische Grenzwerte beschrieben.

Die Bewertung der Gefährdung von Bahnen erfolgt in Anlehnung an die Norm DIN EN 50126 (U 13).

Die hier verwendeten Vorschriften und Empfehlungen sind den allgemein anerkannten Regeln der Technik zuzuordnen. Diese Zuordnung gilt auch für probabilistische Vorschriften und Empfehlungen bei Einbeziehung der entsprechenden Nationen (Niederlande (U 23), Schweiz (U 8, U 9) usw.). Bei der Norm DIN EN 1990 (U 10) sowie den DIBt-Richtlinien (U 19 bis U 21) handelt es sich um eingeführte technische Baubestimmungen.

## 4.6 Berücksichtigung von Windparks

### 4.6.1 Angaben zu Windparks

Die Errichtung von Windenergieanlagen erfolgt in der Regel innerhalb von Windparks. Diese bestehen aus mehreren Einzelanlagen mit in der Regel gleicher

Nabenhöhe. Zwischen den Einzelanlagen muss aus aerodynamischen Gründen ein Mindestabstand eingehalten werden. Dieser Mindestabstand wird mit dem fünfmaligen Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung und dem dreimaligen Rotordurchmesser senkrecht dazu angegeben.

Hinsichtlich der Bewertung ergeben sich hieraus Konsequenzen in Abhängigkeit der geometrischen Charakterisierung der Schutzobjekte. Im Einzelnen werden die folgenden Festlegungen getroffen.

#### 4.6.2 Berechnung bei punktförmigen Schutzobjekten

Bei punktförmigen Schutzobjekten können sich beim Abwurf von Rotorblättern oder Teilen davon die Flächen der möglichen Aufprallstellen überlappen. Allerdings zeigen die Berechnungen, dass eine Überlappung nur möglich ist für den Abwurf von Kleinteilen einer Windenergieanlage (30%-Rotorblatt sowie Tip, siehe Kapitel 5). Für die Berechnung ergibt sich als Ergebnis aus Parameterstudien Folgendes:

- Abstände geringer als die maximale Wurfweite eines 100 %-Rotorblattes:  
Die Trefferwahrscheinlichkeit des 100%-Rotorblattes wird um 10 % erhöht.
- Abstände größer als maximale Wurfweite eines 100%-Rotorblattes:  
Bei größeren punktförmigen Schutzobjekten wird die Trefferwahrscheinlichkeit des 30%-Rotorblattes und des Tip verdoppelt.  
Bei kleineren Schutzobjekten wird die Trefferwahrscheinlichkeit des 30%-Rotorblattes dem gegenüber um 10 % erhöht. Damit wird die Wahrscheinlichkeit abgebildet, dass sich das Schutzobjekt im Schnittpunkt der Kreise maximaler Wurfweite beider Anlage befindet. Der Anlage A 9 ist zu entnehmen, dass an diesem Randbereich eine erhöhte Eintretenswahrscheinlichkeit ermittelt wurde. Bei Verdopplung ergeben sich dann zu konservative Ergebnisse.

#### 4.6.3 Berechnung bei Leitungen

Bei der Bewertung von linienhaften Objekten wird der Grenzwert auf einen Kilometer bezogen. Im ungünstigsten Fall verläuft das linienhafte Schutzobjekt pa-

parallel zu Standorten von Windenergieanlagen mit dem geringeren Mindestabstand. Formal ergibt sich dann die Gefährdung des Schutzobjektes durch Addition der Gefährdungen der auf dieser Längeneinheit möglichen Anzahl der einzelnen Windenergieanlagen je Längeneinheit (km). Dies stellt jedoch einen außergewöhnlichen Fall dar, da diese Parallelführung aus Gründen der Gestaltung des Windparks und der verfügbaren Fläche in der Regel gar nicht möglich ist. Für die Anwendbarkeit der folgenden Untersuchungen wird daher festgelegt, dass der Mindestabstand von drei Windenergieanlagen auf einer Strecke von einem Kilometer einzuhalten ist. Der Abgleich mit Einzelfalluntersuchungen konkreter Windparkprojekte ergibt, dass hiermit die meisten Fälle erfasst sind. Weiter entfernt stehende Windenergieanlagen werden mit dem Aufschlag, wie in Kapitel 4.6.2 beschrieben, berücksichtigt.

## 5. Eintrittswahrscheinlichkeit der Versagensszenarien

### 5.1 Allgemeine Bemerkungen

Die Definition der Eintrittswahrscheinlichkeit von Versagensszenarien erfolgt entweder durch eine Festigkeitsanalyse der infrage kommenden Bauteile oder anhand von Schadensstatistiken. Für die vorliegende Untersuchung werden Schadensstatistiken ausgewertet.

Schadensstatistiken werden mit unterschiedlichen Fragestellungen erstellt. Für deren Verwendung müssen diese Fragestellungen bewertet werden. In der Schadensstatistik U 29 sind außergewöhnliche Ereignisse in Zusammenhang mit Windkraftanlagen zusammengestellt. Diese Statistik eignet sich besonders gut für die Ermittlung von Eintrittswahrscheinlichkeiten der hier untersuchten Versagensszenarien. Weiterhin sind Schadensereignisse in dem Report der ISET (U 30) enthalten. Allerdings ist zu beachten, dass es sich um ein begleitendes Messprogramm zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit handelt. Hier bedeutet ein Schaden stets einen wirtschaftlichen Schaden. So stellt der Austausch eines Rotorblattes wegen der Kosten für den Rotorblattsatz und der ausgefallenen Energieerträge einen wirtschaftlichen Schaden dar. Es ist jedoch nicht zwangsläufig aus sicherheitstechnischer Sicht ein Schaden, da ein Blattsatz in der Regel ausgetauscht wird, bevor es zu einem Abwurf kommt. Damit liefert diese Statistik einen oberen Grenzwert. Gleiches gilt für die Veröffentlichungen U 31 bis U 33.

Die Schadensstatistik U 29 setzt sich zusammen aus Medienrecherchen und Meldungen von Privatpersonen. Sie erstreckt sich über den Zeitraum zwischen 1996 und 2003. Da Unfälle an Windenergieanlagen öffentlichkeitswirksam sind, ist prinzipiell von einer lückenlosen Veröffentlichung derartiger Ereignisse auszugehen. Die Datenbank wird zudem von vielen Beobachtern kontinuierlich ergänzt. Seitens eines Anlagenbetreibers, der alle seine Anlagen fernüberwacht, wird die Vollständigkeit für den Zeitraum ab 1999 bis 2003 bestätigt. Insofern werden die folgenden Untersuchungen auf diesen Zeitraum begrenzt.

Die ausgewertete Statistik umfasst ca. zehn Jahre alte Daten. Neuere Schadensstatistiken sind nicht verfügbar. Insbesondere wurde die Schadensstatistik in Unterlage U 29 im öffentlich zugänglichen Format nicht fortgeführt. Daher

werden die Zahlenwerte aus der Auswertung der Schadensstatistik in Unterlage U 29 aus dem Zeitraum 1999 bis 2003 den folgenden Berechnungen zugrunde gelegt. Die Aktualität der im Folgenden ermittelten Eintrittswahrscheinlichkeit der Schadensereignisse werden in der Größenordnung durch den DEWI-Report (U 34) bestätigt.

Die Auswertung der Schadensstatistiken erfolgt vornehmlich hinsichtlich der Anzahl der Ereignisse. Eine detailliertere Beschreibung dieser Ereignisse ist nur eingeschränkt möglich. Diese Ergebnisse werden nur nach ingenieurtechnischer Bewertung verwendet.

Für eine Ermittlung der Eintrittswahrscheinlichkeit muss die Anzahl der Schadensereignisse auf die jeweilige Anzahl der Anlagen bezogen werden. Die Anzahl der Anlagen in ihrer zeitlichen Entwicklung wird der Unterlage U 30 entnommen. Hierbei wird für jedes Jahr der Mittelwert aus der Anzahl der Anlagen zu Beginn und zum Ende des Jahres gebildet. Es werden grundsätzlich sowohl Schadensereignisse als auch die Anzahl der Windenergieanlagen nur in Deutschland berücksichtigt. Die in der Schadensstatistik enthaltenen Angaben aus dem Ausland bleiben unberücksichtigt.

Die Ergebnisse sind in der Anlage A 4 zusammengestellt. Prinzipiell sind die in Anlage A 3 dargestellten drei Schadensereignisse zu bewerten. Unter Berücksichtigung der Herleitung in Kapitel 4.1 erfolgt jedoch eine detaillierte Auswertung nur für den Abwurf von Rotorblättern und Teilen davon sowie für den Abwurf von Maschinenhäusern. Die Herleitung zum Schadensszenario Eiswurf basiert auf anderen Unterlagen und ist gesondert im Kapitel 5.3 beschrieben.

Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass in der Schadensstatistik (U 29) sämtliche Windenergieanlagen berücksichtigt sind. Eine Unterscheidung zwischen Windenergieanlagen mit oder ohne Typenprüfung ist nur eingeschränkt möglich. In einigen Fällen ist jedoch bekannt, dass es sich bei dem Havaristen um eine Anlage ohne Typenprüfung bzw. Maschinengutachten handelte. In anderen Fällen handelt es sich um Anlagen, die aufgrund ihres Alters diesen Vorschriften gar nicht genügen konnten. So ist beispielsweise bei fünf der acht Fälle eines Abwurfes des Maschinenhauses bekannt, dass es sich um eine Windenergieanlage ohne Typenprüfung handelte, die insgesamt nur 16 Mal in Deutschland installiert wurde.

## 5.2 Auswertung für den Rotorblattabwurf

### 5.2.1 Bewertung der Daten

In der Dokumentation der Schadensfälle (U 29) sind bezüglich dieses Versagens-szenariums die folgenden Angaben enthalten: Ort, Datum, Größe und Anzahl der abgeworfenen Teile, Wurfweiten, Ursachen und andere. Für den hier betrachteten Zeitraum von 1999 bis 2003 sind insgesamt 28 Ereignisse angegeben. Ort und Datum sind für alle diese Ereignisse in der Statistik enthalten, Angaben über die Größe des abgeworfenen Gegenstandes dagegen nur teilweise. Die Angaben über Wurfweiten und Ursachen sind unvollständig. Es ist darüber hinaus zu vermuten, dass diese Angaben nicht die gewünschte Genauigkeit aufweisen. Insbesondere gilt für die Ursachen eines Abwurfes, da diese erst nach langwierigen Untersuchungen feststehen. Somit sind diesbezügliche Angaben als Vermutungen anzusehen. Von den verfügbaren Daten werden daher lediglich Datum, Anzahl der Ereignisse und Größe des abgeworfenen Gegenstands verwertet.

### 5.2.2 Anzahl der Ereignisse

Der für die folgenden Untersuchungen anzusetzende Wert für die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Abwurfes ergibt sich aus dem Mittelwert der für jedes Jahr errechneten Schadensrate. Durch diese Vorgehensweise wird der unterschiedlichen Zunahme der Anzahl der Windenergieanlagen Rechnung getragen. Es ergibt sich eine Eintrittswahrscheinlichkeit für den Abwurf eines Rotorblattes von

$$Pf1_{\text{Rotorblatt}} = 6,1 \times 10^{-4} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

In Anlage A 6 befindet sich die grafische Gegenüberstellung der Anzahl der Anlagen zu Beginn und zum Ende eines jeweiligen Jahres mit der Anzahl der Ereignisse. In dem betrachteten Zeitraum hat sich die Anzahl der Windenergieanlagen nahezu verdoppelt. Dagegen zeigt sich in der Tendenz eine Verringerung der Anzahl der Ereignisse. Für die folgenden Untersuchungen wird diese Tendenz nicht extrapoliert.

### 5.2.3 Angaben zu Trummgröße

Weiterhin ist in den Berichten die Größe des abgeworfenen Teiles angegeben. Folgende Klassen lassen sich aus den Berichten herausarbeiten: Teile ohne Angabe der Größe, Kleinteile, 1/3-Blatt und 1/2-Blatt, 2/3-Blatt und ganzes Blatt. Von den untersuchten Ereignissen hat es sich in 36 % der Fälle um den Abwurf eines ganzen Blattes gehandelt. Bei den restlichen 64 % handelte es sich um den Abwurf von Teilen eines Rotorblattes. Eine Unterscheidung der Teilabwürfe ist nur eingeschränkt möglich, da bei zwölf der relevanten 18 Ereignisse keine Angabe über die Größe des abgeworfenen Teils erfolgte. Aus den sechs Ereignissen mit einer genaueren Beschreibung der Größe des abgeworfenen Teiles lässt sich jedoch eine Tendenz zu Kleinteilen feststellen.

Für den Abwurf rotierender Teile sind bezüglich der Größe ingenieurtechnische Bewertungen notwendig. Die Auswertung der Schadensszenarien nach Kapitel 5.2.2, insbesondere der zur Verfügung stehenden Fotos, zeigen auf, dass der Abwurf eines ganzen Blattes oder der Abwurf eines Kleinteils als vorwiegendes Ereignis zu betrachten sind. Der Abwurf von größeren Teilen eines Rotorblattes ist demgegenüber als seltener einzustufen. Dies ist auch aufgrund der konstruktiven Beschaffenheit der heutigen Rotorblätter nachvollziehbar, wie im Folgenden erläutert wird.

Das Rotorblatt besteht aus faserverstärktem Kunststoff, wobei sich die Hauptstränge der Glasfasern längs durch das gesamte Blatt ziehen. Bei einer Schädigung des Blattes kommt es zu örtlichen Rissen und Brüchen, wobei die einzelnen Bruchteile an den Hauptsträngen hängen bleiben. Es kommt eher zu einem Zerfleddern des Blattes als zu einem Bruch. Dabei werden einzelne kleine Kunststoffteile abgeworfen, welche jedoch eine geringe Masse besitzen. Der Abriss eines großformatigen Blatteils müsste das gleichzeitige Reißen aller Fasern an der gleichen Stelle bedingen. Dieses Ereignis ist nur sehr unwahrscheinlich.

In vielen Rotorblättern sind an den Enden die Blattspitzen, sogenannte Tips, einlamiert, welche aus Aluminium bestehen. Diese kleinen Einheiten können beim Blattbruch ggf. weggeschleudert werden.

Direkt an der Anbindung des Blattes an die Nabe treten in der Regel die größten Lasten auf. Die Anschlüsse der Rotorblätter an die Nabe neigen eher zu „Sprödbrüchen“, in dem die Schrauben, Blattanschlussadapter oder die Blätter direkt hinter den massiven Blattwurzeln schlagartig brechen würden.

Aus den zuvor genannten Überlegungen wären die Berechnungen für den Abwurf eines ganzen Blattes und den Abwurf von Kleinteilen durchzuführen. Aus Vergleichsberechnungen ist jedoch bekannt, dass sich die maximale Wurfweite bei dem Abwurf von ca. 1/3 des Rotorblattes ergibt. Für Fälle, bei denen es auf (probabilistisch sinnvolle) maximale Wurfweiten ankommt, empfiehlt sich also die Berücksichtigung des entsprechenden Teilabwurfes. Folgende Aufteilung der Eintrittswahrscheinlichkeit wird hier gewählt:

| Größe des abgeworfenen Teils | Anteil |
|------------------------------|--------|
| Ganzes Rotorblatt            | 0,4    |
| 1/3 Rotorblatt               | 0,2    |
| Kleinteil                    | 0,4    |

Tabelle 2: Anteile nach Trummgröße

### 5.2.4 Windgeschwindigkeit im Schadensfall

Die Auswertung der Dokumentation weist hinsichtlich der Ursachen am häufigsten Sturm bzw. starken Wind auf. Aus den Zahlen der Angaben ist zu entnehmen, dass der Sturm bzw. starker Wind in ca. 70 % der Fälle zum Zeitpunkt des Abwurfereignisses mit verursachend war. Diese wird bei der Ermittlung der Wurfweiten berücksichtigt.

### 5.3 Auswertung für Eiswurf

Die Auswertungen für die Eintrittswahrscheinlichkeit von Eiswurf beziehen sich lediglich auf das Ereignis des nicht erkannten Eisansatzes (vgl. Kapitel 4.3.3). Hierbei wird die Tatsache berücksichtigt, dass Eiswurf lediglich für oberirdische Anlagen von Bedeutung ist. Aus Vergleichsrechnungen ist bekannt, dass Mindestabstände für oberirdische Schutzobjekte aus den anderen Versagensszenarien größer sind als die Fallweiten von Eisklumpen stillstehender Windenergieanlagen (Eisfall).

Für die Eintrittswahrscheinlichkeit von Eiswurf wird zunächst die „Eiskarte Deutschland“ der Unterlage U 52 verwendet. Sie ist in der Anlage A 5 dargestellt. Vorwiegend werden Windenergieanlagen in den Gebieten „leichte Vereisung“ und „mäßige Vereisung“ errichtet. Aus der Fernüberwachung von Windenergieanlagen ist bekannt, dass maximal elf Eistage pro Jahr auftreten. Dieser Wert stimmt gut mit der mäßigen Vereisung überein. Er wird im Folgenden verwendet.

Aus Auswertungen von Betriebsdaten (z. B. Unterlage U 54) ist zu entnehmen, dass im Mittel je Eistag ein Vereisungsereignis eintritt. Hierbei ist als Vereisungsereignis die sogenannte „instrumentelle Vereisung“ zu betrachten. Das ist der Zeitraum über den die Windenergieanlage wegen einer Vereisung stillsteht. Aus den Statistiken zu Unterlage U 54 ist weiterhin zu entnehmen, dass pro Vereisungsereignis im Mittel acht nennenswerte Eisstücke in der Umgebung der Windenergieanlage festgestellt wurden. Die festgestellten Eisstücke sind sowohl auf das Ereignis Eiswurf als auch auf das Ereignis Eisfall zurückzuführen. Die überwiegende Anzahl der Eisstücke ist dabei auf das Ereignis Eisfall zurückzuführen, da Eisansatz in der Regel erkannt wird (siehe unten). Die Anlage wird außer Betrieb genommen und es beginnt der Auftauungsprozess, bei dem auch nennenswerte Eisstücke herabfallen können. Der Eiswurf tritt dagegen sehr selten auf, da selbst bei Nichterkennung des Eisansatzes nach dem Abwurf des ersten Eisstückes es zu weiteren Betriebsstörungen (Unwuchten usw.) kommt, die ebenfalls die Anlage herunterfahren. In den folgenden Untersuchungen wird konservativ von zwei abgeworfenen Eisstücken pro Vereisungsereignis ausgegangen.

Der Unterlage U 54 ist weiterhin die Wahrscheinlichkeit der Erkennung zu entnehmen. Im Abgleich mit Erfahrungswerten aus Unterlage U 48 ergibt sich ein konservativer Wert von 98 % an erkannten Eisansätzen.

Aus den hier zusammengestellten Zahlenwerten ergibt sich für die folgenden Berechnungen eine Eintrittswahrscheinlichkeit für den Eiswurf von

$$Pf1 = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

## 5.4 Auswertung für den Abwurf des Maschinenhauses

Bei der Auswertung dieses Schadensereignisses werden alle tatsächlich stattgefundenen Abwürfe von Maschinenhäusern aufgeführt. In der hier zugrunde gelegten Dokumentation werden unter „Gondelabwurf“ auch derartige Ereignisse dokumentiert, bei denen es infolge von Brand zu Abwürfen von Verkleidungen des Maschinenhauses gekommen ist. Diese Ereignisse bleiben hier unberücksichtigt, da sie für die Integrität von Schutzobjekten ohne Bedeutung sind.

In dem Zeitraum zwischen 1999 und 2003 sind insgesamt acht Ereignisse verzeichnet worden. Auch hier gilt die abnehmende Tendenz bei einer ungefähren Verdoppelung der Anzahl der Anlagen in diesem Zeitraum.

Mit der in Kapitel 5.2 angegebenen Vorgehensweise ergibt sich für dieses Versagenszenario eine Eintrittswahrscheinlichkeit von

$$Pf1_{\text{Maschinenhaus}} = 1,8 \times 10^{-4} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

Ergänzend ist anzumerken, dass in dem oben festgelegten Wert ein Ereignis berücksichtigt ist, bei dem nicht das komplette Maschinenhaus abgeworfen wurde. Vielmehr ist in diesem Fall aufgrund eines Bruchs der Welle die Nabe samt daran befindlicher Blätter abgegangen. Hinsichtlich der Geometrie der Wurfbahn ist dieses Ereignis gleichzusetzen dem Abwurf des kompletten Maschinenhauses. Die verminderte Aufprallenergie bleibt unberücksichtigt.

## 5.5 Abschließende Festlegungen

### 5.5.1 Zusammenstellung der Eintrittswahrscheinlichkeiten

Aus den zuvor zusammengestellten Zahlenwerten und der daraufhin erfolgten Bewertung ergeben sich die im Folgenden beschriebenen Zahlenwerte. Diese Werte werden in den Berechnungen zugrunde gelegt.

| Versagensszenario    | Ereignisse/Jahr     |
|----------------------|---------------------|
| Rotorblattabwurf     |                     |
| 100 % Blatt          | $2,8 \cdot 10^{-4}$ |
| 30 % Blatt           | $1,4 \cdot 10^{-4}$ |
| Tip                  | $2,8 \cdot 10^{-4}$ |
| Abwurf Maschinenhaus | $1,8 \cdot 10^{-4}$ |
| Eiswurf              | $1,2 \cdot 10^{-3}$ |

Tabelle 3: Rechenwerte für die Eintrittswahrscheinlichkeit von Versagensszenarien an der WEA

Die Zahlenwerte für den Abwurf des Rotorblattes wurden aufgerundet, sodass dieses Abwurfereignis mit  $7,0 \cdot 10^{-4}$  Ereignissen/Jahr erfasst wird.

### 5.5.2 Bewertung des Datenmaterials

Die in den Kapiteln 5.2 bis 5.4 angegebenen Eintrittswahrscheinlichkeiten für die unterschiedlichen Versagensszenarien sind ermittelt aus der Schadensstatistik in U 29. Für den benannten Zeitraum von 1999 bis 2003 wird die Schadensstatistik als vollständig angesehen.

Weiterhin wird die Anzahl der Ereignisse als ausreichend betrachtet, um hieraus eine statistisch belegbare Eintrittswahrscheinlichkeit herleiten zu können.

### 5.5.3 Vergleich mit anderen Richtlinien

Die hier festgelegten Zahlenwerte für die Eintrittswahrscheinlichkeiten werden Angaben aus dem niederländischen Handbuch (U 38) in der folgenden Tabelle gegenübergestellt.

| Versagensszenario    | Ereignisse/Jahr      |                      |
|----------------------|----------------------|----------------------|
|                      | Grundlage Gutachten  | Handbuch NL          |
| Rotorblattabwurf     | $6,1 \times 10^{-4}$ | $8,4 \times 10^{-4}$ |
| Abwurf Maschinenhaus | $1,8 \times 10^{-4}$ | $1,3 \times 10^{-4}$ |

Tabelle 4: Vergleich Versagenswahrscheinlichkeit

Die Werte liegen in sehr ähnlicher Größenordnung. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Literaturstelle U 38 ebenfalls auf Auswertung von Schadensstatistiken beruht. Allerdings wurden hier Schadensstatistiken aus mehreren Ländern berücksichtigt.

Auch die Angaben in den Veröffentlichungen U 31 bis U 34 aus den Jahren 2007 bis 2010 liefern in der Herleitung ähnliche Ergebnisse.

#### 5.5.4 Zeitliche Entwicklung der Versagenswahrscheinlichkeit

In den Kapiteln 5.2 bis 5.4 wurde darauf hingewiesen, dass über den Beobachtungszeitraum die Anzahl der Ereignisse bei Verdopplung der Anlagen nahezu konstant blieb. Hieraus ergibt sich eine Verringerung der Versagenswahrscheinlichkeit.

Eine Ursache für die Verringerung der Versagenswahrscheinlichkeit ist die Verbesserung der Qualität der Windenergieanlagen. In den folgenden Untersuchungen wird jedoch auf die Unterscheidung zwischen Altanlagen und Neuanlagen verzichtet. Hintergrund hierfür ist, dass das Datenmaterial keine ausreichende Grundlage liefert für eine Ermittlung einer vom Errichtungsjahr abhängigen Eintrittswahrscheinlichkeit. Weiterhin soll das vorliegende Gutachten Mindestabstände für jeglichen Typ von Anlagen liefern.

Weitere Ursache für die Verminderung von Versagenswahrscheinlichkeiten ist die konsequentere Durchführung der Wartungs- und Instandhaltungsvorgaben. Hieraus ließe sich auch eine Verbesserung der Versagenswahrscheinlichkeit von Altanlagen herleiten, die jedoch, wie oben aufgeführt, nicht aus dem verfügbaren Datenmaterial quantifizierbar ist.

Aus den benannten Gründen bleibt eine vermutete Verringerung der Versagenswahrscheinlichkeit in diesem Gutachten unberücksichtigt.

## 6. Gefährdung durch Rotorblattabwurf

### 6.1 Darstellung der Beanspruchung

Bei dem potenziellen Abwurf eines Rotorblatts wird dieses durch die Luft geschleudert. Die Lage der Aufprallstelle ergibt sich aus der Kinetik des Wurfs unter Berücksichtigung der Massenträgheiten, der angreifenden Windkräfte und des Luftwiderstandes. Beim Aufprall kommt das Rotorblatt in einer beliebigen Stellung zum Liegen. Zu einer Gefährdung kann es nur dann kommen, wenn die Lage des aufgeprallten Rotorblatts mit der Lage des Schutzobjekts übereinstimmt.

### 6.2 Berechnungsgrundlagen

#### 6.2.1 Ermittlung der Wurfbahn

Beim Loslösen des Rotorblatts durchfährt das abgeworfene Teil eine Wurfbahn bis zum Zeitpunkt des Aufpralls auf dem Gelände. Der Verlauf dieser Wurfbahn ist bestimmt durch die Anfangsbedingungen zum Zeitpunkt des Abwurfs und durch die während des Wurfs einwirkenden Kräfte.

Zum Zeitpunkt des Abwurfs wirken auf das Rotorblatt aerodynamische Kräfte, die Fliehkraft sowie das Eigengewicht. Aus diesen Kraftkomponenten lassen sich die Bewegungskomponenten errechnen. Hier ist davon auszugehen, dass bei Eintreten des Schadens zunächst ein Bruch in der höchst beanspruchten Faser des Querschnitts bzw. an einer vorgeschädigten Stelle eintritt, ohne dass es zum Abwurfereignis kommt. Ist der verbleibende Querschnitt nicht in der Lage, die Beanspruchung aufzunehmen, so weitet sich der Bruch, bzw. der Riss aus. Nach der Zerstörung der letzten Faser kommt es dann zum Abwurfereignis. Bei dieser zeitlichen Abwicklung des Bruchereignisses entstehen Unwuchten, Verschiebungen des aerodynamischen Schwerpunktes und weitere Unregelmäßigkeiten, die sich mathematisch zurzeit nicht erfassen lassen. Daher wird der Abriss als diskontinuierlicher, schlagartiger Prozess vorausgesetzt. Es ist dann davon auszugehen, dass die gesamte Energie im Blatt in die Wurfenergie umgesetzt wird, sodass sich hieraus die größten Abstände ergeben. Damit liegt der Ansatz auf der sicheren Seite.

Bei der hier durchgeführten Untersuchung wird die Wurfbahn an einem Punktmodell errechnet. Dabei entsprechen allerdings die auf den Punkt einwirkenden Kräfte den Kräften des gesamten abgeworfenen Gegenstandes.

Die Wurfbahn wird berechnet aus einer Bewegungskomponente in Windrichtung und einer Bewegungskomponente senkrecht zur Windrichtung. Der Luftwiderstand ist in der Bewegungskomponente senkrecht zur Windrichtung berücksichtigt.

Vereinfachend wird über die Dauer des Wurfs eine konstante Windgeschwindigkeit angesetzt. Die Annahme ist im Mittel richtig.

In den folgenden Untersuchungen bleiben Einflüsse des Konuswinkels auf die Bewegungskomponenten unberücksichtigt. Der Winkel ist sehr gering, sodass die Abweichung gegenüber den oben angegebenen Näherungen vernachlässigbar ist.

## 6.2.2 Angaben zum Luftwiderstand

Bei der Berücksichtigung des Luftwiderstands sind zwei Aspekte zu berücksichtigen. Zum einen ist zu unterscheiden zwischen dem „fallenden“ und dem „fliegenden“ Bauteil. Zum anderen ist davon auszugehen, dass das abgeworfene Bauteil aufgrund der diskontinuierlichen Anfangsbedingungen in seiner Lage beliebig ist und im Übrigen frei rotiert. Hierdurch ergibt sich eine veränderliche Angriffsfläche für den Staudruck.

Aus aerodynamischen Gesichtspunkten ist das fallende Bauteil einem durch Wind angeströmten Bauwerk gleichzusetzen. Insofern werden die Luftwiderstandsbeiwerte der entsprechenden Norm über Lastannahmen (U 11) entnommen. Unter Berücksichtigung der entsprechenden Dimensionen ergeben sich dann Luftwiderstandsbeiwerte in der Größenordnung von 1,5 bis 1,7 für das quer angeströmte Rotorblatt (Vorderkante und Draufsicht) sowie von 0,5 bis 0,7 für die Querschnittsfläche (Nabe oder Spitze). Die Werte für Kleinteile bzw. Teile eines Rotorblatts ergeben sich entsprechend. In den folgenden Untersuchungen repräsentiert der Tip sämtliche möglichen Kleinteile.

Dagegen sind beim fliegenden Bauteil die aerodynamischen Beiwerte des als Tragflügel wirkenden Teils zu berücksichtigen. Diese Werte variieren von 0,1 an der Flügelspitze bis ca. 1,1 bis 1,3 im Bereich der Wurzel (siehe zum Beispiel U 37).

Aufgrund der oben beschriebenen Lagen des Bauteils während des Wurfes kann nicht prinzipiell entweder ein fallendes Verhalten oder ein fliegendes Verhalten vorausgesetzt werden. Das abgeworfene Bauteil wird zeitweise fallen und zeitweise fliegen. Das Verhältnis dieser beiden Phasen verändert sich je nach Größe des Bauteils. So kann nach den Ausführungen in U 40 bei dem Fall eines ganzen Rotorblattes die Flugphase ausgeschlossen werden. Dagegen können kleinere Bauteile günstigere Flugeigenschaften aufweisen. Dafür sind prozentuale Anteile für die unterschiedlichen Abwurfteile in Anlage A 8 enthalten. Hierbei wird die Flugphase tendenziell überbewertet, um den Effekt eines möglichen Auftriebes während der Flugphase zu berücksichtigen.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die angeströmte Fläche aufgrund der Kinetik während des Wurfs variiert. Es wird hier angenommen, dass alle Angriffsflächen gleich wahrscheinlich sind. Dann ergibt sich der Luftwiderstandsbeiwert aus dem arithmetischen Mittel der drei Komponenten Draufsicht Flügelfläche, Vorderkante (Nase) sowie Nabe.

### 6.2.3 Bewegungskomponente in Windrichtung

Die Bewegungskomponente in Windrichtung setzt sich aus zwei Anteilen zusammen: Anfangsgeschwindigkeit infolge Anstellwinkel und Beschleunigung infolge Staudruck.

Die Anfangsgeschwindigkeit ergibt sich aus der geometrischen Zerlegung der Bewegungskomponenten im Betriebszustand. Befindet sich das rotierende Teil zum Zeitpunkt des Abwurfes unterhalb der Nabe, so bewegt sich das abgeworfene Teil wegen des Anstellwinkels zunächst entgegengesetzt zur Windrichtung.

Die Bewegungskomponente in Windrichtung infolge Staudrucks ist zum Zeitpunkt des Abwurfes gleich null. Der auf das Bauteil wirkende Staudruck beschleunigt dieses, sodass sich die Geschwindigkeit in Windrichtung mit zunehmender Dauer des Wurfes der Windgeschwindigkeit annähert. Diese Geschwin-

digkeitszunahme ergibt sich nach den Formeln der Kinematik (z. B. U 37, U 39) sowie unter Verwendung der in Kapitel 6.2.2 beschriebenen Luftwiderstandsbeiwerte.

#### 6.2.4 Bewegungskomponenten senkrecht zur Windrichtung

Die Bewegungskomponenten senkrecht zur Windrichtung ergeben sich aus der Kinetik sowie aus der Fliehkraft. Sie werden auf den Schwerpunkt bezogen. Bestimmende Parameter sind die Umdrehungsgeschwindigkeit sowie der Abstand des Schwerpunkts des abgeworfenen Gegenstands von der Nabe. Ebenso ist die Masse zu berücksichtigen, die mit zunehmendem Abstand von der Nabe überproportional abnimmt.

#### 6.2.5 Statistische Auswertung der Wurfweiten

Die statistische Verteilung der Wurfweiten erfolgt durch numerische Ermittlung. Es wird vorausgesetzt, dass jeder Abwurfwinkel die gleiche Wahrscheinlichkeit hat. Mit den o. a. kinematischen Grundgleichungen erfolgt die Ermittlung der Abwurfweiten für Abwurfwinkel, die in 0,01-Grad-Schritten im gesamten Wertebereich eines Umfangs ( $360^\circ$ ) variiert werden. Die ermittelten Wurfweiten sind nicht gleichmäßig im Wertebereich zwischen größter und geringster Wurfweite verteilt. Es ergibt sich eine Häufung von Wurfweiten in der Nähe des Größtwertes, der Nähe des Kleinstwertes sowie in ca. 50 bis 100 m Abstand vom Standort der WEA. Die so ermittelten Lagen der Aufprallstellen gelten für eine Windrichtung.

Bei iterativer Veränderung der Windrichtungen über den vollen Kreisumfang ergibt sich dann ein Trefferfeld mit punktuell veränderlichen Trefferwahrscheinlichkeiten. Im Prinzip bildet sich jedoch die oben skizzierte Charakteristik der Verteilung mit den absoluten und relativen Maxima ab. In Anlage A 9 ist die Verteilungsfunktion bei gleichmäßiger Verteilung der Windrichtungen aufgetragen. Bei ungleichmäßiger Windverteilung ist die Verteilungsdichte der Aufprallstellen nicht mehr rotationssymmetrisch, sondern sie weist Dellen auf. Bei der Ermittlung der Mindestabstände werden die ungünstigsten Dellen zugrunde gelegt. Diese werden ermittelt aus Windrichtungsverteilungen von 25 Einzelfalluntersuchungen im norddeutschen sowie mitteldeutschen Raum.

## 6.3 Ergänzende Bemerkungen

### 6.3.1 Überdrehzahl

Die Wurfweite ist unter anderem von der Drehzahl abhängig. Die maximale Drehzahl (Nenndrehzahl) wird gefahren, wenn sich die Windgeschwindigkeit im Wertebereich zwischen Nennwindgeschwindigkeit und Abschaltwindgeschwindigkeit befindet. Bei geringeren Windgeschwindigkeiten verringert sich die Drehzahl der Windenergieanlagen. Durch die Betriebssteuerung ist gewährleistet, dass die zu jeder Windgeschwindigkeit gehörige Drehzahl mit hinreichender Genauigkeit gefahren wird. Überdrehzahlen mit signifikanter Abweichung von den Nenndrehzahlen sind bei Ausfall der Betriebssteuerung denkbar. In diesem Fall ist als Grenzwert eine 25 %ige Erhöhung der Nenndrehzahl denkbar. Üblicherweise müssen dann autark betriebene Bremssysteme in den Blättern wirksam werden. Erst bei Ausfall dieser Systeme sind noch höhere Überdrehzahlen denkbar.

Aus den zuvor beschriebenen Betriebszuständen ist zu erkennen, dass zu dem Auftreten einer signifikanten Überdrehzahl ein Versagen von Betriebssteuerungen und sonstigen Sicherheitseinrichtungen erforderlich ist. Für das Versagen mikroelektronischer Bauteile der Betriebssteuerung sind der Literatur (U 48) Werte zwischen  $10^{-4}$  Ereignisse/Jahr und  $10^{-2}$  Ereignisse/Jahr zu entnehmen. Diese Werte müssten für den ungünstigen Fall einer nicht redundanten Schaltung eingesetzt werden. In der probabilistischen Betrachtung von Wurfweiten sind unter Überdrehzahl ermittelten Wurfweiten mit einer entsprechenden Eintrittswahrscheinlichkeit zu belegen. Mit den Zahlenwerten aus Kapitel 5.5.1 beträgt die Abwurfwahrscheinlichkeit z. B. eines 100 %-Rotorblattes  $2,8 \cdot 10^{-6}$  bis  $2,8 \cdot 10^{-8}$  Ereignisse pro Jahr (statt  $2,8 \cdot 10^{-4}$ ). Da größere Drehzahlen größere Werte für die maximale Wurfweite bedingen, ergeben sich für den einzelnen Punkt des Trefferfeldes geringere Wahrscheinlichkeiten gegenüber dem Trefferfeld bei Nenndrehzahl. Daraus ergibt sich, dass ein unter Überdrehzahl ermitteltes Trefferfeld aus probabilistischer Sicht vernachlässigbar ist. Es wird somit keine Überdrehzahl berücksichtigt.

### 6.3.2 Maßgebliche Windgeschwindigkeiten

Gemäß den Ausführungen in Kapitel 5.2.4 tritt der Abwurf von Rotorblättern oder Teilen davon in 70 % der Fälle bei Sturm auf. Vereinfachend und auf der sicheren

Seite liegend, wird in den folgenden Untersuchungen die Abschaltwindgeschwindigkeit der einzelnen Anlagen verwendet. Für die restlichen 30 % der Abwurfereignisse wird postuliert, dass sie sich bei Windgeschwindigkeiten zugehörig zur Nenndrehzahl ereignet haben. Da die Nenndrehzahl steuernd für die Wurfweite ist, ergeben sich durch die oben getroffene Annahme vernachlässigbare Differenzen. Abwurfereignisse unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit (ca. 40 % bis 50 % der Abschaltgeschwindigkeit) werden hier nicht berücksichtigt.

### 6.3.3 Sturmabregelung

Bei einigen Windenergieanlagen besteht die Möglichkeit, den Betrieb nicht schlagartig bei Überschreiten der Abschaltwindgeschwindigkeit sondern kontinuierlich einzustellen. In diesem Fall fährt die Windenergieanlage auch bei höheren Windgeschwindigkeiten, allerdings mit reduzierten Drehzahlen. Diese Sturmabregelung ist optional.

Voruntersuchungen haben ergeben, dass sich durch die Berücksichtigung von Betriebszuständen, die durch die Sturmabregelung möglich sind, geringere Mindestabstände ergeben. Der Übersicht halber bleibt dieser Sonderfall in den folgenden Untersuchungen auf der sicheren Seite liegend unberücksichtigt.

In den Berechnungen wird folglich die maximale Windgeschwindigkeit verwendet, bei der die Nenndrehzahl gefahren wird. Das entspricht der Abschaltgeschwindigkeit.

### 6.3.4 Eindringen eines abgeworfenen Rotorblattes in den Boden

#### 6.3.4.1 Leitungen

Für eingerdete Schutzobjekte stellt das Erdreich eine zusätzliche Schutzfunktion dar. Eine Schädigung des Schutzobjektes tritt nur dann ein, wenn das aufkommende Rotorblatt tief genug in den Boden eindringt. Die größte Eindringtiefe ergibt sich, wenn das Blatt parallel zur Wurfbahn, ohne jegliche Drehung und mit der Blattspitze bzw. der Nabe voran auf dem Boden aufprallt. Ein signifikantes Eindringen des Blattes kann auch dann angenommen werden, wenn der Winkel zwischen der Längsachse des Blattes und der Wurfbahn gering ist. In der Literatur (U 38) wird hierfür ein Winkel von 10° angenommen. Bei größeren Win-

keln ist von einem Bruch des Blattes auszugehen, bei dem wesentliche Teile der Aufprallenergie verzehrt werden. Dann steht keine Energie mehr zur Durchdringung des Erdreichs zur Verfügung. Abweichend und auf der sicheren Seite liegend wird in den folgenden Untersuchungen ein kritischer Winkel von  $30^\circ$  angesetzt.

Zur probabilistischen Bewertung wird weiterhin postuliert, dass sich das Rotorblatt zum Zeitpunkt des Aufpralls in einer beliebigen Stellung befindet. Dies ist auf die Anfangsbedingungen zum Zeitpunkt des Abwurfes und auf die einwirkenden Kräfte während des Wurfes zurückzuführen. Jede mögliche Stellung ist probabilistisch gleichwertig. Das beliebig drehende Rotorblatt befindet sich innerhalb einer Kugel mit dem Durchmesser entsprechend der Länge des Rotorblattes. Die Eintrittswahrscheinlichkeit einer kritischen Stellung ergibt sich somit aus dem Verhältnis der Mantelfläche des Kugelabschnittes und der Oberfläche der gesamten Kugel.

Es ist weiterhin zu berücksichtigen, dass ein Eindringen von Gegenständen in den Boden nur bei signifikanten Massen möglich ist. Das Eindringen von aufprallenden Kleinteilen bis in Leitungsnähe kann ausgeschlossen werden. In den folgenden Untersuchungen werden ein nennenswertes Eindringen des gesamten Rotorblattes in allen Klassen der Windenergieanlagen und zusätzlich ein Eindringen eines Drittelblattes in Klasse 4 angesetzt. Die Klassen sind in Kapitel 9.2.1 beschrieben.

#### 6.3.4.2 Deiche

Die Herleitungen aus Kapitel 6.3.4.1 gelten im Prinzip auch für Deiche. Die einzige Abweichung gilt für den Eindringwinkel des Blattes in den Deichkörper.

Aufgrund der Konstruktion des Deichkörpers ist eine Zerstörung der Deckschicht schon bei größeren Winkeln zwischen der Längsachse des Blattes und der Vertikalen möglich. In Anlehnung an einen Report (Unterlage U 58) wird der maßgebliche Eindringwinkel festgelegt mit  $45^\circ$ . Die weitere Herleitung für die Eintrittswahrscheinlichkeit des Aufpralls mit einem Winkel von weniger als  $45^\circ$  erfolgt entsprechend den Herleitungen in Kapitel 6.3.4.1.

### 6.3.5 Maßgebende Fläche oberirdischer Anlagen

Das hier verwendete Berechnungsmodell basiert auf der Wurfparabel eines Punktes unter Berücksichtigung der entsprechenden aerodynamischen Eigenschaften. Demzufolge ist die Aufprallstelle als Punkt definiert. Eine Gefährdung kann also auch dann eintreten, wenn sich der Trefferpunkt in unmittelbarer Nähe eines oberirdischen Schutzobjektes befindet.

Demzufolge ergibt sich die Größe des gefährdeten Bereiches aus der Größe der Anlage selbst zuzüglich eines Einflussbereiches für die Länge des abgeworfenen Gegenstandes. Hierzu wird die ermittelte Lage einer Aufprallstelle dem Mittelpunkt eines Kreises zugeordnet, innerhalb dessen sich das abgeworfene Rotorblatt befindet. Der Radius dieses Kreises ist gleich der halben Rotorblattlänge. Eine Gefährdung der oberirdischen Anlage tritt dann ein, wenn der Abstand zwischen der Aufprallstelle und der Außenkante dieser Anlage maximal dem Radius dieses Kreises entspricht. Allerdings tritt gerade in dem Fall eine Gefährdung nur dann ein, wenn die Achse des aufprallenden Rotorblattes senkrecht zur Außenkante der oberirdischen Anlage steht. Da jede Lage innerhalb des Kreises als probabilistisch gleichwertig zu betrachten ist, wird die zusätzliche Breite des Gefährdungsbereiches aus der Flächengleichheit des Halbkreises und eines Rechtecks mit einer Länge gleich der Rotorblattlänge errechnet.

Die Auswertung der Wurfparabeln ergibt in Nähe der Aufprallstelle einen geringen Winkel zur Senkrechten. Bei Schutzobjekten mit geringer Höhe über Gelände stimmt der zuvor definierte Gefahrenbereich mit der Lage der möglichen Aufprallstellen mit hinreichender Genauigkeit überein. Bei Schutzobjekten mit signifikanter Höhe über Gelände vergrößert sich der Gefahrenbereich kegelförmig. Dies hat dann Auswirkungen auf die Berechnung, wenn sich der erhöhte Gegenstand am Rande der Anlage befindet. Bei der Bewertung der einzelnen Schutzobjekte wird hierauf Bezug genommen.

### 6.3.6 Gefährdung von großformatigen Rohren

Bei Großrohren ab DN 1000 mit Nenndrücken im Bereich von 84 bar bis 100 bar sind Sonderregelungen in Abstimmung mit dem Leitungsbetreiber möglich. Berechnungen zeigen, dass derartige Rohre durch ein aufprallendes Rotorblatt zwar beschädigt werden, es jedoch nicht zu einer Undichte kommt. Eine derarti-

ge Studie ist in der Anlage A 13 enthalten. Hier wurde für Leitungen DN 1000 bis DN 1400, die mit 100 bar betrieben werden, nachgewiesen, dass sich das Rohr plastisch verformt. Allerdings wird dabei die Bruchdehnung des Rohres nicht erreicht. Somit kommt es nicht zu einer Undichte.

Es wird ausdrücklich betont, dass dieser Zustand nur dann zulässig ist, wenn der Leitungsbetreiber das Risiko der Leitungsverformung ausdrücklich kennt und diesem Ereignis zustimmt.

## 6.4 Ergebnisse

Die graphische Darstellung der Aufprallwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit des Abstandes zur Windenergieanlage ist in der Anlage A 9 dargestellt. Berücksichtigt ist in den Ergebnissen die Eintrittswahrscheinlichkeit für den Abwurf eines rotierenden Teiles gemäß Kapitel 5.2 einschließlich der Aufteilung hinsichtlich der Größe des abgeworfenen Teiles gemäß Kapitel 5.2.3. Der Vergleich mit Ergebnissen unter Anwendung anderer Berechnungsverfahren liefert eine gute Übereinstimmung.

Die Berechnungen liefern für jede Windenergieanlage und für jedes abgeworfene Teil eine maximale Wurfweite. Anhand dieser Wurfweite ergibt sich ein Kreis möglicher Aufprallstellen, dessen Mittelpunkt der Standort der Windenergieanlage ist. Jeder einzelne Punkt innerhalb dieses Kreises ist mit einem Wert für die Trefferwahrscheinlichkeit belegt. Der Wert jedes einzelnen Punktes ist umso größer, je kleiner der Wert für die maximale Wurfweite ist, da das Integral über die Trefferwahrscheinlichkeiten des gesamten Feldes den Wert 1 ergeben muss. Dies kann in bestimmten Fällen dazu führen, dass der Mindestabstand nicht von der Anlage mit den maximalen Wurfweiten bestimmt wird.

Der „springbrunnenartige“ Verlauf der Werte für die Trefferwahrscheinlichkeit (s. Anlage A 9) führt zu der im Folgenden beschriebenen Besonderheit. Bei bestimmten Größen eines Schutzobjektes und einem bestimmten Grenzwert kann ein größerer Abstand zwischen Schutzobjekt und Windenergieanlage unsicherer sein als ein geringerer Abstand. Dies ist auf die Häufung von Aufprallstellen im Bereich der maximalen Wurfweite zurückzuführen, die in diesem Bereich zu einem Anstieg der Eintretenswahrscheinlichkeit führt. Bei Aufaddition der Trefferwahrscheinlichkeiten über eine bestimmte Fläche des Schutzobjektes in die-

sem Bereich am Außenrand der Aufprallstellen, kann der Grenzwert überschritten werden. Ist dagegen das Schutzobjekt näher an der Windenergieanlage platziert in dem Bereich eines relativen Minimums der Dichtefunktion, so kann die Aufaddition der Trefferwahrscheinlichkeiten über die Fläche des Schutzobjektes zu einem Wert führen, der unterhalb eines zulässigen Grenzwertes liegt. Wie in Kapitel 4.2 angegeben, erfolgt die Bestimmung des Mindestabstandes durch iterative Annäherung des Schutzobjektes der Windenergieanlage. In dem soeben beschriebenen Fall entspricht der Mindestabstand dann in etwa der maximalen Wurfweite des abgeworfenen Teils. Geringere Abstände, die zwar sicher sind, werden durch diese Verfahrensweise nicht berücksichtigt. Dieser Effekt führt auch dazu, dass in den Ergebnissen große Differenzen zwischen den Mindestabständen bei ähnlichen Schutzobjekten errechnet werden, die nicht plausibel erscheinen.

Für eine allgemeine Bewertung sicherheitsrelevanter Abstände zu beliebigen Schutzobjekten wird ein Mindestabstand errechnet, bei dem eine Trefferwahrscheinlichkeit eines abgeworfenen Rotorblattes oder eines Teiles davon als probabilistisch irrelevant anzusehen ist. Diese Abstände werden als Unbedenklichkeitsgrenze benannt und sind in der Anlage A 28 zusammengestellt. Die Abstände ergeben sich aus dem absoluten Maximalwert einer errechneten Wurfweite.

## 7. Gefährdung durch Eiswurf

### 7.1 Darstellung der Gefährdung

Bei Eiswurf kommt es zur Gefährdung von einigen oberirdischen Schutzobjekten. Zu diesen Schutzobjekten gehören zum einen jegliche Anlagen, bei denen sich Personen im Freien aufhalten. Weiterhin gehören hierzu Stationen, insbesondere sehr dünnwandige Behälter bzw. direkt an mediumbeaufschlagten Bauteilen angeschlossene Messeinrichtungen.

Die Gefährdung resultiert aus der kinetischen Energie des abgeworfenen Eisfragmentes. Aufgrund dieser Energie entstehen für sich im Freien aufhaltende Personen fatale Folgen bzw. es werden die Hüllen dünnwandiger Behälter oder von Fahrzeugen durchbohrt.

### 7.2 Angaben zur Berechnung

Die Berechnung der Wurfweiten erfolgt nach den Angaben in Kapitel 6.2 und 6.3. Folgende Besonderheiten sind jedoch zu berücksichtigen.

Aus Versuchen und Erfahrungen ist bekannt (s. a. Unterlage U 52), dass die Lösung des Eises von den Rotorblättern u. U. in großformatigen Teilen stattfinden kann. Spätestens beim Abriss von der Kante zerfallen diese großformatigen Teile jedoch in klein- und kleinstformatige Eisfragmente. In den folgenden Untersuchungen wird folglich ein kleinformatiges Eisfragment betrachtet. Aus den Statistiken zu Unterlage U 54 sowie den Angaben aus U 53 ist zu entnehmen, dass Eisfragmente mit einem Gewicht von bis zu 1 kg in statistisch relevanter Anzahl vorkommen. In den folgenden Untersuchungen wird daher das Gewicht des Eisfragmentes angesetzt zu

$$G_{\text{Eis}} = 1 \text{ kg.}$$

Eiswurf findet nicht zwangsweise bei hohen Windgeschwindigkeiten statt. Vielmehr ist bei dem Abwurf von Eisfragmenten die statistische Verteilung der Windgeschwindigkeiten zugrunde zu legen. Das bedeutet, dass bei Nenndrehzahl und hoher Windgeschwindigkeit die Abwurfwahrscheinlichkeit von Eisfragmenten deutlich geringer ist als bei mittlerer Windgeschwindigkeit. Ebenso ist

die Abwurfwahrscheinlichkeit bei geringen Windgeschwindigkeiten und geringen Drehzahlen geringer als bei mittleren Windgeschwindigkeiten.

Hieraus ist zu schließen, dass für die Bestimmung der Trefferwahrscheinlichkeit eines Punktes die Berechnungen für unterschiedliche Windgeschwindigkeiten samt den dazugehörigen Drehzahlen durchzuführen ist. Dies führt zu einem sehr hohen Rechenaufwand, sodass für die vorliegenden Untersuchungen eine Vereinfachung eingeführt wird. Die Berechnung erfolgt für die maximale Windgeschwindigkeit, die ebenso für den Abwurf von Rotorblättern verwendet wird. Dann ist allerdings ein Korrekturwert einzuführen, der diese Wahrscheinlichkeiten der Windgeschwindigkeiten samt den zugehörigen Drehzahlen berücksichtigt. Hierzu wurden Vergleichsrechnungen anhand der Kennwerte konkreter Projekte durchgeführt. Es zeigt sich, dass die dann auftretenden Trefferwahrscheinlichkeiten infolge Eiswurfes Werte in der Größenordnung von 10 % bis 30 % gegenüber den Berechnungen mit der maximalen Windgeschwindigkeit ergeben. Diese Angaben gelten für Abstände zwischen Schutzobjekt und Windenergieanlage, die sich als Mindestabstände infolge der anderen Versagensszenarien ergeben würden. Aufgrund dieser Berechnungsergebnisse wird somit ein Korrekturfaktor eingeführt von

$$Pf_{4.1} = 0,5.$$

## 8. Gefährdung durch Abwurf des Maschinenhauses

### 8.1 Darstellung der Beanspruchung

Bei dem Abwurf eines Maschinenhauses können in der Nähe befindliche Schutzobjekte entweder durch das Maschinenhaus selbst oder durch davon abstehende Rotorblätter beschädigt werden.

Beim Abwurf eines Maschinenhauses entsteht eine hohe Aufprallenergie, wodurch sich das Maschinenhaus in das Gelände über einige Dezimeter in den anstehenden Boden eindrückt. Weiterhin bewirkt die hohe Aufprallenergie eine Ausbreitung von Wellen im Boden, die eingeedete Schutzobjekte zusätzlich beanspruchen.

An dem abgeworfenen Maschinenhaus befinden sich im Betriebszustand die Rotorblätter. Unter ungünstigen Bedingungen können abstehende Rotorblätter über die Aufprallstelle des Maschinenhauses selbst hinausragen. Für Schutzobjekte ergibt sich dann ein zusätzlicher Gefährdungsbereich.

Der Beginn des Abwurfes ist ebenfalls als stark diskontinuierlicher Prozess zu betrachten. Es kommt zunächst zu örtlichem Versagen, das erst dann zum Abwurfereignis führt, wenn die Resttragfähigkeit nicht mehr ausreicht. Dieser Prozess hat eine zeitliche Abwicklung. Insofern ist für dieses Versagenszenario wiederum von einer willkürlichen Lage der Wurfbahn und einer willkürlichen Lage der Rotorblätter beim Zeitpunkt des Aufpralls auszugehen.

### 8.2 Aufprallstelle des Maschinenhauses

#### 8.2.1 Theoretische Grundlagen der Wurfparabel

Anzusetzen ist die Gleichung der Wurfparabel ohne Luftwiderstand (siehe z.B. U 39). Die Berücksichtigung des Luftwiderstandes ist aufgrund des hohen Eigengewichtes bei den geringen Dimensionen von untergeordneter Bedeutung. Daher bleibt er unberücksichtigt.

Die Einzelheiten des Berechnungsmodells sind in der Anlage A 10 dargestellt. Es wird ein vereinfachtes Berechnungsmodell verwendet, welches von einem Ab-

wurfwinkel von  $45^\circ$  ausgeht. Aufgrund der hohen Massen der Maschinenhäuser liegt diese Annahme auf der sicheren Seite.

In der Berechnung wird das Maschinenhaus zunächst als Punkt betrachtet. Daher muss die Aufprallstelle erweitert werden, um die Dimension des Maschinenhauses und einen Sicherheitszuschlag. Die Dimension des Maschinenhauses wird mit der maximalen Abmessung, d. h. der Maschinenhauslänge berücksichtigt. Der Sicherheitszuschlag berücksichtigt etwaige Kraterbildungen und wird mit 2 m angesetzt.

Vereinfachend wird je Klasse der Windenergieanlage aus dem Datensatz die maximale Maschinenhauslänge verwendet. Allerdings ist die maximale Länge bei Klasse 3 geringer als bei Klasse 2. Daher wird aus Gründen der Plausibilität die Maschinenhauslänge für Klasse 3 erhöht.

## 8.2.2 Probabilistische Betrachtungen

Die Lage der Aufprallstelle kann probabilistisch gesehen dahingehend ausgewertet werden, dass sich diese auf einem beliebigen Punkt eines konzentrischen Kreises mit dem entsprechenden Radius befindet. Diese Betrachtungen bleiben jedoch auf der sicheren Seite liegend unberücksichtigt, da die Hauptabmessung des Maschinenhauses im Verhältnis zu dem Umfang des entsprechenden Kreisinges eine ähnliche Größenordnung hat.

## 8.2.3 Ergebnisse

Die Berechnung erfolgt für die unterschiedlichen Nabenhöhen je Leistungsklasse. Die Ergebnisse sind in der Anlage A 11 zusammengestellt

Erfahrungen aus bekannten Vorfällen zeigen, dass die oben angegebenen Werte auf der sicheren Seite liegen.

## 8.3 Aufprallstelle abstehender Rotorblätter

### 8.3.1 Grundlagen der Berechnung

Der Gefährdungsbereich vergrößert sich, wenn ein an dem abgeworfenen Maschinenhaus befindliches Rotorblatt der Länge nach auf dem Boden aufkommt. Der maximale Gefährdungsbereich liegt dann in einer Entfernung vom halben Rotordurchmesser von der Aufprallstelle.

Der letztgenannte Zahlenwert tritt nur dann ein, wenn die Verlängerung der Längsachse des entsprechenden Rotorblattes durch den Standort der Windenergieanlage geht. Da jedoch insgesamt der Abstand zur Windenergieanlage gering ist, wird im vorliegenden Fall auf der sicheren Seite liegend immer der halbe Rotordurchmesser angesetzt.

### 8.3.2 Probabilistische Betrachtungen für eingerdete Leitungen

Eine eingerdete Leitung ist nur dann gefährdet, wenn eines der drei Rotorblätter in den Boden eindringen kann. Hierbei muss die Eindringstelle des Rotorblattes mit der Leitungslage übereinstimmen. Es handelt sich wiederum um Folgeereignisse, deren Eintrittswahrscheinlichkeiten zu multiplizieren sind.

Die Wahrscheinlichkeit für das Eindringen eines der drei Rotorblätter ergibt sich aus der in Kapitel 6.3.4 festgelegten Annahme über den Winkel zwischen Rotorblattachse und der Wurfbahn. Das fallende Maschinenhaus samt der Rotorblätter befindet sich innerhalb einer Kugel, deren Radius dem Rotordurchmesser entspricht. Die Wahrscheinlichkeit für das Auftreffen eines der Rotorblätter in einem 30°-Kegel ergibt sich nach den Vorgaben in Kapitel 6.3.4. Dieser Wert ist zu halbieren, da nur der Teil des Kugelabschnittes betrachtet wird, der weiter liegt, als die Aufprallstelle des Maschinenhauses. Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich hierfür eine Eintrittswahrscheinlichkeit von  $1 \times 10^{-1}$  Ereignissen pro Abwurf.

Die Aufprallstellen für die Rotorblattspitze befinden sich in einem zum Turm konzentrischen Kreis, dessen Außenradius die Aufprallstelle zuzüglich der halben Rotorblattlänge beträgt. Die geradlinig verlaufende Leitung durchquert diesen Kreis in einem Abstand zum Standort der Windenergieanlage, der sich innerhalb der soeben beschriebenen Außengrenzen des Kreises befindet, im Übr-

gen jedoch beliebig ist. Die Eintrittswahrscheinlichkeit für die Übereinstimmung der Aufprallstelle der Rotorblattspitze mit der Leitungslage ergibt sich aus dem Verhältnis der Leitungsgrundfläche in diesem Kreisring und der Fläche des oben beschriebenen Kreisringes. Die Ermittlung der Eintrittswahrscheinlichkeit für dieses Ereignis für unterschiedliche Nabenhöhen und unterschiedliche Leitungslagen innerhalb des Kreisrings liefert einen Mittelwert von  $6 \times 10^{-2}$  Ereignissen pro Abwurf.

Die soeben benannten Eintrittswahrscheinlichkeiten multipliziert mit der Eintrittswahrscheinlichkeit für den Abwurf des Maschinenhauses gemäß Kapitel 8.2 liefert eine Eintrittswahrscheinlichkeit für die Gefährdung von eingerdeten Leitungen von

$$P_f \cong 1 \times 10^{-6} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

Unter Beachtung der Grenzwerte für Fernleitungen (Kapitel 10) und für Mineralölleitungen (Kapitel 11) sowie der entsprechenden Leitungen der E&P-Industrie (Kapitel 12) bleibt damit dieser Bereich für abstehende Rotorblätter unberücksichtigt.

### 8.3.3 Ergebnisse

Entsprechend der Vorgehensweise in Kapitel 8.2.3 werden die Berechnungen je Leistungsklasse durchgeführt. Maßgebend ist je Anlage die Summe aus der maximalen Abmessung des Maschinenhauses und dem maximalen Rotordurchmesser. Weiterhin erfolgt eine zusätzliche Berechnung, in der je Anlage die Summe aus der maximalen Abmessung des Maschinenhauses und dem halben Rotordurchmesser berücksichtigt wird. Die Ergebnisse sind in der Anlage A 11 enthalten.

## 8.4 Dynamische Beanspruchung infolge Aufprallenergie

### 8.4.1 Theoretische Grundlagen

Das Maschinenhaus hat in seiner bestimmungsgemäßen Lage eine potenzielle Energie, die sich aus dem Gewicht und der Nabenhöhe ergibt. Diese potenzielle Energie wird während des Abwurfs im Wesentlichen in kinetische Energie

umgewandelt. Anzusetzen ist das gesamte Gewicht des Maschinenhauses einschließlich der Rotornabe und der Rotorblätter.

Durch den Aufprall wird dynamische Energie in den Boden eingeleitet. Es entstehen Schwingungen der Bodenpartikel. Diese Schwingungen pflanzen sich im Erdreich fort. Hierdurch entsteht eine Zusatzbeanspruchung in erdverlegten Rohrleitungen. Die Berechnung der Fortpflanzung von Schwingungen und der hieraus herzuleitenden Beanspruchungen ist ausführlich in den Unterlagen U 49 bis U 51 beschrieben. Die Höhe der Beanspruchung in der Leitung ist abhängig von der eingeleiteten dynamischen Energie, von dem anstehenden Boden und von dem Abstand zwischen der Aufprallstelle und der Leitung. Die Berechnung der Schwinggeschwindigkeit erfolgt anhand des folgenden empirisch verifizierten Gesetzes:

$$v = C \cdot \frac{\sqrt{E}}{a}$$

Der Faktor C berücksichtigt den Einfluss des Energieeintrags. Er wird hergeleitet aus den Ausführungen in U 50. Es wird hierbei vorausgesetzt, dass die anstehenden Böden Lockergesteinen zuzuordnen sind. Weiterhin wird aus Sicht der Bodendynamik der Aufprall als einmaliges Ereignis eingestuft. Unter diesen Voraussetzungen ist als Faktor für den Einfluss der Energiequelle anzusetzen

$$C = 12.$$

Ausdrücklich ist hierbei darauf hinzuweisen, dass sich dieser Faktor erhöht, wenn oberflächennahe felsige Gesteine anzutreffen sind. Dieser Sonderfall bleibt hier jedoch unberücksichtigt.

In den hier gewählten Ansätzen für die Ausbreitung von Stoßwellen bleibt auf der sicheren Seite liegend der Energieverzehr durch die Bodenverdichtung im Aufprallort unberücksichtigt.

## 8.4.2 Ergebnisse

Aus der Aufprallenergie lassen sich durch Verwertung der Formelwerke in den oben angegebenen Unterlagen U 49 bis U 51 Schwinggeschwindigkeiten und

statische Ersatzlasten für eingeardete Rohrleitungen errechnen. Sinnvoll ist die Berechnung dieser Ersatzlasten für eingeardete Rohrleitungen, bei denen sich aus den anderen Gefährdungspotenzialen geringe Abstände ergeben. Da die Schwinggeschwindigkeit und damit die statische Ersatzlast geometrisch mit dem Abstand zum Aufprallort abnehmen, ist der Einfluss bei weiter entfernten Schutzobjekten (z. B. auch oberirdische Schutzobjekte) vernachlässigbar.

### 8.4.3 Probabilistische Bewertung

Bei einer probabilistischen Bewertung müssen die Beanspruchungen durch Eintrag dynamischer Energie mit den Beanspruchungen aus Innendruck überlagert werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Beanspruchungen aus dynamischer Energie mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit gemäß Kapitel 5.5.1 eintreten.

Die probabilistische Bewertung der Beanspruchung von Leitungen infolge Aufprallenergie eines abgeworfenen Maschinenhauses, liefert selbst bei den geringen Abständen eine vernachlässigbare Größenordnung. Daher werden diese Beanspruchungen im Folgenden nicht berücksichtigt.

## 9. Ermittlung von Mindestabständen

### 9.1 Bewertung der Gefährdung

Die Ermittlung der Mindestabstände erfolgt im Prinzip unter Addition der Gefährdung der einzelnen hier untersuchten Gefährdungspotenziale, Abwurf von Trümmern, Abwurf von Eisfragmenten, Abwurf des Maschinenhauses. Da die Gefährdung durch jeweils eines der Gefährdungspotenziale eintreten kann, sind die jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeiten zu addieren. Die Berücksichtigung der Eintrittswahrscheinlichkeit der Gefährdung durch Turmbruch ist nur dann erforderlich, wenn der Grenzwert für das entsprechende Schutzobjekt geringer ist als die hier angesetzte Eintrittswahrscheinlichkeit für den Turmbruch. Einzelheiten hierzu sind in Anlage A 12 beschrieben. Darüber hinaus werden Gefährdungen nur dann aufaddiert, wenn sie geometrisch überhaupt möglich sind. So ist beispielsweise die Gefährdung durch Abwurf des Maschinenhauses erst bei Abständen von weniger als 86,6 m (Windenergieanlage der Klasse 4 mit einer Nabenhöhe von 150 m gemäß Anlage A 11) zu berücksichtigen.

Die Ermittlung der Abstände erfolgt rechnerisch durch schrittweises Nähern des jeweiligen Schutzobjektes an den Standort der Windenergieanlage. Mit abnehmender Entfernung wird sich die Trefferwahrscheinlichkeit erhöhen. Die Entfernung gilt als Mindestabstand, bei der der Grenzwert in diesem Iterationsprozess zum ersten Mal erreicht wird. Die Diagramme der Anlage A 9 lassen die Vermutung zu, dass für bestimmte Schutzobjekte das Risiko am Rande des Trefferfeldes nicht tolerierbar, im Übergangsbereich zur Mitte des Trefferfeldes hin jedoch tolerierbar sein könnte. Dieser Effekt bleibt hier unberücksichtigt. Wird der Grenzwert am Rande des Trefferfeldes erreicht, so ist dies der Mindestabstand.

### 9.2 Darstellung der Ergebnisse

#### 9.2.1 Definition von Klassen der Windenergieanlagen

Ziel der Untersuchungen ist eine allgemein gültige Festlegung von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und Schutzobjekten. Die Darstellung der Ergebnisse soll unabhängig vom Hersteller erfolgen. Da die Ergebnisse von den Parametern der einzelnen Windenergieanlagen abhängen, werden die Windenergieanlagen und damit die Ergebnisse nach den wesentlichen Parametern

klassifiziert. Als wesentliche Parameter wurden die Nennleistung mit den dazu gehörigen Rotordurchmessern, das Gewicht des Rotorblattes sowie die Nabenhöhe identifiziert.

Aus der Marktanalyse und unter Berücksichtigung von Grundlagen zur aerodynamischen Dimensionierung von Windenergieanlagen wurden die in der folgenden Tabelle angegebenen Klassen definiert. Die Klassen werden nach der Nennleistung, dem Rotordurchmesser und dem Blattgewicht beschrieben. Weiterhin zeigt sich, dass nicht bei jeder Nennleistung alle möglichen Nabenhöhen realisiert werden. Windenergieanlagen mit geringer Nennleistung werden mit Nabenhöhen bis maximal 100 m erstellt. Dagegen werden Windenergieanlagen mit hoher Nennleistung mit Nabenhöhen ab 100 m hergestellt. Im Einzelnen gelten die folgenden Werte:

| Klasse | Nennleistung in MW    | Rotordurchmesser in m | Blattgewicht in kg | Nabenhöhe in m        |
|--------|-----------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|
| 1      | $0,5 < P < 1,5$       | 40 bis 65             | $< 15.000$         | 60; 80; 100           |
| 2      | $1,5 \leq P < 3,0$    | 65 bis 100            | $< 15.000$         | 60; 80; 100; 120; 150 |
| 3      | $3,0 \leq P < 4,5$    | 100 bis 120           | $< 15.000$         | 80; 100; 120; 150     |
| 4      | $4,5 \leq P \leq 8,0$ | $> 120$               | $\geq 15.000$      | 100; 120; 150         |

Tabelle 5: Definition der WEA-Klassen

Die Angaben von Mindestabständen gemäß den Anlagen A 15 bis A 28 erfolgen unter Berücksichtigung der hier definierten Klassen.

## 9.2.2 Ergänzende Bemerkungen

Die maximale Nabenhöhe für die Angabe von Mindestabständen wurde mit 150 m festgelegt. Dieser Wert ist durch die in Anlage A 14 angegebenen Windenergieanlagen maximal erreichbar. In Einzelfällen können höhere Nabenhöhen umgesetzt werden. Es handelt sich hierbei um Hersteller, die gemäß Anlage A 14 nicht berücksichtigt wurden. In anderen Fällen handelt es sich um eine Sonderkonstruktion, die nicht Gegenstand eines allgemeingültigen Gutachtens sein soll. Vergleichsrechnungen haben ergeben, dass eine Veränderung der Nabenhöhe um ca. 10 m im Wertebereich von 150 m eine Veränderung des Mindestabstandes um rund 5 bis 10 % ergibt.

Die Definition der Klassen von Windenergieanlagen erfolgte anhand der Nennleistung, des Rotordurchmessers und des Blattgewichtes. In einzelnen Fällen von Windenergieanlagen können die Daten nicht korrelieren, d. h., dass die Zuordnung je nach Nennleistung, Rotordurchmesser oder Blattgewicht zu unterschiedlichen Klassen erfolgen müsste. In diesem Fall ist der größere Mindestabstand maßgebend.

Die Ermittlung von Mindestabständen erfolgt anhand der konkreten Windenergieanlagen gemäß Anlage A 14. Die alternative Ermittlung der Mindestabstände anhand einer fiktiven Windenergieanlage, die jeweils die ungünstigsten Kenndaten aufweist, wird als zu konservativ eingestuft und daher verworfen.

### 9.3 Allgemeine Anwendungshinweise

Die ermittelten Mindestabstände werden tabellarisch zusammengestellt. Für die Ermittlung dieser Mindestabstände wurden in den vorangegangenen Kapiteln Annahmen getroffen. Diese werden für die Anwendung der Tabellen im Folgenden noch einmal zusammengestellt:

- Die Mindestabstände der Anlagen A 15 ff. sind bei eingeardeten Leitungen definiert vom Mittelpunkt des Standortes der Windenergieanlage bis zur Achse der Leitung. Bei allen anderen Schutzobjekten gilt der Mindestabstand vom Mittelpunkt des Standortes der Windenergieanlage bis zur nächst gelegenen Außenkante dieses Schutzobjektes.
- Die Tabellen gelten für Anlagen, deren maschinenbautechnischer Teil nach den Richtlinien des GL (U 16 bis U 18) zertifiziert und deren Turmbauwerke nach der DIBt-Richtlinie (U 19 bis U 21), unter Einbezug der DIN EN 41400 (U 14) dimensioniert wurden. Die Tabellen gelten weiterhin für Anlagen, deren Gründungen nach Vorgaben eines durch einen Sachverständigen erstellten Gründungsgutachtens hergestellt wurden. Unter den genannten Voraussetzungen gelten die angegebenen Mindestabstände sowohl für zu errichtende Windenergieanlagen in Nähe der benannten Schutzobjekte als auch für zu errichtende Schutzobjekte in der Nähe bereits bestehender Windenergieanlagen.
- Die Ermittlung der Mindestabstände erfolgt für die in Anlage A 14 angegebenen WEA-Typen. Die Ergebnisse können für hier nicht berücksich-

tigte WEA-Typen verwendet werden, sofern deren charakteristische Daten von den hier berücksichtigten WEA-Typen abgedeckt sind. Im Zweifel ist dies sachverständig zu prüfen.

- Bei eingerdeten Leitungen innerhalb von Windparks gilt der Mindestabstand für maximal drei Windenergieanlagen auf einer Leitungslänge von einem Kilometer.

Ggf. sind je Schutzobjekt weitere Anwendungshinweise zu beachten. Diese sind in den jeweiligen Kapiteln bzw. in den dazugehörigen Tabellenblättern angegeben.

## 10. Bewertung für Ferngasleitungen

### 10.1 Allgemeines

Es werden Fernleitungen für den Transport von Erdgas (als Süßgas) betrachtet. Diese Leitungen verlaufen eingeedet. Aus Sicherheitsgründen werden diese Leitungen in Abschnitten von ca. 10 bis 20 km sektioniert. Es handelt sich dabei um Stationen, in denen der Durchfluss des Mediums unterbrochen werden kann. Weiterhin befinden sich an den Leitungen Übergabestationen sowie Stationen mit Molchsleusen. Die benannten Stationen unterscheiden sich von einer eingeedeten Leitung dann, wenn druck- und mediumführende Bauteile über die Geländeoberkante geführt werden.

Als Süßgas wird Erdgas bezeichnet, welches entzündlich, aber nicht toxisch ist. Eine Gefährdung von Personen außerhalb des unmittelbaren Aufprallbereiches eines abgeworfenen Rotorblattes kann bei einer Entzündung der Gaswolke oder durch die Druckwelle bei schlagartigem Leitungsaufriß entstehen. In die probabilistische Bewertung geht die Gefährdung durch Entzündung ein, wogegen die Gefährdung durch Druckwellenausbreitung vernachlässigt werden kann (U 46). Diese Feststellung findet Berücksichtigung in der Festlegung von Grenzwerten (s. a. Kapitel 10.2).

Die hier angesprochenen Leitungen und Anlagen unterliegen der Verordnung über Gashochdruckleitungen (U 6). Weitergehende Regelungen sind unter anderem im DVGW-Arbeitsblatt G 463 (U 25) enthalten.

Die Berechnungen erfolgen nach den Angaben in Kapitel 9, den Eintrittswahrscheinlichkeiten in Kapitel 5, den Angaben zur Besonderheit von Windpark in Kapitel 4 sowie den Angaben zur Unterscheidung zwischen eingeedeten und oberirdischen Schutzobjekten der Kapitel 6 bis 8.

### 10.2 Festlegung von Grenzwerten

Die Festlegung der Grenzwerte für Süßgasleitungen erfolgt auf Grundlage der DIN EN 16708 (U 15) und der DIN EN 14161 (U 12). In DIN EN ISO 16708 sind Grenzwerte angegeben, die von der Umgebungsklasse, dem Nenndruck sowie dem Durchmesser der Leitung abhängen.

Hinsichtlich der Umgebungsklasse wird Tabelle B.1 aus Anhang B der DIN EN 14161 (U 12) herangezogen. Die Umgebung definiert sich über die Bevölkerungsdichte. Die Errichtung von Windenergieanlagen erfolgt in der Regel in ländlichen Gebieten, bei denen mit einer Bevölkerungsdichte von <50 Personen je km<sup>2</sup> ausgegangen werden kann. Mit diesem Eingangswert leitet sich aus DIN EN ISO 16708 (U 15) die Safety Class „Normal“ her.

Die Bestimmungsgleichung für den zulässigen Grenzwert lautet:

$$\text{zul Pf} = 5 \cdot 10^{-4} / (\text{PN} \cdot D^3).$$

Das Gutachten soll gelten für Leitungen mit einem Nenndruck von maximal 100 bar und einem Nenndurchmesser in den Klassen „bis DN500“, „bis DN900“ und bis „DN1400“. In der folgenden Tabelle sind die Grenzwerte für unterschiedliche Durchmesser und Nenndruckstufen ermittelt. Ebenso sind in der Tabelle die Leitungsparameter angegeben, bei denen der Grenzwert den Maximalwert für die Versagenszenarien aus Kapitel 5.5.1 überschreitet.

| DN   | zul Pf (SC = Normal) für |                     |                     |
|------|--------------------------|---------------------|---------------------|
|      | 50 bar                   | 90 bar              | 100 bar             |
| 200  | -                        | $5,2 \cdot 10^{-4}$ | $4,8 \cdot 10^{-4}$ |
| 300  | $2,9 \cdot 10^{-4}$      | -                   | -                   |
| 500  | $7,6 \cdot 10^{-5}$      | $4,2 \cdot 10^{-5}$ | $3,8 \cdot 10^{-5}$ |
| 900  | $1,3 \cdot 10^{-5}$      | $7,3 \cdot 10^{-6}$ | $6,5 \cdot 10^{-6}$ |
| 1400 | $3,5 \cdot 10^{-6}$      | $1,9 \cdot 10^{-6}$ | $1,8 \cdot 10^{-6}$ |

Tabelle 6: zul Pf in Ereignissen pro Jahr pro Kilometer

Vereinfachend wird in den folgenden Untersuchungen als Grenzwert angesetzt:

$$\text{zul Pf}_{\text{Leitung}} = 6,0 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse}/(\text{km} \cdot \text{Jahr}) \text{ für Klasse „}\leq \text{DN 500“},$$

$$\text{zul Pf}_{\text{Leitung}} = 6,0 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse}/(\text{km} \cdot \text{Jahr}) \text{ für Klasse „}\leq \text{DN 900“},$$

$$\text{zul Pf}_{\text{Leitung}} = 1,0 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse}/(\text{km} \cdot \text{Jahr}) \text{ für Klasse „}\leq \text{DN 1400“}.$$

Die probabilistische Bewertung derartiger Leitungen zeigt, dass die Gefährdung durch sonstige Beanspruchungen sowie durch Dritte deutlich geringere Werte

aufweist. Insofern kann die hier untersuchte Gefährdung als steuernd angesetzt werden. Unter diesen Voraussetzungen wird auf die bei probabilistischer Bewertung übliche Reduzierung des Grenzwertes auf 10 % verzichtet. Diese Festlegung trifft für Leitungen der Klassen  $DN \leq 900$  und  $DN \leq 1400$  zu. Bei Leitungen der Klasse  $DN \leq 500$  trifft dies nur eingeschränkt zu. Daher wird der Grenzwert für die Klasse bis  $DN 500$  dem Grenzwert für die Klasse bis  $DN \leq 900$  gleichgesetzt.

Bei Stationen ist der Bezug des Grenzwertes auf einen Kilometer nicht sinnvoll. Da der Gefährdungsbereich geringer ist als die Bezugslänge von einem Kilometer, wäre demnach eine Erhöhung des Grenzwertes zulässig. Hier wird darauf verzichtet, da dann das individuelle Risiko zum Tragen kommt. Als Grenzwert wird angesetzt

$$\text{zul } Pf_{\text{Station}} = 1,0 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

### 10.3 Mindestabstände für eingerdete Leitungen

Eingerdete Gashochdruckleitungen haben Nenndurchmesser bis 1.400 mm. In der Regel handelt es sich um Leitungen mit einem Durchmesser von weniger als 1.000 mm. Da eine Beschädigung der Leitung auch dann eintritt, wenn das Blatt nicht unmittelbar oberhalb der Leitung aufkommt, ist ein Gefährdungsbereich zu definieren. Es wird über die Leitungssachse eine Fläche mit einer Breite von 3 m angesetzt.

Das Eintreten einer ungünstigen Stellung des aufkommenden Rotorblattes gemäß Kapitel 6.3.4.1 liefert einen zusätzlich zu berücksichtigenden Faktor von

$$Pf_4 = 0,067.$$

Weiterhin sind die Angaben der Größe des Rotorblattes in Abhängigkeit des Blattgewichtes in Kapitel 6.3.4.1 zu berücksichtigen.

Die Trasse von erdverlegten Leitungen ist abschnittsweise geradlinig. Zwischen diesen Abschnitten befinden sich sogenannten Tangentschnittpunkte (TS). Die folgenden Berechnungen gelten für geradlinige Leitungen, einschließlich TS mit einem Schnittwinkel von mehr als  $165^\circ$ .

Die Ergebnisse befinden sich in der Anlage A 15. Es sind jeweils die Mindestabstände unter Berücksichtigung einer Einzelanlage und unter Berücksichtigung eines Windparks angegeben.

Maßgebend ist der Abwurf eines Rotorblattes.

#### 10.4 Mindestabstände für oberirdische Anlagen

Bei Ferngasleitungen sind Stationen mit druck- und mediumbeaufschlagten Bauteilen über Geländeoberkante zu berücksichtigen. Der Grundriss der Stationen wird als Rechteck mit einem Seitenverhältnis von 2 zu 1 definiert. Dabei ist die Längsseite den Windenergieanlagen zugewandt. Hierdurch ergeben sich die größeren Mindestabstände. Die zu untersuchenden Stationen sind in der folgenden Tabelle enthalten.

| Länge [m] | Breite [m] | Fläche [m <sup>2</sup> ] | Beispiel         |
|-----------|------------|--------------------------|------------------|
| 30        | 15         | 450                      | Streckenschieber |

Tabelle 7 Stationen an Ferngasleitungen

Bei der Berechnung wird nur der Aufprall von Großteilen (100%-Rotorblatt und 30%-Rotorblatt) berücksichtigt. Diese Großteile können beim Aufprall Bauteile der Hauptleitung zerstören. Dagegen werden bei dem Aufprall von Kleinteilen (Tip und Eisstücke) lediglich Messeinrichtungen zerstört. Diese haben gegenüber der Hauptleitung einen sehr geringen Durchmesser. In DIN EN 16708 (Unterlage U 15) geht der Durchmesser in der Ermittlung des Grenzwertes in der dritten Potenz ein. Somit ist der Einfluss der Treffer durch Tip und Eisstücke auf das Ergebnis vernachlässigbar.

Die Ergebnisse befinden sich in der Anlage A 15

## 10.5 Ergänzende Bemerkungen

Bei der Verwendung der Tabellen sind die folgenden Bemerkungen zu beachten.

Sind gleichzeitig Stationen und eingerdete Leitungsabschnitte betroffen, so ist für den Mindestabstand der größere Wert maßgebend. In der Regel ist das der Wert für Stationen.

Sonstige Besonderheiten in der Leitungsführung, wie Tangentschnittpunkte mit größeren Abwinklungen, bedürfen einer gesonderten Untersuchung. Diese Untersuchung ist nicht erforderlich, wenn die Abstände nach Anlage A 28 überschritten werden.

Bezüglich großformatiger Rohre der Dimension DN 1000 bis DN 1400 sei auf Kapitel 6.3.6 bzw. Anlage A 13 verwiesen. Großformatige Rohre, die mit hohem Nenndruck betrieben werden, haben nennenswerte Wanddicken. Es wurde nachgewiesen, dass in diesem Fall der Aufprall eines Rotorblattes plastische Verformungen hervorruft. Allerdings wird hierbei die Bruchdehnung von Stahl nicht erreicht, sodass es nicht zu einer Undichte kommt. Für derartige Rohre sind die Angaben in der Anlage A 15.2 maßgebend. Die Festlegung ist mit dem Leitungsbetreiber abzustimmen.

## 11. Bewertung für Mineralölferrleitungen

### 11.1 Allgemeines

Ergänzend zu den Ausführungen zu Gashochdruckleitungen (Kapitel 10) sind für Mineralölleitungen die folgenden Punkte zu beachten.

Es werden Leitungen betrachtet, die dem Transport von Mineralöl oder Mineralölderivaten dienen. Das transportierte Medium ist bei atmosphärischem Druck flüssig. Der Austritt von Medium aus Mineralölleitungen führt in der Regel zu Umweltschäden und gelegentlich zu Personenschäden. Die Umweltschäden bestehen aus einer Verschmutzung des Bodens im unmittelbaren Schadensbereich sowie einer Verschmutzung oberirdischer Gewässer oder des Grundwassers. Gravierende Personenschäden sind nicht auszuschließen, wenn es zu einer Entzündung gekommen ist. Zu einer Entzündung des ausgelaufenen Mediums bedarf es hoher Temperaturen oder einer Initialzündung.

### 11.2 Festlegung von Grenzwerten

Die Norm DIN EN ISO 16708 (U 15) gilt ebenso für Mineralölferrleitungen. Dort werden anhand des Mediums und der Umgebungszone Sicherheitsklassen definiert, anhand derer die Dimensionierung der Leitung durchzuführen ist. Demzufolge sind Mineralölferrleitungen um eine Sicherheitsklasse niedriger einzustufen als Gasferrleitungen. Die für die Sicherheitsklassen hergeleiteten Grenzwerte in Anhang C der angegebenen Norm beziehen sich auf Gashochdruckleitungen und wurden den angegebenen Literaturstellen für diese Gefährdungspotenziale entnommen. Eine Übertragbarkeit auf andere Medien soll der Vorschrift zufolge von Fall zu Fall überprüft werden. Hierbei ist aufzuführen, dass bei der vorgesehenen Einstufung nach der angegebenen Vorschrift „geringe Umweltschäden“ zugelassen werden. Eine Höherstufung der Sicherheitsklassen ist erforderlich, wenn die Umweltschäden bei Entstehung einer Leckage als „erheblich“ eingestuft werden. Eine Quantifizierung dieser Bezeichnungen enthält die Norm nicht. Für die Festlegung von Grenzwerten sind daher ergänzende Untersuchungen erforderlich.

Hierzu erfolgt zunächst eine Bewertung der deterministischen Dimensionierung. Der Vergleich der maßgeblichen Vorschriften TRFL (U 29) für die Dimensionie-

rung von Mineralölleitungen sowie DVGW G 463 (U 25) für Gashochdruckleitungen liefert erhöhte Sicherheitsanforderungen für Mineralölleitungen. Nur bei hochwertigen Stahlsorten sind die Anforderungen gleich.

Als eine alternative Abschätzung werden die Statistiken der Concawe (U 36) verwendet. In der Statistik sind Schadensereignisse über die letzten ca. 30 Jahre ausgewertet. Für 290 Fälle wird die betroffene Fläche angegeben. Darüber hinaus ist die Zahl der Fatalitäten angegeben.

Für die Bewertung der Umweltschäden werden die Daten ausgewertet und durch Dichtefunktionen approximiert. Die betroffene Fläche liegt in knapp 70 % der Fälle unterhalb von 100 m<sup>2</sup>. Die 95%-Fraktile liegt bei 500 m<sup>2</sup>. Eine Dauer der Beeinträchtigung der betroffenen Fläche ist in den Statistiken nicht angegeben.

Anhaltswerte für die Bewertung liefern die Richtlinien zur Anwendung der Störfallverordnung in der Schweiz (U 9). Hier wird anhand des Schadensausmaßes ein Störfallwert definiert, aus dem sich eine zulässige Eintrittswahrscheinlichkeit für den Schaden herleiten lässt. Für den hier maßgebenden Schaden einer beschädigten Fläche wird das Kriterium „Boden mit beeinträchtigter Bodenfruchtbarkeit“ verwendet. Dabei erfolgt die Auswertung dahingehend, dass ein zulässiger Grenzwert für die Entstehung einer Undichte iterativ ermittelt wird. Im Ergebnis soll die Untergrenze des Übergangsbereiches im Diagramm des gesellschaftlichen Risikos, unter Berücksichtigung einer statistischen Verteilung der Größe der betroffenen Fläche, nicht überschritten werden. Die statistische Auswertung für die Größe der betroffenen Fläche folgt einer Log-Normalverteilung. Setzt man an, dass die Beeinträchtigung der Fläche über eine Dauer von 25 Jahren gegeben ist, so errechnen sich mit der angegebenen Vorgehensweise zulässige Grenzwerte für die Entstehung einer Undichte im Bereich zwischen  $10^{-5}$  bis  $5 \cdot 10^{-5}$  Ereignisse/Jahr. Entsprechend der Vorgehensweise in Kapitel 10.2 erfolgt ein Bezug auf die Längeneinheit der Leitung. Dies geschieht durch Auswertung der betroffenen Flächen der oben angegebenen Statistik. Demnach entspricht die maximal angegebene Fläche einem Kreis mit einem Durchmesser von 70 m. Aufgerundet auf 100 m längs der Leitungssachse kann der Grenzwert um eine Zehnerpotenz erhöht werden. Dabei muss jedoch, entsprechend der probabilistischen Vorgehensweise, das hier betrachtete Ereignis als zusätzliches Gefährdungspotenzial berücksichtigt werden, sodass wiederum

der Grenzwert für die hier vorliegenden Untersuchungen um eine Zehnerpotenz verschärft werden muss.

Gravierende Personenschäden gibt es bei dem Austritt von Erdöl bzw. Erdölderivaten in der Regel immer dann, wenn es zu einer Entzündung kommt. Die Entzündungshäufigkeit liegt gemäß Statistik (U 36) bei ca. 3 %. Im vorliegenden Fall sind nur die Ereignisse mit verzögerter Zündung zu betrachten, da bei gleichzeitiger Zündung der Personenschaden ohnehin schon durch den Aufprall selbst entstanden ist. Dann verringert sich der soeben angegebene Faktor auf ca. 1,5 % der Ereignisse. Diese Gefährdung wird als nicht relevant betrachtet.

Der Abgleich der Bewertung der deterministischen und der probabilistischen Analysen liefert eine Gleichbehandlung von Gasfernleitungen und Mineralölferrleitungen. Daher wird in den folgenden Untersuchungen ein Grenzwert von

$$\text{zul Pf}_{\text{Leitung}} = 1 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse}/(\text{km} \cdot \text{Jahr})$$

$$\text{zul Pf}_{\text{Station}} = 1 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse}/\text{Jahr}$$

angesetzt.

### 11.3 Mindestabstände für eingerdete Leitungen

Die Berechnungen erfolgen analog zu den Ausführungen in Kapitel 10.3. Es werden Mindestabstände angegeben für geradlinig verlaufende Leitungen, einschließlich eines TS mit einem Schnittwinkel von mehr als 165°.

In Anlage A 16 sind Mindestabstände für alle Versagensszenarien angegeben. Die Ermittlungen wurden durchgeführt für einen Rohrdurchmesser von maximal DN 1000. Leitungspakete, auch mit Leitungen zum Transport anderer Medien, sind nicht berücksichtigt.

### 11.4 Mindestabstände für oberirdische Anlagen

Betrachtet werden oberirdische Anlagen diverser Größen. In den Berechnungen wird ein Grundriss mit den Seitenverhältnissen von ca. 1,5 zu 1,0 angesetzt. Dabei ist die längere Seite dem Standort der Windenergieanlage zugewandt,

wodurch sich größere Mindestabstände ergeben. Die einzelnen Werte sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

| Länge [m] | Breite [m] | Fläche [m <sup>2</sup> ] | Beispiel        |
|-----------|------------|--------------------------|-----------------|
| 19        | 13         | 247                      | Schieberstation |
| 55        | 37         | 2.035                    | Abzweigstation  |
| 120       | 75         | 9.000                    | Pumpstation     |

Tabelle 8: Anlagen für Mineralölföhrleitungen

Hinsichtlich der Bewertung des Aufpralls von Rotorblatteilen unterschiedlicher Größe wird hier verfahren, wie in Kapitel 10.4 beschrieben.

### 11.5 Ergänzende Bemerkungen

Sind gleichzeitig Stationen und eingerdete Leitungsabschnitte betroffen, so ist für den Mindestabstand der größere Wert maßgebend.

Sonstige Besonderheiten in der Leitungsföhrung bzw. abweichende Abmessungen von Stationen bedürfen einer gesonderten Untersuchung. Diese Untersuchung ist nicht erforderlich, wenn die Abstände gemäß Anlage A 28 überschritten werden.

## 12. Bewertung für E&P-Industrie

### 12.1 Allgemeines

Die E&P-Industrie (Exploration and Production) umfasst alle Anlagen zur Erkundung von unterirdischen Lagerstätten sowie zur Förderung des Mediums aus diesen Lagerstätten. Es handelt sich entweder um Erdgas oder um Erdöl. Bei Erdgas ist zwischen Süßgas und Sauergas zu unterscheiden.

Sauergas ist ein Erdgas, welches Schwefelwasserstoff ( $H_2S$ ) enthält. Dieses Sauergas wird oftmals aus Vorkommen im norddeutschen Raum gefördert. Es ist als sehr toxisch einzustufen. Gemäß Unterlage U 44 kann es bei Konzentrationen ab 600 ppm innerhalb von zwei Minuten zur Fatalität führen. Im norddeutschen Raum werden Vorkommen mit einem  $H_2S$ -Gehalt von wenigen ppm bis 35 Vol% gefördert (U 43). Einzelheiten zu Süßgas sind dem Kapitel 10 zu entnehmen.

Einzelheiten zu Mineralöl sind Kapitel 11 zu entnehmen. Allerdings ist ergänzend aufzuführen, dass in Deutschland Wasser mit einem mehr oder weniger geringen Anteil an Erdöl gefördert wird. Die Gefährdung kann schon aufgrund des Mediums geringer eingestuft werden als die Gefährdung einer Mineralölfertleitung.

Die hier bewerteten Leitungen und Anlagen unterliegen dem Bundesberggesetz (U 3), in Verbindung mit der Bergverordnung BVOT (U 4) und der TRFL (U 24).

### 12.2 Festlegung von Grenzwerten

#### 12.2.1 Grenzwerte für das Medium Süßgas

Bei dem Medium Süßgas gelten die Ausführungen in Kapitel 10.2. Allerdings wird für diesen Industriezweig der maximale Durchmesser mit DN 600 angegeben. Als Grenzwerte werden nach Kapitel 10.2 angesetzt:

zul  $Pf_{\text{Leitung,E\&P}} = 6 \times 10^{-6}$  Ereignisse pro Kilometer/Jahr

zul  $Pf_{\text{Station,E\&P}} = 1 \times 10^{-6}$  Ereignisse pro Jahr.

## 12.2.2 Grenzwerte für das Medium Sauerogas

Die Festlegung von Grenzwerten nach DIN EN ISO 16708 (U 15) gelten auch für Sauerogas, da in dieser Vorschrift unter Medium sowohl entzündliche als auch entzündlich/toxische Medien aufgeführt sind. Dies entspricht jedoch nicht dem Vorschriftenstand in Deutschland. In der deterministischen Dimensionierung von Leitungen werden in Deutschland für Süßgas und Sauerogas unterschiedliche Sicherheitsbeiwerte vorgeschrieben (siehe U 22 und U 25). Um diesen Zustand beizubehalten, sind ergänzende Überlegungen erforderlich.

Einen Ansatz liefert die Anwendung der DIN EN ISO 16708 in der Form, dass dort die höchste Sicherheitsklasse (Safety Class Very High) verwendet wird. Der sich dann ergebende Grenzwert für die möglichen Parameter von maximalem Nenn-durchmesser DN 500 und einem Innendruck von PN 100 liegt in der Größenord-nung von  $3,8 \cdot 10^{-7}$  Ereignisse pro Jahr und Kilometer.

Ein Grenzwert lässt sich auch aus der WEG-Empfehlung 2001 (U 45) herleiten. In dieser Empfehlung werden Alarmierungstreifen entlang einer Sauerogasleitung definiert, die dem Bereich der Gefährdung von Personen entsprechen. Die Breite des Alarmierungstreifens ist abhängig von dem H<sub>2</sub>S-Gehalt des transportierten Mediums, dem Abstand zwischen benachbarten Armaturen sowie dem Lei-tungsdurchmesser. Der H<sub>2</sub>S-Gehalt ist dargestellt im Wertebereich zwischen 1 % und 35 %. Der Abstand benachbarter Armaturen wird zwischen 2.000 m und 6.000 m variiert. Der maximale Rohrdurchmesser entspricht einer Nennweite DN 500. Gemäß der bisherigen Vorgehensweise soll der H<sub>2</sub>S-Gehalt auf maximal 20 Vol.-% beschränkt werden. Für die Bestimmung eines Grenzwertes wird wei-terhin der maximale Armaturenabstand von 6.000 m angesetzt. Ebenso wird der maximale Nenndurchmesser DN 500 angesetzt. Die Ermittlung eines Grenzwertes erfolgt unter Verwendung der Unterlagen U 8 und U 9. Die dortigen Angaben werden so verwendet, dass anhand einer Anzahl von gefährdeten Personen, unter Ansatz der Akzeptabilitätsgrenze eine zulässige Eintrittswahrschein-lichkeit für die Entstehung einer Undichte an einer Sauerogasleitung errechnet wird. Die Anzahl der gefährdeten Personen ergibt sich aus den Festlegungen der DIN EN 14161 (U 12) ähnlich zu Kapitel 10.2, mit einer mittleren Personendichte von 50 Personen pro km<sup>2</sup>. Das gefährdete Areal wird als Viertelkreis mit einem Radius entsprechend der halben Breite des kompletten Alarmierungstreifens angesetzt. Die zahlenmäßige Auswertung liefert für die oben benannten Rand-

bedingungen eine zulässige Eintrittswahrscheinlichkeit für den Schadensfall von  $1,2 \cdot 10^{-6}$  Ereignissen pro Jahr. Die Auswertung von Schadensstatistiken an Leitungen (z. B. U 35) zeigt auf, dass als häufigste Ursache für Schäden an Leitungen die Schädigung durch Dritte auftritt. In diesem Fall ist die Entstehung einer Undichte stark abhängig von der Festigkeit und der Wanddicke der Leitung. Die Ermittlung der Wanddicke erfolgt nach der technischen Regel der WEG (U 22). Die sich hieraus ergebenden Wanddicken liefern Eintrittswahrscheinlichkeiten für die Entstehung einer Undichte infolge Schädigung durch Dritte von weniger als  $10^{-10}$  Ereignissen pro Jahr. Insofern kann die Beschädigung durch Abwurf eines Rotorblattes als steuernd und damit der zuvor errechnete Grenzwert angesetzt werden. Für die folgenden Untersuchungen wird festgelegt:

$$\text{zul Pf}_{\text{Leitung,Sauergas}} = 1 \cdot 10^{-7} \text{ Ereignisse}/(\text{km} \cdot \text{Jahr})$$

$$\text{zul Pf}_{\text{Station,Sauergas}} = 1 \cdot 10^{-7} \text{ Ereignisse/Jahr}$$

### 12.2.3 Grenzwert für Ölförderung

Es gelten die Ausführungen in Kapitel 11.2. Der günstige Einfluss des geringen Anteils an Erdöl im geförderten Medium bleibt unberücksichtigt.

## 12.3 Mindestabstände für eingerdete Leitungen

Die Ermittlung der Gefährdung von Leitungen wird hinsichtlich der Geometrie einheitlich durchgeführt. Eine Beschädigung der Leitung ist auch dann zu erwarten, wenn das Blatt nicht unmittelbar oberhalb der Leitung aufkommt. Es wird daher ein Gefährdungsbereich definiert, dessen Breite 3 m beträgt.

Hinsichtlich des Eindringens des abgeworfenen Rotorblattes gelten die Ausführungen in Kapitel 6.3.4.1. Im Einzelnen gilt, dass zusätzlich zum Auftreffen eines 100-%-Blattes das Auftreffen eines 30-%-Blattes berücksichtigt wird, sofern das Blattgewicht über 15 t liegt. Dies ist bei Windenergieanlagen der Klasse 4 der Fall. Aus den Angaben zum Eindringwinkel ergibt sich ein zusätzlich zu berücksichtigender Faktor von

$$\text{Pf}_4 = 0,067.$$

Die Ergebnisse sind für Süßgas in der Anlage A 17.1, für Sauer gas in der Anlage A 18.1 sowie für Erdöl in Anlage A 19.1 zusammengestellt.

## 12.4 Mindestabstände für oberirdische Anlagen

Betrachtet werden oberirdische Anlagen diverser Größen. In den Berechnungen wird ein rechteckiger Grundriss mit den Seitenverhältnissen von ca. 1,5 zu 1,0 angesetzt. Dabei ist die längere Seite dem Standort der Windenergieanlage zugewandt, wodurch sich größere Mindestabstände ergeben. Die einzelnen Werte sind in den folgenden Tabellen zusammengestellt.

| <b>Süßgas</b>    |                   |                               |  |
|------------------|-------------------|-------------------------------|--|
| <b>Länge [m]</b> | <b>Breite [m]</b> | <b>Fläche [m<sup>2</sup>]</b> | <b>Beispiel</b>                                    |
| 19               | 13                | 247                           | Schieberstation                                    |
| 60               | 42                | 2.520                         | Bohrung  |
| 125              | 80                | 10.000                        | Gastrocknungsanlage, Übergabestation und Tanklager |
| 180              | 125               | 22.500                        | Kompressorstation                                  |

Tabelle 9: Stationen der E&P-Industrie, Medium Süßgas

| <b>Sauer gas</b> |                   |                               |                     |
|------------------|-------------------|-------------------------------|---------------------|
| <b>Länge [m]</b> | <b>Breite [m]</b> | <b>Fläche [m<sup>2</sup>]</b> | <b>Beispiel</b>     |
| 19               | 13                | 247                           | Schieberstation     |
| 60               | 42                | 2.520                         | Bohrung             |
| 125              | 80                | 10.000                        | Gastrocknungsanlage |
| 180              | 125               | 22.500                        | Kompressorstation   |

Tabelle 10: Stationen der E&P-Industrie, Medium Sauer gas

| Erdöl     |            |                          |   |
|-----------|------------|--------------------------|---|
| Länge [m] | Breite [m] | Fläche [m <sup>2</sup> ] | Beispiel  |
| 19        | 13         | 247                      | Schieberstation   |
| 25        | 16         | 400                      | Bohrung, Wassereinpressestation, Dampf-injektionsbohrung und Druckbeobachtungsbohrung |
| 60        | 42         | 2.520                    | Dreiphasenseparator   |
| 125       | 80         | 10.000                   | Thermalanlage   |

Tabelle 11: Stationen der E&P-Industrie, Medium Erdöl

Bei der Ermittlung von Mindestabständen zu Stationen für Süßgas und für Erdöl werden die Verfahrensweisen gemäß Kapitel 11.4 übernommen. Die Reduzierung auf die Betrachtung von großformatigen Rotorblatteilen wird allerdings bei der Ermittlung von Abständen zu Sauer gasstationen wegen der Gefährdung nicht übernommen.

Die Ergebnisse sind für Süßgas in der Anlage A 17.2ff, für Sauer gas in der Anlage A 18.2ff sowie für Erdöl in Anlage A 19.2ff zusammengestellt.

## 12.5 Bewertung der Ergebnisse

Sind gleichzeitig Stationen und eingeedete Leitungsabschnitte betroffen, so ist für den Mindestabstand der größere Wert maßgebend.

Sonstige Besonderheiten in der Leitungsführung, wie Tangentenschnittpunkte, Anschlussleitungen usw., bedürfen einer gesonderten Untersuchung. Diese Untersuchung ist nicht erforderlich, wenn die Abstände gemäß Anlage A 28 überschritten werden.

Bei der Bewertung der Gefährdung von Sauer gasanlagen liefern die Berechnungen für Stationen mit einer Fläche von 247 m<sup>2</sup> innerhalb von Windparks bereits Mindestabstände in der Größenordnung der Unbedenklichkeitsgrenze. Folgerichtig ergeben sich für alle größeren Stationen ebenfalls Werte in der Größenordnung der Unbedenklichkeitsgrenze. Hieraus ist zu schließen, dass für Stationen mit oberirdisch angelegten Anlagenteilen ab einer Fläche von 250 m<sup>2</sup> eine

Einzelfalluntersuchung zu empfehlen ist. Ggf. sind Sicherungsmaßnahmen nach Kapitel 18 zu treffen.

In Anlage A 18 sind lediglich die Schutzobjekte aufgeführt, bei denen die Berechnungen Mindestabstände ergeben, die geringer sind als die Unbedenklichkeitsgrenze.

Teilweise wiederholen sich die Mindestabstände bei oberirdischen Anlagen für Süßgas und für Erdöl. Das ist auf die gleichen Grenzwertfestlegungen zurückzuführen. Dann haben Anlagen mit gleicher Fläche im Grundriss die gleichen Mindestabstände.

In einigen Fällen sind die in Kapitel 6.4 angesprochenen Besonderheiten festzustellen. So ist beispielsweise bei den Mindestabständen von Bohrungen für Süßgas der Mindestabstand bei Windenergieanlagen der Klasse 4 geringer als bei Windenergieanlagen der Klasse 3. Wie in Kapitel 6.4 angesprochen, ist dies auf die größeren Kreise möglicher Aufprallstellen und der damit verbundenen geringeren Trefferwahrscheinlichkeit der Einzelpunkte bei Windenergieanlagen der Klasse 4 zurückzuführen.

## 13. Bewertung für Kavernen

### 13.1 Allgemeines

Kavernenfelder zur Speicherung von Erdöl bzw. Erdgas bestehen aus mehreren Einzelspeichern, deren Oberkante sich mehrere 100 m unter GOK befindet. Die Gefährdung durch Windenergieanlagen ergibt sich für die Kavernenköpfe, über die die einzelnen Kavernen befüllt oder entleert werden. Von diesen Speicherköpfen verlaufen Leitungen zu einem zentralen Betriebsplatz. Auf diesem Betriebsplatz befinden sich Armaturen, Verdichter sowie Betriebsgebäude.

In den Leitungen wird Erdgas bzw. Mineralöl transportiert. Für diese Anlagenteile gelten die Abstandsregelungen gemäß Kapitel 10 und 11. Kavernenfeldleitungen werden teilweise mit höherem Druck gefahren, haben aber einen deutlich geringeren Durchmesser. Die Festlegung von Mindestabständen liegt somit auf der sicheren Seite.

Die Speicherköpfe haben im Grundriss Dimensionen, wie sie in Kapitel 12 behandelt wurden. Bei der Festlegung von Grenzwerten ist jedoch zu berücksichtigen, dass in Kavernen in etwa das zehnfache Volumen eines Leitungsabschnittes zwischen zwei Schieberstationen vorhanden ist.

Bei den Betriebsplätzen werden zwei unterschiedliche Größenordnungen untersucht.

### 13.2 Festlegung von Grenzwerten

Die Festlegung der Grenzwerte erfolgt je nach den unterschiedlichen Anlagenteilen.

Leitungen werden je nach Medium gemäß Kapitel 10 bzw. Kapitel 11 bewertet.

Bei den Speicherköpfen wird wegen des höheren Volumens der Grenzwert für Stationen aus Kapitel 10 bzw. 11, reduziert um eine Zehnerpotenz übernommen. Hintergrund ist das deutlich höhere Volumen, welches im Schadensfall freigesetzt wird.

Bei der Bewertung der Betriebsplätze wird zunächst von freigesetzten Mengen in ähnlicher Größenordnung wie bei Stationen gemäß Kapitel 10 und 11 ausgegangen. Demzufolge ergeben sich hieraus keine Änderungen der dort definierten Grenzwerte. Allerdings ist zusätzlich das Risiko von Personen auf dem Gelände zu betrachten. Die Gefährdungen durch die Windenergieanlagen sind als fremdes Risiko, d. h. nicht zum Betrieb gehörig, einzustufen. Aus den Unterlagen U 23 und U 28 ergibt sich hierfür ein akzeptables Risiko von

$$\text{zul Pf} = 1 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

### 13.3 Mindestabstände für oberirdische Anlagen

Die Ermittlung erfolgt für drei unterschiedliche Anlagentypen. Diese sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

| Länge [m] | Breite [m] | Fläche [m <sup>2</sup> ] | Anzahl Personen | Beispiel              |
|-----------|------------|--------------------------|-----------------|-----------------------|
| 25        | 16         | 400                      | 0               | Bohrung               |
| 350       | 200        | 70.000                   | 8               | Kleiner Betriebsplatz |
| 600       | 400        | 240.000                  | 25              | Großer Betriebsplatz  |

Tabelle 12: Oberirdische Anlagen von Kavernenanlagen, Medium Süßgas

Ähnlich den Berechnungen in Kapitel 11 bis 12 wird für die Bewertung der Gefährdung von Kleinteilen ebenfalls eine Dichte der Anlagenteile berücksichtigt. Es wird einheitlich angesetzt zu

$$\text{Pf}_4 = 0,6.$$

Es wird vorausgesetzt, dass es im Falle eines Treffers zu zwei Fatalitäten kommt.

Die Ergebnisse sind in der Anlage A 20 zusammengestellt.

### 13.4 Ergänzende Bemerkungen

Die Ergebnisse gelten für die hier angegebenen Randbedingungen. Treffen diese Randbedingungen nicht zu, so sind eigene Untersuchungen durchzuführen. Dies ist nicht erforderlich, wenn die Abstände gemäß Anlage A 28 überschritten werden.

In Anlage A 20 sind Abstände für einen Betriebsplatz mit einer Größe ab 70.000 m<sup>2</sup> angegeben. Die ermittelten Mindestabstände liegen etwas unterhalb der Abstände der Unbedenklichkeitsgrenze gemäß Anlage A 28. Die Ermittlung von Mindestabständen für den großen Betriebsplatz gemäß Kapitel 13.3 liefert die gleichen Zahlenwerte. Bei den hier gewählten Dimensionen des Betriebsfeldes bildet die Überschneidungsfläche des Trefferfeldes mit dem Grundriss des Schutzobjektes ein Kreissegment. Bei Erreichen des Grenzwertes während der iterativen Näherung des Schutzobjektes an den Standort der Windenergieanlage, hat die Sehne des Kreissegmentes noch nicht die Länge des Betriebsplatzes gemäß Kapitel 13.3 erreicht. Insofern spielt die Größe des Betriebsplatzes bei diesen Dimensionen keine Rolle mehr.

## 14. Bewertung für Biogasanlagen

### 14.1 Allgemeines

In Biogasanlagen wird durch Fermentation Methan erzeugt. Als Grundstoff werden nachwachsende Rohstoffe, also Pflanzenmaterial und/oder tierische Abfälle eingesetzt. Eine Biogasanlage besteht aus diversen Betriebseinheiten, von denen die Fermenter, der Gärrestspeicher, die Leitung zum Betriebsgebäude sowie das Betriebsgebäude selbst sicherheitstechnisch relevant sind. Der Fermenter sowie der Gärrestspeicher sind zylindrische Behälter, die mit einer Plane abgedeckt sind. Es wird hier vorausgesetzt, dass diese Plane durch einen von der Windenergieanlage abgeworfenen Trumm beschädigt wird. Dadurch kommt es zur Freisetzung des Mediums.

Bei dem Fermentationsprozess kann Schwefelwasserstoff entstehen. Schwefelwasserstoff gilt als toxisch (s. a. Kapitel 12). Allerdings ist es üblich, in der Fermentation Additive zuzusetzen, die eine Entschwefelung bewirken. Dadurch wird die Toxizität auf ein irrelevantes Maß reduziert.

### 14.2 Festlegung von Grenzwerten

Es ist das Risiko für die Entstehung von Fatalitäten zu betrachten. Es wird das Betriebspersonal der Biogasanlage berücksichtigt. Für diese Personen ist die Gefährdung durch die Windenergieanlage als fremde, d. h. nicht zum Betrieb zugehörige Gefährdung zu betrachten. Nach den Unterlagen U 23 und U 28 wird dann das Individualrisiko angesetzt zu

$$\text{zul Pf} = 1 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

### 14.3 Mindestabstände für Biogasanlagen

Es handelt sich um oberirdische Anlagen, die in zwei unterschiedlichen Größen betrachtet werden. Es wird die gesamte Fläche typischer Anlagen zugrunde gelegt und in den Berechnungen als rechteckiger Grundriss mit den Seitenverhältnissen von ca. 1,5 zu 1,0 angesetzt. Dabei ist die längere Seite dem Standort der Windenergieanlage zugewandt, wodurch sich größere Mindestabstände ergeben. Die einzelnen Werte sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

| Länge [m] | Breite [m] | Fläche [m <sup>2</sup> ] | Aufenthaltsdauer [Personen, h] | Beispiel                         |
|-----------|------------|--------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| 48        | 32         | 1536                     | 1 Person, 3,5 h                | Ein Fermenter + Gärrestspeicher  |
| 56        | 37         | 2072                     | 1 Person, 6 h                  | Zwei Fermenter + Gärrestspeicher |

Tabelle 13: Typische Biogasanlagen

Bei den in Tabelle 13 angegebenen Abmessungen handelt es sich um die Gesamtfläche der gefährlichen Anlagen (Fermenter, Gärrestspeicher und 50 % des Betriebsgebäudes). Hinsichtlich der Trummgröße wird angesetzt, dass das 30%-Rotorblatt der Klassen 1 bis 3 die Gebäudeeindeckung nicht durchdringt, sondern lediglich die Behälterabdeckung. Für den Aufprall eines Kleinteiles bzw. Eisstückes wird angesetzt, dass es eine Gefährdung im Betriebsgebäude nur bei direktem Aufprall auf ein entsprechendes Anlagenteil darstellt. Daher wird ein Faktor für die Anlagendichte angesetzt von

Pf4, 30%-Rotorblatt = 0,7

Pf4, Tipp, Eisstück = 0,8.

Für beide Anlagentypen wird die Aufenthaltsdauer als Durchschnittswert über das ganze Jahr angesetzt.

Die Ergebnisse sind in der Anlage A 21 zusammengestellt.

#### 14.4 Ergänzende Bemerkungen

Die Berechnungen gelten für die oben aufgeführten Randbedingungen. Sind diese im Einzelfall nicht eingehalten, sind gesonderte Untersuchungen erforderlich, sofern die Abstände der Anlage A 28 unterschritten werden.

Ausdrücklich sei darauf hingewiesen, dass eine Entschwefelung zugrunde gelegt wurde. Ist dies im Einzelfall nicht gegeben, so gelten nicht die Abstände der Anlage A 21.

Die Mindestabstände zu Biogasanlagen bei Gefährdung durch einen Windpark sind deutlich höher als die Mindestabstände bei einer Gefährdung durch eine Einzelanlage. Hier zeigt sich deutlich der in Kapitel 6.4 angesprochene Effekt, dass bei geringfügiger Änderung der Trefferwahrscheinlichkeiten deutlich größere Mindestabstände ermittelt werden. Es ist nicht auszuschließen, dass bei geringeren Abständen wiederum zulässige Situationen errechnet werden.

## 15. Bewertung für Verkehrswege

### 15.1 Darstellung der Gefährdung

Es wird die Gefährdung von Personen auf Verkehrswegen berechnet. Personen sind dann gefährdet, wenn ein abgeworfener Gegenstand auf dem Verkehrsweg aufprallt, und zwar zum gleichen Zeitpunkt der Durchfahrt des entsprechenden Verkehrsmittels. Berücksichtigt wird das Eintreten einer Fatalität.

Es wird im Weiteren festgelegt, dass ein abgeworfenes Rotorblatt, welches auf dem Verkehrsweg zu liegen kommt, zwar zu einem Unfall, jedoch nicht zu Fatalitäten führt. Insofern ist lediglich die Wahrscheinlichkeit des zeitgleichen Aufpralls mit der Durchfahrt eines Verkehrsmittels zu betrachten.

### 15.2 Festlegung von Grenzwerten

Eine Festlegung von Grenzwerten für die Bewertung von Verkehrssystemen befindet sich in DIN EN 50126 (Unterlage U 13). Grundlage für die Festlegung ist die endogene Sterblichkeit von  $2 \cdot 10^{-4}$  Todesfällen/Jahr. Diese Sterblichkeit soll durch Gefahren, die auf ein neues Verkehrssystem zurückzuführen sind, nicht nennenswert erhöht werden. Hieraus leitet die Vorschrift eine zulässige Versagenswahrscheinlichkeit von  $10^{-5}$  Ereignisse/Jahr her. Entsprechend der üblichen Praxis, dass das zusätzliche Risiko wiederum 10 % der Gefährdung betragen soll, ergibt sich dann für die Gefährdung von Personen, die sich im Verkehr aufhalten und durch einen abgeworfenen Gegenstand einer Windenergieanlage getroffen werden ein Grenzwert von

$$\text{zul } P_{f_{\text{Verkehrswege}}} = 10^{-6} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

Die Festlegung ist verankert in einer Norm, die für Bahnanwendungen gilt. Da die Risikoakzeptanz für Bahn- und Straßenverkehr ähnlich ist, wird dieser Grenzwert auch für den Straßenverkehr zugrunde gelegt. Hinsichtlich der Anzahl der zu berücksichtigenden Windenergieanlagen ist zu beachten, dass die Gefährdung an einem Punkt des entsprechenden Verkehrsweges betrachtet wird. Insofern handelt es sich um ein punktförmiges Schutzobjekt und es sind die Vorgaben aus Kapitel 4.6.2 zu berücksichtigen.

## 15.3 Ermittlung von Mindestabständen

### 15.3.1 Straßen geringer Ordnung

Es wird eine zweispurige Straße berücksichtigt. Es handelt sich um eine Straße mit dem Querschnitt RQ 10.5. Für Regelfälle wird eine durchschnittliche Verkehrsmenge von 7.000 Fahrzeugen pro Tag angesetzt. Die relevante Fahrbahnbreite beträgt 7,5 m. Es müssen die Zuschläge für die Abmessungen des Rotorblattes hinzugerechnet werden.

Es werden die Abwurfereignisse gemäß Kapitel 5 betrachtet. Es ist der Aufprall aller abgeworfenen Fragmente zu berücksichtigen.

Die Eintrittswahrscheinlichkeit für die Übereinstimmung des Zeitpunktes des Aufpralls mit der Durchfahrt eines Kraftfahrzeugs an der Stelle des Aufpralls ergibt sich aus dem Verhältnis der Verweildauer dieses Kraftfahrzeugs an einem bestimmten Punkt zum mittleren Zeitabstand zwischen zwei Fahrzeugen. Die Verweildauer ist abhängig von der Geschwindigkeit und der Länge des Kraftfahrzeugs. Es werden die folgenden ergänzenden Annahmen angesetzt:

- Mittlere Länge des Kraftfahrzeugs von 6 m.
- Mittlere Reisegeschwindigkeit von 70 km/h.
- Der Aufprall des Gegenstandes auf dem Fahrzeug erzeugt in jedem Fall 1,5 Fatalitäten pro Ereignis, entsprechend des durchschnittlichen Besetzungsgrades von Fahrzeugen.

Insbesondere die letztgenannte Annahme liegt beim Aufprall von Kleinteilen auf der sicheren Seite.

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in der Anlage A 22 zusammengestellt.

### 15.3.2 Bahnstrecken

Es wird eine zweigleisige Bahnstrecke berücksichtigt mit einem Achsabstand der Gleise von 4,00 m und einem Regelpprofil von 4,40 m Breite je Gleis. Bei der Ermittlung des Gefährdungsbereiches müssen wie vorher entsprechende Zuschläge für die Abmessung des Rotorblattes hinzugerechnet werden.

Es werden die Abwurfereignisse gemäß Kapitel 5 betrachtet. Allerdings wird vorausgesetzt, dass es bei dem Aufprall von Kleinteilen und Eisfragmenten keine gefährlichen Zustände gibt.

Für die Eintrittswahrscheinlichkeit der Durchfahrt eines Zuges zum Zeitpunkt des Aufpralls werden die folgenden Annahmen zugrunde gelegt:

- Berücksichtigung von Personenzügen, Güterzüge sind nicht zu erfassen. Bahnstrecken mit hohem Anteil an Gefahrguttransporten (z. B. Zubringer für Raffinerien, Chemieanlagen usw.) sind hier nicht berücksichtigt.
- Mittlere Zuglänge  $\leq 200$  m.
- Fahrgeschwindigkeit  $\geq 70$  km/h, jedoch  $\leq 140$  km/h.
- 100 Personenzüge/Tag.
- Der Aufprall des Trumms auf den Personenzug erzeugt in jedem Fall zwei Fatalitäten pro Ereignis.

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in der Anlage A 23 zusammengestellt.

## 15.4 Ergänzende Bemerkungen

Die hier durchgeführten Untersuchungen für die Gefährdung von Verkehrsteilnehmern auf Straßen beziehen sich mindestens auf Landesstraßen. Das Risiko nimmt mit der Verkehrsdichte ab. Werden die Rechenverfahren auf Verkehrswege mit sehr geringem Verkehrsaufkommen angesetzt (z. B. Feldwege, Vorstraßen, Zufahrtstraßen für kleinere Ortschaften oder Einzelgehöfte), ergeben sich vernachlässigbare Gefährdungen, sodass hierfür keine Forderungen an Mindestabstände resultieren.

Die Bewertung von Gefährdungen an Bahnstrecken beschränkt sich auf eine Fahrgeschwindigkeit von maximal 140 km/h. Bei höheren Geschwindigkeiten sind andere sicherheitstechnische Belange zu berücksichtigen, die den Rahmen eines Allgemeingutachtens sprengen.

Die in Anlage A 23 zusammengestellten Mindestabstände gelten nicht für Bahnstrecken mit hohem Anteil an Gefahrguttransporten. Bei Störfällen an solchen Strecken ist die Umwelt das maßgebliche Schutzziel. Dieses Schutzziel wurde in der Grenzwertbestimmung gemäß Kapitel 15.2 nicht berücksichtigt. Die Grenz-

wertbestimmung ist stark abhängig von den Gefahren im konkreten Fall. Daher kann im Rahmen dieses Gutachtens keine Berechnung von Mindestabständen für Gleise mit erhöhtem Anteil an Gefahrguttransporten erfolgen.

## 16. Bewertung für Deichanlagen

### 16.1 Darstellung der Gefährdung

Deichanlagen schützen das Hinterland vor Überflutungen. Prallt ein Gegenstand mit einem großen Gewicht auf den Deich auf, so kommt es zur Zerstörung des Deiches. Steht gleichzeitig hoher Wasserstand an, so kommt es zu einer Überflutung des Hinterlandes. Selbst bei einer teilweisen Zerstörung des Deiches kann es, je nach Aufbau des Deiches, zu einem kompletten Deichbruch kommen.

Bei der Bewertung der Gefährdung durch Deichbruch wird berücksichtigt, dass das Bauteil eine signifikante Masse haben muss. Beim Aufprall von Kleinteilen und Eisfragmenten kommt es nicht zu einer Zerstörung des Deiches. Weiterhin wird bei dem Aufprall von Rotorblättern berücksichtigt, dass diese unter einem bestimmten Winkel auftreffen. Ergänzende Ausführungen hierzu sind in Kapitel 6.3.4 enthalten.

### 16.2 Festlegung von Grenzwerten

Normative Festlegungen für probabilistische Grenzwerte von Deichen liegen zurzeit nicht vor. Im Folgenden wird der Grenzwert anhand nationaler und internationaler Bemessungsvorschriften und Vorgehensweisen hergeleitet.

Die Bemessung von Deichen für den Hochwasserschutz erfolgt anhand eines definierten Hochwassers. In der Vorschrift KTA 2207 (Unterlage U 27) wird ein Bemessungshochwasser mit einer Wiederkehrperiode von 10.000 Jahren festgelegt. Die deterministische Dimensionierung von Deichen erfolgt für ein Jahrhunderthochwasser, d. h., die Wiederkehrperiode beträgt 100 Jahre. Allerdings werden hierbei Sicherheitszuschläge definiert, sodass sich hieraus die Wiederkehrperiode bei rein probabilistischer Betrachtung entsprechend erhöht. In den Niederlanden wird für Polder in ländlichen Gebieten eine Wiederkehrzeit von 4.000 bis 3.000 Jahren vorgesehen (Unterlage U 56).

In einer Ermittlung rechnerischer Versagenswahrscheinlichkeiten von Deichen in Norddeutschland wurde ein Wert von  $3,4 \cdot 10^{-4}$  Ereignissen/Jahr ermittelt (Unterlage U 57).

Für die folgenden Untersuchungen wird der strengere Wert aus der niederländischen Dimensionierung angesetzt mit  $2,5 \cdot 10^{-4}$  Ereignissen/Jahr. Da es sich hier um ein zusätzliches Risiko handelt, werden gemäß üblicher Praxis bei der probabilistischen Bewertung für dieses Ereignis 10 % des Grenzwertes angesetzt. In den Untersuchungen wird folglich der Grenzwert angesetzt zu

$$\text{zul Pf}_{\text{Deich}} = 2,5 \cdot 10^{-5} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

Hervorzuheben ist hierbei, dass der Grenzwert für ländliche Gebiete hinter dem Deich gilt. Werden durch den Deichbruch hingegen Städte beeinträchtigt, so gelten andere Festlegungen. Diese werden im Sinne eines allgemeinen Gutachtens hier nicht berücksichtigt.

### 16.3 Ermittlung von Mindestabständen

Die Ermittlung von Mindestabständen erfolgt für die drei Versagensszenarien gemäß Kapitel 5. Bei dem Abwurf eines Rotorblattes wird in allen Fällen der Abwurf des gesamten Rotorblattes betrachtet. Gemäß Kapitel 6.3.4.2 wird zusätzlich der Abwurf eines 30%-Rotorblattes berücksichtigt, wenn das Gewicht des gesamten Rotorblattes mehr als 15 t beträgt. Weiterhin wird ein Eindringwinkel von maximal  $45^\circ$  zwischen der Vertikalen und der Längsachse des abgeworfenen Gegenstandes betrachtet (siehe Kapitel 6.3.4.2). Der Aufprall von Kleinteilen und Eisfragmenten ist nicht relevant.

Es wird ein Abstand zwischen den beiden Deichfüßen von 30 m vorausgesetzt. Diesem Abstand ist ein Zuschlag für die Abmessung des Rotorblattes zuzurechnen.

Die Berechnungen erfolgen für eine Einzelanlage und für einen Windpark. Bei dem Windpark wird angesetzt, dass der errechnete Abstand für maximal fünf Windenergieanlagen gilt. Die Eingrenzung gilt für den kompletten Deich eines Polders.

Die Ergebnisse sind in der Anlage A 24 tabellarisch zusammengestellt. Der Zuschlag für die Abmessung des Rotorblattes ist bereits berücksichtigt.

## 17. Bewertung für Einzelbauwerke

### 17.1 Darstellung der Gefährdung

Es werden Schutzobjekte betrachtet, welche im Grundriss endliche Dimensionen haben. Grundsätzlich handelt es sich um Schutzobjekte, bei denen die Gefährdung von Personen zu bewerten ist.

Bei landwirtschaftlichen Produktionsstätten handelt es sich um Hallen, welche mehr oder weniger sporadisch durch Personen belegt sind. Neben einer Gefährdung von Personen kann das wirtschaftliche Risiko bewertet werden. Dies ist im Rahmen der Untersuchungen nicht erforderlich, da dieses Risiko durch Haftpflichtversicherungen übernommen wird.

Weiterhin wird ein quasi ständig bewohntes Einzelbauwerk mit einer Grundrissfläche von maximal 200 m<sup>2</sup> untersucht.

In den zuvor genannten Fällen werden Personen dann geschädigt, wenn das abgeworfene Bauteil oder der Turm die Gebäudehülle zerstört.

Als weiteres Schutzobjekt werden Stellplätze untersucht. Es handelt sich in der Regel um Parkplätze, die zu bestimmten Tageszeiten Personenverkehr aufweisen.

### 17.2 Festlegung von Grenzwerten

Es wird das Individualrisiko betrachtet. Die Herleitung ergibt sich ähnlich zu Kapitel 15.2. Darüber hinaus sind derartige Festlegungen in europäischen Spezifikationen (siehe U 23 und U 28) enthalten. Der Grenzwert wird somit festgelegt zu

zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr.

## 17.3 Ermittlung der Mindestabstände

### 17.3.1 Landwirtschaftliche Produktionsstätten

Als landwirtschaftliche Produktionsstätte wird eine Halle mit dem Grundriss 110 m x 80 m betrachtet. Es wird eine weitgehend automatisierte Produktion vorausgesetzt, sodass über ein Jahr von einer mittleren Belegung von zwei Personen mit im Mittel je 500 Stunden angesetzt wird.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass bei einem Aufprall eines Gegenstandes auf der Halle eine Fatalität nur dann eintritt, wenn sich die Personen im unmittelbaren Aufprallbereich befinden. Näherungsweise wird der Einflussbereich dieser Aufprallstelle mit 10 % der Grundrissfläche angesetzt. Es wird dabei angenommen, dass in dem Aufprallbereich die Halle im gesamten Querschnitt zerstört wird. Bei dem Aufprall von Kleinteilen wird lediglich die Dachhaut durchdrungen. Dementsprechend wird hierfür die Gefährdungsfläche mit 25 m<sup>2</sup> angesetzt.

Aus den zuvor zusammengesetzten Voraussetzungen ergibt sich eine Versagenswahrscheinlichkeit für das Eintreten einer Fatalität im Falle des Treffers von

$$P_{f4} = 2,3 \cdot 10^{-2} \text{ Fatalitäten/Treffer.}$$

In den Untersuchungen wird weiterhin vorausgesetzt, dass die Gebäudehülle durch ein ganzes Rotorblatt und durch ein Kleinteil durchdrungen wird. Zusätzlich wird ein 30%-Rotorblatt berücksichtigt, wenn die Masse des gesamten Rotorblattes 15 t übersteigt. Die Bewertung erfolgt ähnlich wie beim Aufprall eines 100%-Rotorblattes.

Die Ergebnisse sind in der Anlage A 25 enthalten.

### 17.3.2 Einzelbauwerke

Einzelbauwerke werden mit einem Grundriss von 16,0 m x 12,5 m berücksichtigt.

Es wird bei jedem Eindringereignis von zwei Fatalitäten ausgegangen. Es wird eine durchgehende Belegung des Einzelbauwerkes vorausgesetzt.

Die Annahmen hinsichtlich der anzusetzenden Versagensszenarien gemäß Kapitel 17.3.1 werden übernommen.

Die Ergebnisse sind in der Anlage A 26 zusammengestellt.

### 17.3.3 Stellplätze

Es wird eine Grundrissfläche untersucht von 140 m x 70 m.

Es wird von einer Belegung von 450 Personen entsprechend 300 Parkplätzen à 1,5 Personen ausgegangen. Die angegebene Personenzahl entspricht dem durchschnittlichen Besetzungsgrad von Fahrzeugen. Die Aufenthaltsdauer ergibt sich aus vier An- bzw. Abfahrten je Parkplatz mit einer Verweildauer von 0,25 Stunden an 220 Werktagen zu 220 Stunden über ein Jahr.

Entsprechend Kapitel 17.3.1 ist weiterhin die Einflussfläche des Aufprallbereiches in Relation zur Gesamtfläche des Stellplatzes zu berücksichtigen. Unter Berücksichtigung der Maximalabmessungen eines Rotorblattes wird sie zu ca. 600 m<sup>2</sup> angenommen. Entsprechend wird beim Aufprall eines 30-%-Rotorblattes ein Gefährdungsbereich von 180 m<sup>2</sup> und beim Aufprall von Kleinteilen ein Gefährdungsbereich von 25 m<sup>2</sup> angesetzt.

Da sich die Personen im Freien bzw. im Fahrzeug aufhalten, sind alle Abwurfergebnisse zu berücksichtigen.

Es ergibt sich eine Eintrittswahrscheinlichkeit von

$$P_{f4} = 9,2 \cdot 10^{-1} \text{ Fatalitäten/Treffer.}$$

Die Ergebnisse sind in Anlage A 27 zusammengestellt.

## 18. Unterschreitung der Mindestabstände

### 18.1 Allgemeine Bemerkungen

Die Festlegungen von Mindestabständen sind allgemein formuliert für unterschiedliche Nabenhöhen und unterschiedliche Anlagen gruppiert nach Leistungsklassen. Die Berechnungen sind so durchgeführt, dass die angegebenen Abstände auf der sicheren Seite liegen. Es ist somit nicht auszuschließen, dass sich bei geringeren Abständen sichere Zustände ergeben können. Dann empfiehlt sich die Durchführung eines Einzelnachweises. Führt der Einzelnachweis nicht zum Nachweis eines sicheren Zustandes, so besteht die Möglichkeit, diesen Zustand durch Sicherungsmaßnahmen herbeizuführen.

Der Einzelnachweis wird standortspezifisch geführt. Dann ergeben sich unter Berücksichtigung der folgenden Parameter voraussichtlich geringere Abstände zwischen Windenergieanlagen und Schutzobjekt:

- Berücksichtigung der konkreten Windenergieanlage für das Einzelprojekt,
- Berücksichtigung der Verteilung der Windrichtungen,
- Berücksichtigung veränderter Sicherheitsanforderungen,
- Berücksichtigung veränderter Eintrittswahrscheinlichkeiten der Versagensszenarien (z. B. Ausschluss von Teilabwurf durch gesonderte Sicherungsmaßnahmen und festigkeitstechnische Betrachtungen der Rotorblattkonstruktion),
- Berücksichtigung einer geringeren Verkehrsdichte.

Weiterhin lassen sich verringerte Mindestabstände durch Sicherungsmaßnahmen erreichen. Die Sicherungsmaßnahmen betreffen entweder den Betrieb der Windenergieanlage oder das Schutzobjekt. Beispielhaft für derartige Sicherungsmaßnahmen sind aufgezählt:

- Verdichtung der Überwachung der Windenergieanlage über den geforderten Rhythmus hinaus (z. B. Prüfung der Rotorblätter alle zwei statt vier Jahre in den ersten zehn Betriebsjahren),
- Drosselung der Windenergieanlagen bei kritischen Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten,

- Abdecken von eingeerdeten Leitungen mittels Stahlbetonplatten o. ä.,
- Versiegelung von Deichen mittels Asphaltdecke,
- Vorhalten von Material zur Deichreparatur in Nähe der Anlage,
- Aufstellen entsprechender Verkehrszeichen mit Gefahrenhinweisen an Verkehrswegen,
- geringfügige Verschiebung des Standortes.

Die Wahl der Sicherungsmaßnahmen ist sehr stark von dem jeweiligen Einzelfall abhängig. Es empfiehlt sich in diesem Fall ebenfalls die Aufstellung einer Einzeluntersuchung. Weiterhin empfiehlt es sich, die Sicherungsmaßnahmen mit dem Eigner bzw. Betreiber des entsprechenden Schutzobjektes abzustimmen.

Im Folgenden werden die theoretischen Grundlagen einiger dieser Maßnahmen skizziert.

## 18.2 Verdichtung des Überwachungsrythmus

Diese Sicherungsmaßnahme dient zur Verringerung der Eintrittswahrscheinlichkeit des Abwurfes von Rotorblättern oder Teilen davon. Insofern sind Überwachungen zu berücksichtigen, die sich mit der Integrität der Rotorblätter befassen.

Die Schadensstatistiken in Kapitel 5 beziehen sich auf alle festgestellten Ereignisse in dem entsprechenden Zeitraum. Aus Analysen der diversen Ereignisse ist bekannt, dass mitunter Schäden an Anlagen aufgetreten sind, die nicht nach den entsprechenden Vorgaben betrieben wurden. Insbesondere betrifft dies die Durchführung von Überwachungen. Es ist davon auszugehen, dass bei einer 100-%igen Überwachung die Anzahl der Schadensereignisse geringer ausgefallen wäre. Diese Feststellung bleibt im Folgenden jedoch unberücksichtigt. Vielmehr wird davon ausgegangen, dass die Schadensereignisse in Kapitel 5 bei 100-%iger Überwachung aller Windenergieanlagen eingetreten ist.

Das Eintreten eines Schadensereignisses mit den in Kapitel 5 angegebenen Werten zwischen zwei Überwachungsintervallen tritt entweder bei einer nicht erkannten Schädigung während der letzten Überwachung ein oder bei einem rapide anwachsenden Schaden, der bei der letzten Überwachung noch nicht vorhanden war. Probabilistisch zu bewerten ist der erstgenannte Fall. Hierbei wird vo-

rausgesetzt, dass die Erkennungsrate eines Schadens über die Zeit mindestens gleich bleibt, jedoch voraussichtlich ansteigt. Im Folgenden wird die Mindestanforderung angesetzt.

Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich für eine Halbierung des Überwachungsrythmus die Halbierung der Schadensrate usw.

### 18.3 Drosselung der Windenergieanlage

Diese Sicherungsmaßnahme dient zur Veränderung der Dichtefunktion auf dem Trefferfeld gemäß Kapitel 6.2.5 bzw. Anlage A 9. Abhängig von dem jeweiligen Projekt sind die konkreten Maßnahmen zu definieren. So entsteht eine Gefährdung des Schutzobjektes bei bestimmten Windrichtungen oder bei bestimmten Drehzahlen. Durch die Steuerungstechnik der Windenergieanlage werden sowohl die Windrichtung erfasst als auch die Drehzahl beeinflusst.

Wird bei bestimmten Windrichtungen die Windenergieanlage komplett heruntergefahren, so werden die Werte der Verteilungsdichte der Aufprallstellen im Trefferfeld für die entsprechende Windrichtung zu Null gesetzt. Eine Abminderung der Dichtewerte ist denkbar, wenn bei diesen ungünstigen Windrichtungen die Windenergieanlage nur bei hohen Windgeschwindigkeiten heruntergefahren wird.

Als weitere Drosselungsmaßnahme für die Windenergieanlage besteht die Möglichkeit, die Drehzahl zu reduzieren. In diesem Fall verändert sich der äußere Rand des entsprechenden Trefferfeldes. Diese Maßnahme ist dann günstig, wenn sich das Schutzobjekt in Nähe des Randes des Trefferfeldes befindet.

### 18.4 Abdeckung eingerdeter Schutzobjekte

Diese Maßnahme dient zur Sicherung eingerdeter Objekte gegen Beschädigung durch abgeworfene Gegenstände, wie Rotorblätter oder Teile davon. Hierdurch erhöht sich der Widerstand des Erdreichs gegen Eindringen. Damit verringert sich die Wahrscheinlichkeit der Schädigung des eingerdeten Objektes.

Bei der Umsetzung dieser Maßnahme sind die folgenden Hinweise zu beachten:

- Die Maßnahme ist mit dem Eigner/Betreiber des Schutzobjektes insbesondere hinsichtlich der betrieblichen Belange abzustimmen.
- Die Abdeckung ist für die Belastung durch einen abgeworfenen Gegenstand zu dimensionieren.

In diesem Fall wird die Widerstandskraft gegen Eindringen nach Kapitel 6.3.4 hochgesetzt. In der probabilistischen Berechnung wird der Faktor  $pf_4$  gemäß Kapitel 4.2 zu 0 gesetzt.

## 18.5 Einhausung oberirdischer Schutzobjekte

Diese Sicherungsmaßnahme dient zur Verhinderung des Treffers, d. h., die Eintrittswahrscheinlichkeit für das entsprechende abgeworfene Trumm ist zu Null zu setzen. Die Sicherungsmaßnahme kommt bei Schutzobjekten geringerer Dimensionen (z. B. Streckenschieber von Transportleitungen) zur Anwendung.

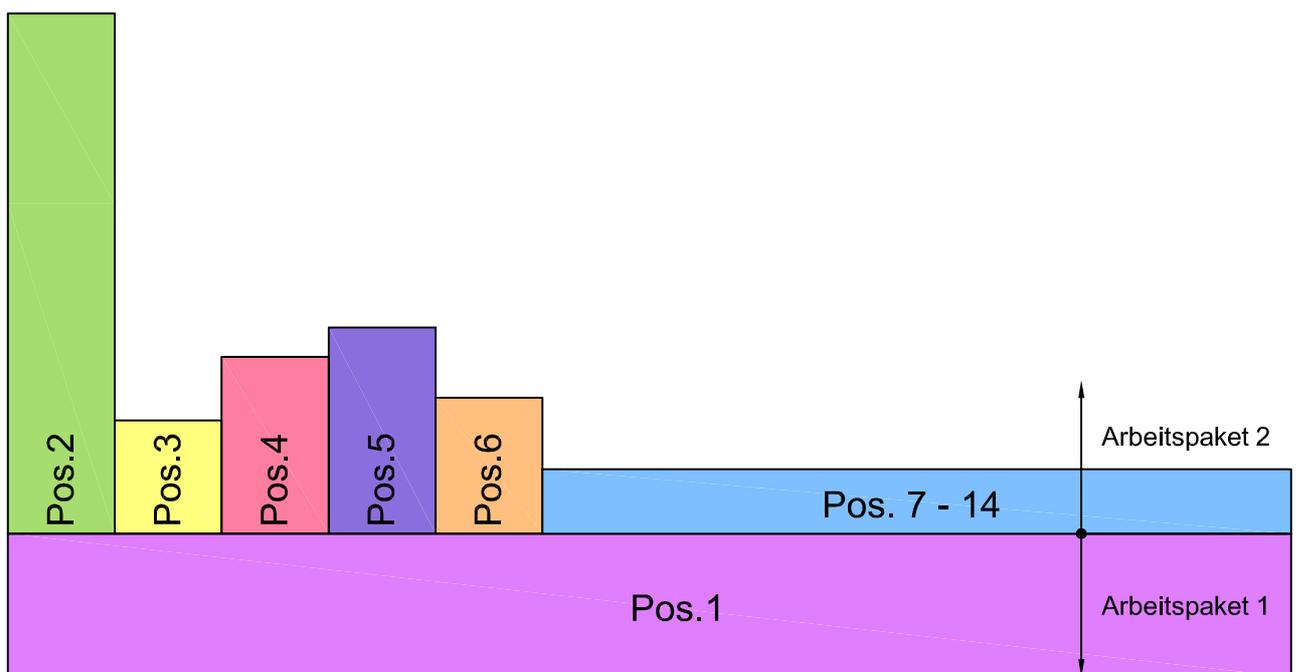
Auch hier gilt, dass die Einhausung gegen Aufprall des entsprechenden Trumms dimensioniert sein muss.

Die probabilistische Umsetzung erfolgt wie im Kapitel 18.4 angegeben.

## Anlage

A 1 Projektstruktur

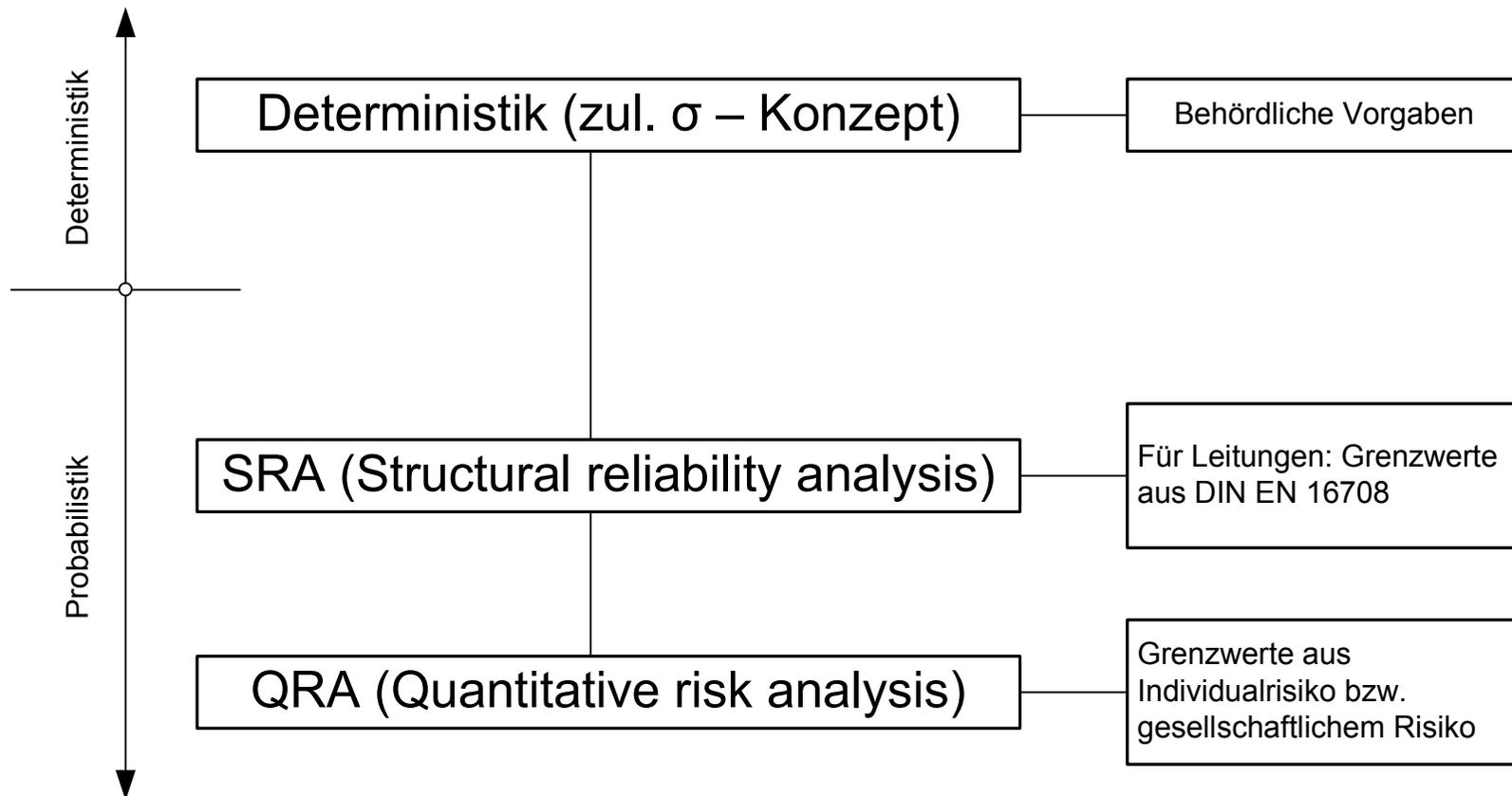
|        |  |                     |
|--------|--|---------------------|
| Pos.1  | Grundgutachten   | ↕<br>Arbeitspaket 1 |
| Pos.2  | Ermittlung von Mindestabständen für die E&P-Industrie                          |                     |
| Pos.3  | Ermittlung von Mindestabständen für Leitungen und Stationen im Süßgastransport | ↕<br>Arbeitspaket 2 |
| Pos.4  | Ermittlung von Mindestabständen zu Anlagen für Mineralöltransport              |                     |
| Pos.5  | Ermittlung von Mindestabständen zu Speichern                                   |                     |
| Pos.6  | Ermittlung von Mindestabständen zu Biogasanlagen                               |                     |
| Pos.7  | Ermittlung von Mindestabständen zu Straßen geringerer Ordnung                  |                     |
| Pos.8  | Ermittlung von Mindestabständen zu Autobahnen                                  |                     |
| Pos.9  | Ermittlung von Mindestabständen zu Bahnstrecken                                |                     |
| Pos.10 | Ermittlung von Mindestabständen zu Deichen                                     |                     |
| Pos.11 | Ermittlung von Mindestabständen zu landwirtschaftlichen Produktionsstätten     |                     |
| Pos.12 | Ermittlung von Mindestabständen zu Einzelbauwerken                             |                     |
| Pos.13 | Ermittlung von Mindestabständen zu Stellplätzen                                |                     |
| Pos.14 | Ermittlung der Unbedenklichkeitsgrenze   |                     |



## Anlage

A 2 Sicherheitskonzepte

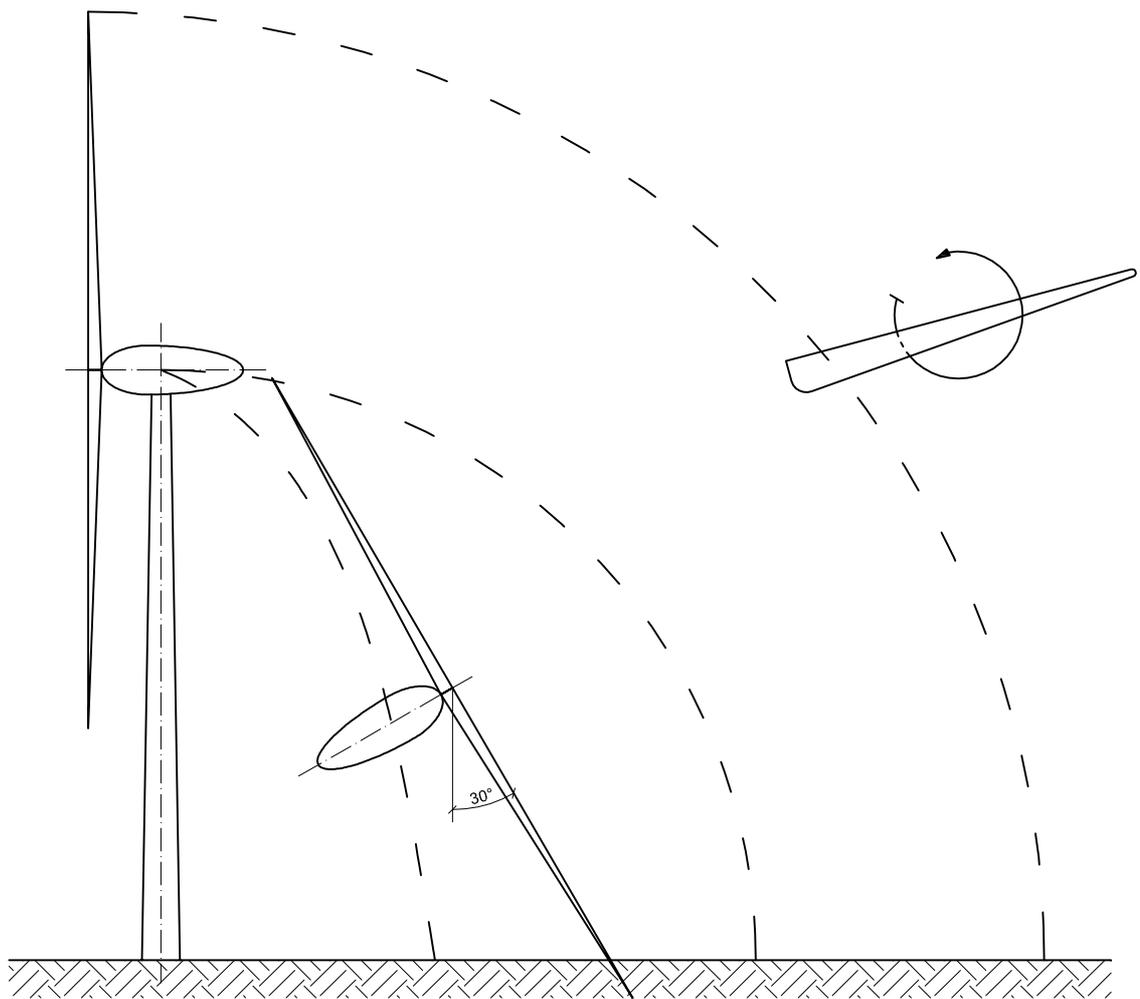
# Nachweiskonzepte



## Anlage

A 3 Versagensszenarien

# Versagensszenarien



## Anlage

A 4 Eintrittswahrscheinlichkeit der Versagensszenarien – mechanische Bauteile

## Abwurf Rotorblatt

| Anzahl der Anlagen |        |        | Schäden                |              |
|--------------------|--------|--------|------------------------|--------------|
| Jahr               | Anfang | Ende   | Ereignisse             | Schadensrate |
| 1999               | 6.205  | 7.875  | 11                     | 1,56E-03     |
| 2000               | 7.875  | 9.359  | 2                      | 2,32E-04     |
| 2001               | 9.359  | 11.438 | 4                      | 3,85E-04     |
| 2002               | 11.438 | 13.766 | 10                     | 7,94E-04     |
| 2003               | 13.766 | 14.653 | 1                      | 7,04E-05     |
|                    |        |        | Mittelwert 1999 - 2003 | 6,08E-04     |

## Abwurf Maschinenhaus

| Anzahl der Anlagen |        |        | Schäden                |              |
|--------------------|--------|--------|------------------------|--------------|
| Jahr               | Anfang | Ende   | Ereignisse             | Schadensrate |
| 1999               | 6.205  | 7.875  | 4                      | 5,68E-04     |
| 2000               | 7.875  | 9.359  | 1                      | 1,16E-04     |
| 2001               | 9.359  | 11.438 | 0                      | 1,00E-06     |
| 2002               | 11.438 | 13.766 | 2                      | 1,59E-04     |
| 2003               | 13.766 | 14.653 | 1                      | 7,04E-05     |
|                    |        |        | Mittelwert 1999 - 2003 | 1,83E-04     |

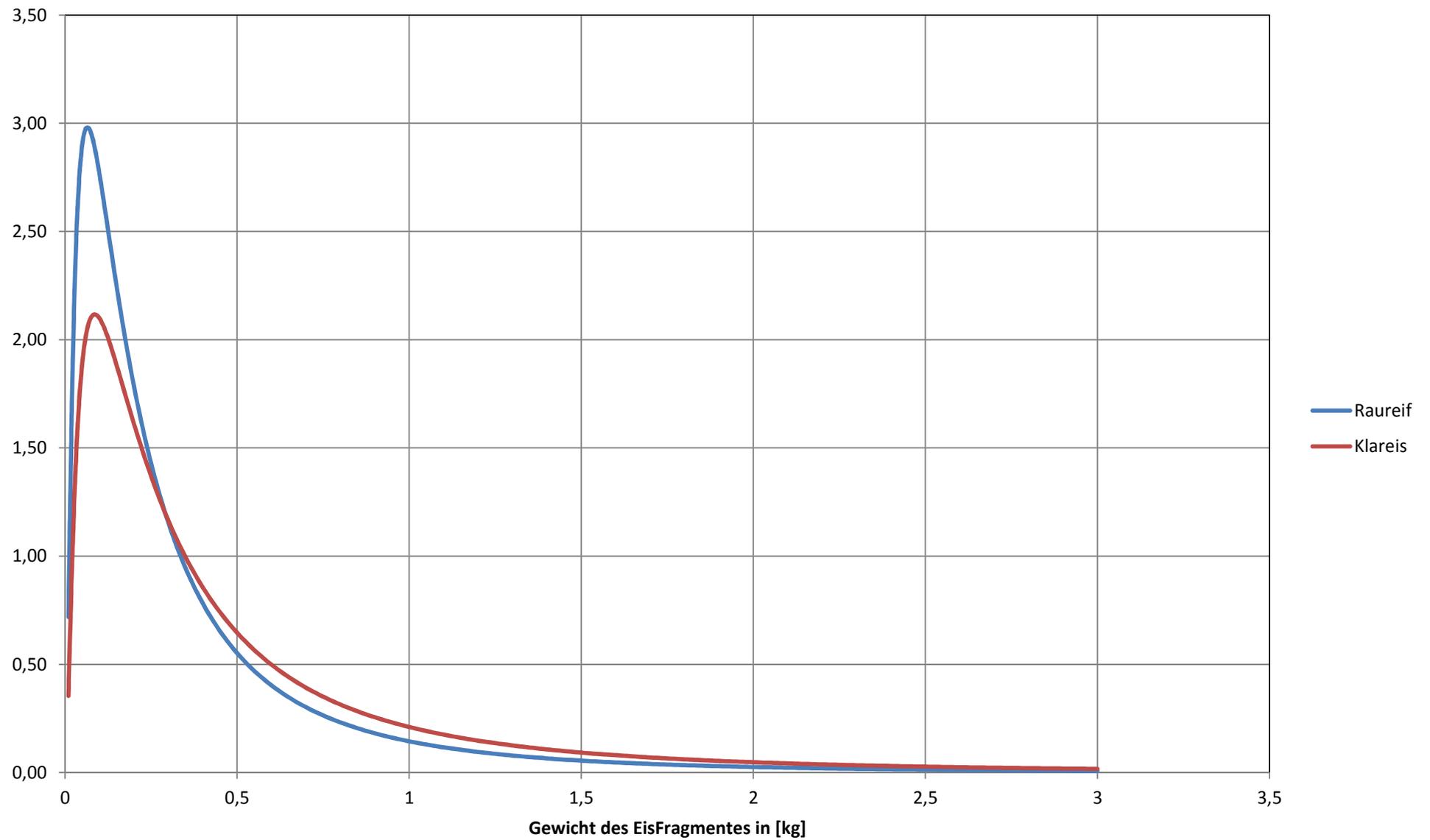
## Turmbruch

| Anzahl der Anlagen |        |        | Schäden                |              |
|--------------------|--------|--------|------------------------|--------------|
| Jahr               | Anfang | Ende   | Ereignisse             | Schadensrate |
| 1999               | 6.205  | 7.875  | 1                      | 1,42E-04     |
| 2000               | 7.875  | 9.359  | 2                      | 2,32E-04     |
| 2001               | 9.359  | 11.438 | 0                      | 1,00E-06     |
| 2002               | 11.438 | 13.766 | 3                      | 2,38E-04     |
| 2003               | 13.766 | 14.653 | 0                      | 1,00E-06     |
|                    |        |        | Mittelwert 1999 - 2003 | 1,23E-04     |

## Anlage

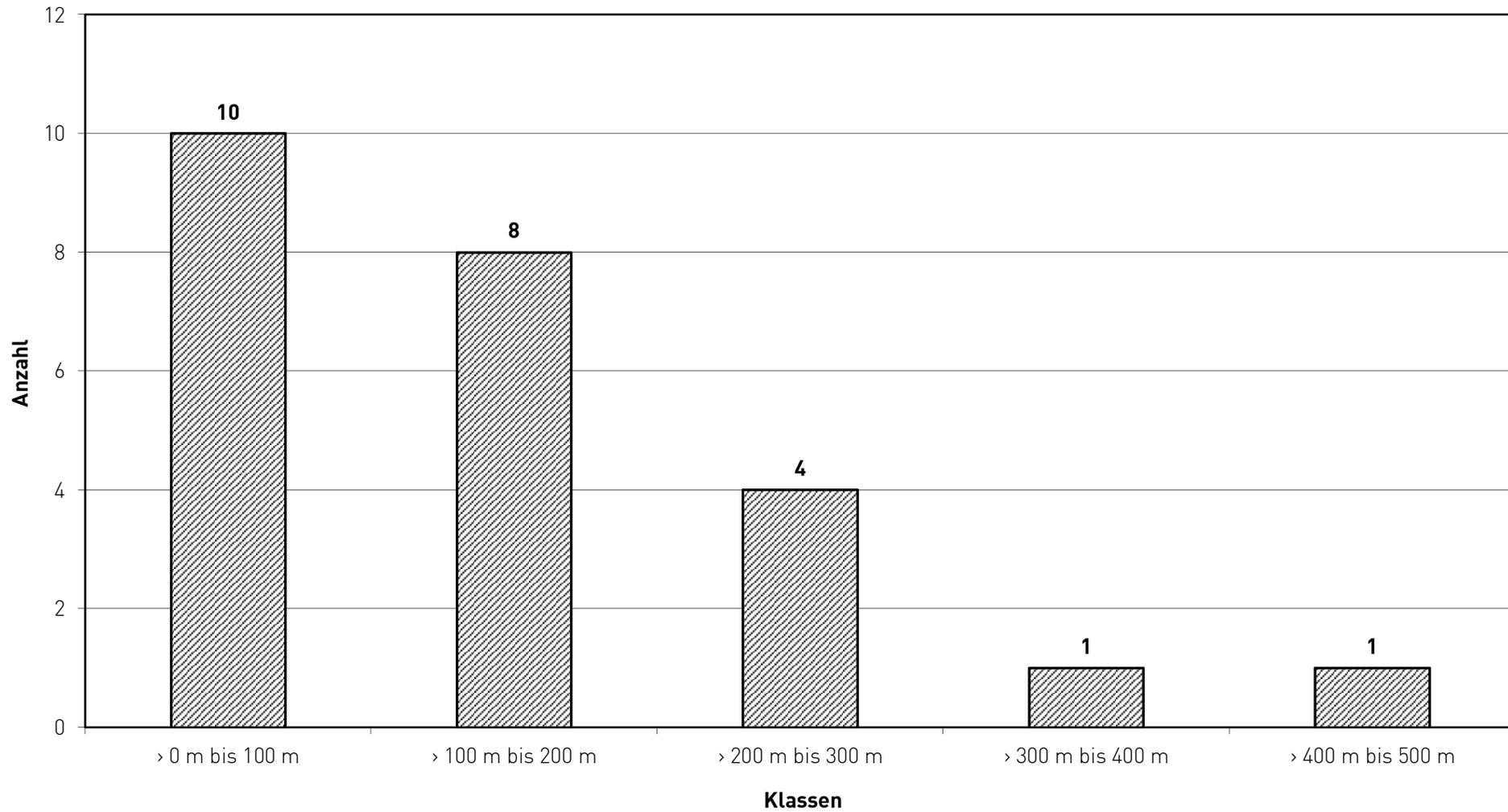
A 5 Eintrittswahrscheinlichkeit der Versagensszenarien – Eiswurf

## Dichtefunktion der Gewichte von Eisklumpen beim Abwurf



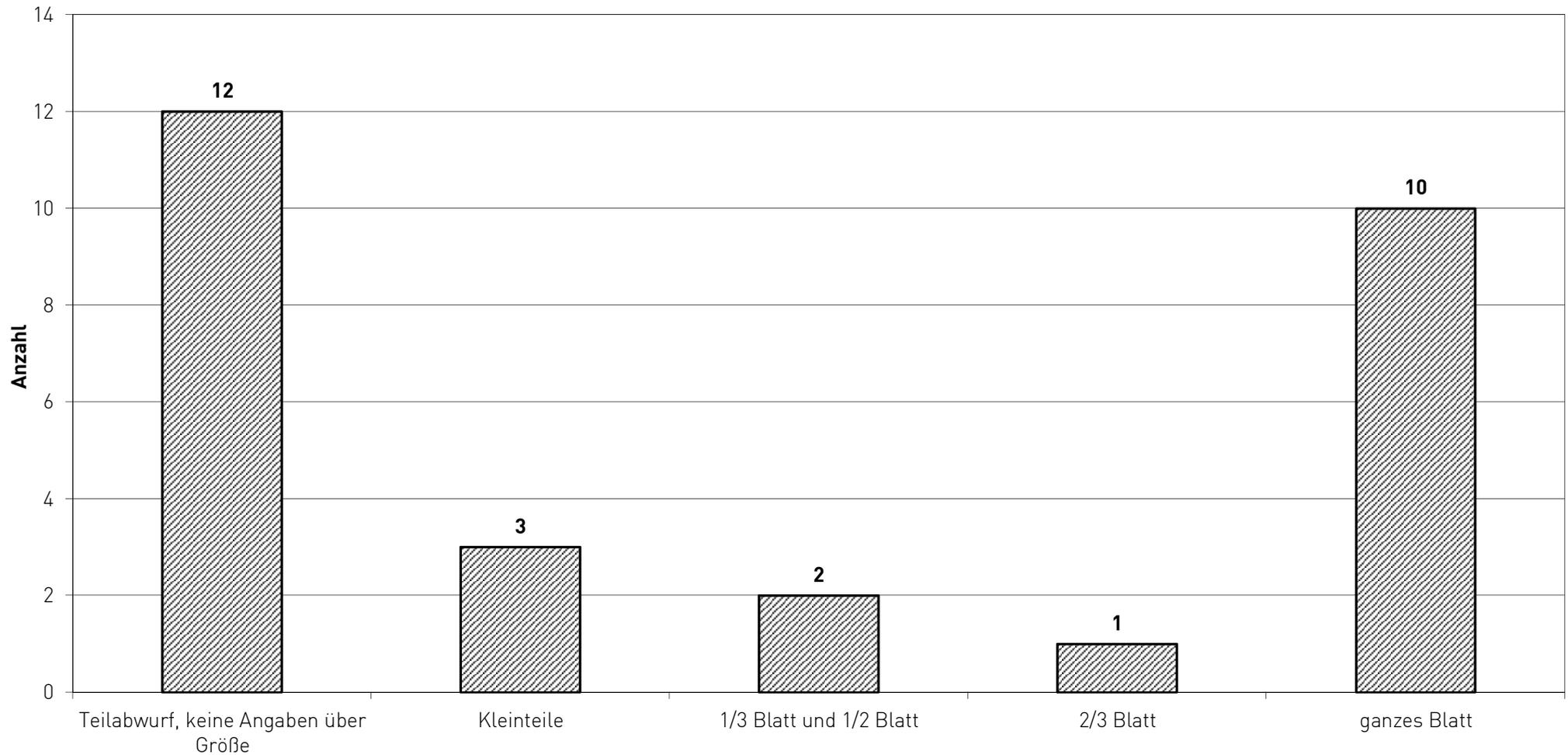
## Anlage

A 6      Ergänzende Untersuchungen zum Rotorblattabwurf

**Ergänzende Untersuchung zum Rotorblattabwurf****Wurfweiten aus Internetstatistik**

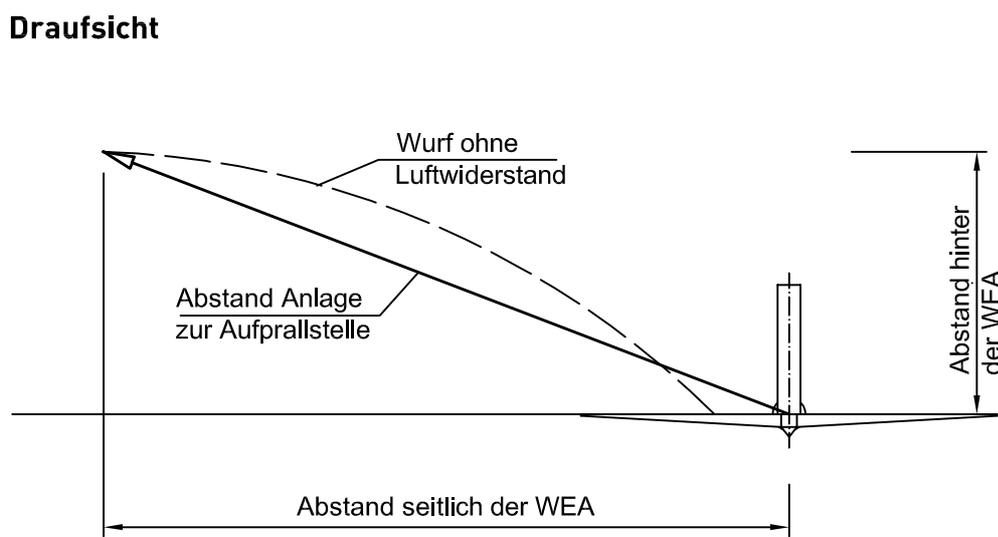
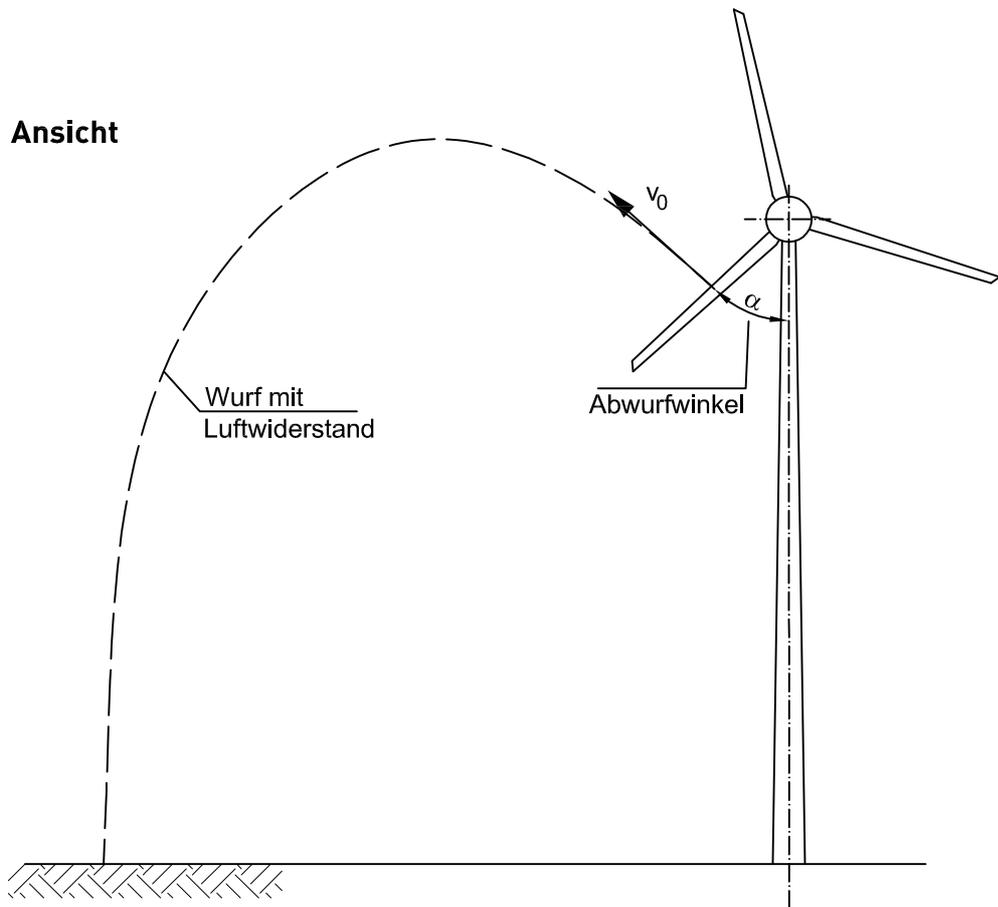
## Ergänzende Untersuchung zum Rotorblattabwurf

### Größe der abgeworfenen Teile



## Anlage

A 7 Geometrie des Rotorblatabwurfs



## Anlage

A 8 Kenngrößen zur Berechnung der Wurfbahn

## Kenngrößen zur Berechnung der Wurfbahn

### Beiwerte für den Luftwiderstand

| Beiwert c [-]  | Fall                   | Wurf                     |
|----------------|------------------------|--------------------------|
| <b>Bauteil</b> | <b>DIN EN 1991-1-4</b> | <b>Tragflügeltheorie</b> |
| Ganzes Blatt   | 1,6                    | 1,2 bis 0,1              |
| 30%-Blatt      | 0,8                    | 0,2 bis 0,1              |
| Tip            | 0,8                    | 0,1                      |

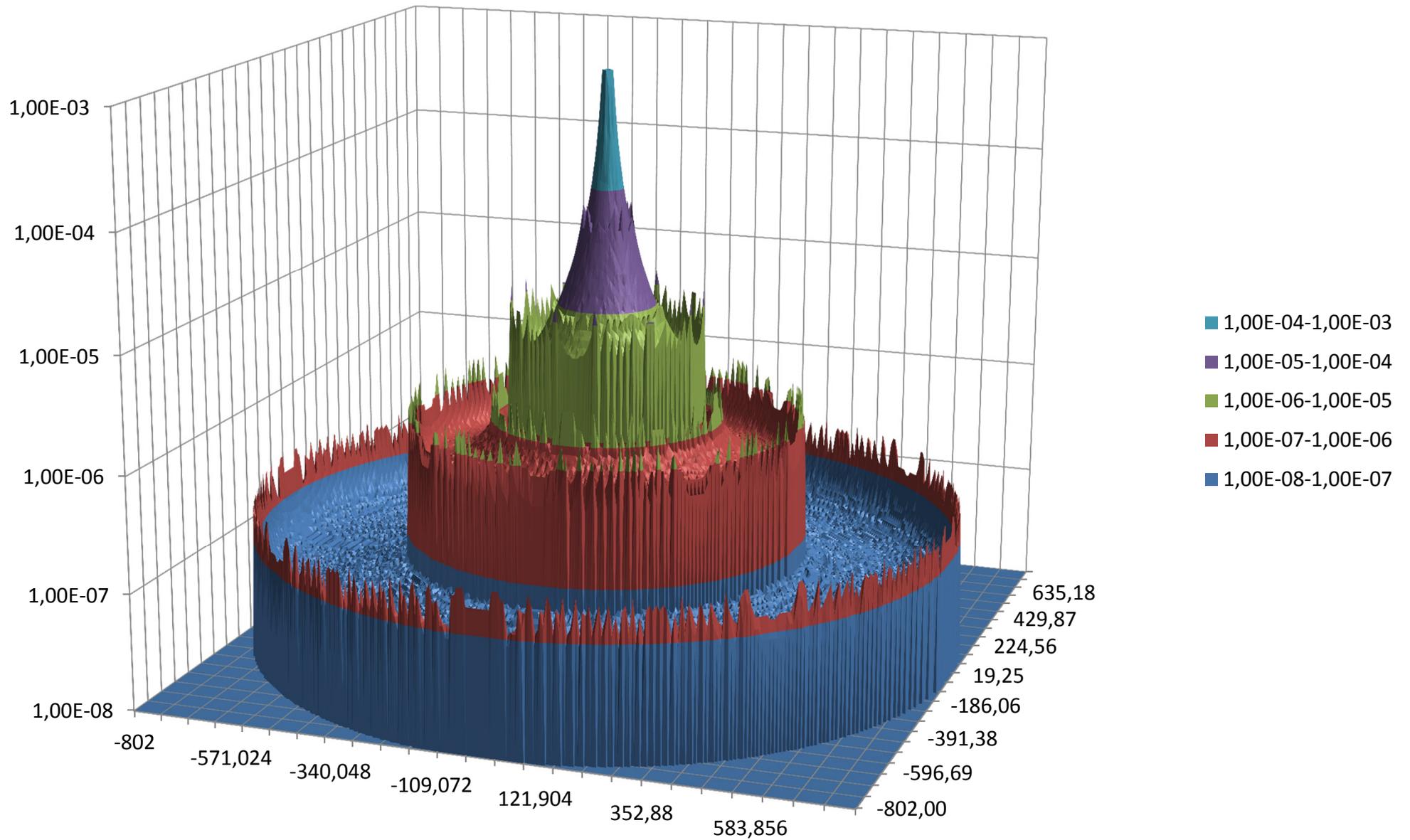
### Anteil der Flugcharakteristik

| Beiwert c [-]  | Fall                   | Wurf                     |
|----------------|------------------------|--------------------------|
| <b>Bauteil</b> | <b>DIN EN 1991-1-4</b> | <b>Tragflügeltheorie</b> |
| Ganzes Blatt   | 100%                   | 0%                       |
| 30%-Blatt      | 20% bis 50%            | 50% bis 80%              |
| Tip            | 20%                    | 80%                      |

## Anlage

- A 9 Eintrittswahrscheinlichkeit für Aufprallstellen beim Abwurf rotierender  
Teile

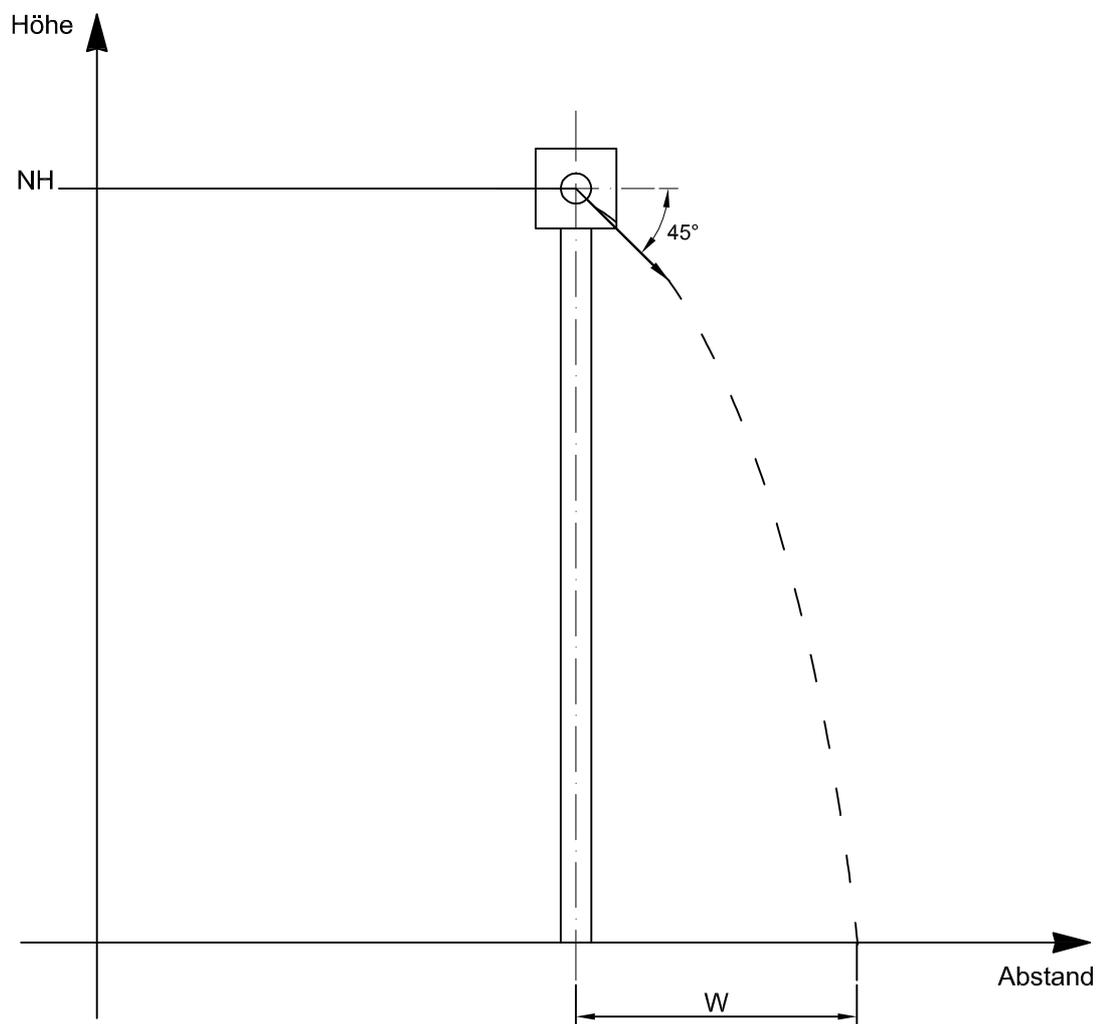
## Abwurf Rotorblatteile unterschiedlicher Größe – Räumliche Dichte



## Anlage

A 10 Geometrie für Abwurf des Maschinenhauses

# Geometrie des Gondelabwurfs



## Anlage

A 11 Gefährdungsbereiche infolge Abwurfs des Maschinenhauses

## Gefährdungsbereiche infolge Abwurfs

### Gefährdung im Bereich Aufprallstelle des Maschinenhauses

| Nabenhöhe<br>[m] | Mindestabstand in [m] für Leistungsklasse |      |      |      |
|------------------|---|------|------|------|
|                  | 1   | 2    | 3    | 4    |
| 60               | 16,6                                      | 18,0 |      |      |
| 80               | 17,8                                      | 19,2 | 20,5 |      |
| 100              | 18,8                                      | 20,2 | 21,6 | 22,9 |
| 120              |   | 21,2 | 22,5 | 23,8 |
| 150              |   | 22,5 | 23,8 | 25,1 |

### Gefährdung im Bereich Aufprallstelle des Maschinenhauses und abstehender Rotorblätter

| Nabenhöhe<br>[m] | Mindestabstand in [m] für Leistungsklasse |      |      |      |
|------------------|---|------|------|------|
|                  | 1   | 2    | 3    | 4    |
| 60               | 45,6                                      | 66,0 |      |      |
| 80               | 46,8                                      | 67,2 | 77,0 |      |
| 100              | 47,8                                      | 68,2 | 78,1 | 84,4 |
| 120              |   | 69,2 | 79,0 | 85,3 |
| 150              |   | 70,5 | 80,3 | 86,6 |

### Gefährdung im Bereich Aufprallstelle des Maschinenhauses und abstehender 50 %-Rotorblätter

| Nabenhöhe<br>[m] | Mindestabstand in [m] für Leistungsklasse |      |      |      |
|------------------|---|------|------|------|
|                  | 1   | 2    | 3    | 4    |
| 60               | 30,1                                      | 41,0 |      |      |
| 80               | 31,3                                      | 42,2 | 47,8 |      |
| 100              | 32,3                                      | 43,2 | 48,8 | 52,6 |
| 120              |   | 44,2 | 49,8 | 53,6 |
| 150              |   | 45,5 | 51,1 | 54,9 |

## Anlage

A 12 Gefährdung infolge Turmbruchs

## Gutachten

# Gefährdung von Schutzobjekten durch nahestehende Windenergieanlagen

## Bewertung des Versagensszenarios Turmbruch

Auftraggeber: Nord-West Oelleitung GmbH

Projekt: 97111

Datum: 02.05.2013

Revision: 00

Hannover – Leipzig

Dr.-Ing. Veenker  
Ingenieurgesellschaft mbH

Heiligengeiststraße 19  
30173 Hannover

Leibnizstraße 25  
04105 Leipzig

mail@veenkerghmbh.de  
www.veenkerghmbh.de

Vereidigte Sachverständige  
Dr.-Ing. Manfred Veenker  
Dipl.-Ing. Jörg Himmerich  
Dipl.-Ing. Alexander Junge

Amtsgericht Hannover  
HRB 57 606  
USt-IdNr.: DE 198 708 104

Geschäftsführer  
Jörg Himmerich

## Inhaltsverzeichnis

|   |    |
|---|----|
| 1. Zusammenfassung  | 4  |
| 2. Vorgang  | 5  |
| 3. Unterlagen   | 6  |
| 3.1 Vorschriften  | 6  |
| 3.2 Angaben zu Versagensszenarien                         | 6  |
| 3.3 Literatur   | 6  |
| 4. Grundlagen   | 8  |
| 4.1 Bemerkungen zur statistischen Auswertung              | 8  |
| 4.2 Bemerkungen zur Dimensionierung des Turmbauwerkes     | 8  |
| 5. Auswertung für das Szenario Turmbruch                  | 10 |
| 5.1 Statistische Angaben                                  | 10 |
| 5.2 Angaben zu den Ursachen                               | 11 |
| 5.2.1 Ursachen zu Ereignissen in der BRD                  | 11 |
| 5.2.2 Sonstige Ursachen                                   | 12 |
| 5.3 Ergänzende geometrische Überlegungen                  | 12 |
| 5.3.1 Trefferwahrscheinlichkeit einer eingerdeten Leitung | 12 |
| 5.3.2 Turmbruch durch abgeworfenes Rotorblatt             | 14 |
| 5.4 Zusammenstellung für relevante Szenarien              | 15 |
| 6. Zusammenfassende Bewertung                             | 16 |

## Anlagenverzeichnis

|     |   |
|-----|---|
| A 1 | Statistiken für Turmbruch                     |
| A 2 | Trefferwahrscheinlichkeit eingeedeter Objekte |
| A 3 | Lageplan der Wurfparabel                      |

## 1. Zusammenfassung

Bei der Aufstellung von Windenergieanlagen kommt es unter Umständen zu einer Gefährdung von in der Nähe befindlicher Schutzobjekte, wie z. B. Anlagen für den Transport oder die Bearbeitung von Energie. Eines der Gefährdungspotenziale ist der Turmbruch, der in dem vorliegenden Gutachten bewertet wird. Anlass der Bewertung ist eine differenzierte Betrachtung sowohl der Statistiken als auch der Versagensszenarien. Insbesondere hinsichtlich der Statistik sind Zweifel an der Zufälligkeit des Ereignisses angebracht.

In dem vorliegenden Gutachten wurden die folgenden Szenarien untersucht und bewertet:

- Der Turmbruch infolge Versagen im Turmbauwerk liefert die geringste Gefährdung für eine eingeedete Leitung. Hierbei wird vorausgesetzt, dass die Anlage nach den einschlägigen Vorschriften errichtet und betrieben wird. Dies ist zu prüfen, kann bei Neuanlagen praktisch vorausgesetzt werden und ist bei Altanlagen in der Regel der Fall.
- Der Turmbruch infolge Treffer durch ein abgeworfenes Rotorblatt liefert ebenfalls Eintrittswahrscheinlichkeiten unterhalb des Grenzwertes für eingeedete Gashochdruckleitungen und Mineralölferrleitungen. Hier wird ungünstig angenommen, dass trotz geringer Horizontalkomponente der Wurfgeschwindigkeit der Turm in jedem Trefferfall zu Bruch kommt.
- Der Turmbruch infolge eines in Überdrehzahl geratenen Rotors liefert ebenfalls zulässige Gefährdungen für eingeedete Gashochdruckleitungen und Mineralölferrleitungen.

Aus den Ergebnissen ist herzuleiten, dass eine Betrachtung des Versagensszenarios Turmbruch nicht anzusetzen ist.

## 2. Vorgang

Die Aufstellung von Windenergieanlagen erfolgt auf Flächen, die oftmals durch andere Nutzer beansprucht werden. Teilweise befinden sich auf diesen Geländen sicherheitsrelevante Anlagen, z. B. für den Transport oder die Bearbeitung von Energie. Der Abstand zwischen den Windenergieanlagen und den anderen sicherheitsrelevanten Schutzobjekten ist oftmals so gering, dass eine gegenseitige Gefährdung nicht ausgeschlossen werden kann.

Im vorliegenden Fall werden die Gefährdungen betrachtet, die von Windenergieanlagen ausgehen. Betrachtet werden Versagensszenarien, aufgrund derer es zu einer Zerstörung des Schutzobjektes mit Freisetzung gefährlicher Medien bzw. mit Fatalitäten kommen kann. In einer Studie (Unterlage U 8) wurden derartige Gefährdungen von Schutzobjekten bewertet. Die Bewertung erfolgte dahingehend, dass unter verallgemeinerten Bedingungen ein Mindestabstand zwischen Windenergieanlage und dem Schutzobjekt definiert wurde. Die Bestimmung erfolgt unter Berücksichtigung probabilistischer und kinematischer Ansätze. Aufgrund des veränderten Maschinenparks von Windenergieanlagen sowie aufgrund einer Vielzahl von zusätzlich zu bewertenden Schutzobjekten wird diese Studie zurzeit aktualisiert (Unterlage U 9).

Eines der zu betrachtenden Versagensszenarien ist der Turmbruch. Die Betrachtung der bekannt gewordenen Fälle eines derartigen Schadens lässt Zweifel an der statistischen Verwertbarkeit des Zahlenmaterials aufkommen. Wir sind beauftragt worden, diesen Aspekt detaillierter darzustellen.

## 3. Unterlagen

### 3.1 Vorschriften

- U 1 DIN EN 1990: „Eurocode: Grundlagen der Tragwerksplanung; Deutsche Fassung EN 1990:2002+A1:2005+A1:2005/AC:2010“, Ausgabe 12/2010, einschließlich nationaler Anhang
- U 2 GL IV-Teil 1: „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen“, Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, Ausgabe 2010
- U 3 DIBt: „Richtlinie für Windenergieanlagen; Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“, Fassung 2004

### 3.2 Angaben zu Versagensszenarien

- U 4 Zusammenstellung von Unfällen im Zusammenhang mit Windkraftanlagen für den Zeitraum 1996 bis 2003, Internetrecherche, Bearbeitungsstand vom 25.09.2003
- U 5 Anzahl der installierten Windenergieanlagen in der BRD, Internetrecherche, Quelle:  
[www.windenergie.de/infocenter/statistiken/deutschland/windenenergieanlagen-deutschland](http://www.windenergie.de/infocenter/statistiken/deutschland/windenenergieanlagen-deutschland)
- U 6 Meldungen über einen Turmbruch am 13.01.2007 bei Bendorf im Kreis Steinburg, Kreis Schleswig-Holstein; Internetrecherche [www.wind-watch.org/news/2007/08/24/the\\_dangers\\_of\\_windpower/](http://www.wind-watch.org/news/2007/08/24/the_dangers_of_windpower/)
- U 7 Meldungen über den Bruch einer D-Windanlage bei Kirdorf; Internetrecherche, diverse Artikel

### 3.3 Literatur

- U 8 Gutachten 19003, Revision 7 „Windenergieanlagen in Nähe von Schutzobjekten/Bestimmung von Mindestabständen“, aufgestellt von der Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH, vom 11.03.2005

- U 9 Gutachten 97111, Revision 1 „Windenergieanlagen in Nähe von Schutzobjekten/Bestimmung von Mindestabständen“, aufgestellt von der Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH, vom 18.09.2012
- U 10 Braam, H.; van Mulekom, G. H.; Smit, R. W.: „Handboek Risicozonering Windturbines“, Revision 2, Ausgabe 01/2005

## 4. Grundlagen

### 4.1 Bemerkungen zur statistischen Auswertung

Ziel der statistischen Auswertung in den unter Unterlage U 8 genannten Untersuchungen ist die Ermittlung einer Eintretenswahrscheinlichkeit für die unterschiedlichen Versagensszenarien (Abwurf von Rotorblättern, Abwurf eines Maschinenhauses und Turmbruch). Bei der statistischen Auswertung sind einige Besonderheiten zu berücksichtigen.

Bei der Bewertung von seltenen Ereignissen ist das Zahlenmaterial über größere Zeiträume zu beachten. Die Untersuchung hat das Ziel eine ausreichende Anzahl von Ereignissen zu berücksichtigen.

Ein weiteres Ziel dieser Untersuchungen ist die Feststellung von zeitabhängigen Tendenzen. Zeigt sich über einen längeren Zeitraum für ein bestimmtes Ereignis eine ähnliche Häufigkeit von Ereignissen, so kann von einer zufälligen Verteilung ausgegangen werden. Ist diese weitgehend konstante Häufigkeit jedoch nicht festzustellen, so sind hier Einflüsse zu vermuten, die keiner zufälligen Verteilung unterliegen. Lassen sich für diese Veränderungen der Häufigkeit Ursachen angeben, so sind die aus Statistiken ermittelten Eintretenswahrscheinlichkeiten in dem vorliegenden Fall nicht anzusetzen.

### 4.2 Bemerkungen zur Dimensionierung des Turmbauwerkes

Bei einer Windenergieanlage handelt es sich um eine Kombination aus einem Bauwerk und einem Maschinenteil. Der Turm unterliegt dem Bauordnungsrecht. Die Dimensionierung des Turmes erfolgt nach der DIBt-Richtlinie (U 3), die auf der DIN EN 1990 (U 1) basiert. Die technische Ausführung des Maschinenteiles (Rotor und Maschinenhaus) erfolgt nach der GL-Richtlinie (U 2).

Die Dimensionierung des Turmbauwerkes erfolgt nach dem semiprobabilistischen Verfahren. Dieses Verfahren ist in DIN EN 1990 beschrieben. In den Anhängen zu dieser Vorschrift befinden sich nähere Angaben zur Festlegung von Sicherheitsbeiwerten bzw. Teilsicherheitsbeiwerten. Nach Anhang B dieser Vorschrift ist das Bauwerk in die Zuverlässigkeitsklasse RC 2 einzustufen. In Tabel-

le B.2 wird für derartige Bauwerke bei einem Bezugszeitraum von einem Jahr der Zuverlässigkeitsindex gefordert

$$\beta = 4,7.$$

Sowohl Statistiken als auch die übliche probabilistische Dimensionierungspraxis haben den Bezugszeitraum von einem Jahr. Der Zuverlässigkeitsindex ist proportional zur Höhe der Sicherheit. Er korrespondiert mit der Versagenswahrscheinlichkeit in der Form, dass ein höherer Zuverlässigkeitsindex eine geringere Versagenswahrscheinlichkeit bedeutet. In Anhang C der benannten Vorschrift, dort Tabelle C.1, wird der Zusammenhang zwischen dem Zuverlässigkeitsindex und der Versagenswahrscheinlichkeit angegeben. Für den o. g. Wert des Zuverlässigkeitsindex liefert die Tabelle eine Versagenswahrscheinlichkeit von

$$\text{Zul Pf} = 1 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignissen pro Jahr.}$$

Die Zuordnung der Versagenswahrscheinlichkeit auf den Bezugszeitraum ergibt sich aus der Festlegung gemäß Anhang B.

Aus diesen Festlegungen ist zu schließen, dass ein nach den anerkannten Regeln der Technik dimensioniertes und errichtetes Bauwerk eine Versagenswahrscheinlichkeit von weniger als  $1 \cdot 10^{-6}$  Ereignissen pro Jahr hat.

Wie bei allen größeren bzw. bedeutsamen Bauwerken ist eine Überwachung in den Vorschriften verankert. Im vorliegenden Fall ist sowohl die Überwachung der Maschinenbauteile gemäß Unterlage U 2 als auch die Überwachung des Turmbauwerkes gemäß Unterlage U 3 zu beachten. Bezüglich des Turmbauwerkes bedeutet dies, dass auch während der Betriebsphase von dem Turmbauwerk einer Windenergieanlage die gleiche Gefährdung ausgeht, wie von jedem anderen größeren bzw. bedeutsamen Bauwerk auch.

## 5. Auswertung für das Szenario Turmbruch

### 5.1 Statistische Angaben

In der Anlage A 1 befindet sich eine graphische Auswertung zur Anzahl der Ereignisse, dargestellt über die Zeitachse zwischen 1999 und 2012. Es handelt sich um die im Gutachten 19003 (U 8) zusammengestellten Daten zuzüglich der in den Unterlagen U 6 und U 7 dokumentierten Ereignisse.

Für eine statistische Bewertung wird die Anzahl der Windenergieanlagen gemäß Unterlage U 5 zugrunde gelegt. Die Anzahl der Windenergieanlagen ist kontinuierlich gestiegen und liegt derzeit bei ca. 23.000 Anlagen im Gebiet der BRD. Der Bezugsraum BRD korrespondiert mit den dokumentierten Ereignissen von Turmbrüchen. Ereignisse außerhalb der BRD bleiben unberücksichtigt.

Auffallend an den statistischen Daten ist, dass ab ca. 2003 eine deutliche Reduzierung der Ereignisse zu erkennen ist. Dies deutet darauf hin, dass es sich bei dem Ereignis Turmbruch um eine nicht zufällig verteilte Variable handelt. Es sind hier andere Faktoren zu berücksichtigen.

Zur Verdeutlichung der statistischen Abweichungen werden im Folgenden die Zahlenwerte gegenübergestellt für die verschiedenen Zeiträume. In Unterlage U 8 wurde für den Zeitraum 1999 bis 2003 eine Eintretenswahrscheinlichkeit ermittelt von

$$\text{Pf} = 1,2 \cdot 10^{-4} \text{ Ereignissen pro Jahr.}$$

Für den Zeitraum zwischen 2003 und 2012 ergibt sich, unter Berücksichtigung der zwei eingetretenen Ereignisse und der im Mittel zwischen ca. 14.600 und ca. 22.700 je nach Jahr variierenden Anzahl der Windenergieanlagen, eine Eintretenswahrscheinlichkeit von

$$\text{Pf} = 1,0 \cdot 10^{-5} \text{ Ereignissen pro Jahr.}$$

Diese Abweichung der Eintretenswahrscheinlichkeit zeigt auf, dass dieses Ereignis nicht zufällig verteilt ist.

## 5.2 Angaben zu den Ursachen

### 5.2.1 Ursachen zu Ereignissen in der BRD

Für eine Bewertung der zufälligen Verteilung der Ereignisse von Turmbruch werden die Ursachen dieser Ereignisse soweit zugänglich bewertet. In Unterlage U 8 wurden die Ereignisse zwischen 1999 und 2003 bereits bewertet. Für die Ereignisse in diesem Zeitraum ist festzustellen, dass diese immer auf die Nichteinhaltung von Vorschriften zurückzuführen sind. Neben den in Kapitel 3 aufgeführten Unterlagen U 2 und U 3 ist insbesondere die Einschaltung eines anerkannten Sachverständigen für Erd- und Grundbau nach Ordnungsrecht aufzuführen. In den bis 2003 bekannten Ereignissen waren Mängel in der Wartung und/oder nicht fachgerechte Baugrundgutachten verursachend.

Zu dem in Unterlage U 6 aufgeführten Ereignis im Jahre 2007 liegen keine Informationen vor. Auch bei Anfragen aus unserem Hause wurde auf Nachrichtensperren verwiesen.

Dagegen ist das in Unterlage U 7 dokumentierte Ereignis öffentlich gut dokumentiert. Demzufolge ist es aufgrund einer Fehlfunktion des Stellkranzes für ein Rotorblatt zum Turmbruch gekommen. Aufgrund der Fehleinstellung konnte das Blatt nicht in die Fahnenstellung zurückgefahren werden, sodass es durch den Wind weiter angetrieben wurde und der Rotor in Überdrehzahl geriet. Es kam zu Schwingungen im Turm, die das Versagen des Turmbauwerkes ca. auf  $\frac{1}{4}$  Höhe verursacht haben. Wie die nachfolgenden Untersuchungen zeigten, ist die Fehleinstellung des Stellkranzes auf einen Mangel in der Inspektion zurückzuführen. Die darauf durchgeführten Untersuchungen haben ergeben, dass bei allen Stellkränzen dieser Windenergieanlage eine Vorschädigung vorhanden war, die durchaus hätte erkannt werden müssen. Der Gutachter hat dann den sukzessiven Austausch dieses Bauteils vorgeschlagen, was durch den Betreiber der Windenergieanlagen umgesetzt wurde.

Wie bereits in Unterlage U 8 angegeben, lässt sich für das zu einem späteren Zeitraum dokumentierte und auswertbare Ereignis dieselbe Aussage übertragen. Die Eintretenswahrscheinlichkeit eines Turmbruchs ist auf die Nichteinhaltung von Vorschriften zurückzuführen. In diesem Fall ist der Bruch auf Mängel in der Überwachung zurück zu führen.

G:\2011\97111\02\_Grundgutachten\02\_Bericht\97111\_Be02\_R00.docx

97111

Revision 00

Seite 11

### 5.2.2 Sonstige Ursachen

Als weitere Ursache für einen Turmbruch ist der Aufprall eines Rotorblattes auf das Turmbauwerk zu sehen. Hierfür sind zwei Szenarien denkbar.

In dem ersten Szenario hat sich das Rotorblatt bereits gelöst und es schlägt aufgrund des ungünstigen Abwurfwinkels und der hieraus resultierenden räumlichen Wurfparabel auf den Turm auf. Dieses Szenario wird in Kapitel 5.3.2 näher bewertet.

Im zweiten Szenario befindet sich das einzelne Rotorblatt noch an der Rotornabe. Allerdings ist es bei Sturm aufgrund z. B. eines Wartungsfehlers nicht in die Fahnenstellung gekommen, sodass der Rotor in Überdrehzahl gerät. Wegen des dann anstehenden Winddruckes wird die Deformation des Rotorblattes so groß, dass selbst der durch die Rotorneigung erzeugte Abstand zwischen Rotorblatt und Turm nicht mehr ausreicht. Die Blattspitze prallt auf den Turm auf und es kommt bei genügend Aufprallenergie zum Kollaps des Turmes. Hier ist anzumerken, dass der durch ein Rotorblatt verursachte Turmbruch nicht in der BRD beobachtet wurde. Bekannt sind lediglich Ereignisse im Ausland. Dieses Schadensszenario setzt eine nennenswerte Drehzahl voraus. In der Unterlage U 10 wird hierfür gegenüber Rotorblattbruch ein um zwei Zehnerpotenzen geringerer Wert angegeben. Da es auch in diesem Fall zum Abwurf eines Rotorblattes kommt, ist dann der Wert gemäß Unterlage U 9 anzupassen auf

$$Pf1 = 7 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse pro Jahr.}$$

Für eine Bewertung ist dieser Wert zu multiplizieren mit der Trefferwahrscheinlichkeit einer eingearbeiteten Leitung gemäß Kapitel 5.3.1.

## 5.3 Ergänzende geometrische Überlegungen

### 5.3.1 Trefferwahrscheinlichkeit einer eingearbeiteten Leitung

Beim Turmbruch sind eingearbeitete Schutzobjekte nur dann gefährdet, wenn entweder das Maschinenhaus oder vom Maschinenhaus abstehende Rotorblätter das Schutzobjekt treffen. Ein Rotorblatt erreicht das eingearbeitete Schutzobjekt nur bei einem Auftreffwinkel von weniger als  $30^\circ$  zur Senkrechten.

G:\2011\97111\02\_Grundgutachten\02\_Bericht\97111\_Be02\_R00.docx

97111

Revision 00

Seite 12

In der Anlage A 2 ist der Ergebnisausdruck für die Ermittlung der Trefferwahrscheinlichkeit eines Maschinenhauses auf einer eingeerdeten Leitung. Sie ergibt sich aus dem Verhältnis der Gondellänge zu dem entsprechenden Umfangkreis in Nabenhöhe. Die Definition der Klassen und der dazugehörigen Gondellängen ergibt sich aus dem Datensatz der Untersuchung gemäß Unterlage U 9. Zur Ermittlung ist hierbei die geringstmögliche Nabenhöhe einzusetzen. Der Maximalwert für den Treffer einer Leitung durch das Maschinenhaus eines kippenden Turmes liegt demnach bei

$$Pf_3 = 7 \cdot 10^{-2} \text{ Ereignissen pro Turmbruch.}$$

Eine weitere Gefährdung kann durch abstehende Rotorblätter eintreten. Dies wird wie folgt bewertet:

Das fallende Maschinenhaus samt der Rotorblätter befindet sich innerhalb einer Kugel, deren Radius dem Rotordurchmesser entspricht. Die Wahrscheinlichkeit für das Auftreffen eines der Rotorblätter in einem  $30^\circ$ -Kegel ist zu halbieren, da nur der Teil des Kugelabschnittes betrachtet wird, der weiter liegt, als die Aufprallstelle des Maschinenhauses. Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich hierfür eine Eintrittswahrscheinlichkeit von  $1 \times 10^{-1}$  Ereignissen pro Abwurf.

Die Aufprallstellen für die Rotorblattspitze befinden sich in einem zum Turm konzentrischen Kreis, dessen Außenradius die Aufprallstelle zuzüglich der halben Rotorblattlänge beträgt. Die geradlinig verlaufende Leitung durchquert diesen Kreis in einem Abstand zum Standort der Windenergieanlage, der sich innerhalb der soeben beschriebenen Außengrenzen des Kreises befindet, im Übrigen jedoch beliebig ist. Die Eintrittswahrscheinlichkeit für die Übereinstimmung der Aufprallstelle der Rotorblattspitze mit der Leitungslage ergibt sich aus dem Verhältnis der Leitungsgrundfläche in diesem Kreisring und der Fläche des oben beschriebenen Kreisringes. Die Ermittlung der Eintrittswahrscheinlichkeit für dieses Ereignis für unterschiedliche Nabenhöhen und unterschiedliche Leitungslagen innerhalb des Kreisrings liefert einen Mittelwert von  $6 \cdot 10^{-2}$  Ereignissen pro Turmbruch. Dieser Wert multipliziert mit der Eintretenswahrscheinlichkeit für das Auftreffen unter  $30^\circ$  liefert zusammengefasst eine Trefferwahrscheinlichkeit von  $6 \cdot 10^{-3}$  Ereignissen pro Turmbruch.

Diese Zahlen liefern für den Treffer durch ein abstehendes Rotorblatt einen vernachlässigbaren Einfluss. Zu berücksichtigen ist lediglich die Trefferwahrscheinlichkeit durch das Maschinenhaus.

### 5.3.2 Turmbruch durch abgeworfenes Rotorblatt

Je nach Abwurfwinkel kann der Fall eintreten, dass das abgeworfene Rotorblatt gegen den Turm prallt und es somit zum Turmbruch kommt. In der Anlage A 3 ist beispielhaft der Lageplan einer Wurfparabel dargestellt. Der Turm befindet sich im Koordinatenursprung. Aus den Diagrammen und dem dazugehörigen Zahlenmaterial ist Folgendes zu erkennen:

- Bei den relevanten Abwurfwinkeln handelt es sich um Situationen, in denen das Rotorblatt nach unten abgeworfen wird. Die zugehörige Geschwindigkeitskomponente in horizontaler Richtung ist relativ gering. Somit ist auch die Aufprallenergie in horizontaler Richtung relativ gering. Die Aufprallenergie muss für den Turmbruch sein. Es wird abgeschätzt, dass in dieser Situation der Turmbruch nicht zwangsweise eintritt.
- Die Darstellung zeigt, dass kritische Abwurfwinkel in der Größenordnung von  $15^\circ$  sind. Bei Voraussetzung der statistischen Gleichwertigkeit aller Abwurfwinkel ergibt sich hieraus eine Wahrscheinlichkeit von  $Pf = 15/360 = 4 \cdot 10^{-2}$  Ereignissen pro Abwurf.

#### 5.4 Zusammenstellung für relevante Szenarien

Im Folgenden werden die Zahlenwerte zusammengestellt für die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen, relevanten Versagensszenarien.

##### **Turmbruch infolge Versagen des Turmbauwerkes – Treffer einer eingedeckten Leitung**

Es handelt sich um ein Turmbauwerk, welches nach den einschlägigen Vorschriften errichtet und betrieben wird. Mit der maximal möglichen Versagenswahrscheinlichkeit gemäß Kapitel 4.2 und der Trefferwahrscheinlichkeit einer eingedeckten Leitung gemäß Kapitel 5.3.1 ergibt sich die Eintretenswahrscheinlichkeit eines Schadens zu

$$Pf = 7 \cdot 10^{-8} \text{ Ereignissen pro Jahr.}$$

##### **Turmbruch infolge Treffer durch abgeworfenes Rotorblatt**

Hier sind die Eintretenswahrscheinlichkeit gemäß Unterlage U 9, die Eintretenswahrscheinlichkeit eines ungünstigen Winkels sowie die Eintretenswahrscheinlichkeit für den Treffer einer Leitung anzusetzen. Im Einzelnen ergibt sich

$$Pf = 8 \cdot 10^{-7} \text{ Ereignisse pro Jahr.}$$

##### **Turmbruch durch Rotor in Überdrehzahl**

Mit der Eintrittswahrscheinlichkeit für einen nennenswert in Überdrehzahl geratenen Rotor gemäß Kapitel 5.2.2 und der Trefferwahrscheinlichkeit durch die Gondel gemäß Kapitel 5.3.1 ergibt sich eine Eintrittswahrscheinlichkeit für einen Schaden an einer eingedeckten Leitung von

$$Pf = 5 \cdot 10^{-7} \text{ Ereignissen pro Jahr.}$$

Die zusammengestellten Eintretenswahrscheinlichkeiten liefern Werte, die geringer sind als die Grenzwerte für Gashochdruckleitungen und Mineralölleitungen gemäß Unterlage U 9.

#### 6. Zusammenfassende Bewertung

In den vorliegenden Untersuchungen wurden die folgenden Szenarien untersucht und bewertet. Im Einzelnen sind die folgenden Aussagen zu treffen:

Der Turmbruch infolge Versagen des Bauwerkes liefert vernachlässigbare Werte. Hier wird vorausgesetzt, dass sowohl Errichtung als auch Betrieb der Windenergieanlage nach den einschlägigen Vorschriften (insbesondere U 2 und U 3) durchgeführt werden. Diese Forderung ist bei der Genehmigung zu verankern. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass in der Regel neu errichtete Windenergieanlagen samt Wartungsvertrag an den Betreiber der Windenergieanlage übergeben werden. Hiermit ist sichergestellt, dass eine hochwertige Wartung durchgeführt wird. Bei Altanlagen sind diese Voraussetzungen ebenfalls zu prüfen. Ist die Einhaltung der einschlägigen Vorschriften bei solchen Anlagen nicht gewährleistet, so gelten hierfür nicht die im vorliegenden Fall getroffenen Aussagen.

Bei dem Turmbruch infolge eines abgeworfenen Rotorblattes wird auf der sicheren Seite liegend vorausgesetzt, dass es trotz der geringen Bewegungskomponente in horizontaler Richtung zu einem Turmbruch kommt. Selbst unter dieser Annahme ergeben sich Gefährdungen unterhalb des Grenzwertes.

Bei einem Turmbruch infolge eines in Überdrehzahl geratenen Rotors ergibt sich ebenfalls eine Gefährdung unterhalb des Grenzwertes.

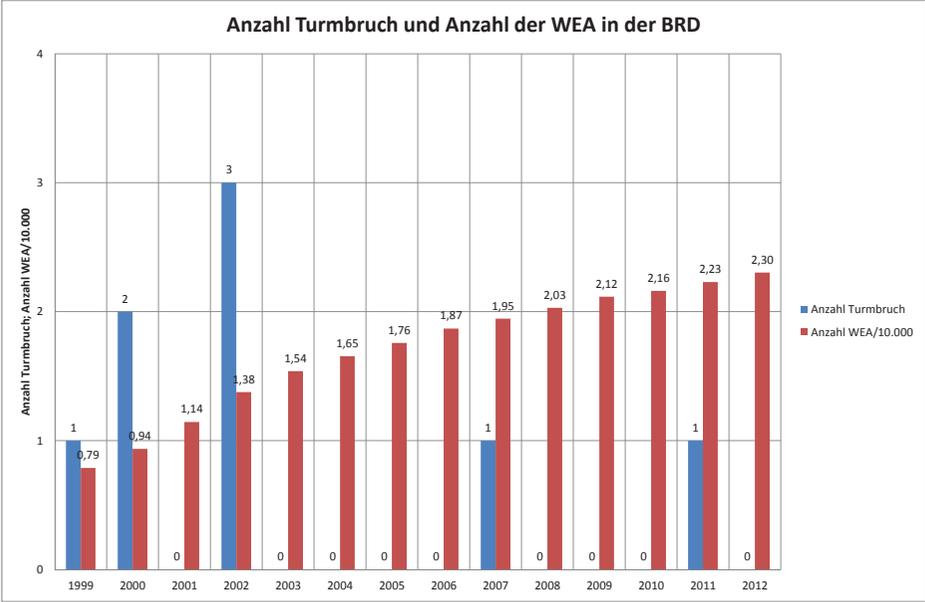
Mit den drei hier skizzierten Versagensszenarien eines Turmbruchs sind die relevanten Szenarien abgehandelt. Als Ergebnis der Bewertung zeigt sich, dass dieses Szenario nicht weiter zu berücksichtigen ist.

Anlage

A 1 Statistiken für Turmbruch

Projekt 97111

Anlage A1



02.05.2013 18:55

G:\2011\97111\02\_Grundgutachten\01\_Bearbeitung\06\_Theorie\_Turmbruch\Studie\_NWO\Schadenfälle\_WKA.xlsx [Dia\_Zeit\_Anzahl]

Anlage

A 2 Trefferwahrscheinlichkeit eingedeter Objekte

Projekt 97111

Anlage A2

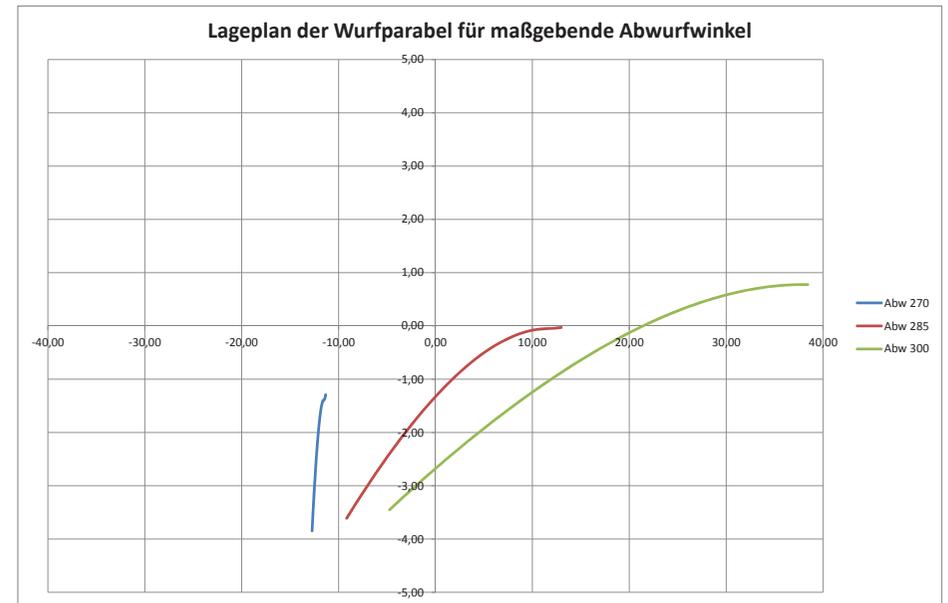
| Nabenhöhe | Pf3, Klasse 1 | Pf3, Klasse 2 | Pf3, Klasse 3 | Pf3, Klasse 4 |
|-----------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 40        | 5,81E-02      | 6,88E-02      |               |               |
| 60        | 3,87E-02      | 4,59E-02      | 5,31E-02      |               |
| 80        | 2,90E-02      | 3,44E-02      | 3,98E-02      | 4,50E-02      |
| 100       |               | 2,75E-02      | 3,18E-02      | 3,60E-02      |
| 120       |               | 2,29E-02      | 2,65E-02      | 3,00E-02      |

Anlage

A 3 Lageplan der Wurfparabel

Projekt 97111

Anlage A3



02.05.2013 19:04

G:\2011\97111\02\_Grundgutachten\01\_Bearbeitung\04\_Theorie\_Blattwurf\Turmtreffer\Aufprall\WKA\_pre00.xlsx [Dia\_LP\_Wurf]

## Anlage

A 13 Beanspruchung von Großrohren

## Abschlussbericht

# Aufprall von Rotorblättern von Windenergieanlagen auf Gashochdruckleitungen DN > 900, DP ≥ 84

Hannover – Leipzig  
Dr.-Ing. Veenker  
Ingenieurgesellschaft mbH  
Heiligengeiststraße 19  
30173 Hannover  
Leibnizstraße 25  
04105 Leipzig  
mail@veenkerghmbh.de  
www.veenkerghmbh.de

## Inhaltsverzeichnis

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| 1. Vorgang                          | 3 |
| 2. Unterlagen                       | 5 |
| 3. Angaben zur Berechnung           | 6 |
| 4. Beschreibung der FEM-Berechnung  | 7 |
| 5. Ergebnisse                       | 8 |
| 6. Leitungen geringerer Druckstufen | 9 |

## Anlagenverzeichnis

|     |                            |
|-----|----------------------------|
| A 1 | Rotorblattgewichte         |
| A 2 | Aufprallgeschwindigkeiten  |
| A 3 | System                     |
| A 4 | Ergebnisse Leitung DN 1000 |
| A 5 | Ergebnisse Leitung DN 1400 |

Auftraggeber: DVGW e. V.

Projekt: 97111

Datum: 10.12.2014

Revision: 01

Vereidigte Sachverständige  
Dr.-Ing. Manfred Veenker  
Dipl.-Ing. Jörg Himmerich  
Dipl.-Ing. Alexander Junge

Amtsgericht Hannover  
HRB 57 606  
USt-IdNr.: DE 198 708 104

Geschäftsführer  
Jörg Himmerich

\\file\projekte\_rw\2011\97111\10\_FEM\_  
Grossrohr\02\_Bericht\Abschlussbericht  
\_R01\97111\_Abschlussbericht\_R01.doc  
x

97111

Revision 01

Seite 2

## 1. Vorgang

Die Schadensrate von Windenergieanlagen (WEA) lässt sich im Wesentlichen eingrenzen auf

- Abwurf von Rotorblättern bzw. Teilen davon,
- Gondelabwurf,
- Turmbruch.

Wegen der guten Datenlage sind diese Größen statistisch erfassbar und bekannt. Schutzobjekte in der Nähe von Windenergieanlagen sind neben Häusern, Verkehrswegen, oberirdischen Anlagen usw. auch eingeeerdete Leitungen. Die Zulässigkeit des bestimmten Abstandes zwischen einer WEA und dem Schutzobjekt ergibt sich aus der Eintretenswahrscheinlichkeit eines Unfalls einer WEA und eines Treffers des Schutzobjektes, wenn der so ermittelte Wert mit einem Grenzwert abgeglichen wird.

Um nun nicht in jedem Einzelfall diesen Sicherheitsabstand ermitteln zu müssen, ist in einem „allgemeinen Gutachten“ (Unterlage U 1) unter konservativen Ansätzen der einzuhaltende Sicherheitsabstand ermittelt und in tabellarischer Form aufgelistet. Wegen des konservativen Ansatzes für viele Parameter lässt sich bei Einzelfalluntersuchungen dieser konservative Sicherheitsabstand im Allgemeinen auf einen sehr viel geringeren Mindestabstand reduzieren.

Bei Gashochdruckleitungen, die einen Durchmesser  $\geq$  DN 1000 haben und eine Druckstufe in der Größenordnung von DP 100 bar, ist die Widerstandsfähigkeit dieser Leitungen so groß, dass sie zwar bei dem Treffer durch ein Rotorblatt signifikant verformt werden, aber der Nachweis gelingt, dass eine Zerstörung der Leitung, die zu einem Gasverlust mit gefährlichen Auswirkungen führen würde, ausgeschlossen ist. Für diese Gashochdruckleitungen kann damit ein Mindestabstand von 25 m bis 35 m gemäß Unterlage U 1 zwischen Turmchse und Leitungsachse zugelassen werden, wenn der Leitungsbetreiber dem in diesem Gutachten aufgezeigten Verformungszustand zustimmt. Das wird in aller Regel dann der Fall sein, wenn ein Leitungsbetreiber beim Trassenneubau bei der Auswahl der Trassen auf solch geringe Mindestabstände angewiesen ist.

Nähere Regelungen zu diesem Sachverhalt finden sich in dem Allgemeingutachten (Unterlage U 1), dort in Kapitel 2 und in Kapitel 10. Die Abstände sind angegeben in Anlage A15 der Unterlage U 1.

\\file\projekte\_rw\2011\97111\10\_FEM\_Grossrohr\02\_Bericht\Abschlussbericht\_R01\97111\_Abschlussbericht\_R01.doc

x  
97111

Revision 01

Seite 3

\\file\projekte\_rw\2011\97111\10\_FEM\_Grossrohr\02\_Bericht\Abschlussbericht\_R01\97111\_Abschlussbericht\_R01.doc

x  
97111

Revision 01

Seite 4

## 2. Unterlagen

- U 1 Gutachten 97111 „Windenergieanlagen in Nähe von Schutzobjekten / Bestimmung von Mindestabständen“, Revision 05, aufgestellt von Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH, mit Datum vom 29.09.2014
- U 2 Gasch, R.; Twele, J. (Herausgeber): „Windkraftanlagen; Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb“, 8. überarbeitete Auflage, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, Ausgabe 2013
- U 3 Lang, H.-J. et al.: „Bodenmechanik und Grundbau“, 9. bearbeitete Auflage 2011, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg
- U 4 Kolymbas, D. „Geotechnik/Bodenmechanik, Grundbau und Tunnelbau“, 3. neu bearbeitete Auflage 2011, Springer-Verlag, Heidelberg, Dordrecht, London, New York
- U 5 DIN EN 1997-1-7: 2007: „Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-7: Allgemeine Einwirkungen – Außergewöhnliche Einwirkungen; Deutsche Fassung EN 1991-1-7: 2006“, Ausgabe 02/2007
- U 6 Meschede, D. „Gerthsen Physik“, 24. überarbeitete Auflage 2010, Springer-Verlag, Heidelberg Dordrecht, London, New York

## 3. Angaben zur Berechnung

Umfangreiche Untersuchungen, die in Unterlage U 1 aufgezeigt sind, zeigen, dass die Rotorblattgewichte bei 17 t begrenzt sind. Die Aufstellung in Anlage A 1 weist zwar auch Blattgewichte in der Größenordnung von 20 t auf, dies sind jedoch Ausnahmen, die selten sind und damit in dieser generellen Berechnung nicht berücksichtigt werden. Der Extremwert für Rotorblattgewichte liegt bei 66 t, jedoch handelt es sich hier um nur sehr vereinzelt errichtete Anlagen (Enercon 126), die für die hier angestellten Betrachtungen keine Rolle spielen.

Aus den Wurfparabelberechnungen in Unterlage U 1 lassen sich auch die Aufprallgeschwindigkeiten ermitteln, die in Anlage A 2 aufgezeigt sind. Diese Aufprallgeschwindigkeiten sind bereits um das Maß der Dämpfung beim Eindringen in das Erdreich gemäß Unterlage U 2 bis U 6 reduziert worden. Sie liegen in der Größenordnung von 35 m/s.

Es wird nunmehr davon ausgegangen, dass das Rotorblatt nicht trudelt, sondern in Achsrichtung des Blattes mit der Spitze auf die Leitung auftrifft. Dabei wird die dünne Spitze des Rotorblattes zerstört und die beim Aufprall wirksame Fläche beträgt

$$a = 2000 \text{ cm} \cdot 40 \text{ cm.}$$

Die Leitung ist gemäß der Darstellung in Anlage A 3 nur auf einem Winkel von 120° gebettet. Diese Annahme liegt auf der sicheren Seite, da das weiter oben umschließende Erdreich die Leitung zwar stützt, aber wegen der geringen Überdeckung nicht auszuschließen ist, dass dieses Erdreich im Verformungsfall weggedrückt wird und somit die Leitung nicht wirksam stützt.

Für die Bewertung der Ergebnisse sind nicht die ermittelten Spannungen maßgebend, da bei der hier ausdrücklich zugelassenen plastischen Verformung die Spannungen durch das Eintreten der Fließspannung begrenzt sind. Es sind vielmehr die Dehnungen, die als begrenzendes Kriterium anzusetzen sind. Diese Dehnungen sind die Bruchdehnungen, die bei den Stählen bekannt sind und deren Grenzwert mit

$$\epsilon_{\text{Grenz}} \ll 25 \%$$

festgelegt wird.

#### 4. Beschreibung der FEM-Berechnung

Der direkte Aufprall eines Windturbinenblattes auf eine im Boden gebettete und unter Innendruck stehende Rohrleitung wird numerisch mithilfe der Finiten-Elemente-Methode simuliert. Hierfür steht die FE-Software Ansys-Structural zur Verfügung, mit der das zu betrachtende System als Flächenmodell modelliert und dynamisch untersucht wird.

Eine dynamische Analyse erlaubt in diesem Fall die relativ genaue Ermittlung des gesamten Deformations- sowie Spannungsverhaltens unter Berücksichtigung von Trägheits- und Dämpfungseffekten (Materialdämpfung) während des Aufprallvorganges. Dieses erfolgt durch das implizite Lösen der strukturellen Gleichgewichtsbedingungen mit Vorgabe von Anfangsrandbedingungen (Anfangsfallgeschwindigkeit sowie Anfangsfallhöhe des Rotorblatts).

Der Rohrleitungsabschnitt wird mit einer Länge von 20 m modelliert. Die Enden dieses Abschnitts werden fest gelagert. Auf der sicheren Seite liegend wird der Boden durch vertikale und horizontale Lagerungen im unteren Bereich der Rohrleitung in einem Winkel von 120° als komplett steif berücksichtigt.

Für den direkten Aufprall zwischen dem Turbinenblatt und der Rohrleitung werden die betreffenden Flächen mit deformierbaren Kontaktelementen versehen.

#### 5. Ergebnisse

Die Ergebnisse für die Berechnung der Leitung DN 1000 sind in Anlage A 4 und die Ergebnisse für die Leitung DN 1400 in Anlage A 5 beigefügt. Die dort aufgeführten Werte zeigen, dass die Berechnung konvergiert. D. h., in dem dynamischen Rechenprozess wird die Aufprallgeschwindigkeit über den Verformungsvorgang auf 0 m/s reduziert und es verbleibt ein stark verformter, aber noch intakter Leitungsquerschnitt.

Leitungen in der Druckstufe um 100 bar, deren Durchmesser zwischen den beiden untersuchten Größen liegt, haben eine linear auf den Durchmesser bezogene Wanddicke, die zwischen den beiden untersuchten Wanddicken der untersuchten Durchmesser liegt und sind damit ebenso tragfähig, wie die beiden untersuchten Leitungen.

## 6. Leitungen geringerer Druckstufen

Es ist möglich, dass Leitungen mit Durchmessern der Größenordnung zwischen DN 1000 und DN 1400 mm mit sehr viel geringeren Nenndruckstufen gefahren werden und damit eine deutlich geringere Wanddicke haben, als die in den vorstehenden Kapiteln untersuchten Leitungen. Für diese Leitungen ist der Nachweis, dass sie durch den Aufprall eines Rotorblattes zwar stark verformt, nicht aber zerstört werden, nicht mehr zu erbringen, weil die Wanddicke zu gering ist.

## Anlage

A 1

Rotorblattgewichte

\\file\projekte\_rw\2011\97111\10\_FEM\_  
Grossrohr\02\_Bericht\Abschlussbericht\_  
\_R01\97111\_Abschlussbericht\_R01.doc  
x

97111  
Revision 01  
Seite 9

\\file\projekte\_rw\2011\97111\10\_FEM\_  
Grossrohr\02\_Bericht\Abschlussbericht\_  
\_R01\97111\_Abschlussbericht\_R01.doc  
x

97111  
Revision 01

Anlage

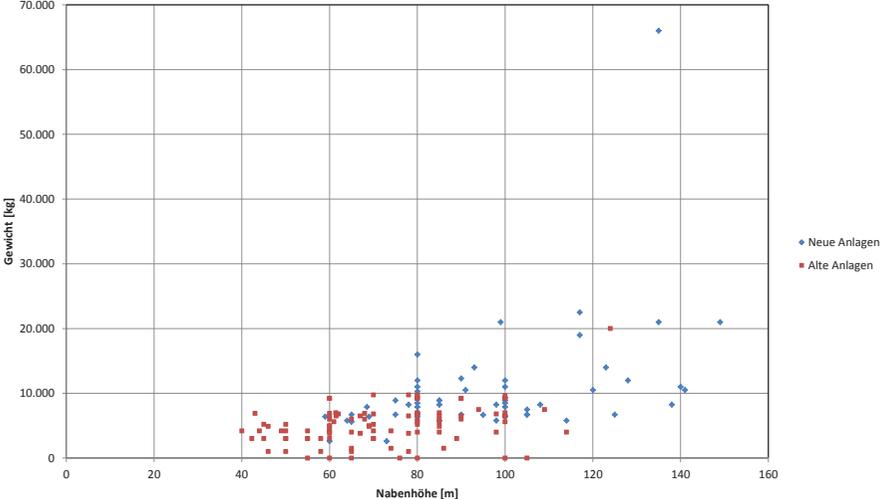
A 2

Aufprallgeschwindigkeiten

Projekt 97111

Anlage A 1

Blattgewicht bei unterschiedlicher Nabenhöhe



02.12.2014 09:19

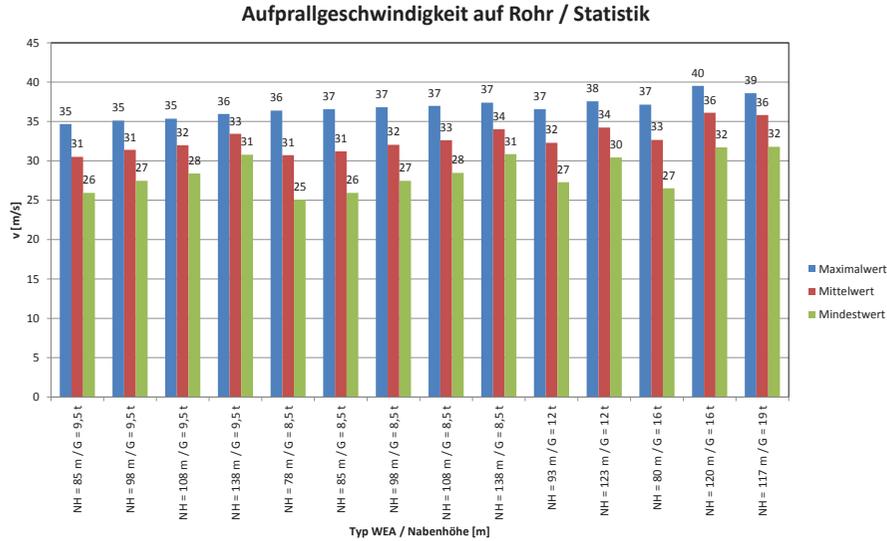
G:\2011\97111\10\_FEM\_Grossrohr\01\_Bearbeitung\01\_Rotorblatt\Daten\_WEA\_R04.xlsx [Dia\_NH\_vs\_Masse]

Anlage

A 3 System

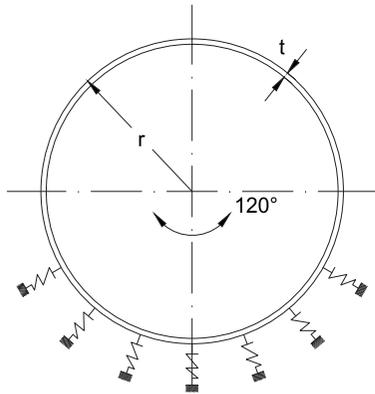
Projekt 97111

Anlage A 2



Anlage A 3

G, v



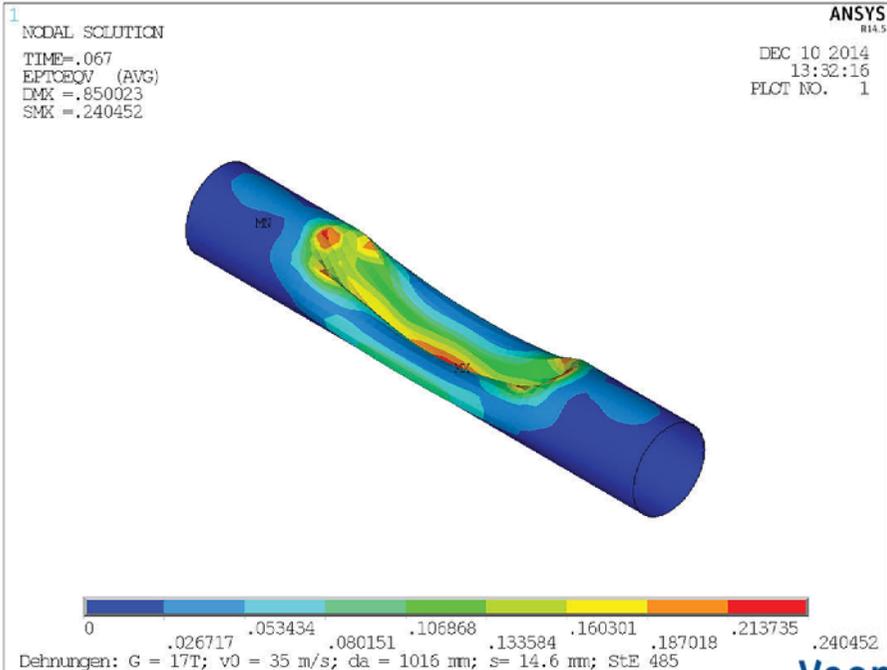
A 4

Anlage

Ergebnisse Leitung DN 1000

Projekt 97111

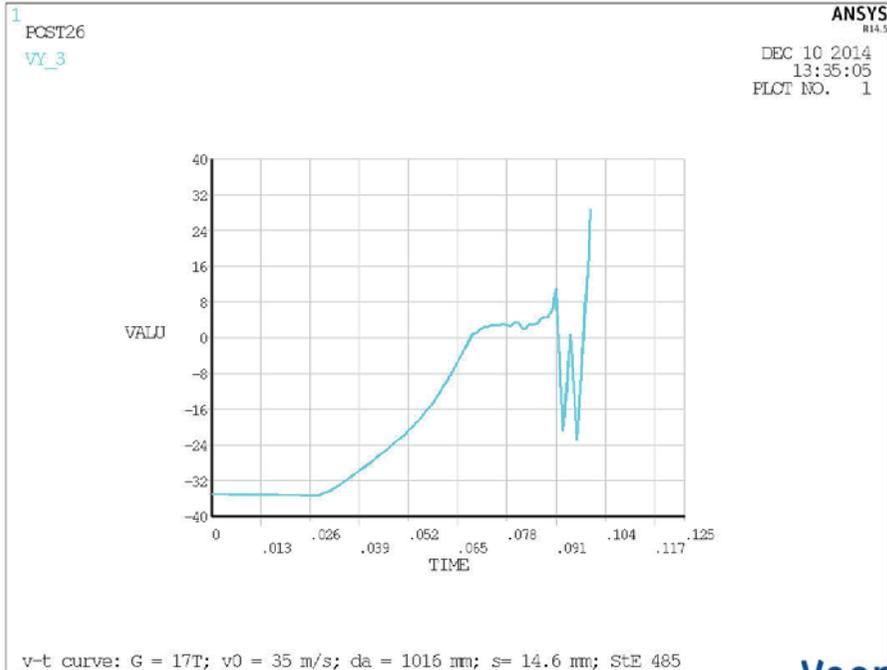
Anlage A 4.1



Veenker

Projekt 97111

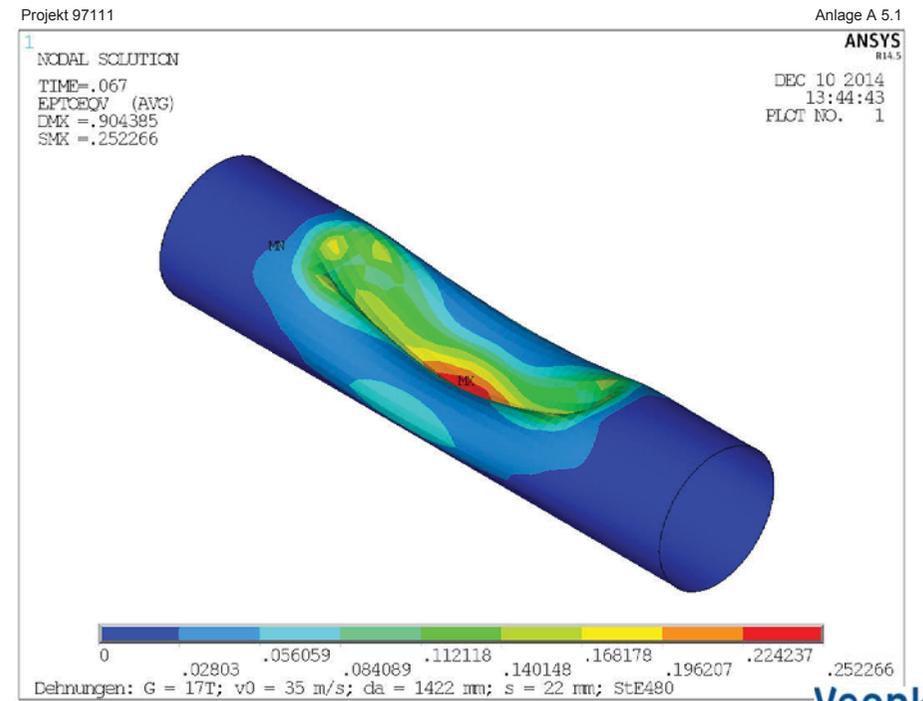
Anlage A 4.2



Veenker

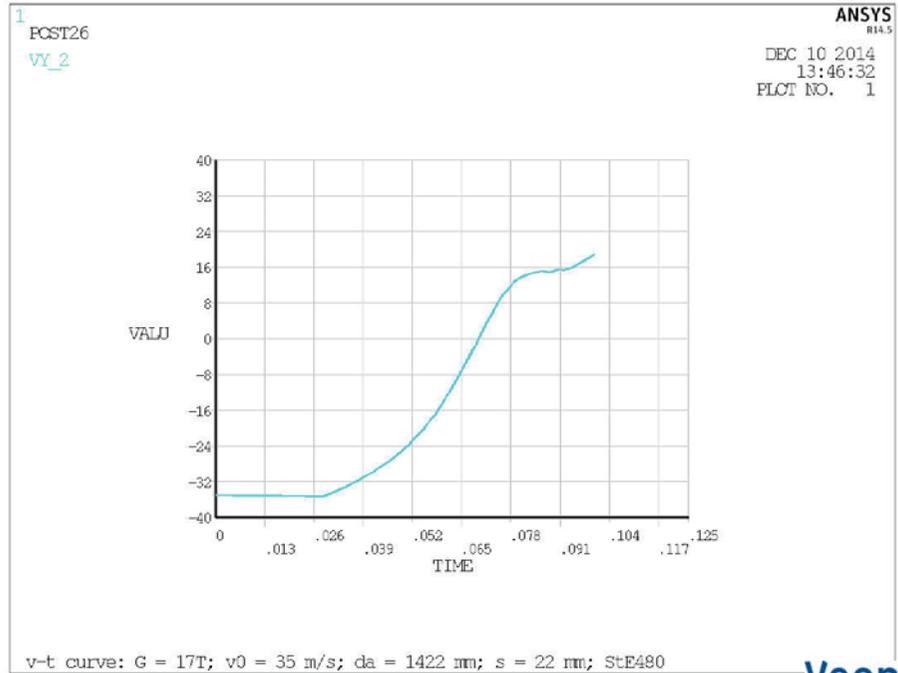
Anlage

A 5 Ergebnisse Leitung DN 1400



Projekt 97111

Anlage A 5.2



Veenker

## Anlage

A 14 Zusammenstellung der berücksichtigten WEA – Klassifizierung

| Klasse | Typ            | Leistung [MW] | Rotor-durchmesser [m] | Abschalt-geschwindigkeit [m/s] | 100%-Blattlänge [m] | 100%-Blattgewicht [kg] | Gondelgewicht [kg] | Gondellänge [m] |
|--------|----------------|---------------|-----------------------|--------------------------------|---------------------|------------------------|--------------------|-----------------|
| 1      | AN 600kW/44-3  | 0,6           | 44,0                  | 25,0                           | 21,0                | 3.000                  | 36.700             | k.A.            |
| 1      | AN 1 MW/54     | 1,0           | 54,0                  | 25,0                           | 26,0                | 4.200                  | 65.000             | k.A.            |
| 1      | AN 1,3 MW/62   | 1,3           | 62,0                  | 25,0                           | 30,0                | 6.000                  | 80.000             | 14,6            |
| 1      | E40            | 0,6           | 40,3                  | 28,0                           | 18,9                | 1.000                  | 60.000             | 7,4             |
| 1      | E-53           | 0,8           | 53,0                  | 34,0                           | 25,3                | 2.600                  | 30.400             | 7,4             |
| 1      | N60            | 1,3           | 60,0                  | 25,0                           | 29,0                | 4.900                  | 73.200             | 10,1            |
| 1      | N62            | 1,3           | 62,0                  | 25,0                           | 29,0                | 5.000                  | 73.500             | 10,1            |
| 1      | NM 750/48      | 0,8           | 48,0                  | 25,0                           | 23,5                | 3.000                  | 36.000             | 9,2             |
| 1      | NM 52/900      | 0,9           | 52,2                  | 25,0                           | 25,5                | 4.200                  | 40.500             | 9,2             |
| 1      | NM 1000/60     | 1,0           | 60,0                  | 20,0                           | 29,0                | 5.200                  | 56.500             | 11,5            |
| 1      | V52-850kW      | 0,9           | 52,0                  | 25,0                           | 25,3                | 1.500                  | 36.500             | 6,7             |
| 2      | AN 2 MW/76     | 2,0           | 76,0                  | 25,0                           | 37,0                | 9.200                  | 134.500            | 16,7            |
| 2      | AN 2,3 MW/82   | 2,3           | 82,0                  | 25,0                           | 40,2                | 9.200                  | 134.500            | 17,3            |
| 2      | E-66           | 1,8           | 70,0                  | 28,0                           | 32,8                | 4.000                  | 102.000            | 11,6            |
| 2      | E-70           | 2,3           | 71,0                  | 34,0                           | 33,3                | 5.800                  | 88.000             | 11,6            |
| 2      | E-82           | 2,3           | 82,0                  | 34,0                           | 38,8                | 8.250                  | 110.000            | 11,6            |
| 2      | GE 1.5s        | 1,5           | 70,5                  | 25,0                           | 34,0                | 5.600                  | 80.000             | 8,0             |
| 2      | GE 1.5sl       | 1,5           | 77,0                  | 25,0                           | 37,0                | 7.000                  | 83.000             | 8,0             |
| 2      | GE 1.5-77      | 1,5           | 77,0                  | 25,0                           | 34,0                | 5.600                  | 49.000             |                 |
| 2      | GE 2.3-94      | 2,3           | 94,0                  | 25,0                           | 45,7                | 9.300                  |                    |                 |
| 2      | GE TC3 2.5-103 | 2,5           | 103,0                 | 25,0                           | 48,7                | 8.906                  |                    |                 |
| 2      | N80            | 2,5           | 80,0                  | 25,0                           | 39,0                | 9.200                  | 144.600            | 13,4            |
| 2      | N90            | 2,3           | 90,0                  | 25,0                           | 43,8                | 9.600                  | 148.600            | 13,4            |
| 2      | N100           | 2,5           | 100,0                 | 25,0                           | 48,7                | 11.000                 | 91.500             | 11,3            |
| 2      | MM82           | 2,1           | 82,0                  | 25,0                           | 40,0                | 6.400                  | 69.000             | 10,3            |
| 2      | MM92           | 2,1           | 92,0                  | 24,0                           | 45,2                | 7.950                  | 69.000             | 10,3            |
| 2      | MM100          | 1,8           | 100,0                 | 22,0                           | 48,9                | 8.500                  | 72.500             | 10,3            |
| 2      | NM 64C/1500    | 1,5           | 64,0                  | 25,0                           | 31,2                | 6.900                  | 75.000             | 11,5            |
| 2      | NM 72C/1500    | 1,5           | 72,0                  | 20,0                           | 35,0                | 6.800                  | 85.000             | 11,3            |
| 2      | NM 82/1500     | 1,5           | 82,0                  | 16,0                           | 40,0                | 7.500                  | 90.000             | 11,3            |
| 2      | NM 92/2750     | 2,8           | 92,0                  | 25,0                           | 44,8                | 9.760                  | 139.700            | 15,1            |
| 2      | S70            | 1,5           | 70,0                  | 25,0                           | 34,5                | 6.015                  | 84.000             | 13,2            |
| 2      | S77            | 1,6           | 77,0                  | 20,0                           | 38,0                | 6.500                  | k.A.               | 13,2            |
| 2      | V66-1,75MW     | 1,8           | 66,0                  | 25,0                           | 32,0                | 3.800                  | 83.800             | 10,1            |
| 2      | V80-2MW        | 2,0           | 80,0                  | 25,0                           | 39,0                | 6.500                  | 117.900            | 10,1            |
| 2      | V90-2MW        | 2,0           | 90,0                  | 23,0                           | 44,0                | k.A.                   | k.A.               | k.A.            |
| 2      | V90-3MW        | 3,0           | 90,0                  | 25,0                           | 44,0                | k.A.                   | k.A.               | k.A.            |
| 2      | V80-2MW        | 2,0           | 80,0                  | 25,0                           | 39,0                | 6.500                  |                    |                 |
| 2      | V90-2.0MW      | 2,0           | 90,0                  | 25,0                           | 44,0                | 6.700                  |                    | 10,4            |
| 3      | 3.4M104        | 3,4           | 104,0                 | 25,0                           | 50,8                | 12.000                 | 112.000            | 13,0            |
| 3      | 3.2M114        | 3,2           | 114,0                 | 22,0                           | 55,8                | 14.000                 | 110.000            | 13,0            |
| 3      | GE 3.6-111     | 3,6           | 111,0                 | 27,0                           | 54,0                |                        | 210.000            | 14,0            |
| 3      | N117/2400      | 2,4           | 116,8                 | 20,0                           | 57,3                | 10.500                 | 91.500             | 11,3            |
| 3      | V90-3.0MW      | 3,0           | 90,0                  | 25,0                           | 44,0                |                        |                    |                 |
| 3      | V100-3.0MW     | 3,0           | 100,0                 | 25,0                           | 49,0                | 7.500                  | 88.000             | k.A.            |
| 3      | V120-4.5MW     | 4,5           | 120,0                 | 25,0                           | 54,6                | 12.300                 | 145.000            | 14,0            |
| 4      | E-101          | 3,0           | 101,0                 | 14,5                           | 48,6                | 20.000                 | 187.000            | 15,0            |
| 4      | E-112          | 4,5           | 114,0                 | 28,0                           | 53,0                | 20.000                 | 440.000            | k.A.            |
| 4      | E-126          | 7,5           | 127,0                 | 34,0                           | 59,9                | 66.000                 | 491.000            | 22,6            |
| 4      | 5M             | 5,1           | 126,0                 | 25,0                           | 61,5                | 19.000                 | 320.000            | 19,0            |
| 4      | 6M             | 6,2           | 126,0                 | 25,0                           | 61,5                | 22.500                 | 330.000            | 19,0            |

## Klassenbildung – Definition

- Klasse 1:
  - $0,5 \text{ MW} < P < 1,5 \text{ MW}$ ; RD 40 m – 65 m; Rotorblattgewicht  $< 15 \text{ to}$
  
- Klasse 2:
  - $1,5 \text{ MW} \leq P < 3,0 \text{ MW}$ ; RD 65 m – 100 m; Rotorblattgewicht  $< 15 \text{ to}$
  
- Klasse 3:
  - $3,0 \text{ MW} \leq P < 4,5 \text{ MW}$ ; RD 100 m – 120 m; Rotorblattgewicht  $< 15 \text{ to}$
  
- Klasse 4:
  - $4,5 \text{ MW} \leq P \leq 8,0 \text{ MW}$ ; RD  $> 120 \text{ m}$ ; Rotorblattgewicht  $\geq 15 \text{ to}$

## Anlage

A 15 Mindestabstände zu Anlagen von Ferngasleitungen

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

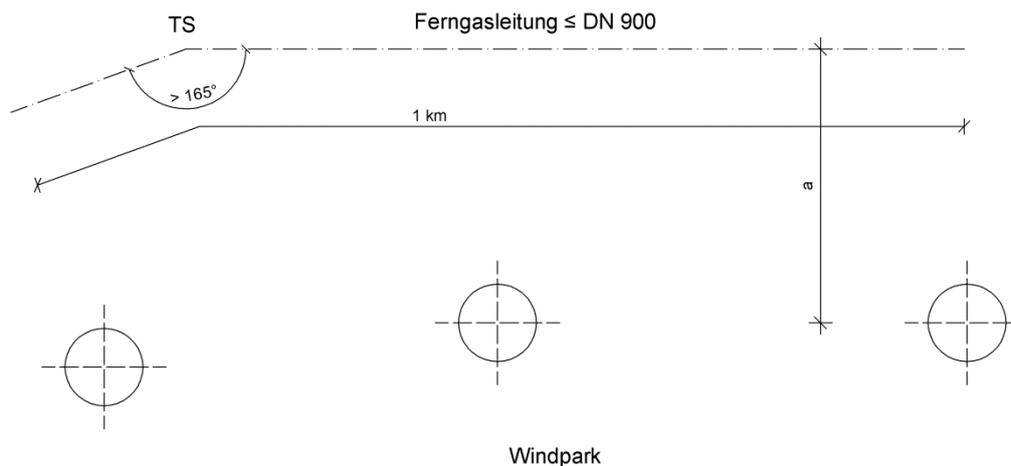
**Schutzobjekt:** Ferngasleitung

**Abmessungen:** bis max. DN900

**Bemerkungen:** Leitung erdverlegt mit Überdeckung von mind. 0,8 m  
 Leitung geradlinig oder mit TS (Winkel > 165°)  
 Zul Pf =  $6 \cdot 10^{-6}$  Ereignisse/(Jahr \* km)  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse    |   |  |   |   |
|--|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis   | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA |   |  |   |   |
| 60   | 25 / 25   | 25 / 25  | - / -   | - / -   |
| 80   | 25 / 25   | 25 / 25  | 25 / 25   | - / -   |
| 100  | 25 / 25   | 25 / 25  | 25 / 25   | 25 / 25   |
| 120  | - / -   | 25 / 25  | 25 / 25   | 30 / 30   |
| 150  | - / -   | 25 / 25  | 30 / 30   | 35 / 35   |

**Skizze zur Erläuterung:**



## Mindestabstand zur Windenergieanlage

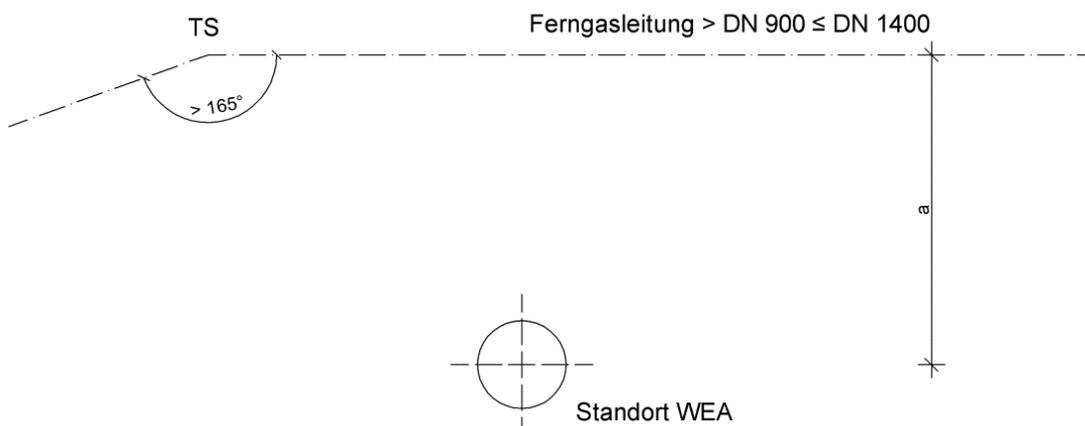
**Schutzobjekt:** Ferngasleitung

**Abmessungen:** größer DN900 bis max. DN1400

**Bemerkungen:** Leitung erdverlegt mit Überdeckung von mind. 0,8 m  
 Leitung geradlinig oder mit TS (Winkel > 165°)  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/(Jahr \* km)  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| Einzelne WEA  |   |  |   |   |
| 60  | 25  | 25   | -   | -   |
| 80  | 25  | 25   | 25  | -   |
| 100   | 25  | 25   | 25  | 25  |
| 120   | -   | 25   | 25  | 30  |
| 150   | -   | 25   | 30  | 35  |

**Skizze zur Erläuterung:**



## Mindestabstand zur Windenergieanlage

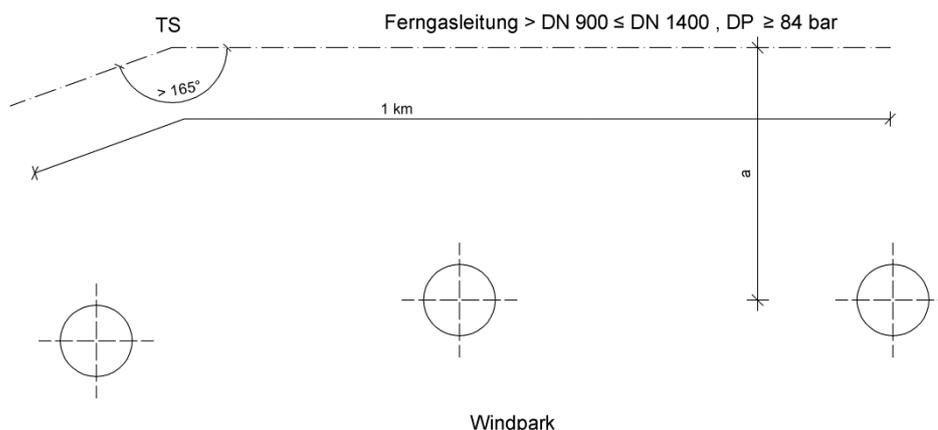
**Schutzobjekt:** Ferngasleitung

**Abmessungen:** größer DN900 bis max. DN1400, DP ≥ 84 bar

**Bemerkungen:** Leitung erdverlegt mit Überdeckung von mind. 0,8 m  
 Leitung geradlinig oder mit TS (Winkel > 165°)  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/(Jahr \* km)  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich  
**Mindestabstände gelten in Abstimmung mit Leitungsbetriebern unter Berücksichtigung von Kapitel 6.3.6**

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung)</b>      |   |  |   |   |
| 60  | 25  | 25   | -   | -   |
| 80  | 25  | 25   | 25  | -   |
| 100   | 25  | 25   | 25  | 25  |
| 120   | -   | 25   | 25  | 30  |
| 150   | -   | 25   | 30  | 35  |

### Skizze zur Erläuterung:



G:\2011\97111\01\_Hauptprojekt\06\_Bericht\Gutachten\_Rev\_06\02\_Anlagen\Quelle\A15.3\_Min\_Zusammenfassung\_Süßgasttg\_DN1400\_R05.docx

97111

Seite 1

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

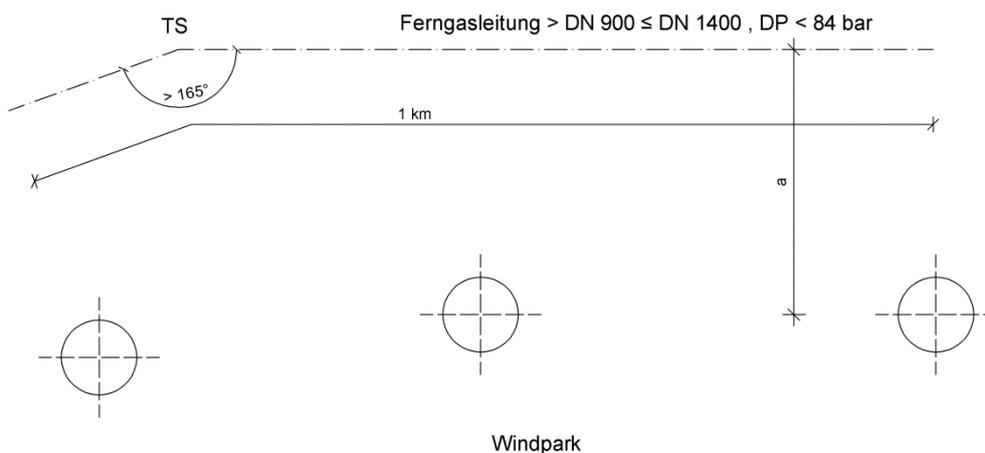
**Schutzobjekt:** Ferngasleitung

**Abmessungen:** größer DN900 bis max. DN1400, DP < 84 bar

**Bemerkungen:** Leitung erdverlegt mit Überdeckung von mind. 0,8 m  
 Leitung geradlinig oder mit TS (Winkel > 165°)  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/(Jahr \* km)  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung)             |   |  |   |   |
| 60  | 70  | 70   | -   | -   |
| 80  | 90  | 90   | 80  | -   |
| 100   | 95  | 95   | 95  | 95  |
| 120   | -   | 115  | 115   | 115   |
| 150   | -   | 145  | 145   | 145   |

### Skizze zur Erläuterung:



G:\2011\97111\01\_Hauptprojekt\06\_Bericht\Gutachten\_Rev\_06\02\_Anlagen\Quelle\A15.4\_Min\_Zusammenfassung\_Süßgasttg\_DN1400\_R05.docx

97111

Seite 1

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

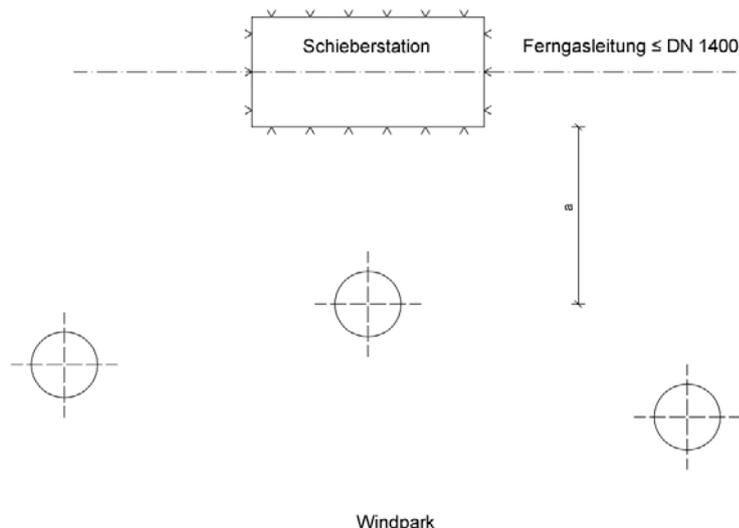
**Schutzobjekt:** Schieberstation für Ferngasleitung

**Abmessungen:** 450 m<sup>2</sup> (30 m x 15 m)  
max. DN1400

**Bemerkungen:** Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch  
Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer  
Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr  
Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 400 / 160   | 425 / 200  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 410 / 170   | 450 / 205  | 620 / 205   | - / -   |
| <b>100</b>  | 420 / 160   | 505 / 215  | 645 / 215   | 320 / 250   |
| <b>120</b>  | - / -   | 555 / 220  | 660 / 220   | 330 / 260   |
| <b>150</b>  | - / -   | 590 / 225  | 675 / 225   | 365 / 290   |

**Skizze zur Erläuterung:**



G:\2011\97111\01\_Hauptprojekt\06\_Bericht\Gutachten\_Rev\_06\02\_Anlagen\Quelle\A15.5\_Min\_Zusammenfassung\_SchieberStSüßgas.docx

## Anlage

A 16 Mindestabstände zu Anlagen von Mineralölferrleitungen

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

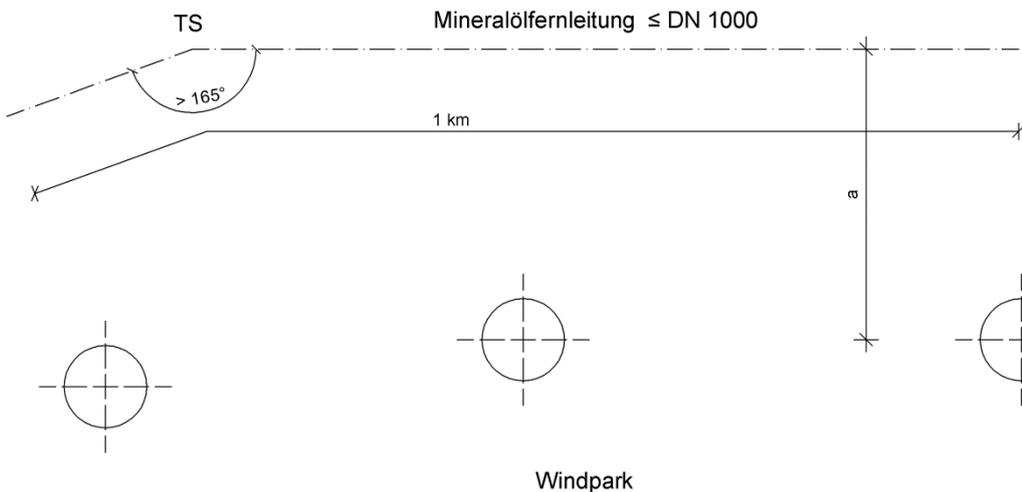
**Schutzobjekt:** Mineralölfernleitung

**Abmessungen:** max. DN1000

**Bemerkungen:** Leitung erdverlegt mit Überdeckung von mind. 0,8 m  
 Leitung geradlinig oder mit TS (Winkel > 165°)  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/(Jahr \* km)  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse           |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis  | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA</b> |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 70 / 25   | 70 / 25  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 90 / 25   | 90 / 25  | 80 / 25   | - / -   |
| <b>100</b>  | 95 / 25   | 95 / 25  | 95 / 25   | 95 / 25   |
| <b>120</b>  | - / -   | 115 / 25   | 115 / 25  | 115 / 30  |
| <b>150</b>  | - / -   | 145 / 25   | 145 / 30  | 145 / 35  |

**Skizze zur Erläuterung:**



## Mindestabstand zur Windenergieanlage

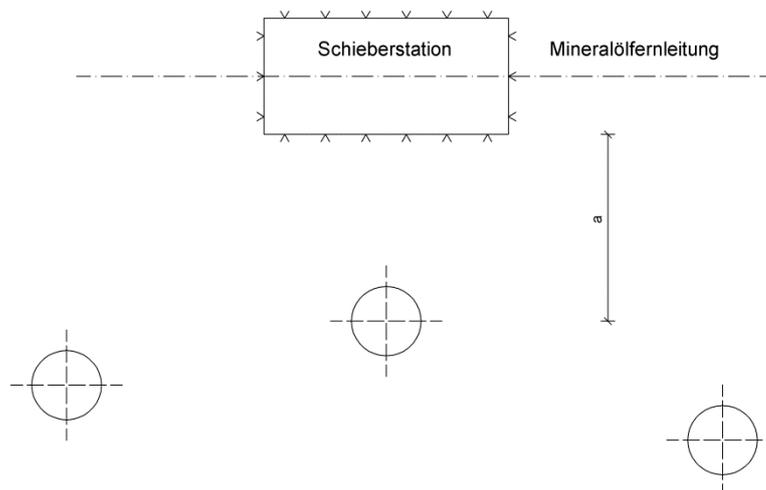
**Schutzobjekt:** Schieberstation einer Mineralölfernleitung

**Abmessungen:** 247 m<sup>2</sup> (19 m x 13 m)

**Bemerkungen:** Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch  
 Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 150 / 150   | 185 / 175  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 160 / 155   | 195 / 185  | 200 / 185   | - / -   |
| <b>100</b>  | 165 / 160   | 205 / 195  | 215 / 195   | 230 / 225   |
| <b>120</b>  | - / -   | 220 / 200  | 220 / 200   | 240 / 235   |
| <b>150</b>  | - / -   | 230 / 210  | 220 / 210   | 255 / 250   |

**Skizze zur Erläuterung:**



## Mindestabstand zur Windenergieanlage

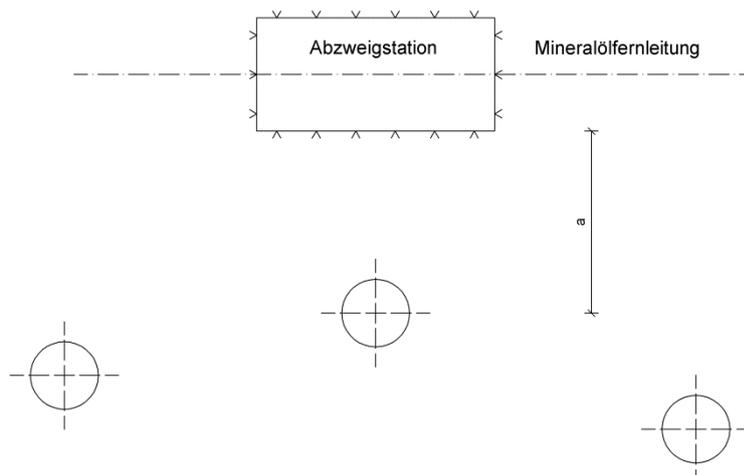
**Schutzobjekt:**                      **Abzweigstation einer Mineralölferrnleitung**

**Abmessungen:**                      **2.035 m<sup>2</sup> (55 m x 37 m)**

**Bemerkungen:**                      **Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch**  
**Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer**  
**Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr**  
**Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich**

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 505 / 385   | 655 / 495  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 515 / 420   | 665 / 525  | 640 / 595   | - / -   |
| <b>100</b>  | 525 / 430   | 680 / 535  | 660 / 600   | 790 / 435   |
| <b>120</b>  | - / -   | 685 / 555  | 680 / 610   | 800 / 445   |
| <b>150</b>  | - / -   | 690 / 565  | 690 / 450   | 810 / 450   |

**Skizze zur Erläuterung:**



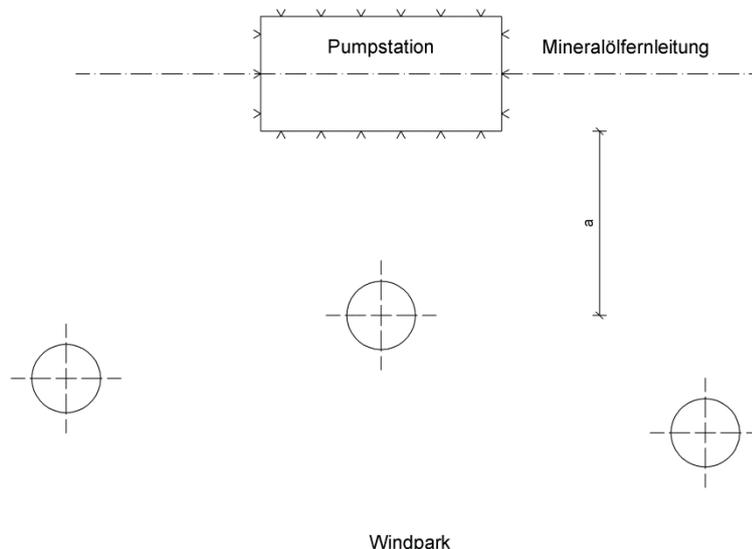
G:\2011\97111\01\_Hauptprojekt\06\_Bericht\Gutachten\_Rev\_06\02\_Anlagen\Quelle\A16.3\_Min\_Zusammenfassung\_AbzweigStÖl.docx

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

- Schutzobjekt:** Pumpstation einer Mineralölferrnleitung
- Abmessungen:** 9.000 m<sup>2</sup> (120 m x 75 m)
- Bemerkungen:** Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch  
 Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| 60  | 510 / 470   | 670 / 550  | - / -   | - / -   |
| 80  | 520 / 480   | 680 / 660  | 650 / 630   | - / -   |
| 100   | 530 / 490   | 695 / 670  | 675 / 655   | 810 / 745   |
| 120   | - / -   | 700 / 675  | 695 / 670   | 825 / 755   |
| 150   | - / -   | 705 / 680  | 705 / 685   | 850 / 775   |

### Skizze zur Erläuterung:



## Anlage

A 17 Mindestabstände zu Anlagen der E&P-Industrie – Medium Süßgas

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

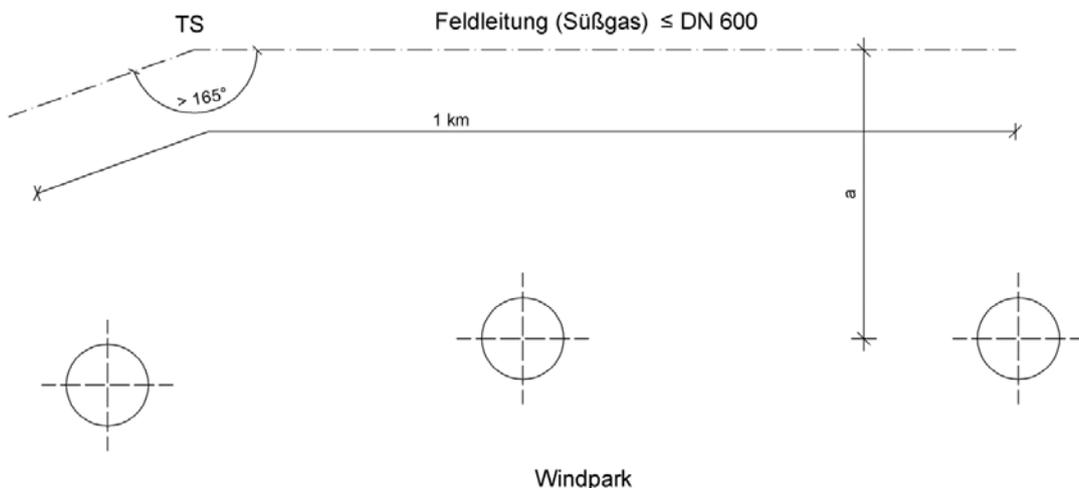
**Schutzobjekt:** E&P-Industrie / Feldleitung (Süßgas)

**Abmessungen:** max. DN600

**Bemerkungen:** Leitung erdverlegt mit Überdeckung von mind. 0,8 m  
 Leitung geradlinig oder mit TS (Winkel > 165°)  
 Zul Pf =  $6 \cdot 10^{-6}$  Ereignisse/(Jahr \* km)  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse    |   |  |   |   |
|--|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis   | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA |   |  |   |   |
| 60   | 25 / 25   | 25 / 25  | - / -   | - / -   |
| 80   | 25 / 25   | 25 / 25  | 25 / 25   | - / -   |
| 100  | 25 / 25   | 25 / 25  | 25 / 25   | 25 / 25   |
| 120  | - / -   | 25 / 25  | 25 / 25   | 30 / 30   |
| 150  | - / -   | 25 / 25  | 30 / 30   | 35 / 35   |

### Skizze zur Erläuterung:



## Mindestabstand zur Windenergieanlage

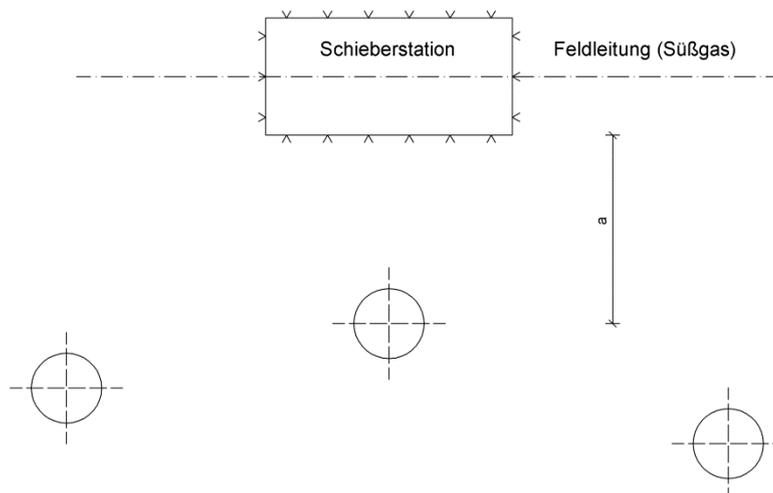
**Schutzobjekt:** E&P-Industrie / Schieberstation einer Feldleitung (Süßgas)

**Abmessungen:** 247 m<sup>2</sup> (19 m x 13 m)

**Bemerkungen:** Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch  
 Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 150 / 145   | 185 / 175  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 160 / 150   | 195 / 180  | 200 / 180   | - / -   |
| <b>100</b>  | 165 / 155   | 205 / 190  | 215 / 190   | 230 / 205   |
| <b>120</b>  | - / -   | 220 / 195  | 220 / 195   | 240 / 230   |
| <b>150</b>  | - / -   | 230 / 205  | 220 / 205   | 255 / 250   |

**Skizze zur Erläuterung:**



G:\2011\97111\01\_Hauptprojekt\06\_Bericht\Gutachten\_Rev\_06\02\_Anlagen\Quelle\A17.2\_Min\_Zsfg\_EundP\_SchieberStation\Süßgas.docx

97111

Seite 1

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

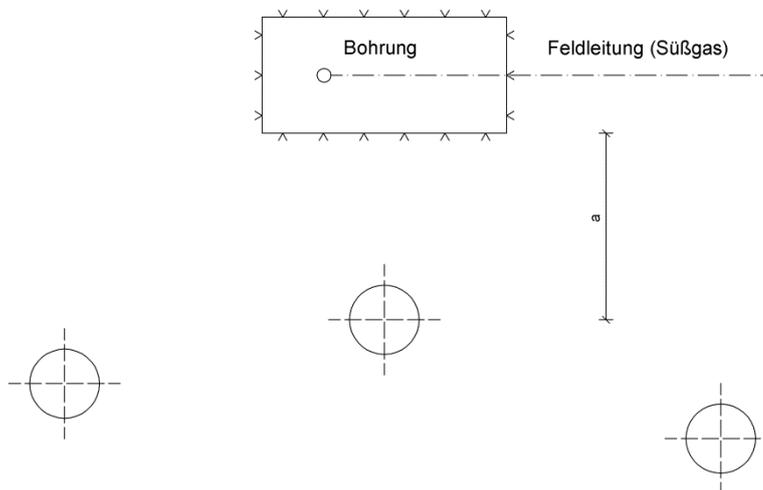
**Schutzobjekt:** E&P-Industrie / Bohrung für Süßgas

**Abmessungen:** 2.520 m<sup>2</sup> (60 m x 42 m)

**Bemerkungen:** Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch  
 Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 510 / 440   | 655 / 550  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 515 / 455   | 670 / 585  | 640 / 600   | - / -   |
| <b>100</b>  | 520 / 460   | 680 / 605  | 660 / 620   | 790 / 445   |
| <b>120</b>  | - / -   | 685 / 610  | 680 / 635   | 800 / 455   |
| <b>150</b>  | - / -   | 690 / 620  | 695 / 645   | 850 / 465   |

**Skizze zur Erläuterung:**



## Mindestabstand zur Windenergieanlage

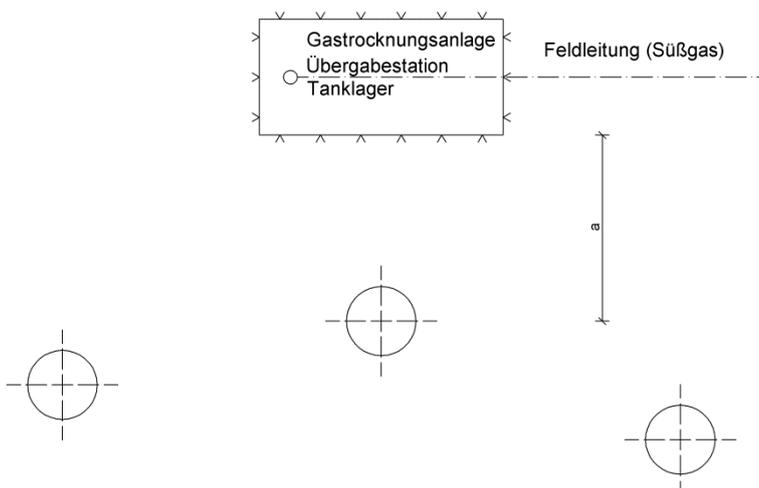
**Schutzobjekt:** E&P-Industrie / Gastrocknungsanlage, Übergabestation und Tanklager für Süßgas

**Abmessungen:** 10.000 m<sup>2</sup> (125 m x 80 m)

**Bemerkungen:** Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch  
 Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 515 / 460   | 670 / 650  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 520 / 475   | 680 / 660  | 660 / 635   | - / -   |
| <b>100</b>  | 525 / 485   | 690 / 675  | 675 / 660   | 810 / 780   |
| <b>120</b>  | - / -   | 695 / 680  | 685 / 675   | 825 / 790   |
| <b>150</b>  | - / -   | 700 / 690  | 705 / 685   | 850 / 850   |

### Skizze zur Erläuterung:



## Mindestabstand zur Windenergieanlage

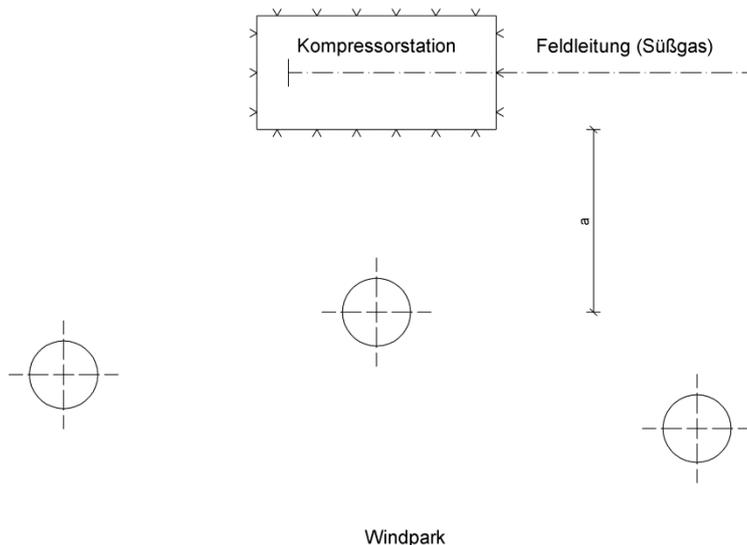
**Schutzobjekt:** E&P-Industrie / Kompressorstation für Süßgas

**Abmessungen:** 22.500 m<sup>2</sup> (180 m x 125 m)

**Bemerkungen:** Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch  
 Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 515 / 510   | 670 / 660  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 520 / 515   | 685 / 670  | 650 / 640   | - / -   |
| <b>100</b>  | 525 / 520   | 695 / 685  | 675 / 665   | 815 / 800   |
| <b>120</b>  | - / -   | 700 / 690  | 695 / 685   | 830 / 810   |
| <b>150</b>  | - / -   | 705 / 695  | 705 / 695   | 850 / 850   |

**Skizze zur Erläuterung:**



## Anlage

A 18 Mindestabstände zu Anlagen der E&P-Industrie – Medium Sauergas

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

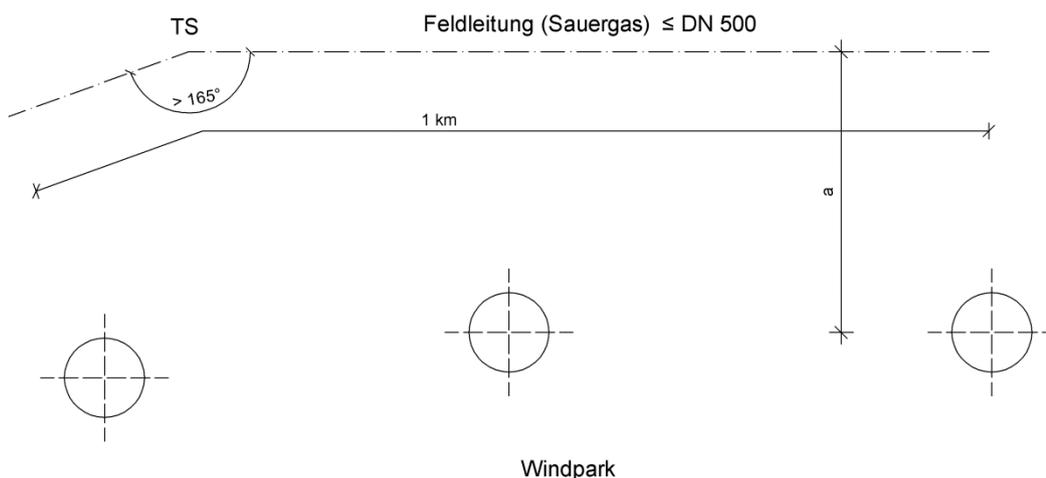
**Schutzobjekt:** E&P-Industrie / Feldleitung (Sauergas)

**Abmessungen:** max. DN500

**Bemerkungen:** Leitung erdverlegt mit Überdeckung von mind. 0,8 m  
 Leitung geradlinig oder mit TS (Winkel > 165°)  
 Maximaler H<sub>2</sub>S-Gehalt von 20%  
 Zul Pf = 10<sup>-7</sup> Ereignisse/(Jahr \* km)  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse    |   |  |   |   |
|--|---|--|---|---|
| Nabenhöhe<br>in [m] bis                                      | Klasse 1  | Klasse 2   | Klasse 3  | Klasse 4  |
|  | 0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | 1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | 3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | 4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA |   |  |   |   |
| 60   | 140 / 135   | 170 / 165  | - / -   | - / -   |
| 80   | 150 / 145   | 175 / 170  | 165 / 165   | - / -   |
| 100  | 160 / 155   | 180 / 175  | 180 / 175   | 375 / 205   |
| 120  | - / -   | 185 / 180  | 185 / 180   | 395 / 215   |
| 150  | - / -   | 200 / 200  | 210 / 210   | 410 / 265   |

### Skizze zur Erläuterung:



## Mindestabstand zur Windenergieanlage

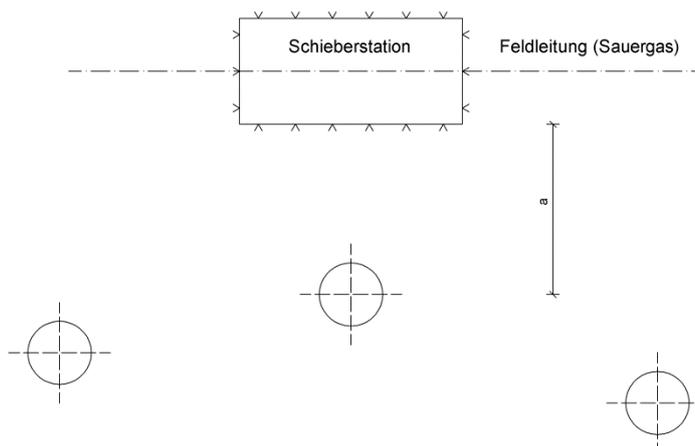
**Schutzobjekt:** E&P-Industrie / Schieberstation einer Feldleitung (Sauergas)

**Abmessungen:** 247 m<sup>2</sup> (19 m x 13 m)

**Bemerkungen:** Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch  
 Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer  
 Maximaler H<sub>2</sub>S-Gehalt von 20%  
 Zul Pf = 10<sup>-7</sup> Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 520 / 515   | 680 / 675  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 530 / 525   | 690 / 685  | 670 / 655   | - / -   |
| <b>100</b>  | 540 / 535   | 700 / 695  | 690 / 680   | 825 / 820   |
| <b>120</b>  | - / -   | 710 / 700  | 710 / 700   | 840 / 835   |
| <b>150</b>  | - / -   | 720 / 705  | 730 / 710   | 850 / 850   |

### Skizze zur Erläuterung:



## Mindestabstand zur Windenergieanlage

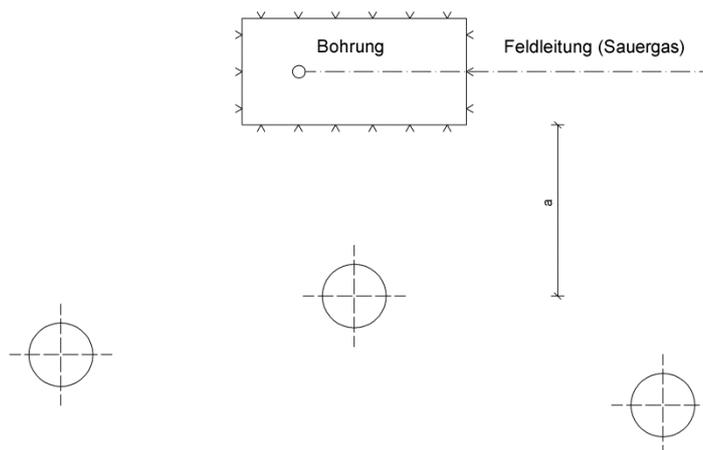
**Schutzobjekt:** E&P-Industrie / Bohrung für Sauergas

**Abmessungen:** 2.520 m<sup>2</sup> (60 m x 42 m)

**Bemerkungen:** Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch  
 Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer  
 Maximaler H<sub>2</sub>S-Gehalt von 20%  
 Zul Pf = 10<sup>-7</sup> Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 520 / 520   | 680 / 680  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 530 / 530   | 690 / 690  | 670 / 670   | - / -   |
| <b>100</b>  | 540 / 540   | 700 / 700  | 690 / 690   | 825 / 825   |
| <b>120</b>  | - / -   | 710 / 710  | 710 / 710   | 840 / 840   |
| <b>150</b>  | - / -   | 720 / 720  | 730 / 730   | 850 / 850   |

### Skizze zur Erläuterung:



## Anlage

A 19 Mindestabstände zu Anlagen der E&P-Industrie – Medium Erdöl

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

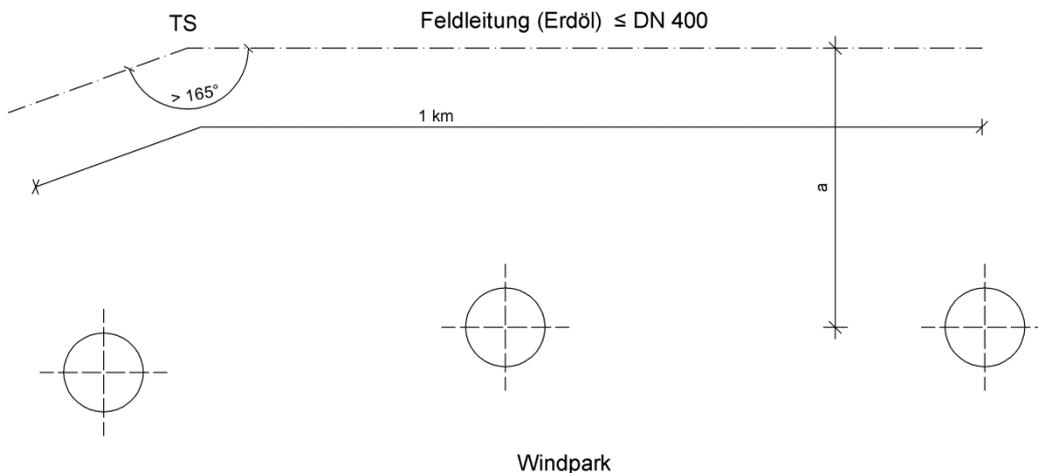
**Schutzobjekt:** E&P-Industrie /Feldleitung (Erdöl)

**Abmessungen:** max. DN 400

**Bemerkungen:** Leitung erdverlegt mit Überdeckung von mind. 0,8 m  
 Leitung geradlinig oder mit TS (Winkel > 165°)  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/(Jahr \* km)  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse           |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis  | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark (max. 3 WEA auf 1 Kilometer Leitung) / Einzelne WEA</b> |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 65 / 25   | 65 / 25  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 85 / 25   | 75 / 25  | 80 / 25   | - / -   |
| <b>100</b>  | 95 / 25   | 90 / 25  | 90 / 25   | 95 / 25   |
| <b>120</b>  | - / -   | 100 / 25   | 105 / 25  | 110 / 30  |
| <b>150</b>  | - / -   | 125 / 25   | 125 / 30  | 130 / 35  |

### Skizze zur Erläuterung:



## Mindestabstand zur Windenergieanlage

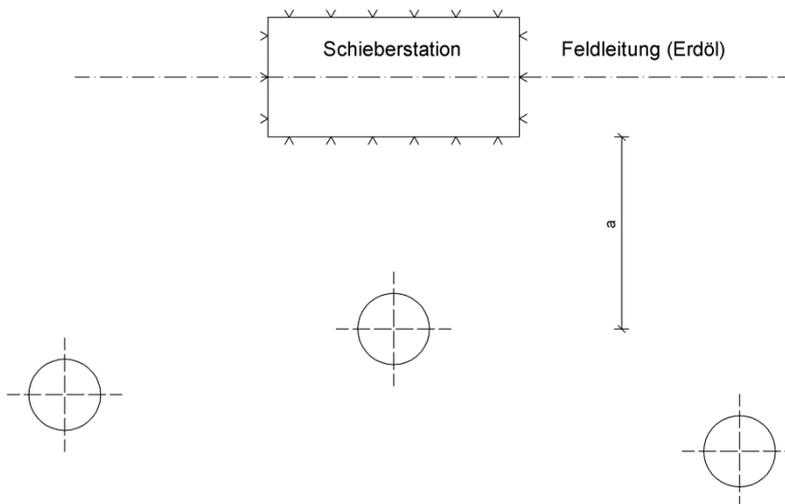
**Schutzobjekt:** E&P-Industrie / Schieberstation einer Feldleitung (Erdöl)

**Abmessungen:** 247 m<sup>2</sup> (19 m x 13 m)

**Bemerkungen:** Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch  
 Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 150 / 145   | 185 / 175  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 160 / 150   | 195 / 180  | 200 / 180   | - / -   |
| <b>100</b>  | 165 / 155   | 205 / 190  | 215 / 190   | 230 / 205   |
| <b>120</b>  | - / -   | 220 / 195  | 220 / 195   | 240 / 230   |
| <b>150</b>  | - / -   | 230 / 205  | 220 / 205   | 255 / 250   |

**Skizze zur Erläuterung:**



## Mindestabstand zur Windenergieanlage

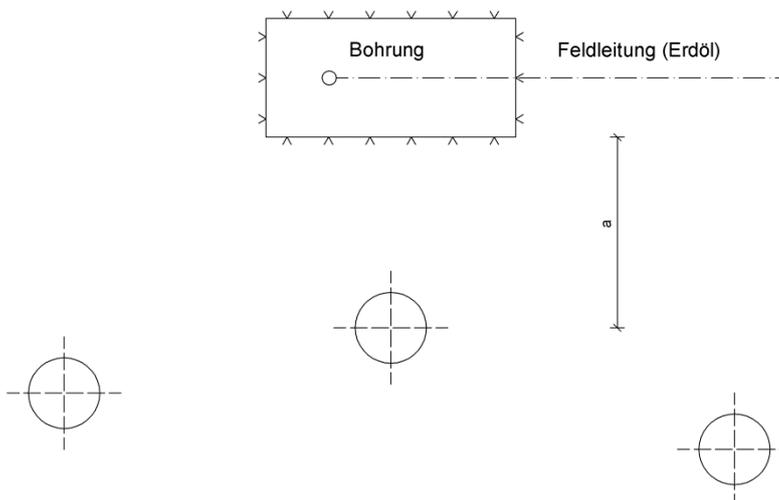
**Schutzobjekt:** E&P-Industrie / Bohrung Erdöl

**Abmessungen:** 400 m<sup>2</sup> (25 m x 16 m)

**Bemerkungen:** Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch  
 Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 370 / 240   | 270 / 255  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 395 / 250   | 300 / 270  | 300 / 270   | - / -   |
| <b>100</b>  | 405 / 265   | 310 / 280  | 310 / 280   | 315 / 280   |
| <b>120</b>  | - / -   | 320 / 285  | 315 / 285   | 320 / 285   |
| <b>150</b>  | - / -   | 325 / 290  | 325 / 290   | 340 / 325   |

**Skizze zur Erläuterung:**



G:\2011\97111\01\_Hauptprojekt\06\_Bericht\Gutachten\_Rev\_06\02\_Anlagen\Quelle\A19.3\_Min\_Zsfg\_EundP\_BohrungÖl.docx

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

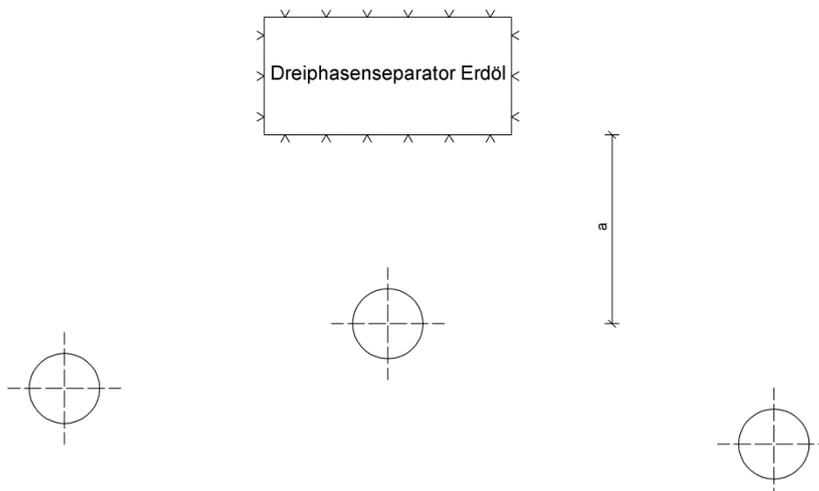
**Schutzobjekt:** E&P-Industrie / Dreiphasenseparator Erdöl

**Abmessungen:** 2.520 m<sup>2</sup> (60 m x 42 m)

**Bemerkungen:** Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch  
 Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 510 / 440   | 655 / 550  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 515 / 455   | 670 / 585  | 640 / 600   | - / -   |
| <b>100</b>  | 520 / 460   | 680 / 605  | 660 / 620   | 790 / 445   |
| <b>120</b>  | - / -   | 685 / 610  | 680 / 635   | 800 / 455   |
| <b>150</b>  | - / -   | 690 / 620  | 695 / 645   | 850 / 460   |

**Skizze zur Erläuterung:**



G:\2011\97111\01\_Hauptprojekt\06\_Bericht\Gutachten\_Rev\_06\02\_Anlagen\Quelle\A19.4\_Min\_Zsfg\_EundP\_DreiphÖL.d  
ocx

97111

Seite 1

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

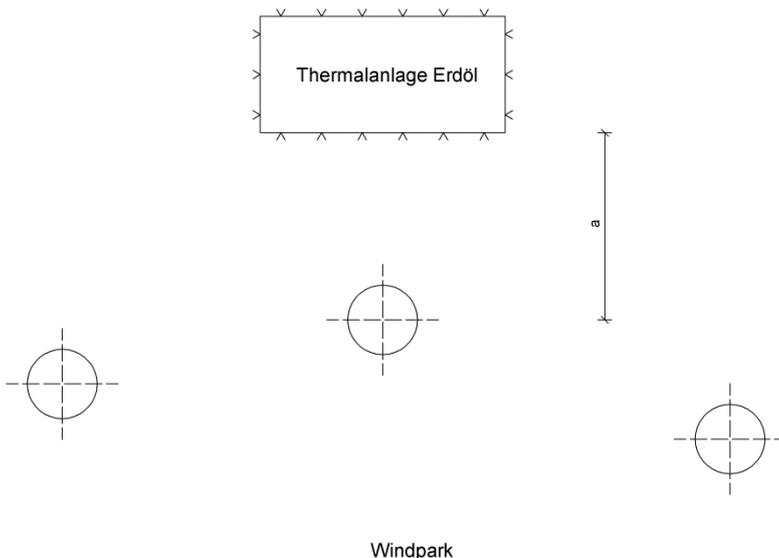
**Schutzobjekt:** E&P-Industrie / Thermalanlage Erdöl

**Abmessungen:** 10.000 m<sup>2</sup> (125 m x 80 m)

**Bemerkungen:** Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch  
 Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 515 / 460   | 670 / 650  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 520 / 475   | 680 / 660  | 660 / 635   | - / -   |
| <b>100</b>  | 525 / 485   | 690 / 675  | 675 / 660   | 810 / 780   |
| <b>120</b>  | - / -   | 695 / 680  | 685 / 675   | 825 / 790   |
| <b>150</b>  | - / -   | 700 / 690  | 705/685   | 850 / 850   |

**Skizze zur Erläuterung:**



## Anlage

A 20 Mindestabstände zu Kavernenanlagen

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

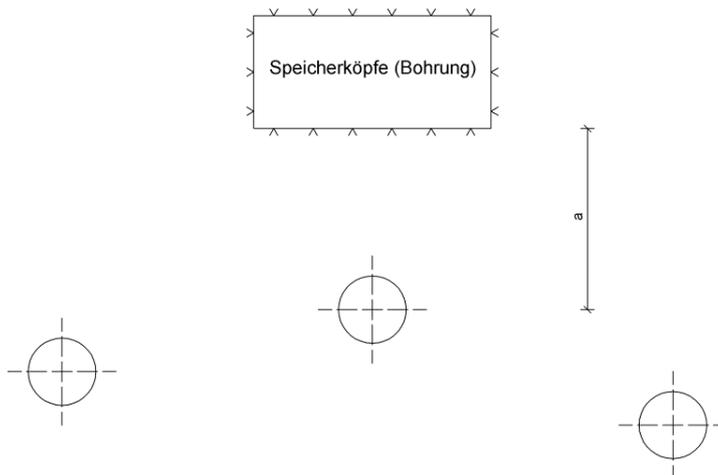
**Schutzobjekt:** Speicherköpfe (Bohrung)

**Abmessungen:** 400 m<sup>2</sup> (25 m x 16 m)

**Bemerkungen:** Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch  
 Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 370 / 240   | 270 / 255  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 395 / 250   | 300 / 270  | 300 / 270   | - / -   |
| <b>100</b>  | 405 / 265   | 310 / 280  | 310 / 280   | 315 / 280   |
| <b>120</b>  | - / -   | 320 / 285  | 315 / 285   | 320 / 285   |
| <b>150</b>  | - / -   | 325 / 290  | 325 / 290   | 340 / 325   |

**Skizze zur Erläuterung:**



G:\2011\97111\01\_Hauptprojekt\06\_Bericht\Gutachten\_Rev\_06\02\_Anlagen\Quelle\A20.1\_Min\_Zsfg\_Cavern\_Bohrung.docx

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

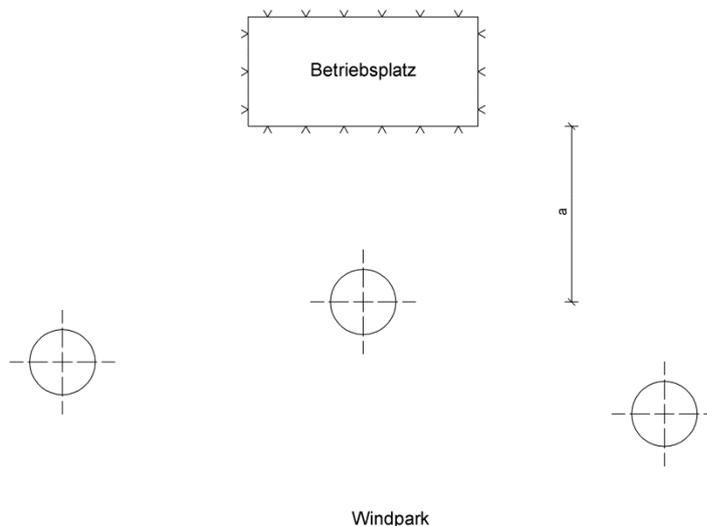
**Schutzobjekt:** Betriebsplatz

**Abmessungen:** 70.000 m<sup>2</sup> (350 m x 200 m) und größer

**Bemerkungen:** Druck- und Medium-führende Bauteile oberirdisch  
 Abstand zur nächsten oberirdischen Anlage > 1 Kilometer  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 515 / 515   | 675 / 670  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 525 / 520   | 685 / 685  | 655 / 650   | - / -   |
| <b>100</b>  | 530 / 525   | 700 / 695  | 680 / 675   | 820 / 815   |
| <b>120</b>  | - / -   | 705 / 700  | 700 / 695   | 835 / 830   |
| <b>150</b>  | - / -   | 710 / 705  | 710 / 705   | 850 / 850   |

**Skizze zur Erläuterung:**



## Anlage

A 21 Mindestabstände zu Biogasanlagen

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

**Schutzobjekt:** Biogasanlage mit 1 Fermenter und 1 Gärrestspeicher

**Abmessungen:** ca. 1.500 m<sup>2</sup> Betriebseinrichtungen mit Biogas (48 m x 32 m)

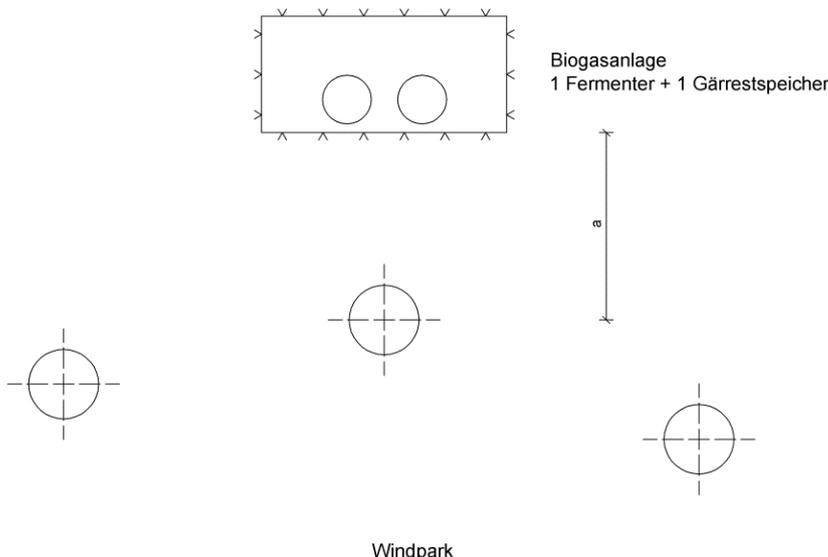
**Bemerkungen:** Entschwefelung vorhanden

Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 215 / 210   | 215 / 210  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 220 / 215   | 225 / 215  | 255 / 220   | - / -   |
| <b>100</b>  | 225 / 220   | 230 / 220  | 265 / 250   | 260 / 255   |
| <b>120</b>  | - / -   | 205 / 200  | 270 / 255   | 270 / 265   |
| <b>150</b>  | - / -   | 215 / 210  | 275 / 260   | 330 / 325   |

**Skizze zur Erläuterung:**



## Mindestabstand zur Windenergieanlage

**Schutzobjekt:** Biogasanlage mit 2 Fermentern und 1 Gärrestspeicher

**Abmessungen:** ca. 2.000 m<sup>2</sup> Betriebseinrichtungen mit Biogas (56 m x 37 m)

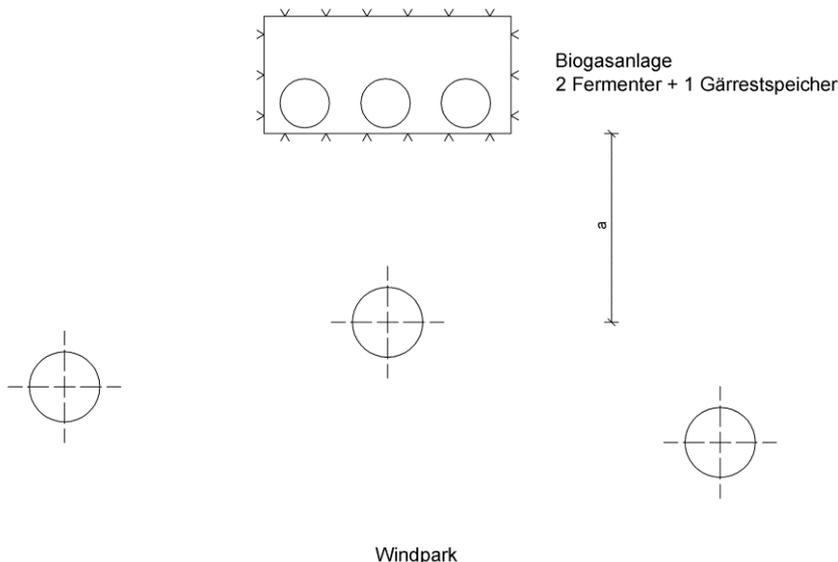
**Bemerkungen:** Entschwefelung vorhanden

Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 255 / 250   | 255 / 250  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 265 / 260   | 285 / 280  | 280 / 270   | - / -   |
| <b>100</b>  | 265 / 260   | 300 / 295  | 290 / 285   | 310 / 305   |
| <b>120</b>  | - / -   | 315 / 310  | 300 / 295   | 315 / 310   |
| <b>150</b>  | - / -   | 335 / 330  | 315 / 310   | 350 / 340   |

**Skizze zur Erläuterung:**



## Anlage

A 22 Mindestabstände zu Straßen geringer Ordnung

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

**Schutzobjekt:** Straße

**Abmessungen:** RQ 10.5  
 Fahrbahnbreite 7,5 m

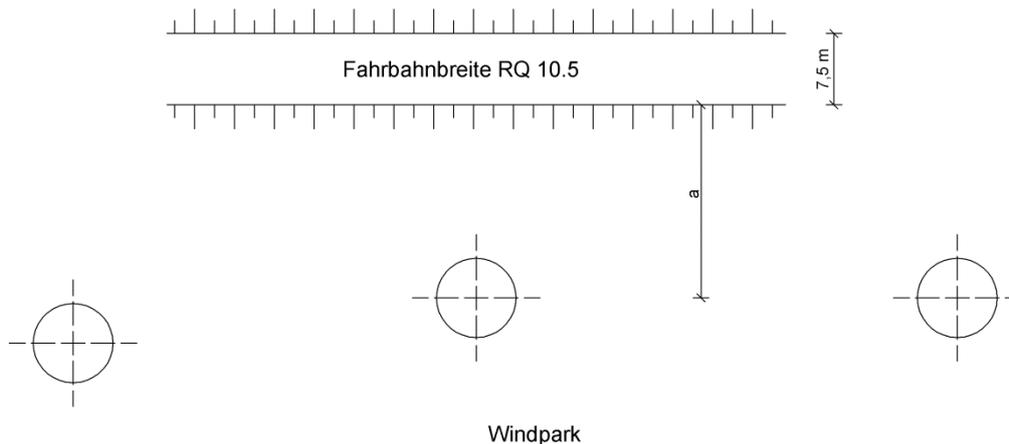
**Bemerkungen:** DTV = 7.000 Fahrzeuge/Tag

Zul Pf =  $10^{-6}$  Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 150 / 145   | 185 / 180  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 155 / 150   | 195 / 190  | 195 / 190   | - / -   |
| <b>100</b>  | 155 / 150   | 200 / 195  | 205 / 195   | 235 / 225   |
| <b>120</b>  | - / -   | 205 / 200  | 210 / 205   | 245 / 235   |
| <b>150</b>  | - / -   | 215 / 205  | 220 / 210   | 255 / 245   |

### Skizze zur Erläuterung:



## Anlage

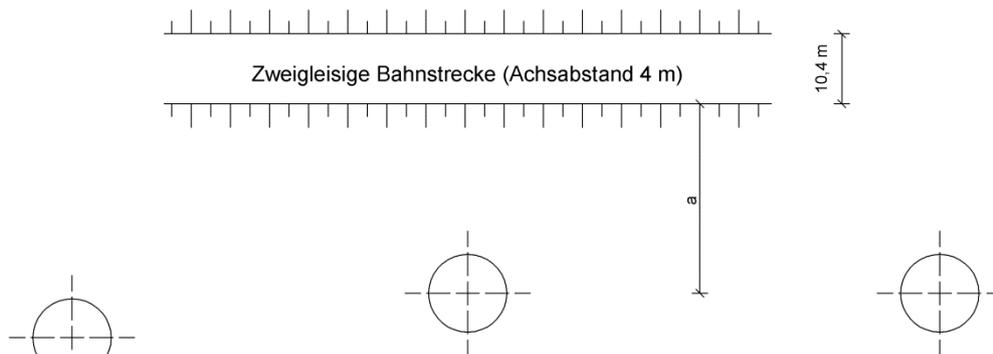
A 23 Mindestabstände zu Bahnstrecken

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

- Schutzobjekt:** Bahnstrecke
- Abmessungen:** 2-gleisig, Achsabstand 4 m  
Regelraumprofil 10,4 m
- Bemerkungen:** Mittlere Zuglänge  $\leq 200$  m  
Fahrgeschwindigkeit  $\geq 70$  km/h, jedoch  $\leq 140$  km/h  
100 Personenzüge pro Tag  
Zul. Pf =  $10^{-6}$  Ereignisse/Jahr  
Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |   |  |  |
|---|---|---|--|--|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW $\leq$ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW $\leq$ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW $\leq$ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |   |  |  |
| 60  | 105 / 95  | 130 / 125   | - / -  | - / -  |
| 80  | 110 / 100   | 140 / 130   | 145 / 135  | - / -  |
| 100   | 110 / 105   | 145 / 135   | 150 / 140  | 165 / 150  |
| 120   | - / -   | 150 / 140   | 155 / 145  | 170 / 155  |
| 150   | - / -   | 160 / 145   | 160 / 150  | 175 / 160  |

### Skizze zur Erläuterung:



## Anlage

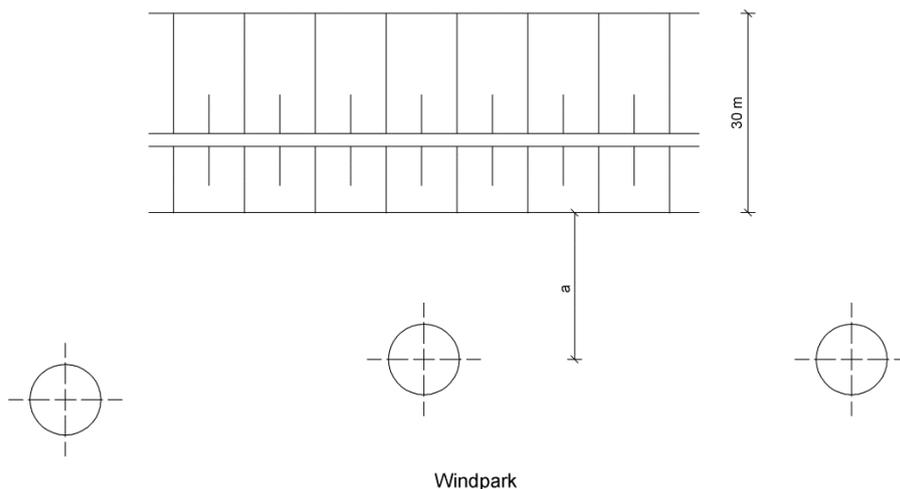
A 24 Mindestabstände zu Deichanlagen

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

- Schutzobjekt:** Deich
- Abmessungen:** Deichbreite zwischen seeseitigem und landseitigem Deichfuß von maximal 30 m
- Bemerkungen:** Polder mit ländlicher Nutzung  
 Maximal 5 Windenergieanlagen aufsummiert für einen Polder  
 Zul. Pf =  $2,5 \cdot 10^{-5}$  Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| 60  | 130 / 35  | 155 / 55   | - / -   | - / -   |
| 80  | 135 / 40  | 170 / 60   | 170 / 60  | - / -   |
| 100   | 140 / 45  | 175 / 65   | 175 / 65  | 225 / 65  |
| 120   | - / -   | 180 / 70   | 180 / 70  | 230 / 70  |
| 150   | - / -   | 200 / 75   | 200 / 75  | 240 / 75  |

**Skizze zur Erläuterung:**



## Anlage

A 25 Mindestabstände zu landwirtschaftlichen Produktionsstätten

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

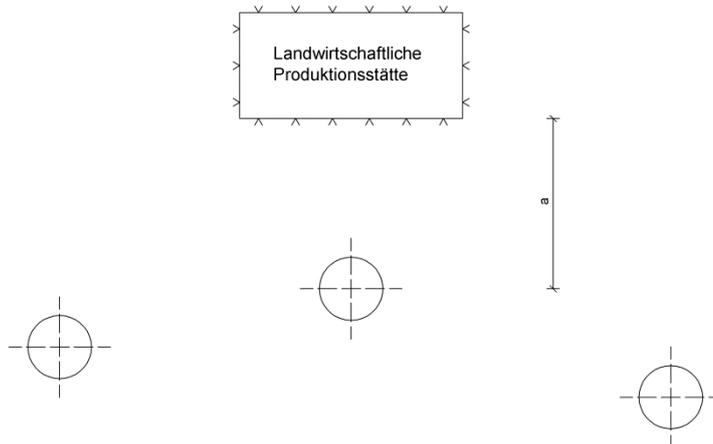
**Schutzobjekt:** Landwirtschaftliche Produktionsstätte

**Abmessungen:** 8.800 m<sup>2</sup> (110 m x 80 m)

**Bemerkungen:** mittlere Belegung von zwei Personen mit im Mittel je 500 Stunden pro Jahr  
 Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr  
 Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 85 / 75   | 105 / 95   | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 90 / 80   | 110 / 100  | 115 / 110   | - / -   |
| <b>100</b>  | 95 / 85   | 115 / 105  | 120 / 115   | 125 / 110   |
| <b>120</b>  | - / -   | 120 / 110  | 125 / 120   | 130 / 115   |
| <b>150</b>  | - / -   | 125 / 115  | 130 / 125   | 135 / 120   |

**Skizze zur Erläuterung:**



## Anlage

A 26 Mindestabstände zu Einzelbauwerken

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

**Schutzobjekt:** Einzelbauwerk (frei stehendes Haus o. Ä.)

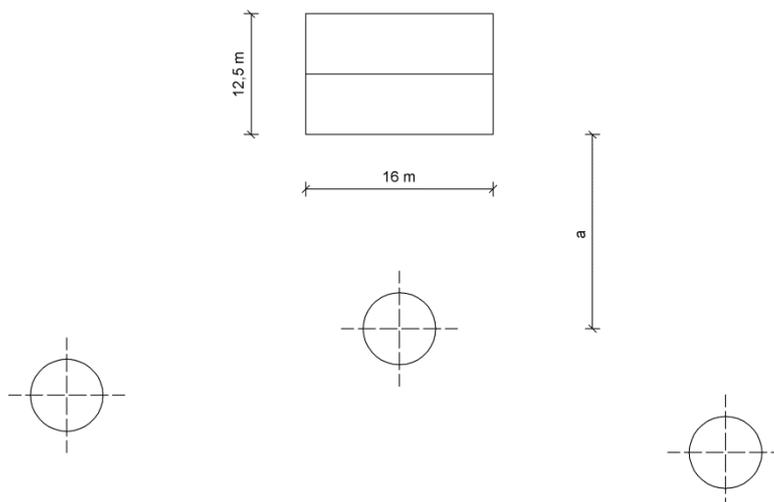
**Abmessungen:** 200 m<sup>2</sup> (16m x 12,5m)

**Bemerkungen:** Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 150 / 140   | 170 / 165  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 155 / 145   | 180 / 175  | 165 / 165   | - / -   |
| <b>100</b>  | 160 / 150   | 185 / 180  | 175 / 175   | 220 / 210   |
| <b>120</b>  | - / -   | 190 / 185  | 185 / 185   | 230 / 220   |
| <b>150</b>  | - / -   | 210 / 205  | 190 / 190   | 285 / 280   |

**Skizze zur Erläuterung:**



G:\2011\97111\01\_Hauptprojekt\06\_Bericht\Gutachten\_Rev\_06\02\_Anlagen\Quelle\A26\_Min\_Zsfg\_Einzelbauwerk\_R06.docx

97111

Seite 1

## Anlage

A 27 Mindestabstände zu Stellplätzen

## Mindestabstand zur Windenergieanlage

**Schutzobjekt:** Stellplätze

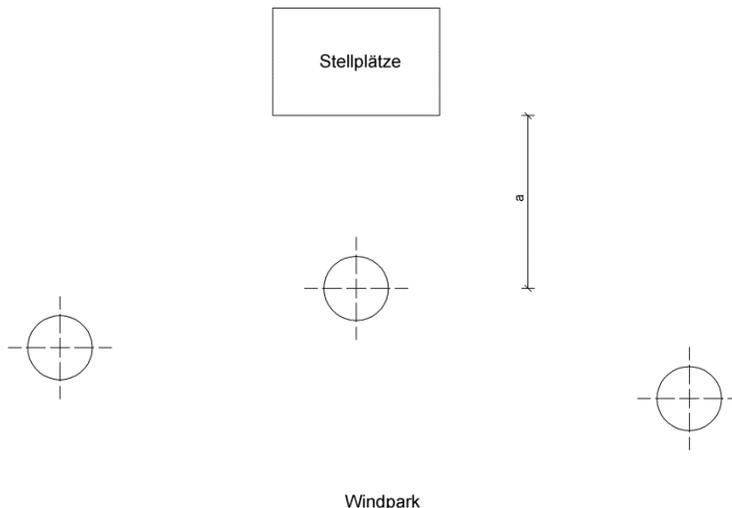
**Abmessungen:** 9.800 m<sup>2</sup> (140 m x 70 m)

**Bemerkungen:** Belegung von 450 Personen mit einer mittleren Verweildauer von 220 Stunden über ein Jahr kontinuierlich verteilt

Zul Pf = 10<sup>-6</sup> Ereignisse/Jahr

| Mindestabstand a in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                      | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| <b>Windpark / Einzelne WEA</b>                            |   |  |   |   |
| <b>60</b>   | 425 / 335   | 520 / 235  | - / -   | - / -   |
| <b>80</b>   | 435 / 360   | 540 / 260  | 560 / 255   | - / -   |
| <b>100</b>  | 440 / 365   | 550 / 275  | 570 / 265   | 310 / 270   |
| <b>120</b>  | - / -   | 550 / 285  | 575 / 275   | 320 / 275   |
| <b>150</b>  | - / -   | 540 / 295  | 580 / 285   | 350 / 295   |

**Skizze zur Erläuterung:**



## Anlage

A 28 Unbedenklichkeitsgrenze

## Unbedenklichkeitsgrenze des Abstandes zur Windenergieanlage

**Schutzobjekt:** Alle Schutzobjekte

**Abmessungen:** Beliebig

**Bemerkungen:** Maximale praktische Wurfweite zzgl. Zuschlag. Ein Aufprall von abgeworfenen Teilen in größeren Entfernungen ist probabilistisch irrelevant.

Geringere Abstände bei Einzelfallberechnung möglich

| Mindestabstand in [m] für Windenergieanlagen der Klasse |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| Nabenhöhe in [m] bis                                    | Klasse 1<br>0,5 MW < P < 1,5 MW<br>RD 40 m – 65 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 2<br>1,5 MW ≤ P < 3,0 MW<br>RD 65 m – 100 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 3<br>3,0 MW ≤ P < 4,5 MW<br>RD 100 m – 120 m<br>Masse Blatt < 15 t | Klasse 4<br>4,5 MW ≤ P < 8,0 MW<br>RD > 120 m<br>Masse Blatt > 15 t |
| 60  | 520   | 680  | -   | -   |
| 80  | 530   | 690  | 670   | -   |
| 100   | 540   | 700  | 690   | 825   |
| 120   | -   | 710  | 710   | 840   |
| 150   | -   | 720  | 730   | 850   |

**Skizze zur Erläuterung:**

