

**6.1 Anwendbarkeit der Störfall-Verordnung (12. BImSchV)****1. Wurde der Behörde bereits angezeigt, dass ein Betriebsbereich vorliegt?**

- Ja. Bitte fahren Sie mit Frage 2 fort.
- Nein. Bitte fahren Sie mit Frage 3 fort.

**2. Ergeben sich durch das beantragte Vorhaben Änderungen in Bezug auf das tatsächliche oder vorgesehene Vorhandensein gefährlicher Stoffe nach Anhang I Spalte 2 der 12. BImSchV oder deren Entstehung bei außer Kontrolle geratenen Prozessen (auch bei der Lagerung)?**

- Ja. Bitte aktualisieren Sie die Berechnung zur Ermittlung von Betriebsbereichen und legen Sie die Unterlagen der Ermittlungshilfe diesem Antrag bei. Fahren Sie bitte mit Frage 4 fort.
- Nein. Bitte legen Sie die entsprechenden Unterlagen zur bereits erfolgten Anzeige diesem Antrag bei und fahren mit Abschnitt 6.2 fort.

**3. Sind gefährliche Stoffe nach Anhang I Spalte 2 der 12. BImSchV in einer oder mehreren Anlagen eines Betreibers tatsächlich vorhanden oder kann vernünftigerweise vorhergesehen werden, dass solche Stoffe bei außer Kontrolle geratenen Prozessen (auch bei der Lagerung) entstehen?**

- Ja. Ermitteln Sie bitte, ob die Mengenschwellen zum Erreichen eines Betriebsbereiches erreicht oder überschritten werden.
- Nein.

**4. Liegt entsprechend der Ermittlungshilfe ein Betriebsbereich vor?**

- Nein. Es liegt kein Betriebsbereich vor. Bitte fahren Sie mit Abschnitt 6.4 fort.
- Ja. Es liegt ein Betriebsbereich der unteren Klasse vor. Bitte fahren Sie mit Abschnitt 6.2 fort.
- Ja. Es liegt ein Betriebsbereich der oberen Klasse vor. Bitte bearbeiten Sie Abschnitt 6.2 und 6.3.

# Allgemeine Dokumentation

## Blitzschutz und elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)

**Rev. 06/01.07.2020**

Dokumentennr.:	E0003950753
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -  
Dokument wird elektronisch verteilt.  
Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

---

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH ist untersagt.

© 2020 Nordex Energy GmbH, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

## Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N133/4.8, N149/4.0-4.5, N149/5.X, N163/5.X

## Inhalt

<b>1.</b>	<b>Gesamtüberblick .....</b>	<b>5</b>
<b>2.</b>	<b>Äußerer Blitzschutz .....</b>	<b>6</b>
<b>3.</b>	<b>Innerer Blitzschutz und EMV .....</b>	<b>9</b>

# 1. Gesamtüberblick

Der Blitz- und Überspannungsschutz der Gesamtanlage entspricht dem EMV-orientierten Blitzschutzkonzept und richtet sich nach der Norm IEC 61400-24. Das Blitzschutzsystem erfüllt die Anforderungen der Blitzschutzklasse I.

Das interdisziplinäre EMV- und Blitzschutzkonzept der Anlage basiert grundlegend auf einem Basiskonzept der EMV- und Blitzschutzkonzepte und den daraus resultierenden 3 Teilkonzepten:

- Äußerer Blitzschutz
- Innerer Blitzschutz
- EMV

Dabei orientiert sich die Konzeptbildung zur EMV und zum Blitzschutz maßgeblich an existenten elektromagnetischen Feldern aus externen und internen Störquellen, normativen Vorgaben der EMV und des Blitzschutzes sowie anderen Teilkonzepten der Entwicklung einer Windenergieanlage (WEA). Die größte Abhängigkeit besteht zum Niederspannungskonzept und zum Sicherheitskonzept der WEA. Weiterhin sind die Konzepte zum Rotorblatt, zur Rotornabe, zum Maschinenhaus und zum Turm, zur Steuerung und zur Erdung ausschlaggebend für die Gestaltung der EMV und des Blitzschutzsystems. Zur Gliederung des EMV- und Blitzschutzkonzeptes sowie den Abhängigkeiten zu anderen Teilkonzepten siehe Abb. 1.

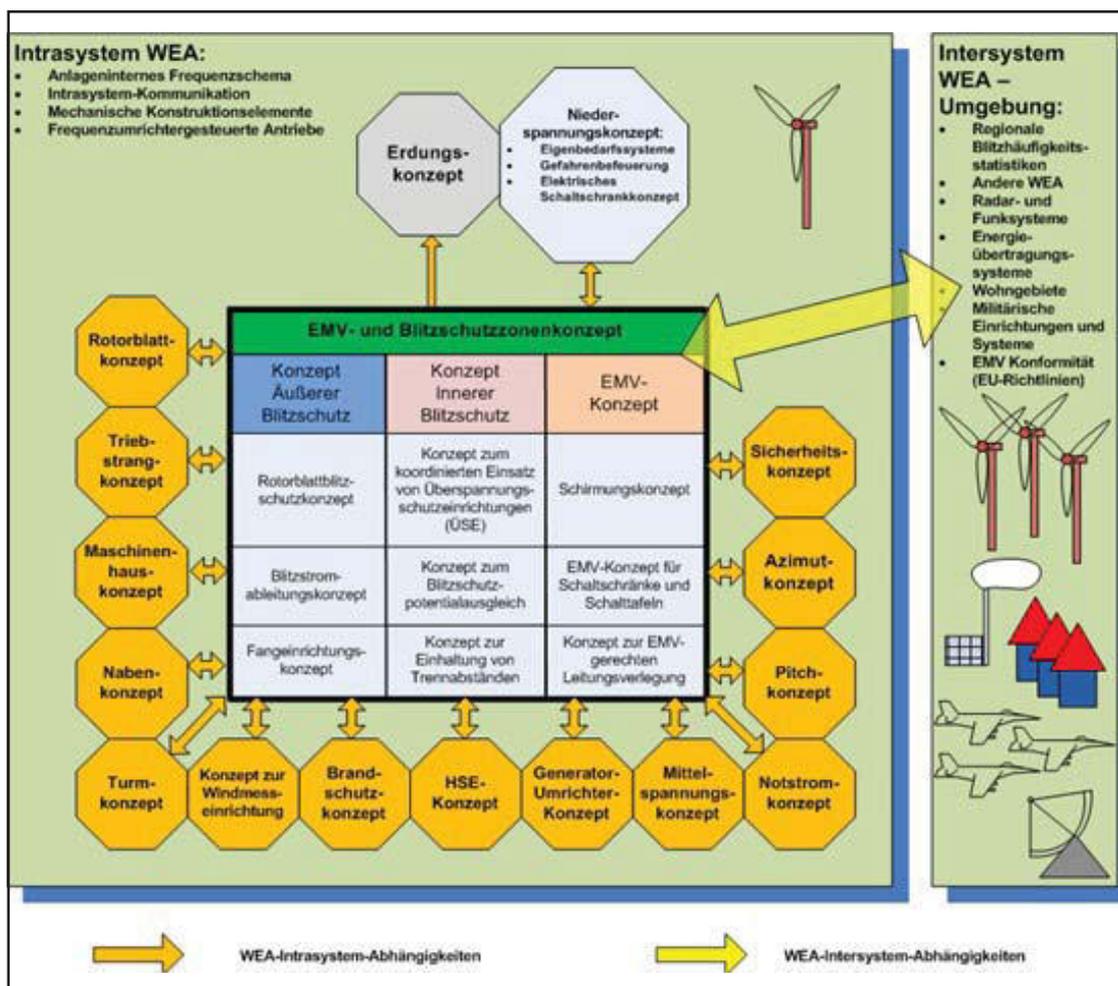


Abb. 1: Darstellung der Intra- und Intersystem-Abhängigkeiten

## 2. Äußerer Blitzschutz

Das Konzept des äußeren Blitzschutzsystems deckt die Aufgabe des Auffangens der Blitze sowie die sichere Ableitung des Blitzstroms gegen Erde ab (Ausführung unter Beachtung von IEC 62305-3).

Die Rotorblätter sind Luv- und Lee-seitig mit mehreren Blitzrezeptoren ausgestattet. Die Positionierung der Fangeinrichtungen am Rotorblatt orientiert sich an der Materialzusammensetzung des Rotorblattes und somit auch an den Positionen von zusätzlichen elektrischen Systemen und leitfähigen Bauteilen. Von den Blitzrezeptoren wird der Blitzstrom über Kupferleitungen zum Rotorblattlager und anschließend weiter zur Rotornabe geführt. Die Rotorblattlager wurden herstellerseitig erfolgreich gegen die Belastungen der Blitzschutzklasse I geprüft. Die Rotornabe besteht aus einem massiven Stahlkörper.

Die Positionen der Fangeinrichtungen im Außenbereich der Rotornabe und des Maschinenhauses werden mittels 3D-Blitzkugelverfahren bestimmt.

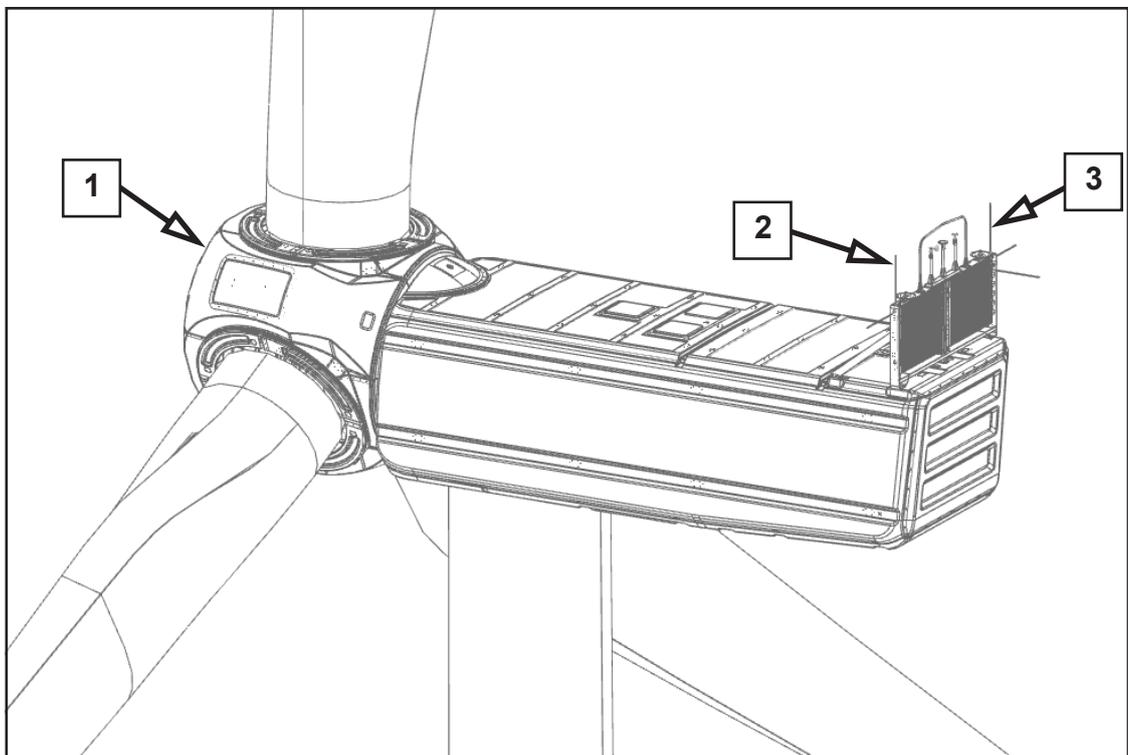


Abb. 2: Schematische Darstellung einer WEA mit Kennzeichnung der Fangeinrichtungen an Rotornabe und Maschinenhaus

- |  |   |
|--|---|
| 1 Fangeinrichtungen Rotornabe                        | 3 Fangstangen Maschinenhaus<br>Wärmeübertrager rechts |
| 2 Fangstangen Maschinenhaus<br>Wärmeübertrager links |   |

Von der Rotornabe wird der Blitzstrom weiter zur Rotorwelle geführt und mit einem Kohlebürstenschleifkontakt direkt zum geerdeten Maschinenträger abgeleitet. Somit werden das Rotorlager, das Getriebe und der weitere Triebstrang vom Blitzstrom entlastet.

Das Tragwerk des Spinners mit seinen 6 um jeweils 60° versetzt umlaufend angeordneten Stahlträgern fungiert als Fangeinrichtung für die Rotornabe. Abb. 2 zeigt die Positionen der Fangeinrichtungen.

Auf dem Maschinenhaus werden die Fangeinrichtungen an der Rahmenkonstruktion des Wärmetauschers installiert und mit dem Stahltragwerk des Bordkranes verbunden. Das Stahltragwerk ist großflächig und niederimpedant über mehrere Flanschstellen mit dem Generatorträger verbunden. Der Generatorträger selbst ist ebenfalls über eine dauerhafte und korrosionsfreie Flanschverbindung mit dem Maschinenträger verbunden.

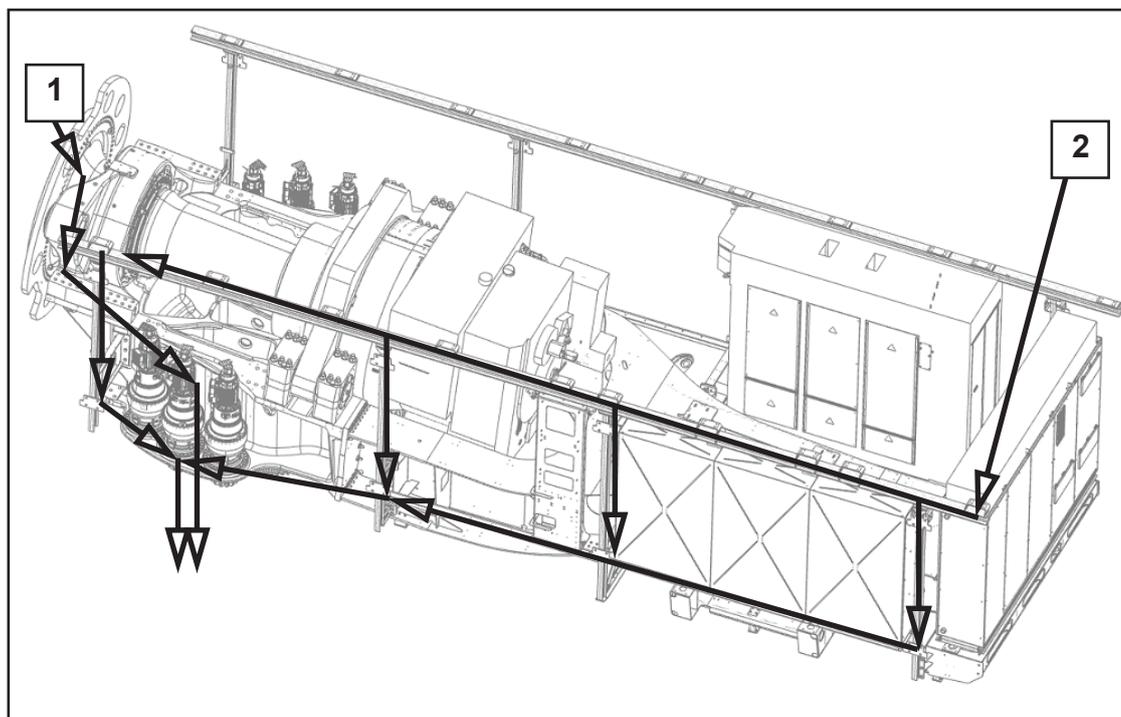


Abb. 3: Schematische Darstellung Blitzstrompfade (einseitig) im Maschinenhaus Delta 4000

- 1 Blitzstrompfad 1, Blitzfußpunkt im Bereich Rotorblatt oder Nabe
- 2 Blitzstrompfad 2, Blitzfußpunkt Maschinenhaus Dachaufbauten

Vom Maschinenträger aus wird die Blitzstromableitung im Azimutlagerbereich durch eine vorgespannte, zweireihige, vierpunktgelagerte Ableitung realisiert.

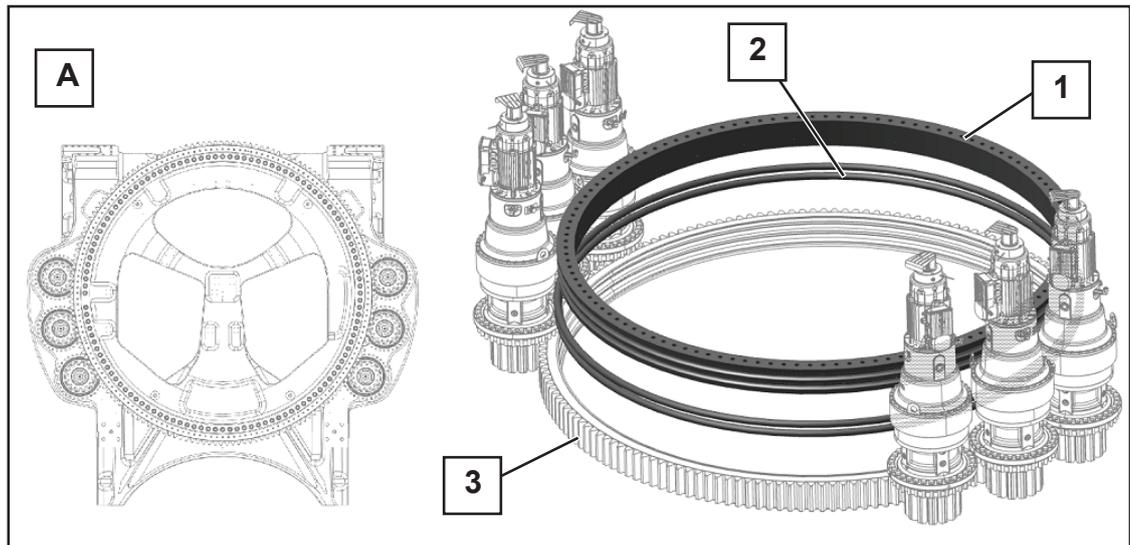


Abb. 4: Azimutlagerbereich mit Blitzstromableitung; Ansicht von unten (A)

- 1 Azimutdrehverbindung Innenring      3 Azimutdrehverbindung Außenring  
2 Wälzlagerkugeln für  
Azimutdrehverbindung

Der Stahlrohrturm kann aufgrund der Dicke der Turmwand als Blitzfangeinrichtung genutzt werden, darum sind keine gesonderten Fangeinrichtungen vorzusehen. Die Verbindungsstellen der Turmsektionen werden mit vier Erdungsverbindungen überbrückt, die als Leitungen für den Blitzschutzpotentialausgleich einen normgerechten Querschnitt besitzen. Der Turm wird über 4 Anschlussfahnen mit der Fundamenterdungsanlage verbunden.

Bei Hybrid- oder Betontürmen verfügt der aus Beton gefertigte Teil des Turmes über eine mit der Blitzableitung verbundene Bewehrung aus Stahl. Hierfür sind keine separaten Blitzfangstangen notwendig. Der Stahlteil des Turmes entspricht konzeptionell den reinen Stahlrohrtürmen.

Die Windenergieanlage ist mit einer Fundamenterdungsanlage ausgestattet. Diese bietet die Möglichkeit, eine Zusatzerdung anzuschließen, z. B. Ringerder/Tiefenerder nach IEC 61400-24.

### 3. Innerer Blitzschutz und EMV

Der innere Blitzschutz betrifft den Schutz der inneren elektrischen Systeme gegen induzierte Überspannungen (durch Blitzwirkungen oder Schaltvorgänge in der elektrischen Anlage). Die Auslegung der WEA findet in Anlehnung an die Normenreihe IEC 62305 des Gebäudeblitzschutzes und des Blitzschutzes von Niederspannungsanlagen statt.

#### Zonenkonzept

Die Einteilung der WEA in Blitzschutz-zonen erfolgt nach IEC 61400-24. Die Schutzmaßnahmen werden nach den zugeordneten Bedrohungsgrößen der Blitzschutzklasse I ausgelegt, um die elektrischen Systeme entsprechend ihrer Überspannungskategorie zu schützen.

#### Blitzschutzpotentialausgleich

Sämtliche Komponenten im Maschinenhaus und der Rotornabe, wie Rotorlager, Generator, Getriebe und Hydraulikstation, werden über normgerecht dimensionierte Erdungsleitungen mit dem Maschinenträger bzw. Generatorträger verbunden.

#### Schirmung

Es wird flächendeckend eine Schirmung der elektrischen Leitungen zum Schutz vor feldgebundenen Störgrößen eingesetzt z. B. zwischen den Schaltschränken bzw. zwischen den Blitzschutz-zonen. Je nach Anforderungen findet eine direkte Erdung, der Einsatz von Überspannungsschutz-einrichtungen oder eine Kombination dieser Maßnahmen an den Enden der Schirmungen statt.

#### Überspannungsschutz-einrichtungen (ÜSE)

Sämtliche Elektronikbaugruppen und alle anderen Endgeräte werden entsprechend ihrer Störfestigkeit mit zusätzlichen Überspannungsschutz-einrichtungen nach IEC 61643-11 beschaltet. Die Schutzwirkung wurde entsprechend der Blitzschutz-zonen koordiniert. Elektrische Zusatzsysteme in den Rotorblättern werden aufgrund der konzentrierten Wirkung der Blitzströme mit ÜSE Typ I geschützt. Beispielsweise werden die Schaltschränke in Turmfuß, Maschinenhaus und Rotornabe durch ÜSE Typ II (bzw. auch I/II) gegen induzierte Stoßströme geschützt. Großteils sind die eingesetzten ÜSE mit einer Fernmeldefunktion ausgestattet.

#### Elektromagnetische Verträglichkeit

Die Betrachtung der elektromagnetischen Verträglichkeit und die Einteilung der EMV-Zonen zur Gefährdungsabschätzung stützt sich ebenfalls auf die Betrachtung der Blitzschutz-zonen.

Zur systematischen Betrachtung der EMV wurde eine Beeinflussungsmatrix der elektrischen Systeme aufgestellt, sowie eine Leitungsklassifizierung vorgenommen. Dementsprechend erfolgen die Leitungsverlegung und das Schaltschranklayout. Störende und störanfällige Komponenten werden soweit wie möglich räumlich voneinander getrennt. Eine Schleifenbildung in den Leitungswegen wird vermieden. Durch Leitungsschirmungen, metallische Kabeltrassen und die Schaltschrankgehäuse selbst wird eine ausreichende Schirmwirkung erreicht. Zusätzlich kommen ÜSE Typ III für Datenleitungen, die durch EMV-Zonengrenzen verlaufen, zur Anwendung. An Geräten, die empfindlich hinsichtlich der Netzqualität sein können, kommen Netzfilter zum Einsatz.

Eine Vermeidung von Problemen hinsichtlich der EMV wird dadurch erreicht, dass z. B. die Datenübertragung zwischen dem Schaltschrank im Turmfuß und dem Maschinenhaus galvanisch getrennt über Lichtwellenleiter erfolgt.

---

# **Allgemeine Dokumentation**

## **Erdungsanlage der Windenergieanlage**

**Rev. 07/31.07.2019**

Dokumentennr.:	NALL01_008521_DE
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex internal purpose

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

---

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokumentes im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH ist untersagt.

© 2019 Nordex Energy GmbH, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

## Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Gamma	Gamma	N90/2500 N100/2500 N117/2400
Delta	Delta	N100/3300 N117/3000 N117/3000 controlled N117/3600 N131/3000 N131/3000 controlled N131/3300 N131/3600 N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.8, N149/4.0-4.5, N149/5.X, N163/5.X

# 1. Grundlagen

## 1.1 Verwendungszweck

Dieses Dokument beschreibt die Grundvoraussetzungen für die Auslegung der Erdungsanlage für die Fundamente von Nordex Windenergieanlagen (WEA) der Anlagengenerationen Gamma und Delta.

## 1.2 Allgemeines

Die Erdungsanlage einer Windenergieanlage (WEA) hat die Aufgabe, Schritt- und Berührungsspannungen im Fehlerfall auf zulässige Werte zu begrenzen. Nicht zum Betriebsstromkreis gehörende Anlagenteile werden im Rahmen des Schutzpotenzialausgleichs mit der Erdungsanlage verbunden, um den Schutz gegen elektrischen Schlag zu gewährleisten. Als wichtiger Bestandteil des Blitzschutzsystems begrenzt die Erdungsanlage Überspannungen durch Blitzeinschläge und ermöglicht eine niederimpedante Ableitung des Blitzstromes in das Erdreich. Ebenso leistet die Erdungsanlage einen wichtigen Beitrag zur Einhaltung der Elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV).

Die Ausführung der Erdungsanlage für Nordex-WEA entspricht folgenden Normen:

- EN 62561-1 - Blitzschutzsystembauteile Teil 1: Anforderungen an Verbindungsbauteile
- EN 62561-2 - Blitzschutzsystembauteile Teil 2: Anforderungen an Leiter und Erder
- EN 50522 - Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV
- EN 61400-24 - Windenergieanlagen Teil 24: Blitzschutz

In den oben genannten Normen ist eine Dokumentation gefordert, welche Messprotokolle, Lagepläne und Fotografien enthält. Die Dokumentation muss zur Errichtung jeder Anlage vorliegen.

Die Verantwortung für die Anpassung der Erdungsanlage an die lokalen Gegebenheiten liegt beim Fundament-Designer.

## 2. Aufbau/Funktionalität

Das Nordex-Erdungsdesign ist modular aufgebaut, um die Erdungsanlage optimal an den jeweiligen Standort anzupassen.

Die Standard-Ausführung besteht aus drei Fundamenterdern aus verzinktem Bandstahl oder Kupfer, die als Ringerder mit unterschiedlichen Radien im Fundament verlegt sind und mit der Bewehrung normgerecht verbunden sind.

Ist der spezifische Erdwiderstand am Standort besonders hoch, so kann die Erdungsanlage um zusätzliche Ring- und Tiefenerder außerhalb des Fundaments erweitert werden. Erfahrungsgemäß ist eine Zusatzerdung ab einem Spezifischen Erdwiderstand um 500  $\Omega$ m empfehlenswert.

Um die Erdungsimpedanz zu verringern, ist es ausreichend, die Schirmung der Mittelspannungskabel des Parknetzes auf beiden Seiten zu erden. Eine zusätzliche Erdungsverbindung zwischen Windenergieanlagen ist nicht notwendig.

### 2.1 Stahlrohtürme

Über vier Anschlussfahnen, die in das Turminnere geführt werden, wird die Erdungsanlage mit der Turmwand oder dem Turmflansch aus Stahl verbunden, um eine bestmögliche Ableitung des Blitzstromes zu ermöglichen, siehe Abb. 1.

Um eine mögliche Zusatzerdung mit der Erdungsanlage zu verbinden, werden an der Außenkante des Fundaments um jeweils 90° versetzt vier Anschlussfahnen ins Erdreich ausgeführt.

Für die Anbindung der Erdungsanlage einer externen Transformatorstation werden ebenfalls die ins Erdreich ausgeführten Anschlussfahnen genutzt.

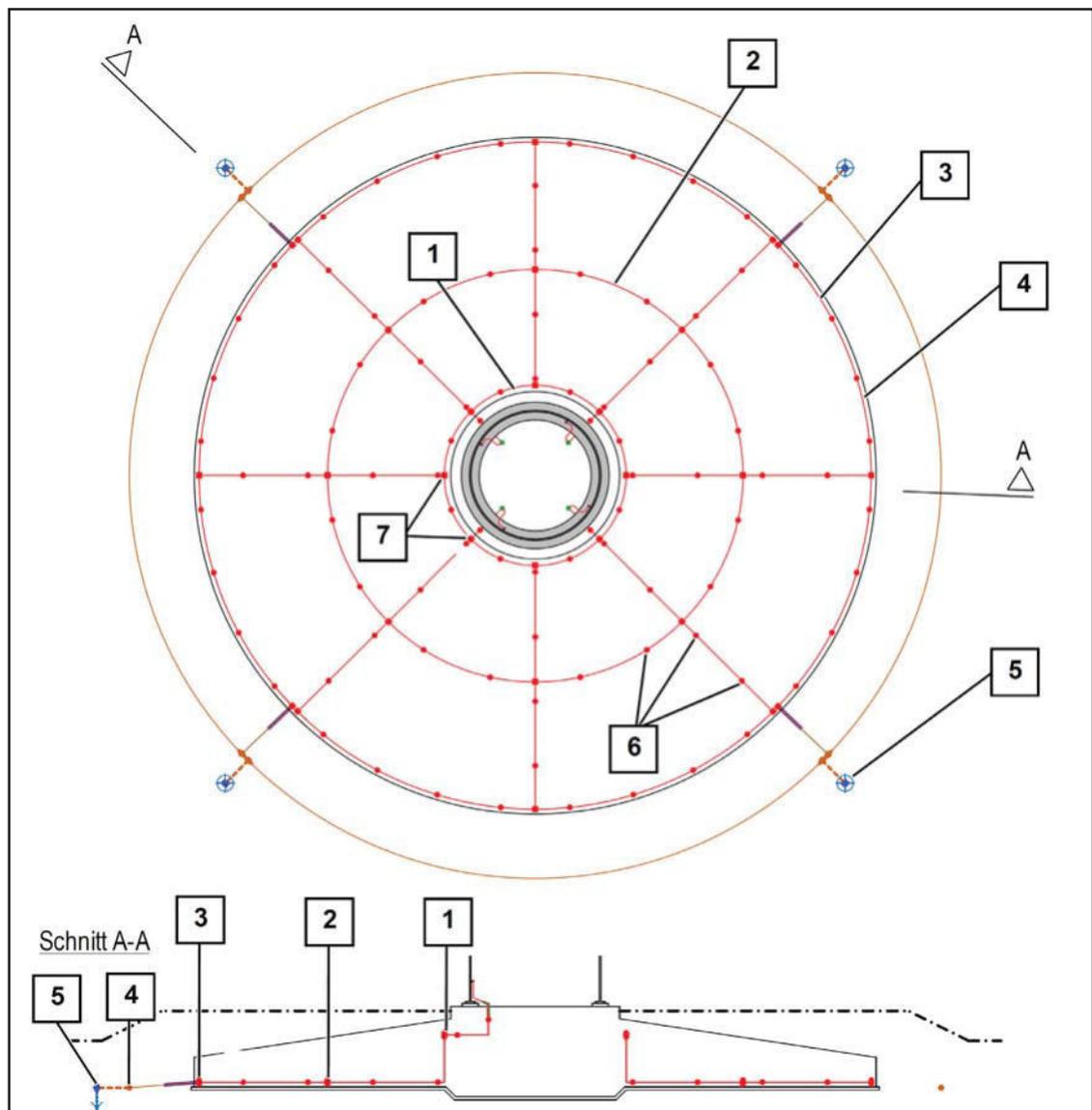


Abb. 1: Schema Einbruchmeldeanlage

- |   |   |   |  |
|---|---|---|--|
| 1 | Innerer Fundamenterder                      | 2 | Mittlerer Fundamenterder                       |
| 3 | Äußerer Fundamenterder                      | 4 | Zusätzlicher Ringerder                         |
| 5 | Zusätzlicher Tieferder                      | 6 | Verbindung der Erdungsanlage mit der Bewehrung |
| 7 | Verbindung der Fundamenterder untereinander |   |  |

## 2.2 Hybridtürme

Im Turmkeller der Fundamente für Hybridtürme wird die Erdungsanlage über vier Erdungsfestpunkte mit der Haupterdungsschiene verbunden, siehe Abb. 2.

Um eine mögliche Zusatzerdung mit der Erdungsanlage zu verbinden, werden an der Außenkante des Fundaments um jeweils 90° versetzt vier Anschlussfahnen ins Erdreich ausgeführt.

Für die Anbindung der Erdungsanlage einer externen Transformatorstation werden ebenfalls die ins Erdreich ausgeführten Anschlussfahnen genutzt.

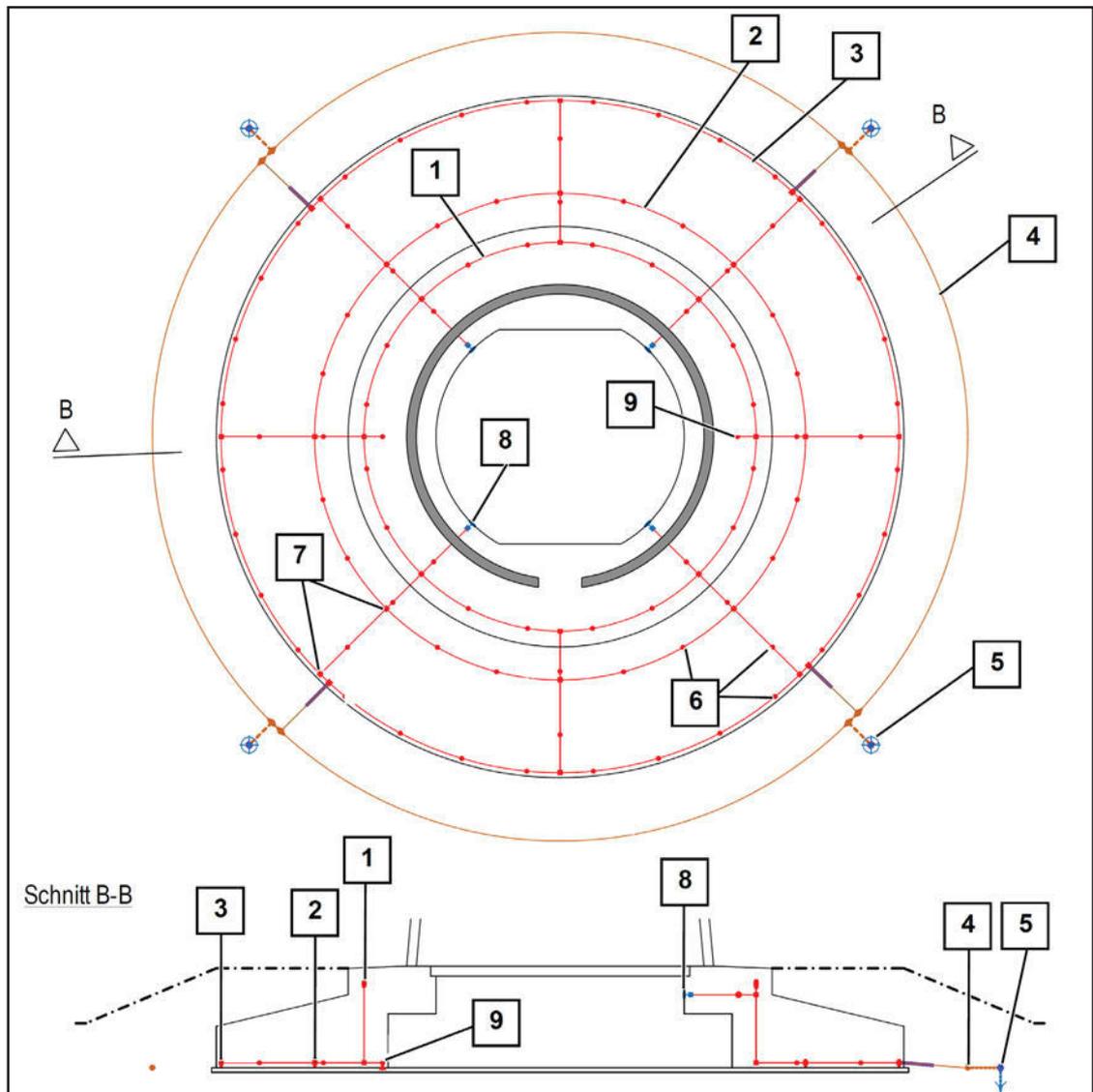


Abb. 2: Schema Einbruchmeldeanlage

- |  |   |
|--|---|
| 1 Innerer Fundamenterder                             | 2 Mittlerer Fundamenterder                                  |
| 3 Äußerer Fundamenterder                             | 4 Zusätzlicher Ringerder                                    |
| 5 Zusätzlicher Tieferder                             | 6 Verbindung der Erdungsanlage mit der Bewehrung            |
| 7 Verbindung der Fundamenterder untereinander        | 8 Erdungsfestpunkt zum Anschluss an die Haupterdungsschiene |
| 9 Verbindung mit der Bewehrung der Kellerbodenplatte |   |

Nordex Energy GmbH  
Langenhorner Chaussee 600  
22419 Hamburg  
Germany  
info@nordex-online.com  
<http://www.nordex-online.com>



## **Gutachten zu Risiken durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen am Standort Elsdorf III**

**Referenz-Nummer:**

F2E-2019-RIA-070, Rev. 0 - ungekürzte Fassung

**Auftraggeber:**

THEE Projektentwicklungs GmbH & Co. KG  
Großer Burstah 42, 20457 Hamburg

**Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:**

Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG  
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, [www.f2e.de](http://www.f2e.de)

**Verfasser:**

Dipl.-Met. Nicole Stoffels, Sachverständige,

Hamburg, 28.02.2020

**Gepprüft:**

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger,

Hamburg, 28.02.2020

**Urheber- und Nutzungsrecht:**

Urheber des Gutachtens ist die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erwirbt ein einfaches Nutzungsrecht entsprechend dem Gesetz über Urheberrecht und verwandte Schutzrechte (UrhG). Das Nutzungsrecht kann nur mit Zustimmung des Urhebers übertragen werden. Veröffentlichung und Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien sind verboten. Eine Einsichtnahme der gekürzten Fassung des Gutachtens gemäß UVPG §23 (2) über die zentralen Internetportale von Bund und Ländern gemäß UVPG §20 Absatz (1) wird gestattet.



## Inhaltsverzeichnis

1	Aufgabenstellung.....	3
2	Grundlagen.....	4
2.1	Vereisung.....	4
2.2	Regelungen in den Normen zum Eiswurf- / Eisfallrisiko.....	5
2.3	Eintrittshäufigkeiten Bauteilversagen.....	7
2.4	Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken.....	8
2.5	Vereisungshäufigkeiten.....	8
2.6	Berechnung der Flugbahn von Blattbruchstücken.....	10
2.7	Berechnung der Auftreffhäufigkeit nach Turmversagen.....	12
2.8	Grenzwerte und Risikobewertung.....	12
2.8.1	Grenzwerte individuelles Risiko.....	12
2.8.2	Grenzwerte kollektives Risiko.....	14
2.8.3	Risikobewertung.....	15
2.8.4	Risikomindernde Maßnahmen.....	18
2.8.5	Addition von Risiken.....	20
3	Eingangsdaten.....	22
3.1	Windparkkonfiguration und Schutzobjekte.....	22
3.2	Winddaten am Standort.....	25
3.3	Aufenthaltshäufigkeiten.....	25
3.4	Standortspezifische Grenzwerte für das kollektive Risiko.....	26
3.5	Standortspezifische Grenzwerte für die Erdgasleitung.....	26
3.6	Eiserkennung.....	27
3.6.1	Eiserkennungssystem.....	27
3.6.2	Zustand nach Abschaltung.....	27
3.6.3	Risikoreduzierende Maßnahmen.....	27
4	Durchgeführte Untersuchungen.....	27
4.1	Standortbesichtigung.....	27
4.2	Vereisungshäufigkeit am Standort.....	28
4.3	Anzahl sich lösender Eisstücke.....	28
4.4	Ermittlung der Gefährdungsbereiche.....	28
4.4.1	Bauteilversagen.....	28
4.4.2	Eiswurf und Eisfall.....	29
4.5	Betrachtung der Einzelrisiken.....	29
4.5.1	Eiswurf.....	30
4.5.2	Eisfall.....	30
4.5.3	Bauteilversagen.....	30
4.5.4	Ermittlung der Gefährdungsbereiche.....	30



4.6 Bewertung des Gesamtrisikos.....	31
5 Weitere Maßnahmen.....	32
5.1 Eisfall.....	32
6 Zusammenfassung.....	33
7 Formelzeichen und Abkürzungen.....	34
8 Literaturangaben.....	35
Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Bauteilversagen.....	37
A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten von Blattbruchstücken.....	37
A.2 Turmversagen.....	38
A.3 Verlust der Gondel bzw. des Rotors.....	38
A.4 Schadenshäufigkeiten.....	38
Anhang B: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall.....	41
B.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten.....	41
B.2 Schadenshäufigkeiten.....	42

## 1 Aufgabenstellung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die vorliegende Windparkkonfiguration hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall ausgehend von sich in Betrieb befindlichen bzw. stillstehenden (trudelnden) Windenergieanlagen (WEA) zu betrachten. Weiterhin wird eine Gefährdung durch Rotorblattbruch, Turmversagen und Verlust der Gondel bzw. des Rotors an den WEA betrachtet.

Die Bewertung erfolgt auf Basis des Gesamtrisikos durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen.



## 2 Grundlagen

### 2.1 Vereisung

Abhängig von den Vereisungsbedingungen kann es auf dem Rotorblatt einer WEA zu starken Vereisungen kommen, in deren Folge eine Gefahr durch sich lösende bis zu mehreren Kilogramm schwere Eisstücke besteht.

Während des Betriebes der WEA erfahren diese Eisstücke einen deutlichen Anfangsimpuls durch das schnell rotierende Blatt. In diesem Fall wird daher von Eiswurf gesprochen. Während des Stillstandes der WEA trudelt diese mit deutlich niedrigeren Drehzahlen. In diesem Fall wird daher von Eisfall gesprochen. In beiden Fällen (Eiswurf und Eisfall) wirken auf die abgelösten Eisstücke durch den Wind weitere Kräfte. Bei Sturm und auch entlang eines abfallenden Geländes können so nennenswerte Flugweiten erreicht werden.

Vereisung tritt ein, wenn entweder unterkühlte Wassertropfen auf das Rotorblatt aufschlagen oder die Oberflächentemperatur des Rotorblattes unterhalb des Reifpunktes liegt und Wasserdampf auf der Oberfläche in Form von Reif sublimiert.

Im Temperaturbereich von ca. 0° bis -10°C bildet sich aus den Wassertropfen beim Auftreffen auf das Rotorblatt Eis. Bis etwa -4°C kommt es dabei aufgrund der verzögerten Eisbildung zu großflächiger Klareisbildung. Bei niedrigeren Temperaturen dominiert hingegen die Raueisbildung, mit geringer Haftoberfläche und einem milchigeren und raueren Erscheinungsbild.

Unterhalb von -10°C können sich größere Ablagerungen von Raureif an den Profilkanten bilden. Der sich bei noch kälteren Temperaturen bildende Reif bildet typischerweise keine größeren Ablagerungen und spielt hinsichtlich einer Gefährdung durch Eisfall oder Eiswurf keine Rolle.

Grundsätzlich sollten bei der Gefährdung durch Eisfall bzw. Eiswurf daher zwischen großflächigen Eisplatten, die sich über einen großen Bereich der Profiltiefe ausbilden können, und schlankeren Eisstücken, die von der Profilkante abbrechen, unterschieden werden. Hinweise zu Form und Masse von Eisstücken finden sich z.B. in / 1.1/.

Aufgrund der extrem hohen Variabilität der Vereisungstage von Jahr zu Jahr werden langjährige Messungen benötigt, die möglichst auf einen klimatologischen Zeitraum, also 30 Jahre, zu beziehen sind /2.1/. Derart langjährige Messungen oder Beobachtungen liegen in Deutschland z.B. in Bodennähe für die Klimastationen des Deutschen Wetterdienstes DWD vor. Messungen in Bodennähe unterliegen jedoch starken mikroskaligen Einflüssen, so dass sie bezüglich einer Vereisung schon wenige



hundert Meter entfernt nicht mehr aussagekräftig sein können, wenn sich dort z.B. aufgrund einer lokalen Senke kalte Luft sammelt. Diese mikroskaligen Effekte, die auf Nabenhöhe der Windenergieanlagen typischerweise keine Rolle mehr spielen, zu identifizieren und entsprechend zu korrigieren ist so gut wie nicht möglich. Hinzu kommt, dass die Daten der Klimastationen oft über mehr als 10km und auf andere Höhen über Meeresebene übertragen werden müssen, so dass die Unsicherheiten in der Vorhersage der Vereisungstage nach dieser Methode insgesamt sehr groß sind.

Eine weitere mögliche Quelle stellen großflächige Vereisungskarten dar, wie sie z.B. in /1.1/ und /1.2/ dargestellt sind. Diese Karten liefern jedoch nur Hinweise und Tendenzen. In /1.2/ wird darauf hingewiesen, dass im Gegensatz zu den in den großflächigen Karten dargestellten Werten, die tatsächlichen Werte schon auf kurzen Distanzen stark schwanken können und die lokale Geländetopografie berücksichtigt werden sollte. Die daraus entstehenden Unterschiede in der Einschätzung der Vereisungstage können extrem groß sein, so dass diese Karten selbst zur Plausibilisierung lokaler Vereisungsdaten nur sehr bedingt geeignet sind.

Für Deutschland liegt mittlerweile eine hochaufgelöste Vereisungskarte des DWD vor, die die lokale Topografie berücksichtigt /1.8/. Sie stellt vor dem Hintergrund der dargestellten Zusammenhänge die zurzeit beste Datengrundlage zur Ermittlung der Vereisungstage für Standorte in Deutschland dar.

## **2.2 Regelungen in den Normen zum Eiswurf- / Eisfallrisiko**

In /1.1/ findet sich für Regionen mit einer hohen Vereisungshäufigkeit die Empfehlung, einen Mindestabstand von  $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$  zu gefährdeten Bereichen einzuhalten oder die Windenergieanlage bei Vereisungsbedingungen abzuschalten.

Der vorgeschlagene Mindestabstand von  $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$  fand in Deutschland Eingang in die Muster-Liste der technischen Baubestimmungen bzw. die Muster-Verwaltungsvorschrift Technischen Baubestimmungen /2.2/. Dort heißt es in der Anlage zur Richtlinie für Windenergieanlagen:

„Abstände zu Verkehrswegen und Gebäuden sind unbeschadet der Anforderungen aus anderen Rechtsbereichen wegen der Gefahr des Eisabwurfs einzuhalten, soweit eine Gefährdung der öffentlichen Sicherheit nicht auszuschließen ist. Abstände größer als  $1,5 \times (\text{Rotordurchmesser} + \text{Nabenhöhe})$  gelten im Allgemeinen in nicht besonders eisgefährdeten Regionen als ausreichend. In anderen Fällen ist die Stellungnahme eines Sachverständigen erforderlich.“

Soweit dieser Mindestabstand nicht eingehalten wird bzw. der Standort der Wind-



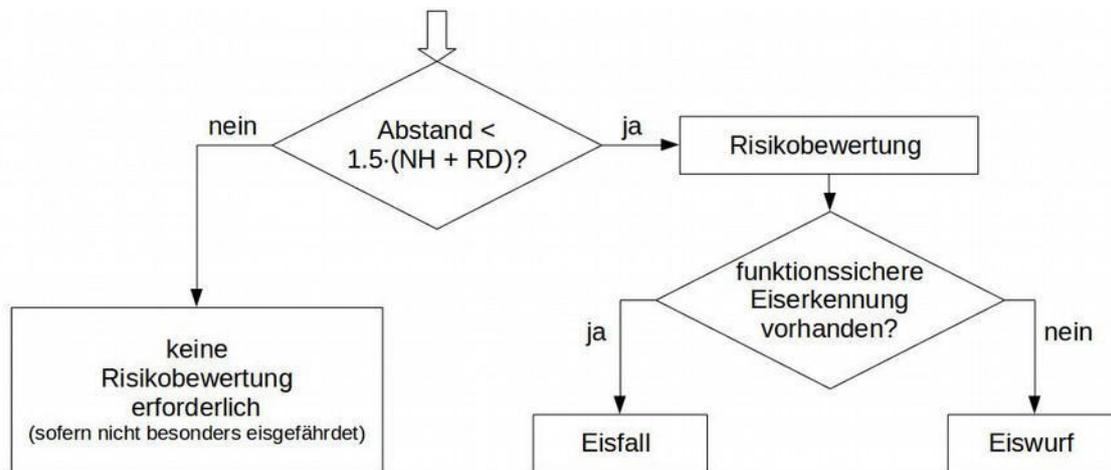
energieanlage in einer besonders eisgefährdeten Region liegt und der Mindestabstand daher keine Anwendung finden kann, ist also das Risiko durch Eiswurf standortspezifisch zu bewerten.

Weiterhin wird in /2.2/ ausgeführt, dass die gutachterliche Stellungnahme eines Sachverständigen zur Funktionssicherheit von Einrichtungen vorzulegen ist, durch die der Betrieb der Windenergieanlage bei Eisansatz sicher ausgeschlossen werden kann oder durch die ein Eisansatz verhindert werden kann. Dies hat immer dann zu erfolgen, wenn erforderliche Abstände wegen der Gefahr des Eisabwurfes nicht eingehalten werden.

Die gutachterliche Stellungnahme zur Funktionssicherheit von Einrichtungen zur Eiserkennung ist im Gegensatz zur gutachterlichen Stellungnahme bei Unterschreitung des in der Muster-Liste genannten Mindestabstandes von  $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$  kein standortspezifischer Nachweis, sondern ein entweder vom Hersteller des Eiserkennungssystems bzw. für die Implementierung in eine spezifische Windenergieanlage vom Hersteller der Windenergieanlage einmalig für den jeweiligen Typ in Auftrag gegebenes Gutachten. Diese Systeme schließen damit den Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz aus, können aber nicht grundsätzlich Eisansatz verhindern. Das für eine Verhinderung des Eisansatzes in /2.2/ genannte Beispiel einer Rotorblattheizung ist an dieser Stelle typischerweise nicht als Sicherheitssystem konzipiert. Der Betrieb einer Rotorblattheizung wird daher durch einzelne Hersteller für Standorte, in deren Umgebung eventuell durch Eiswurf eine erhebliche Gefährdung besteht, sogar ausgeschlossen.

Damit ergibt sich die Situation, dass auch bei einem vorhandenen System zur Eiserkennung mit Eisfall (Ablösen von Eisstücken von der stillstehenden bzw. trudelnden Windenergieanlage) zu rechnen ist und damit auch in diesen Fällen bei Unterschreitung des Mindestabstandes von  $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$  eine standortspezifische Bewertung des Risikos erfolgen sollte.

Der in der Abbildung 2.2.1 dargestellte Entscheidungsbaum für die Bewertung des Risikos durch Eiswurf und Eisfall fasst dies noch einmal zusammen.



**Abbildung 2.2.1:** Entscheidungsbaum für die Bewertung des Risikos durch Eiswurf und Eisfall.

Auf internationaler Ebene wurden durch die International Energy Agency (IEA) Empfehlungen für die Risikobewertung von Eisfall und Eiswurf erarbeitet /2.1/. Neben der Risikobewertung beschäftigen sich die Empfehlungen der IEA auch mit der mathematischen Modellierung und den eingehenden Randbedingungen. Die Empfehlungen der IEA /2.1/ werden im Folgenden berücksichtigt.

### 2.3 Eintrittshäufigkeiten Bauteilversagen

Die Eintrittshäufigkeiten für die Schadensfälle Rotorblattbruch, Turmversagen und Verlust der Gondel bzw. des Rotors werden typischerweise auf Basis bekannter Schadenereignisse eingeschätzt. Umfassende Untersuchungen hierzu finden sich z.B. in /1.11/. Hier werden folgende Versagenshäufigkeiten pro WEA pro Jahr genannt:

**Tabelle 2.3.1:** Versagenshäufigkeiten an WEA pro Anlage und Jahr sowie gemeldete und bestätigte Wurfweiten nach /1.11/.

Anlagenteil	Versagenshäufigkeiten pro WEA pro Jahr		Maximale Wurfweite
	Erwartungswert	Erwartungswert zuzüglich Sicherheitszuschlag	
Ganzes Blatt	$6.3 \cdot 10^{-4}$	$8.4 \cdot 10^{-4}$	150m
Turm	$5.8 \cdot 10^{-5}$	$1.3 \cdot 10^{-4}$	Gesamthöhe der WEA
Gondel oder Rotor	$1.8 \cdot 10^{-5}$	$4.0 \cdot 10^{-5}$	Rotorradius



Die Erwartungswerte zuzüglich des Sicherheitszuschlages werden im Folgenden als Eintrittshäufigkeiten zugrunde gelegt.

Eine mögliche Ursache für ein Umstürzen der WEA, einen Absturz des Rotors, einen Absturz der Gondel oder den Verlust des ganzen bzw. Teilen eines Rotorblattes ist ein Brand der WEA. Das durch einen Brand hierdurch verursachte Risiko ist daher in der Risikobetrachtung für das Bauteilversagen enthalten und mit abgedeckt.

## **2.4 Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken**

Für die Berechnung der Flugbahnen der Eisstücke wird basierend auf den Luftwiderstandsbeiwerten, der Geometrie und der Masse der Eisstücke die Lage des Eisstückes während der gesamten Bewegung erfasst und verfolgt, so dass sich im Vergleich zu einer rein ballistischen Flugbahn ein realistischeres Bild der Flugweiten ergibt und auch solche Flugbahnen erfasst werden, bei denen im Einzelfall aufgrund von Auftriebskräften am Eisstück sehr hohe Flugweiten erreicht werden.

Im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation werden dabei folgende Größen zufällig im Rahmen der am Standort zu erwartenden Wahrscheinlichkeitsverteilung variiert:

- Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe,
- Windrichtung,
- Position des Eisstückes auf dem Blatt,
- Geometrie und Dichte des Eisstückes,
- Drehzahl und Stellung des Rotors im Moment der Ablösung des Eisstückes.

Für das Geländemodell in der Umgebung der WEA werden Daten aus /1.5/ berücksichtigt. Eine eventuell vorhandene Schutzwirkung durch Bewuchs oder Gebäude wird dabei vernachlässigt.

Das Berechnungsmodell wurde im Rahmen der Entwicklung der IEA Recommendations /2.1/ anhand von Messkampagnen in realen Windparks validiert.

## **2.5 Vereisungshäufigkeiten**

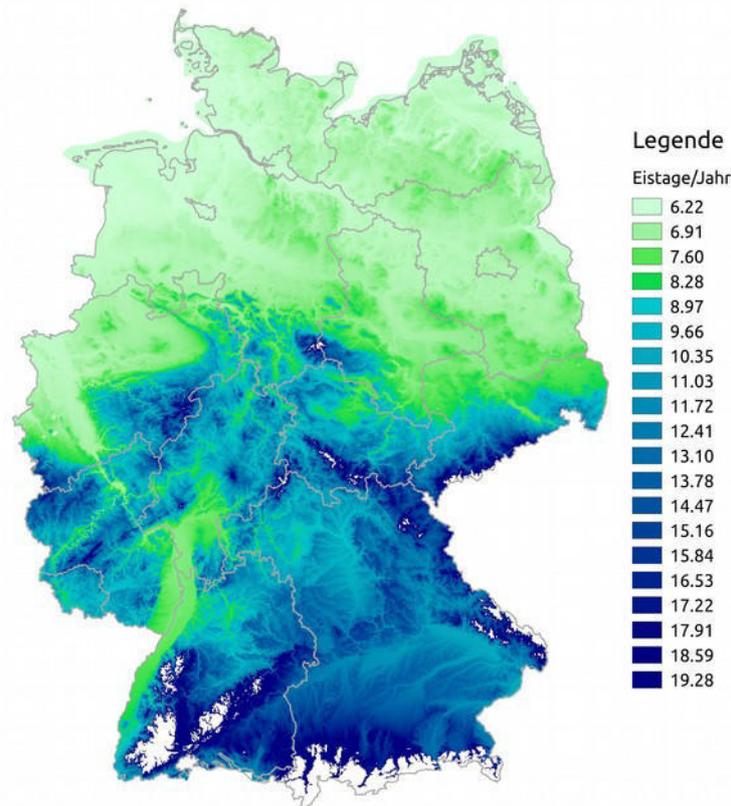
Datengrundlage für die Bewertung der Vereisungshäufigkeit bildet die Vereisungskarte des Deutschen Wetterdienstes /1.8/. Für die Bestimmung der Häufigkeit atmosphärischer Vereisung wurden hierzu in /1.8/ verschiedene Wetter-Meldungen ausgewertet:

- Allgemeine Wetterereignisse:
  - leichter, mäßiger oder starker gefrierender Regen,



- leichter, mäßiger oder starker gefrierender Sprühregen,
- leichter, mäßiger oder starker Schneeregen,
- Eiskörner (gefrorene Regentropfen),
- Nebel mit Reifansatz
- Wetterereignisse bei Temperaturen  $\leq 0^\circ$  Celsius:
  - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Sprühregen,
  - leichter, mäßiger oder starker Sprühregen mit Regen,
  - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Regen,
  - Nebel oder Nebel mit Reifansatz
- Wetterereignisse bei Temperaturen  $> 0^\circ$  Celsius:
  - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Schneefall,
  - leichter, mäßiger oder starker Schneeregen- oder Schneeschauer,
- Wetterereignisse der letzten Stunde aber nicht zur Beobachtungszeit:
  - Schneefall,
  - Schneeregen oder Eiskörner,
  - gefrierender Regen,
  - Schneeschauer bei Temperaturen  $> 0^\circ$  Celsius,
  - Nebel bei Temperaturen  $\leq 0^\circ$  Celsius.

Damit werden eine Vielzahl von Ereignissen erfasst, die nicht in allen Fällen zu einer signifikanten Vereisung bzw. in einigen Fällen zu keiner Vereisung der WEA führen. Gleichzeitig beziehen sich die Meldungen auf Beobachterhöhe und nicht auf die Nabenhöhe der WEA. Es wurden daher Vergleiche mit verschiedenen Klimastationen des Deutschen Wetterdienstes durchgeführt. Hierzu wurden langjährige (30 Jahre) Messreihen zum Tagesmittel der relativen Luftfeuchte und der Lufttemperatur ausgewertet, um die Vereisungshäufigkeit auf Nabenhöhe zu bestimmen. Der Vergleich zeigt, dass die in /1.8/ auf Beobachterhöhe ermittelten Vereisungshäufigkeiten konservativere Ergebnisse liefern. Eine Umrechnung auf Nabenhöhe der WEA ist daher unter Berücksichtigung der in /1.8/ betrachteten Ereignisse nicht erforderlich.



*Abbildung 2.5.1: Eistage pro Jahr gemäß den Ergebnissen aus /1.8/ für Höhen bis 700m üNN.*

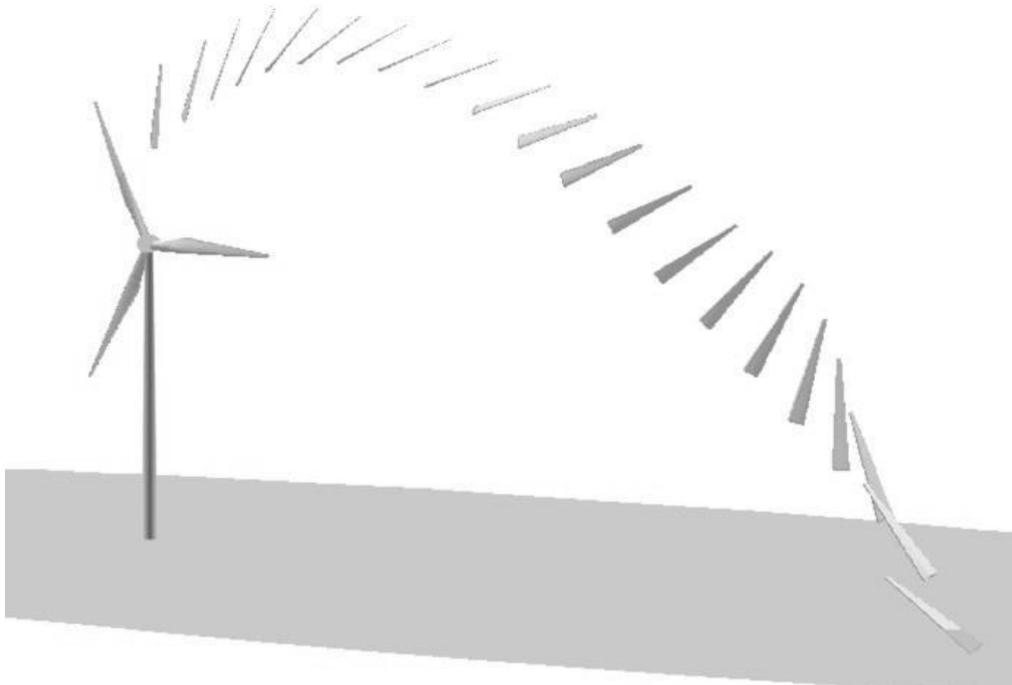
Gemäß /1.8/ sind für Standorte in großen Höhen besondere Betrachtungen erforderlich, wenn diese besonders exponiert oder besonders geschützt liegen. Entsprechende Orte wurden in /1.8/ daher gefiltert. Die niedrigste betroffene Höhe liegt bei ca. 700m üNN, so dass das hier verwendete Verfahren im Folgenden für Orte bis zu einer Höhe von 700m üNN ohne Korrekturen angewendet wird. In diesem Höhenbereich weist die in /1.8/ verwendete exponentielle Regression eine gute Annäherung an die Daten auf und wird daher hier verwendet. Abbildung 2.5.1 zeigt die hierauf beruhende Vereisungskarte für Deutschland.

## **2.6 Berechnung der Flugbahn von Blattbruchstücken**

Für die Berechnung der Flugbahnen der Blattbruchstücke wird basierend auf den Luftwiderstandsbeiwerten, der Geometrie und der Masse der Blattbruchstücke die Lage des Blattbruchstückes während der gesamten Bewegung erfasst und verfolgt, so dass sich im Vergleich zu einer rein ballistischen Flugbahn ein realistischeres Bild der Flugweiten ergibt und auch solche Flugbahnen erfasst werden, bei denen im Einzelfall aufgrund von Auftriebskräften am Blattbruchstück sehr hohe Flugweiten



erreicht werden. In Abbildung 2.6.1 ist eine beispielhafte Flugbahn visualisiert.



**Abbildung 2.6.1:** Beispielhafte Flugbahn eines Blattbruchstückes /1.12/.

Für die Berechnung werden für die Leistungsklasse der WEA repräsentative Daten zu Blattmassenverteilung, Geometrie, aerodynamischen Beiwerten (Auftrieb-, Schub- und Momentenbeiwerte an verschiedenen Blattschnitten) sowie Pitch- und Drehzahlverlauf unterstellt. Der Bruch wird in allen Fällen als glatter, plötzlicher Abriss modelliert, der während des Bruchvorgangs keine Energie verbraucht.

Im Unterschied zu /1.11/, wo stets der Abriss des ganzen Blattes unterstellt wird, werden auch größere Blattbruchstücke betrachtet, die tendenziell zu größeren Flugweiten und damit zu einer konservativen Betrachtungsweise führen.

In der Summe wurden ca. 5.5 Millionen Flugbahnen ausgewertet.

Folgende Randbedingungen wurden bei der Berechnung zugrunde gelegt:

- Abrisspunkte:
  - ganzes Blatt (50% der Ereignisse),
  - Bruchstücke von 90%, 70%, 50% und 30% der Blattlänge (jeweils 12.5% der Ereignisse).
- Windgeschwindigkeitsverteilung entsprechend Tabelle 3.2.1.



- Windrichtung in 1° Grad-Schritten gewichtet mit der Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen entsprechend Tabelle 3.2.1.
- Rotorblattstellung zum Zeitpunkt des Abrisses: gleichverteilt in 2°-Schritten.
- Drehzahl der WEA: Abhängig von der Windgeschwindigkeit entsprechend Kennlinie der WEA (Überdrehzahl wird vernachlässigt, da dies als Ursache für Blattbruch vernachlässigbar ist /1.11/).
- Geländehöhe: für das Geländemodell in der Umgebung der WEA werden Daten aus /1.5/ berücksichtigt.

Für die Ermittlung der Gesamthäufigkeit, dass ein Blattbruchstück auf einer Fläche von einem Quadratmeter in der Umgebung einschlägt, ist anschließend die Eintrittswahrscheinlichkeit von  $8.4 \cdot 10^{-4}$  für einen Blattbruch pro WEA und pro Jahr nach Tabelle 2.3.1 mit in Betracht zu ziehen.

## **2.7 Berechnung der Auftreffhäufigkeit nach Turmversagen**

Ermüdungsschäden an Türmen sind selten. Es kann angenommen werden, dass das Versagen eines Turmes aufgrund von Ermüdung durch die Bauüberwachung und wiederkehrenden Prüfungen weitestgehend ausgeschlossen werden kann /1.13/. Eine Gefährdung durch Turmversagen wird daher unterstellt, wenn es bei extremer Belastung (Sturm) aufgrund von Konstruktions-, Planungs- oder Wartungsfehlern zu einem Versagen des Turmes bzw. des Fundamentes kommt.

Aus den Abmaßen der WEA und der Lage der Schutzobjekte ergibt sich die Windrichtung aus denen die Starkwindlagen unterstellt werden müssen. Aus den Winddaten in Tabelle 3.2.1 werden anschließend die relativen Häufigkeiten für Starkwind mit einem 10-Minuten-Mittelwert von mehr als 16m/s auf Nabenhöhe für die jeweils zu betrachtenden Windrichtungen bestimmt. In Verbindung mit der Versagenshäufigkeit aus Tabelle 2.3.1 ergeben sich die Gesamthäufigkeiten.

## **2.8 Grenzwerte und Risikobewertung**

### **2.8.1 Grenzwerte individuelles Risiko**

Für Personenschäden findet sich in der Literatur das Konzept der minimalen endogenen Sterblichkeit (MEM) /2.3/. Die minimale endogene Sterblichkeit in entwickelten Ländern findet sich in der Gruppe der fünf bis 15jährigen. Sie liegt bei  $2 \cdot 10^{-4}$  Todesfällen pro Person und Jahr. Eine neue Technologie sollte diese endogene Sterblichkeit nicht nennenswert erhöhen. Es wird daher gefordert, dass die einer neuen Technologie verbundene Sterblichkeit nicht mehr als  $1 \cdot 10^{-5}$  Todesfälle pro Person

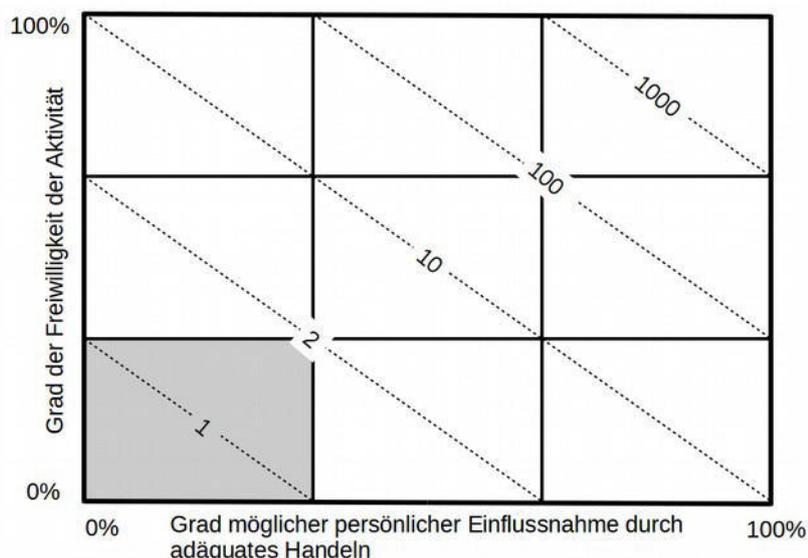


und Jahr betragen darf.

An anderer Stelle wird das gesellschaftlich akzeptierte Todesfallrisiko abhängig vom Grad der Freiwilligkeit und möglichen Einflussnahme auf die Handlung dargestellt / 1.7/. Die Akzeptanz sinkt, wenn zum einen die Möglichkeit sich durch adäquates Handeln zu schützen gegen Null geht und zum anderen sich die Person nicht freiwillig der Gefährdung aussetzt. Der unter diesen Randbedingungen definierte Grenzwert liegt bei  $1 \cdot 10^{-5}$  Todesfällen pro Person und Jahr und entspricht damit dem definierten MEM-Kriterium.

Betrachtet man das Risiko in der Nähe einer WEA durch Eisfall, Eiswurf oder Bauteilversagen tödlich zu verunglücken, begibt man sich in der Regel weder freiwillig in diese Lage noch hat man durch persönliche Einflussnahme eine Möglichkeit das Risiko nennenswert zu minimieren. Der Ansatz des MEM-Kriteriums ist daher an dieser Stelle gerechtfertigt und sinnvoll.

Damit liegt eine inakzeptable Gefährdung durch Eiswurf, Eisfall oder Bauteilver-sagen nur vor, wenn der so definierte Grenzwert überschritten wird.



**Abbildung 2.8.1.1:** Akzeptiertes Todesfallrisiko pro 100 000 Personen /1.7/. Grau hinterlegter Bereich entspricht dem MEM-Kriterium /2.3/.

Um hier eine konservative Vorgehensweise zu gewährleisten, werden bezüglich des Eisfall/Eiswurf-Risikos folgende Annahmen getroffen:

- Ein Eisstück, das eine ungeschützte Person außerhalb eines Fahrzeuges oder Gebäudes im Bereich des Kopfes trifft, führt immer zu einer schweren Verletzung oder zum Tode.
- Ein Eisstück, das direkt auf ein Fahrzeug im Bereich der Frontscheibe auftrifft,



führt stets zu einer schweren Verletzung oder zum Tode der Insassen. Die durchschnittliche Anzahl von Personen in einem Kraftfahrzeug ist statistisch erfasst /1.6/, so dass sich hieraus eine Anzahl betroffener Personen ableiten lässt.

Mit dem Ausschluss leichter Verletzungen, der fehlenden Unterscheidung zwischen schweren und tödlichen Verletzungen wird hier ein konservativer Ansatz gewählt. Eine weitere Differenzierung gestaltet sich an dieser Stelle sehr schwierig und lässt sich statistisch zurzeit nicht ausreichend absichern.

### 2.8.2 Grenzwerte kollektives Risiko

Bei der Bewertung von Schutzobjekten, bei denen sich eine größere Anzahl von Personen in der Nähe der WEA aufhält, wie es typischerweise bei Verkehrswegen der Fall ist, ist gemäß /2.1/ das daraus resultierende Kollektivrisiko zu bewerten. Entsprechende Grenzwerte für das Kollektivrisiko werden in /2.1/ definiert. Diese liegen für das Kollektivrisiko zwei Größenordnungen oberhalb des MEM-Kriteriums /2.1/ und somit bei  $1 \cdot 10^{-3}$  Todesfällen pro Jahr.

Gemäß /2.1/ kann für das Risiko im Straßenverkehr der Grenzwert für das kollektive Risiko basierend auf vorliegenden Unfallstatistiken ermittelt werden. Diese Vorgehensweise findet Anwendung für Straßen des Fernverkehrs und angeschlossene Straßen, die dem Durchgangsverkehr dienen. Dies sind in Deutschland die Bundesautobahnen, die Bundesstraßen und die Landesstraßen.

Das aktuelle Risiko ist dabei auf Basis der Todesfälle und der Schwerverletzten im Straßenverkehr zu ermitteln. Entsprechend der grundsätzlichen Idee des MEM-Kriteriums wird auch hier gefordert, dass ein bestehendes Risiko nicht nennenswert erhöht werden darf. Der anzusetzende Grenzwert für eine inakzeptable Gefährdung wird daher eine Größenordnung niedriger gewählt als das bestehende Risiko /2.1/.

Mit /1.3/ liegen entsprechende Unfallzahlen für Kfz-Benutzer gegliedert nach Straßenklasse, Ortslage und Unfallfolge vor. Tabelle 2.8.2.1 listet die entsprechenden absoluten Unfallzahlen pro Jahr für die betreffenden Straßengruppen.

**Tabelle 2.8.2.1:** Verunglückte Kfz-Benutzer gegliedert nach Straßenklasse pro Jahr /1.3/.

Straßenklasse	Getötete	Schwerverletzte
Bundesautobahn	344	5673
Bundesstraße (außerorts)	640	7742
Landesstraße (außerorts)	646	9210



In Verbindung mit der Inlandsfahrleistung auf den verschiedenen Straßenklassen lassen sich daraus die bestehenden Risiken bezogen auf die gefahrene Strecke bestimmen. Damit ist es möglich abhängig von der Verkehrsdichte straßenspezifische Risikowerte festzulegen. Die Streckenlänge ist dabei so festzulegen, dass jeweils nur eine WEA zur Gefährdung beitragen kann, um auch hier zu gewährleisten, dass das von jeder WEA ausgehende Risiko unabhängig bewertet werden kann. Die so standortspezifisch ermittelten Risikogrenzwerte werden bei Bedarf in Kapitel 3 dargestellt. Für alle anderen Straßenklassen kann der oben definierte Grenzwert für das Kollektivrisiko von  $1 \cdot 10^{-3}$  zugrunde gelegt werden.

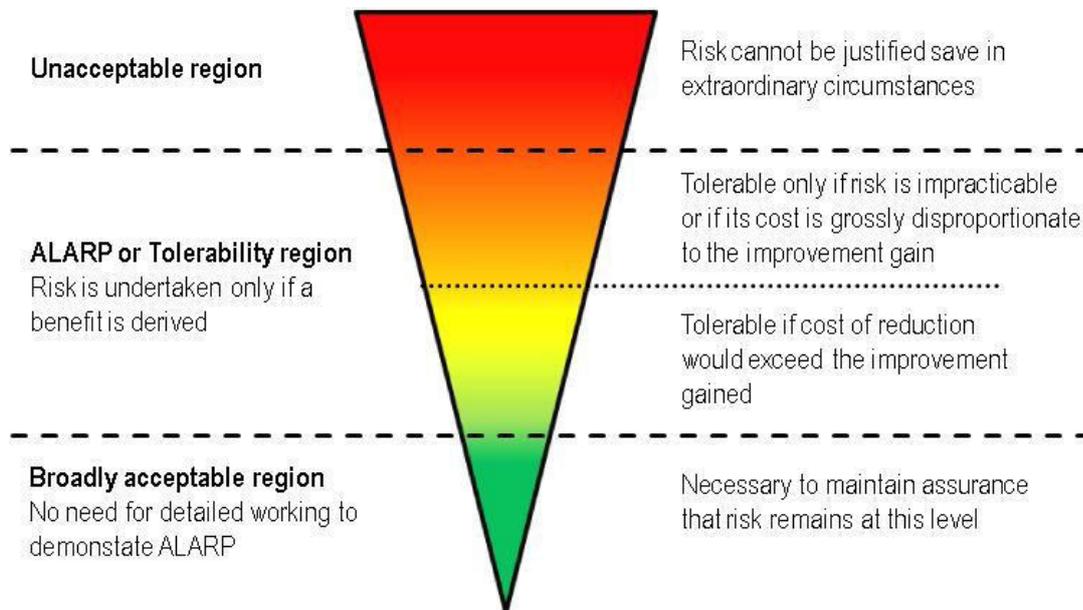
### 2.8.3 Risikobewertung

Im Folgenden wird in allen Fällen das individuelle Risiko und das kollektive Risiko ermittelt. Anschließend wird in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen das individuelle oder kollektive Risiko für eine Bewertung zugrunde gelegt. In Anlehnung an /2.1/ kann dabei folgende Aufteilung verwendet werden:

- Individuelles Risiko:
  - land- und forstwirtschaftlich genutzte Wege, Wanderwege, Fahrradwege und Straßen mit geringer Verkehrsdichte,
  - Objekte wie Scheunen, Hütten etc., die regelmäßig durch den Besitzer oder durch einen kleinen Personenkreis genutzt werden.
- Kollektives Risiko:
  - stark genutzte Gemeindestraßen, Kreisstraßen, Landesstraßen, Bundesstraßen und Autobahnen,
  - Objekte, die von generellem Interesse für die Öffentlichkeit sind und entsprechend durch eine größere Personengruppe genutzt werden (öffentliche Parkplätze, Industrieanlagen etc.).

Entsprechend dem Vorgehen der UK Health and Safety Executive (HSE) /1.9/ werden in /2.1/ unterhalb des inakzeptablen Bereiches weitere Risikobereiche definiert, die unterschiedliche Maßnahmen erfordern.

Das MEM-Kriterium definiert für das individuelle Risiko dabei die Obergrenze des sogenannten ALARP-Bereichs (As Low As Reasonably Practicable, s. Abbildung 2.8.3.1). Risiken die höher als das MEM-Kriterium liegen, sind demnach nicht akzeptabel.



**Abbildung 2.8.3.1:** ALARP-Prinzip /1.9/. Die Grenze zum roten inakzeptablen Bereich wird für das individuelle Risiko durch das MEM-Kriterium /2.3/ definiert.

Darunter folgt der ALARP-Bereich, welcher sich über zwei Größenordnungen der Risikowerte erstreckt.

Liegt das Risiko im oberen ALARP-Bereich, sollen Maßnahmen in Betracht gezogen werden, um das Risiko weiter zu reduzieren. Die Maßnahmen sollten sich an den bekannten und etablierten Techniken und den am Standort gegebenen Möglichkeiten orientieren.

Liegt das Risiko im unteren ALARP-Bereich, sind Maßnahmen zur Reduzierung des Risikos in der Regel nicht erforderlich. Im Rahmen des Gutachtens werden entsprechend nur im Einzelfall Maßnahmen vorgeschlagen.

Liegt das Risiko mehr als zwei Größenordnungen unterhalb des MEM-Kriteriums, ist es ohne weitere Maßnahmen uneingeschränkt akzeptabel.

Bei der Bewertung der individuellen und kollektiven Risiken wird entsprechend zwischen den vier in Tabelle 2.8.3.1 genannten Bereichen unterschieden.

Da Sachschäden hier in ihrer Schwere gegenüber Personenschäden vernachlässigbar sind, werden diese in der Regel nicht weiter bewertet und in den Detailergebnissen im Anhang nicht dargestellt.

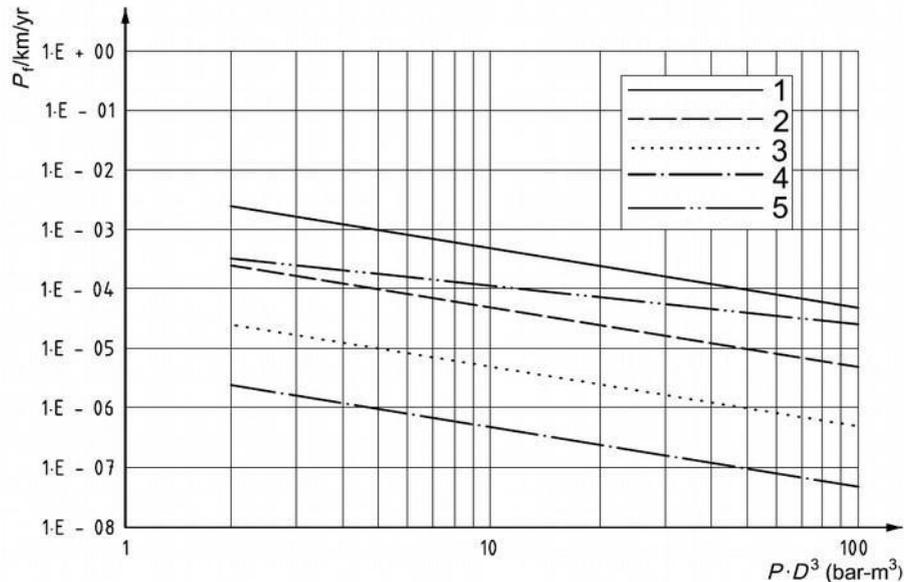


**Table 2.8.3.1: Risikobereiche für das individuelle und kollektive Risiko nach /2.1/.**

Individuelles Risiko	Kollektives Risiko	Bewertung
$> 10^{-5}$	$> 10^{-3}$ oder standortspezifisch	Roter Bereich: Risiko inakzeptabel - Maßnahmen sind einzuleiten und deren Nutzen nachzuweisen
$10^{-6}$ bis $10^{-5}$	$10^{-4}$ bis $10^{-3}$ oder standortspezifisch	Oranger Bereich: Risiko akzeptabel - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen
$10^{-7}$ bis $10^{-6}$	$10^{-5}$ bis $10^{-4}$ oder standortspezifisch	Gelber Bereich: Risiko akzeptabel - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
$< 10^{-7}$	$< 10^{-5}$ oder standortspezifisch	Grüner Bereich: Risiko uneingeschränkt akzeptabel

Akzeptierte Grenzwerte für Schäden an Erdöl- und Erdgasleitungen finden sich in der DIN EN ISO 16708 /2.6/. Abhängig von der Art des transportierten Fluides, der Bevölkerungsdichte in der Umgebung der Leitung, dem Druck innerhalb der Leitung und dem Durchmesser der Leitung werden die maximal akzeptierten Versagenshäufigkeiten definiert. Diese beziehen sich auf ein Jahr und einen Kilometer der Leitung.

In Abbildung 2.8.3.2 sind die maximal akzeptierten Versagenshäufigkeiten pro Jahr und Leitungskilometer in Abhängigkeit vom Druck und Durchmesser der Leitung für die verschiedenen Sicherheitsklassen 1 bis 4 dargestellt. Die Sicherheitsklassen reichen von gering (1) an Orten mit einer mittleren Bevölkerungsdichte bis sehr stark (4) an Orten mit einer sehr hohen Bevölkerungsdichte. Die ebenfalls dargestellte Klasse 5 entspricht dem individuellen Risiko für Personen die sich direkt über der Leitung aufhalten. Die daraus ermittelten maximal akzeptierten Versagenshäufigkeiten müssen noch für die Länge des jeweiligen betroffenen Streckenabschnitts angepasst werden.



**Abbildung 2.8.3.2:** Maximal akzeptierte Versagenhäufigkeit für die Sicherheitsklassen 1 bis 4 und das individuelle Risiko (5) pro Kilometer und Jahr /2.6/.

Damit liegt eine Gefährdung nur vor, wenn der so definierte Grenzwert für Erdölleitungen gemäß DIN EN ISO 16708 /2.6/ überschritten wird.

## 2.8.4 Risikomindernde Maßnahmen

Liegt das Risiko im inakzeptablen roten Bereich, ist ein Nachweis erforderlich, dass das Risiko durch geeignete Maßnahmen in den ALARP-Bereich verschoben werden kann. Gemäß /2.1/ kommen insbesondere folgende Maßnahmen in Frage, um das Risiko in den ALARP-Bereich zu verschieben:

- Fixierung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung,
- Installation eines Systems zur Erkennung von strukturellen Schäden an den Rotorblättern ,
- Wahl eines kleineren WEA-Typs,
- Verschiebung der WEA,
- Verlegung des betroffenen Schutzobjektes.

In allen Fällen ist durch eine erneute Berechnung nachzuweisen, dass das Risiko anschließend nicht mehr im roten inakzeptablen Bereich liegt /2.1/.



Liegt das Risiko im oberen orangen ALARP-Bereich sind etablierte risikomindernde Maßnahmen umzusetzen. Zu den empfohlenen Maßnahmen zählen:

- Fixierung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung, wenn dies aufgrund der Lage der Schutzobjekte möglich und sinnvoll ist,
- Einsatz einer funktionssicheren Eiserkennung,
- Warnschilder,
- Warnleuchten, die mit dem Eiserkennungssystem der WEA gekoppelt sind,
- Physische Barrieren wie Schranken sofern dies vor Ort umgesetzt werden kann.

Die Auswahl der Maßnahmen sollte sich an den bekannten und etablierten Techniken und den am Standort gegebenen Möglichkeiten orientieren.

Auf Freiflächen mit kontrolliertem und beschränktem Zutritt wie z.B. einem Betriebsgelände kann das Risiko durch Eisfall und Eiswurf auch durch Aufenthaltsbeschränkungen oder das Tragen eines Schutzhelmes reduziert werden. Bei der Quantifizierung dieser Maßnahmen kann gemäß /1.14/ davon ausgegangen werden, dass das Tragen eines Schutzhelmes mit einem Chancenverhältnis (odds ratio) für schwere und tödliche Kopfverletzungen von etwa  $\frac{1}{3}$  verbunden ist.

Bei einer Fixierung der Azimut-Position wird die WEA nach einer Abschaltung durch die Eiserkennung in eine fixe Azimut-Position gefahren. Damit kann die Trefferhäufigkeit von Eisstücken auf die Schutzobjekte verringert werden, indem im Falle eines Verkehrsweges z.B. der Rotor parallel zum Fahrbahnrand ausgerichtet wird. Die Azimut-Position wird dabei definiert über den Azimutwinkel zwischen geografisch Nord und der Achsenrichtung der WEA.





In der Praxis kann für Verkehrswege des regionalen bzw. des Nahverkehrs folgendermaßen vorgegangen werden:

- Im ersten Schritt werden die Risiken ausgehend von jeder einzelnen WEA und bezogen auf die verschiedenen Schutzobjekte ermittelt. Wenn einzelne Risiken hier bereits im oberen ALARP-Bereich liegen, werden die entsprechenden Maßnahmen abgeleitet (siehe auch Kapitel 2.8.3)
- Im zweiten Schritt wird eine repräsentative Route festgelegt und hierfür das Risiko ermittelt und bewertet. Eventuell sind hieraus weitere risikomindernde Maßnahmen abzuleiten.
- Auf den zweiten Schritt kann verzichtet werden, wenn die Summe der Risiken über alle WEA die jeweils anzusetzenden Grenzwerte für das individuelle bzw. kollektive Risiko nicht übersteigen.

Es ergeben sich folgende Begriffe und Symbole, die im Zusammenhang mit WEA im Gutachten verwendet werden:

**Tabelle 2.8.5.1: Erläuterung der verwendeten Begriffe und Symbole.**

Erläuterung der Begriffe		
	„geplante WEA“	WEA, deren Risiko im Rahmen des Gutachtens zu bewerten ist.
 	„benachbarte WEA“	Alle weiteren WEA, die vom Auftraggeber übermittelt wurden. Es ist dabei unerheblich, ob sich einzelne benachbarte WEA ebenfalls in Planung oder Bau befinden. Entscheidend ist die Windparkkonfiguration, die als Vorbelastung für die geplanten WEA zu unterstellen ist. Alle benachbarten WEA sind in Tabelle 3.1.1 aufgeführt.
	„Referenzpunkt der Winddaten“	Jeweiliger Standort, auf dessen Koordinaten sich die verwendeten Winddaten beziehen.
Farbliche Zuordnung der Symbole		
	Zu betrachtende WEA: geplante WEA, deren Risiko bewertet wird.	
	Zu berücksichtigende WEA: Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA Einfluss auf das Risiko im Gefährdungsbereich der zu betrachtenden WEA (  ) nehmen bzw. aufgrund der Nutzung der Schutzobjekte innerhalb des Windparks potentiell zu berücksichtigen sind.	
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA und ihrer Lage im Windpark nicht bei der Bewertung des Risikos der zu betrachtenden WEA (  ) zu berücksichtigen sind. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in Abbildung 3.1.1 dargestellt.	
	Referenzpunkte der Winddaten.	
	Referenzpunkt der Winddaten auf den Koordinaten einer (in diesem Fall geplanten) WEA.	



## **3 Eingangsdaten**

### **3.1 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte**

Am Standort Elsdorf III (Niedersachsen) plant der Auftraggeber die Errichtung von zwei Windenergieanlagen (WEA 1 und 2).

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration sind in Tabelle 3.1.1 bzw. Abbildung 3.1.1 dargestellt.

In der Umgebung befinden sich die Landesstraße L131 und die Erdgastransportleitung Nr. 74, welche im Rahmen dieser Untersuchung als Schutzobjekte definiert wurden (siehe Abbildung 3.1.1).

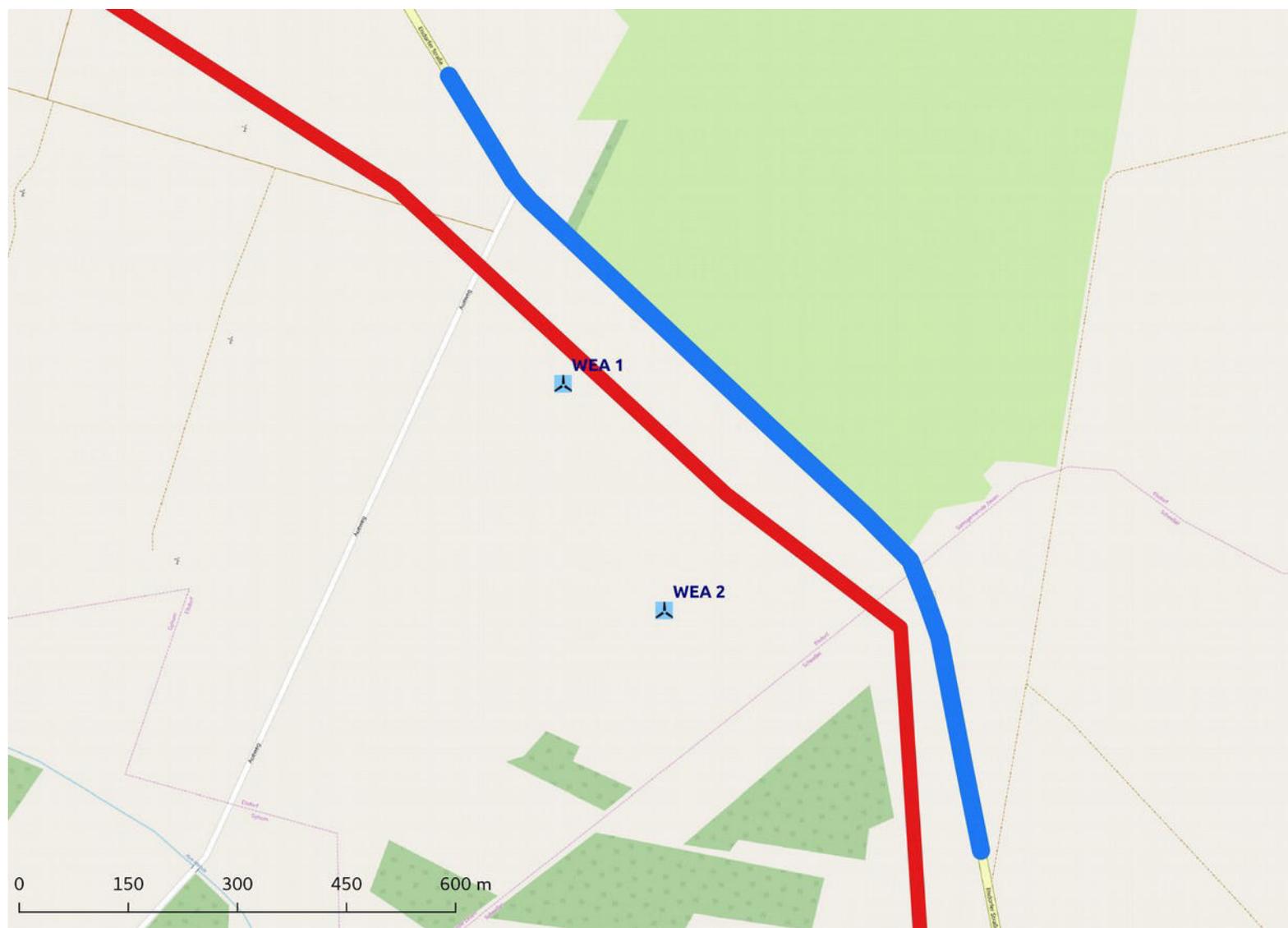
Die WEA 1 und 2 liegen in unmittelbarer Nähe zu den Schutzobjekten und werden im Folgenden hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen betrachtet.



**Tabelle 3.1.1:** Windparkkonfiguration

	Lfd.Nr. WEA	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89 Zone 32)		Hersteller	WEA-Typ	P <sub>N</sub> [MW]	NH [m]	RD [m]
			East	North					
	1	WEA 1	524419	5896540	Nordex	N149/5.X	5.7	164.0	149.0
	2	WEA 2	524558	5896231	Nordex	N149/5.X	5.7	164	149.0

*Alle Benennungen von WEA im Dokument beziehen sich auf die Nomenklatur von Spalte 2 (Lfd. Nr.) in Tabelle 3.1.1.*



**Abbildung 3.1.1:**  
Lage des Standortes,  
Karte /1.4/.

-  zu betrachtende WEA
-  zu berücksichtigende WEA
-  weitere WEA

**Schutzobjekte:**

blau: L131

rot: Erdgastransportleitung Nr. 74



### 3.2 Winddaten am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten am Standort wurden /3.1/ entnommen und sind in Tabelle 3.2.1 dargestellt.

Die vorliegenden Daten werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung am Standort Elsdorf III vorausgesetzt.

Eine Filterung entsprechend den Empfehlungen aus /2.1/ für Perioden, bei denen Eiswurf oder Eisfall potentiell auftreten kann, konnte auf Grundlage der zur Verfügung gestellten Daten nicht durchgeführt werden.

**Tabelle 3.2.1:** Winddaten am Standort (*f*: Häufigkeit der Windrichtung; *A* und *k*: Skalen- und Formparameter der Weibull-Verteilung).

Ref.-Pkt.		N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Ges.
Wind 1	A	6.25	6.64	6.78	7.43	7.82	7.49	7.86	9.16	9.81	9.09	8.02	6.92	8.25
	k	2.170	2.002	2.201	2.549	2.826	2.693	2.510	2.639	2.650	2.408	2.346	2.338	2.357
	f	0.042	0.039	0.045	0.073	0.090	0.074	0.081	0.126	0.166	0.123	0.082	0.059	1.000
Wind 2	A	6.24	6.62	6.80	7.44	7.87	7.51	7.91	9.17	9.81	9.14	8.02	6.91	8.26
	k	2.166	2.002	2.201	2.549	2.822	2.693	2.510	2.639	2.650	2.408	2.346	2.342	2.361
	f	0.042	0.039	0.044	0.073	0.091	0.074	0.081	0.126	0.166	0.123	0.082	0.059	1.000
Bezugswerte														
Koordinaten der Referenzpunkte (UTM WGS84 Zone 32)								East				North		
Wind 1 (WEA 1 zugeordnet)								524689				5896333		
Wind 2 (WEA 2 zugeordnet)								524447				5896584		
Höhe über Grund h								166m						

Die Parameter der Weibull-Verteilung werden genutzt, um die Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen auf die jeweiligen Windgeschwindigkeiten umzurechnen. Die Weibull-Parameter werden dabei auf die jeweilige Nabenhöhe der WEA umgerechnet.

### 3.3 Aufenthaltshäufigkeiten

Nach /3.2/ wurde am Zählpunkt auf der Landesstraße L131 zwischen der Bundesautobahn A1 und Scheeßel eine Verkehrsbelastung von 3300 Kfz pro Tag ermittelt. Auf Grund von Straßenbeschaffenheit und -verlauf wird davon ausgegangen, dass die Fahrzeug-Geschwindigkeit bei 100 Kilometern pro Stunde liegt.



### 3.4 Standortspezifische Grenzwerte für das kollektive Risiko

Für Bundesautobahnen, Bundesstraßen und Landesstraßen, wurden die Grenzwerte auf Basis des vorhandenen Unfallrisikos bestimmt (siehe Kapitel 2.8.2). Tabelle 3.4.1 listet die ermittelten oberen Grenzwerte für ein inakzeptables Risiko. Die weiteren Risikobereiche gemäß Tabelle 2.8.3.1 liegen jeweils eine Zehnerpotenz niedriger und sind nicht extra aufgeführt.

*Tabelle 3.4.1: Spezifische obere Risikogrenzwerte für das kollektive Risiko.*

Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko Grenzwert für ein inakzeptables Risiko
Landesstraße L131	$> 8.65 \cdot 10^{-3}$ (einmal in 116 Jahren)

### 3.5 Standortspezifische Grenzwerte für die Erdgasleitung

Die zugrunde zu legende Sicherheitsklasse ergibt sich aus der Fluid-Kategorie und der Bevölkerungsdichte (Orts-Klasse). Gemäß Anhang B der ISO 13623 /2.7/ ist die Bevölkerungsdichte für Streckenabschnitte von 1.5km Länge und einer Breite von 400m zu ermitteln. Bei der Ermittlung der Bevölkerungsdichte sind neben Wohngebäuden auch Gebäude zu berücksichtigen, in denen Personen über einen längeren Zeitraum zusammenkommen wie Schulen, öffentliche Einrichtungen, Krankenhäuser und Industriegebiete.

Da sich im relevanten Umkreis der geplanten WEA keine Wohngebäude oder Ähnliches befinden, kann die Orts-Klasse 1 angenommen werden (infrequent human activity with no permanent human habitation). Erdgas ist gemäß DIN EN ISO 16708 / 2.6/ der Fluid-Kategorie D oder E zuzuordnen. Für diese Kombination ist gemäß DIN EN ISO 16708 die Sicherheitsklasse 1 (low) ausreichend und wurde entsprechend zugrunde gelegt.

Bei der betrachteten Erdgasleitung handelt es sich weiterhin um eine Leitung mit Nennweite 8 5/8" und Nenndruck PN 70.

Bei einem Durchmesser von 219mm und einem Druck von 70bar liegt die maximal akzeptierte Versagenshäufigkeit für die Sicherheitsklasse 1 entsprechend Abbildung 2.5.1 bei  $6.79 \cdot 10^{-4}$  pro Jahr und Kilometer.

Bei einem betroffenen Leitungsbereich von ca. 1120m Länge ergibt sich eine maximal akzeptierte Versagenshäufigkeit von  $7.61 \cdot 10^{-4}$  pro Jahr.



## **3.6 Eiserkennung**

### **3.6.1 Eiserkennungssystem**

Die WEA 1 und 2 sind mit dem Eiserkennungssystem IDD.Blade der Firma Wölfel zur Erkennung von Eisansatz ausgerüstet. Dabei wird Eisansatz aufgrund der dadurch veränderten bauteilcharakteristischen Kennwerte wie der Eigenfrequenz des Rotorblattes detektiert /3.3/.

Das verwendete System IDD.Blade zur Eiserkennung ist entsprechend der Richtlinie des Germanischen Lloyd für die Zertifizierung von Systemen zur Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen /2.5/ typgeprüft /3.4/.

### **3.6.2 Zustand nach Abschaltung**

Nach einer Abschaltung durch das Eiserkennungssystem geht die WEA in einen definierten Zustand. Angaben zu Trudeldrehzahlen, Blattstellung und Windnachführung der WEA wurden gemäß /3.5/ umgesetzt.

### **3.6.3 Risikoreduzierende Maßnahmen**

In den in den Anhängen A und B dargestellten Ergebnissen wurden keine risikoreduzierenden Maßnahmen berücksichtigt.

## **4 Durchgeführte Untersuchungen**

### **4.1 Standortbesichtigung**

Eine Standortbesichtigung ist im Rahmen der Bewertung des Risikos durch Eiswurf, Eisfall und Bauteilversagen nicht durch ein Regelwerk vorgeschrieben oder geregelt. Eine Standortbesichtigung empfiehlt sich, wenn die Situation vor Ort nicht ausreichend bekannt ist.

Im Rahmen der Standortbesichtigung werden die potentiellen Schutzobjekte vor Ort dokumentiert und besichtigt. Es werden Informationen zur Beschaffenheit der Schutzobjekte, wie z.B. Straßenbelag, Geschwindigkeitsbeschränkungen und Fahrverboten bei Verkehrswegen aufgenommen.

Die Standortbesichtigung dient nicht zur Bestimmung der Aufenthaltshäufigkeit von Personen in oder auf Schutzobjekten, der Bestimmung der Frequentierung von Verkehrswegen, der Bestimmung der Klimatologie des Standortes oder der Verifizierung der Windparkkonfiguration.



Die Schutzobjekte vor Ort wurden vom Auftraggeber festgelegt (siehe Kapitel 3.1). Aufgrund der vorhandenen Datenlage zu den Schutzobjekten wurde auf eine Standortbesichtigung verzichtet.

## 4.2 Vereisungshäufigkeit am Standort

Entsprechend Kapitel 2.5 ergibt sich am Standort Elsdorf III eine Vereisungshäufigkeit von 1.8% entsprechend 6.5 Vereisungstagen pro Jahr.

## 4.3 Anzahl sich lösender Eisstücke

Die Anzahl der insgesamt am Standort zu unterstellenden Eisstücke ergibt sich aus der Anzahl der Eisstücke pro Vereisungsereignis und der Anzahl der Vereisungstage.

Für die WEA ist konservativ davon auszugehen, dass es an allen Vereisungstagen zu einer vollständigen Vereisung der WEA kommt.

In Übereinstimmung mit /2.1/ kann die insgesamt zu berücksichtigende Eismasse abhängig von der Blattgeometrie anhand des Vereisungslastfalles der internationalen Richtlinie für WEA /2.4/ definiert werden. Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Masse der Eisstücke lässt sich daraus eine Anzahl Eisstücke pro Vereisung ableiten. Die Anzahl ist dabei unabhängig davon, ob ein Risiko durch Eisfall oder Eiswurf betrachtet wird, und ergibt im vorliegenden Fall 165.3 Eisstücke pro Vereisung. Damit ergeben sich bei 6.5 Vereisungsfällen insgesamt 1074 Eisstücke pro Jahr.

## 4.4 Ermittlung der Gefährdungsbereiche

### 4.4.1 Bauteilversagen

Folgende Abstände wurden für die betreffenden WEA ermittelt:

*Tabelle 4.4.1.1: Abstände zu den Schutzobjekten.*

	Lfd.Nr. WEA	Bezeichnung	Schutzobjekt	Abstand [m]
	1	WEA 1	Landesstraße L131	~150
			Erdgastransportleitung Nr. 74	~40
	2	WEA 1	Landesstraße L131	~280
			Erdgastransportleitung Nr. 74	~175

Aus dem Vergleich mit den Wurfweiten entsprechend Tabelle 2.3.1 ergibt sich für die zu betrachtenden WEA:



- Eine Gefährdung durch Verlust der Gondel bzw. des Rotors ist für die WEA 1 zu unterstellen.
- Eine Gefährdung durch ein Versagen des Turmes ist für die WEA 1 und 2 zu unterstellen.
- Eine Gefährdung durch Abwurf eines ganzen Rotorblattes ist für die WEA 1 zu unterstellen. Da die Wurfweiten für Blattbruchstücke deutlich größer sein können, ist eine Gefährdung durch Blattbruch auch für größere Bruchstücke für alle betrachteten WEA zu unterstellen.

#### 4.4.2 Eiswurf und Eisfall

Auf Grundlage der potentiellen Gefahrenbereiche der WEA vom 1.5fachen der Summe aus Nabenhöhe und Rotordurchmesser (siehe Kapitel 2.2) ergeben sich für die einzelnen WEA die in Tabelle 4.4.2.1 aufgeführten zu betrachtenden Schutzobjekte.

*Tabelle 4.4.2.1: Zu betrachtende Schutzobjekte.*

	Lfd.Nr. WEA	Bezeichnung	Potentieller Gefährdungsbereich	
			Radius [m]	Schutzobjekte im Bereich
	1	WEA 1	469.5	Landesstraße L131
	2	WEA 2	469.5	Landesstraße L131

Da die Erdgastransportleitung Nr. 74 unterirdisch verläuft, kann eine Gefährdung durch herunter fallende Eisstücke ausgeschlossen werden.

#### 4.5 Betrachtung der Einzelrisiken

Aus der in Kapitel 4.3 ermittelten Gesamtanzahl von Eisstücken, der Windgeschwindigkeitsverteilung gemäß Tabelle 3.2.1, der Geometrie und Betriebsweise der WEA sowie der Topografie am Standort, ergeben sich in der Umgebung einer WEA für jeden Punkt unterschiedliche Trefferhäufigkeiten von Eisstücken. Hinzu kommen die Trefferhäufigkeiten durch Bauteilversagen. Auf Basis dieser Trefferhäufigkeiten ist die spezifische Gefährdung von Personen abhängig von der Wegstrecke, den die Personen bzw. die mit Personen besetzten Fahrzeuge in der Umgebung der WEA nehmen, der Geschwindigkeit, mit der sie sich fortbewegen sowie der Häufigkeit, mit der ein bestimmter Weg genommen wird. Verkehrswege und andere Freiflächen bzw. Gebäude, die keinen Schutz gegen Eisstücke bieten, unterscheiden sich beim Risiko durch Eiswurf oder Eisfall nur dahingehend, dass die Wegstrecke bei



Verkehrswegen deutlich vorgegeben ist, während sie bei Freiflächen typischerweise durch eine allgemeine Aufenthaltshäufigkeit ersetzt wird.

Eine spezifische Gefährdung lässt sich daher nicht in Form einer Gefährdungskarte in der Umgebung einer WEA darstellen, da für jeden Punkt in der Umgebung einer WEA theoretisch unendlich viele Szenarien denkbar sind. Die Gefährdung ist daher stets in Bezug zu einem Schutzobjekt unter Berücksichtigung der genannten Randbedingungen zu ermitteln.

#### 4.5.1 Eiswurf

Aufgrund der vorhandenen zertifizierten Systeme zur Eiserkennung kann der Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz ausgeschlossen werden. Damit ergibt sich keine Gefährdung durch Eiswurf von den betrachteten WEA.

#### 4.5.2 Eisfall

Entsprechend Kapitel 2.2 besteht auch bei vorhandener funktionssicherer Eiserkennung stets ein Risiko durch Eisfall in der Umgebung einer WEA. Dieses Risiko ist daher standortspezifisch zu bewerten.

Details zu den Berechnungen sind im Anhang B dargestellt.

#### 4.5.3 Bauteilversagen

Ein Risiko durch Bauteilversagen ist stets entsprechend der in Kapitel 2.3 aufgeführten Eintrittshäufigkeiten zu unterstellen.

Details zu den Berechnungen sind im Anhang A dargestellt.

#### 4.5.4 Ermittlung der Gefährdungsbereiche

Aus den Berechnungen ergeben sich folgende WEA, die zum Risiko im Gefährdungsbereich der zu betrachtenden WEA beitragen:

*Tabelle 4.5.4.1: Für das Gesamtrisiko der zu betrachtenden WEA zu berücksichtigende WEA am Standort Elsdorf III.*

Zu betrachtende WEA	Beiträge benachbarter WEA	
	Eiswurf/Eisfall	Bauteilversagen
WEA 1	---	WEA 2
WEA 2	---	WEA 1



## 4.6 Bewertung des Gesamtrisikos

Mit den Detailergebnissen für Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen ergeben sich am Standort Elsdorf III folgende Gesamtrisiken:

**Tabelle 4.6.1:** Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Elsdorf III.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
<b>Bewertung der einzelnen WEA:</b>			
1	Landesstraße L131	$2.50 \cdot 10^{-3}$ (einmal in 390 Jahren)	$1.01 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 988 000 Jahren)
	Erdgastransportleitung Nr. 74*	$2.04 \cdot 10^{-4}$ (einmal in 4800 Jahren)	---
2	Landesstraße L131	$6.36 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 1.5 Mio. Jahren)	$2.57 \cdot 10^{-10}$ (einmal in 3.8 Mrd. Jahren)
	Erdgastransportleitung Nr. 74*	$9.80 \cdot 10^{-5}$ (einmal in 10 000 Jahren)	---
<b>Bewertung addierter Risiken:</b>			
1, 2	Landesstraße L131	$2.50 \cdot 10^{-3}$ (einmal in 390 Jahren)	$1.01 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 988 000 Jahren)
1, 2	Erdgastransportleitung Nr. 74*	$3.03 \cdot 10^{-4}$ (einmal in 3300 Jahren)	---

\*: Für die Erdgastransportleitung Nr. 74 wird ausschließlich das Risiko für Sachschäden dargestellt.

Wie in Kapitel 2.8 dargestellt, erfolgt die Bewertung des individuellen und kollektiven Risikos durch eine Einteilung in vier Bereiche von inakzeptabel bis uneingeschränkt akzeptabel. Damit ergeben sich bezogen auf die betrachteten WEA folgende Ergebnisse für das Gesamtrisiko. Es ist in Tabelle 4.6.2 jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt (siehe Kapitel 2.8).



**Tabelle 4.6.2:** Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen am Standort Elsdorf III.

Gesamtbewertung der einzelnen WEA			
Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
<b>Bewertung der einzelnen WEA:</b>			
1	Landesstraße L131	akzeptabel - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen	---
	Erdgastransportleitung Nr. 74	akzeptabel*	---
2	Landesstraße L131	uneingeschränkt akzeptabel	---
	Erdgastransportleitung Nr. 74	akzeptabel*	---
<b>Bewertung addierter Risiken:</b>			
1, 2	Landesstraße L131	akzeptabel - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen	---
1, 2	Erdgastransportleitung Nr. 74	akzeptabel*	---

\*: Für die Erdgastransportleitung Nr. 74 wird ausschließlich das Risiko für Sachschäden bewertet.

## 5 Weitere Maßnahmen

### 5.1 Eisfall

Da die für die WEA 1 ermittelten Risiken bezüglich der Landesstraße L131 im oberen ALARP-Bereich liegen, sind weitere Maßnahmen in Betracht zu ziehen, um das Risiko noch weiter zu senken.

Da die WEA bereits mit einer zertifizierten Eiserkennung ausgerüstet sind, verbleibt als weitere mögliche Maßnahme im vorliegenden Fall eine Ausrichtung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung (siehe Kapitel 2.8).

Für die WEA 1 empfehlen wir nach Abschaltung auf Grund von Eisansatz den Rotor der WEA so auszurichten, dass möglichst wenige Eisstücke die Landesstraße L131 treffen und entsprechend den Vorgaben des Herstellers die Azimutposition des Rotors bis zur maximal möglichen Windgeschwindigkeit beizubehalten. Die erforderlichen Werte sind in Tabelle 5.1.1 dargestellt (zur Definition des Azimutwinkels siehe Abbildung 2.8.4.1).



**Tabelle 5.1.1:** *Empfohlene Azimut-Positionen nach Abschaltung auf Grund von Eisansatz für den Rotor der WEA.*

Lfd. Nr. WEA	Azimutwinkel bei Stillstand [°]
1	44

## 6 Zusammenfassung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die vorliegende Windparkkonfiguration hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall sowie durch Bauteilversagen ausgehend von den stillstehenden (trudelnden) bzw. in Betrieb befindlichen WEA zu betrachten und zu bewerten.

Als Schutzobjekte wurden die Landesstraße L131 und die Erdgastransportleitung Nr. 74 in der Nachbarschaft der WEA definiert.

Eine mögliche Ursache für ein Umstürzen der WEA, einen Absturz des Rotors, einen Absturz der Gondel oder den Verlust des ganzen bzw. Teilen eines Rotorblattes ist ein Brand der WEA. Das durch einen Brand hierdurch verursachte Risiko ist daher in der Risikobetrachtung für das Bauteilversagen enthalten und mit abgedeckt.

Die abschließende Bewertung des Gesamtrisikos ist in Tabelle 6.1 für alle zu betrachtenden WEA bezüglich der relevanten Schutzobjekte dargestellt. Zu berücksichtigende benachbarte WEA (siehe Kapitel 4.5.4) sind in der Bewertung enthalten. Schutzobjekte, die von der jeweiligen WEA nicht getroffen werden, sind in Tabelle 6.1 nicht aufgeführt.

Maßnahmen, die in den Berechnungen berücksichtigt wurden und entsprechend für die getroffene Aussage unabdingbar sind, werden in der Spalte „Maßnahmen - erforderlich“ aufgeführt.

Maßnahmen, die umgesetzt werden sollten, weil das Risiko im oberen ALARP-Bereich (siehe Kapitel 2.8) liegt, werden in der Spalte „Maßnahmen - empfohlen“ aufgeführt.



**Table 6.1: Bewertung des Gesamtrisikos.**

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Risiko- bewertung	Maßnahmen	
			erforderlich	empfohlen
<b>Bewertung der einzelnen WEA:</b>				
1	Landesstraße L131	akzeptabel	---	Kapitel 5
	Erdgastransportleitung Nr. 74	akzeptabel*	---	---
2	Landesstraße L131	akzeptabel	---	---
	Erdgastransportleitung Nr. 74	akzeptabel*	---	---
<b>Bewertung addierter Risiken:</b>				
1, 2	Landesstraße L131	akzeptabel	---	Kapitel 5
1, 2	Erdgastransportleitung Nr. 74	akzeptabel*	---	---

\*: Für die Erdgastransportleitung Nr. 74 wird ausschließlich das Risiko für Sachschäden bewertet.

## 7 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	
RD	Rotordurchmesser	
NH	Nabenhöhe	
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	
WGS84	World Geodetic System 1984	
ü. NN	über Normalnull	
MEM	Minimale endogen Sterblichkeit	
Kfz	Kraftfahrzeug	
A	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	[m/s]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
h	Höhe	[m]
$\Theta$	Azimutwinkel	[°]



## 8 Literaturangaben

### Allgemein

- /1.1/ Bengt Tammelin et. al.; Wind Energy Production in Cold climates; Meteorological publications No.41, Finnish Meteorological Institute, Helsinki, Finland, February 2000.
- /1.2/ International Energy Agency (IEA), IEA Wind Task 19, State-of-the-Art of Wind Energy in Cold Climates, Edition October 2012.
- /1.3/ Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen; Verkehrstechnik Heft V 291, Fahrleistungserhebung 2014 – Inlandsfahrleistung und Unfallrisiko; Bergisch Gladbach, August 2017.
- /1.4/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>.
- /1.5/ Jarvis A., H.I. Reuter, A. Nelson, E. Guevara, 2006, Hole-filled seamless SRTM data V3, International Centre for Tropical Agriculture (CIAT).
- /1.6/ Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; Mobilität in Deutschland 2008; Ergebnisbericht, Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends; Bonn und Berlin, Februar 2010.
- /1.7/ Schneider J., Schlatter H. P.; Sicherheit und Zuverlässigkeit im Bauwesen - Grundwissen für Ingenieure; 1. Auflage, B. G. Teubner, Stuttgart, 1994.
- /1.8/ Wichura, B., 2013. The Spatial Distribution of Icing in Germany Estimated by the Analysis of Weather Station Data and of Direct Measurements of Icing, Proceedings of the 15th International Workshop On Atmospheric Icing Of Structures (IWAIS 2013). Compusult Ltd., St. John's, Newfoundland and Labrador, September 8-11, 2013, pp. 303-309.
- /1.9/ HSE, Health and safety Executive. (n.d.); Risk analyses or 'predictive' aspects of comah safety reports guidance for explosives sites - The COMAH Safety Report Process for Predictive Assessment of Explosives Sites, downloaded 2014-08-21; Retrieved from <http://www.hse.gov.uk/comah/>
- /1.10/ Bredesen, R. E.; Kjeller Vindteknikk AS; Icethrow from wind turbines - Assessment and risk management; IEA Wind Task 19, Präsentation bei der Winterwind International Wind Energy Conference, Åre 2017.
- /1.11/ C. J. Faasen, P. A. L. Franck, A. M. H. W. Taris; Handboek Risicozonering Windturbines, Eindversie, 3e geactualiseerde versie mei 2013, en Herziene versie 3.1 september 2014; Nederland.
- /1.12/ T. Hahm, J. Kröning; Rotorblattversagen – Gefährdungsanalyse für die Umgebung von Windenergieanlagen; 6. Deutsche Windenergie-Konferenz DEWEK 2002.
- /1.13/ J. Kesenheimer; Grundlagenforschung zur Restnutzungsdauer von Windenergieanlagen; Technische Universität Hamburg-Harburg, April 2003.
- /1.14/ Oliver J., Creighton P.; Road Accidents, Bicycle injuries and helmet use: a systematic review and meta-analysis; International Journal of Epidemiology, 2017, 278-292.



## Normen

- /2.1/ International Energy Agency (IEA), IEA Wind TCP Task 19; International Recommendations for Ice Fall and Ice Throw Risk Assessments; October 2018.
- /2.2/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Muster-Liste der Technischen Baubestimmungen - Fassung Juni 2015 bzw. Veröffentlichung der Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen, Ausgabe 2017/1.
- /2.3/ DIN EN 50126; Bahnanwendungen – Spezifikation und Nachweis der Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltbarkeit und Sicherheit (RAMS); Deutsches Institut für Normung e.V., März 2000.
- /2.4/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Ed. 4, Wind turbines - Part 1: Design requirements; 88/521/CD Committee Draft, 22. Oktober 2015.
- /2.5/ Germanischer Lloyd; GL Rules and Guidelines - IV Industrial Services - Part 4; Guideline for the Certification of Condition Monitoring Systems for Wind Turbines, Edition 2013.
- /2.6/ DIN EN ISO 16708; Erdöl- und Erdgasindustrie - Rohrleitungstransportsysteme - Zuverlässigkeitsanalysen (ISO 16708:2006); Englische Fassung EN ISO 16708:2006; Deutsches Institut für Normung e.V., August 2006.
- /2.7/ ISO 13623; Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems; ISO 13623:2000(E), International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland.

## Projektspezifisch

- /3.1/ Ramboll IMS Ingenieurgesellschaft mbH; WindPRO Ergebnisausdruck, PARK - Analyse der Windverhältnisse, Projekt: 16-1-2203-002 Elsdorf; 23.11.2018; Hamburg, Deutschland.
- /3.2/ Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr; Verkehrsmengenkarte Niedersachsen, 2015.
- /3.3/ Nordex Energy GmbH; Option Rotorblatt-Eisdetektion in Nordex-Windenergieanlagen, Gültig für Nordex K08-Anlagen Generation gamma und delta; Dokument K0801\_055240\_DE; Hamburg, April 2016.
- /3.4/ DNV-GL; Type Certificate, Damage Detection System SHM.BLade; Certificate No. TC-DNVGL-SE-0439-04906-0; Hamburg, 2019-06-12.
- /3.5/ Nordex Energy GmbH; Trudelbetrieb bei Eisansatz von Nordex Anlagen; per Email am 18.09.2019.



## Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Bauteilversagen

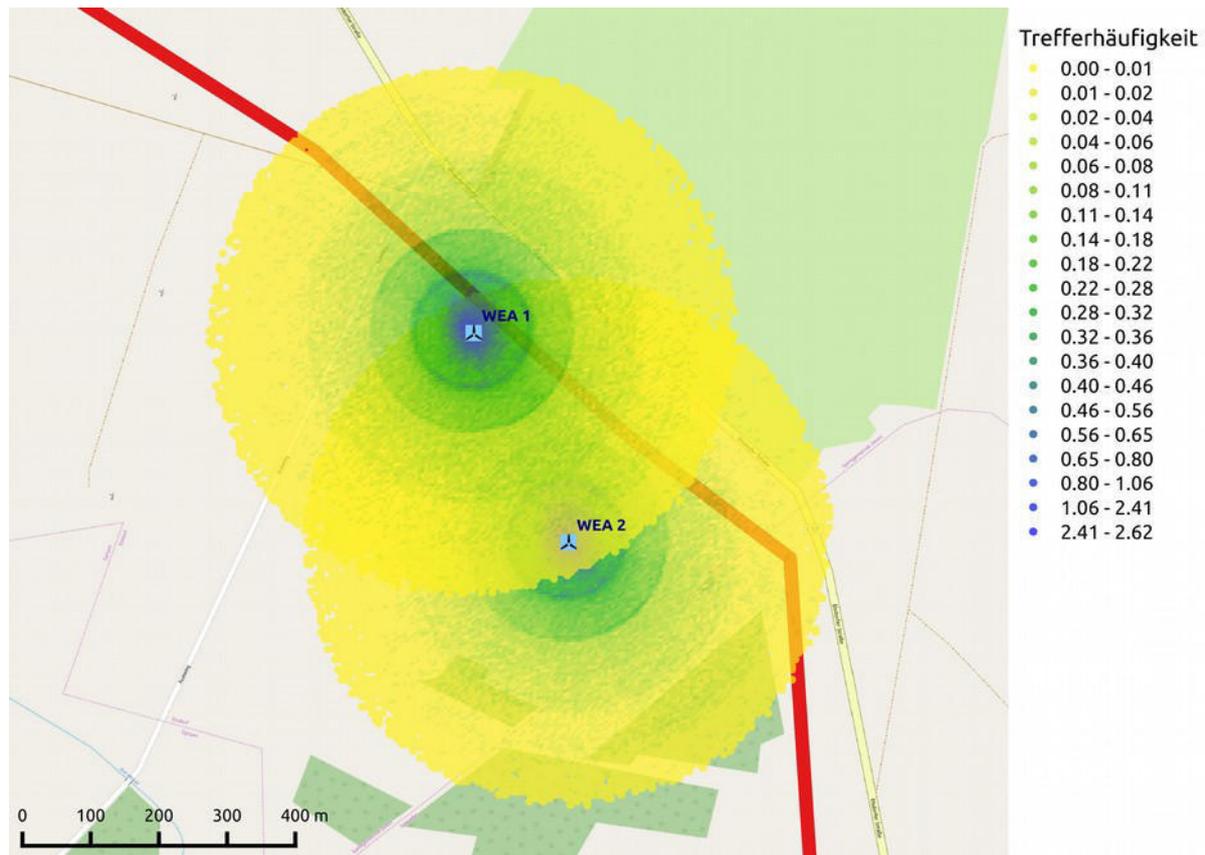
### A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten von Blattbruchstücken

Tabelle A.1.1 listet die maximal erreichte Flugweite der Bruchstücke bezogen auf den Fußpunkt der WEA auf.

*Tabelle A.1.1: Maximale Flugweite der betrachteten Blattbruchstücke am Standort Elsdorf III.*

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
1	391.8
2	389.4

In der Abbildung A.1.1 sind die daraus für die Umgebung der WEA 1 und 2 resultierenden Auftreffhäufigkeiten pro Rasterfläche (25m<sup>2</sup>) und Jahr dargestellt. Erkennbar sind die größeren Auftreffhäufigkeiten quer zur Hauptwindrichtung.



*Abbildung A.1.1: Trefferhäufigkeiten von Blattbruchstücken pro Rasterfläche (25m<sup>2</sup>) in einer Millionen Jahren in der Umgebung der WEA 1 und 2 am Standort Elsdorf III (Karte /1.4/).*



## A.2 Turmversagen

Der Abstand zu den Schutzobjekten liegt für die WEA 1 und 2 unterhalb des in Tabelle 2.3.1 genannten maximalen Einflussbereiches für den Fall Turmversagen. Eine Gefährdung der Schutzobjekte infolge Turmversagen ist daher für diese WEA zu unterstellen.

## A.3 Verlust der Gondel bzw. des Rotors

Der Abstand der Schutzobjekte liegt für die WEA 1 unterhalb des in Tabelle 2.3.1 genannten maximalen Einflussbereiches für einen Verlust der Gondel bzw. des Rotors. Eine Gefährdung der Schutzobjekte durch einen Verlust der Gondel bzw. des Rotors ist daher für diese WEA zu unterstellen.

## A.4 Schadenshäufigkeiten

Aus den ermittelten Flugbahnen ergeben sich für die Gefährdungsbereiche der zu betrachtenden WEA gemäß Kapitel 4.5.4 die in Tabelle A.4.1 aufgeführten Auftreffhäufigkeiten für Blattbruchstücke, die in Tabelle A.4.2 aufgeführten Auftreffhäufigkeiten infolge Turmversagens, sowie die in Tabelle A.4.3 aufgeführten Auftreffhäufigkeiten infolge eines Verlustes der Gondel bzw. des Rotors.

*Tabelle A.4.1: Auftreffhäufigkeiten von Blattbruchstücken für die Gefährdungsbereiche am Standort Elsdorf III.*

Lfd.Nr. WEA	Schutzobjekt	Beiträge WEA	Auftreffhäufigkeit eines Blattbruchstückes pro Jahr
1	Landesstraße L131	1	$1.82 \cdot 10^{-5}$
	Erdgastransportleitung Nr. 74	1	$6.75 \cdot 10^{-5}$
2	Landesstraße L131	2	$3.25 \cdot 10^{-6}$
	Erdgastransportleitung Nr. 74	2	$1.06 \cdot 10^{-5}$



**Tabelle A.4.2:** Auftreffhäufigkeiten infolge Turmversagen für die Gefährdungsbereiche am Standort Elsdorf III.

Lfd.Nr. WEA	Schutzobjekt	Beiträge WEA	Auftreffhäufigkeit infolge Turmversagens pro Jahr
1	Landesstraße L131	1	$1.06 \cdot 10^{-4}$
	Erdgastransportleitung Nr. 74	1	$1.23 \cdot 10^{-4}$
2	Erdgastransportleitung Nr. 74	2	$8.74 \cdot 10^{-5}$

**Tabelle A.4.3:** Auftreffhäufigkeiten infolge von Verlust der Gondel bzw. des Rotors für die Gefährdungsbereiche am Standort Elsdorf III.

Lfd.Nr. WEA	Schutzobjekt	Beiträge WEA	Auftreffhäufigkeit infolge von Verlust der Gondel bzw. des Rotors pro Jahr
1	Erdgastransportleitung Nr. 74	1	$1.42 \cdot 10^{-5}$

Für die Bewertung von Personenschäden wird davon ausgegangen, dass jedes Kfz im Mittel mit 1.5 Personen besetzt ist. Dies entspricht der durchschnittlichen Besetzungszahl von Pkw in Deutschland /1.6/.

Im vorliegenden Fall wird davon ausgegangen, dass es bei jedem der betrachteten Versagensszenarien zu einem Schadensfall an der Erdgastransportleitung Nr. 74 kommt.

Mit den genannten Ausführungen ergeben sich die in Tabelle A.4.4 aufgelisteten Unfallhäufigkeiten bzw. Risiken.

Das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko ist in Tabelle A.4.4 jeweils fett gedruckt.

Relevante Überschreitungen der Risikogrenzwerte gemäß Tabelle 2.8.3.1 bzw. Werte im ALARP-Bereich, die eventuell weitere Maßnahmen erfordern, treten in Tabelle A.4.4 nicht auf.



**Table A.4.4:** Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Elsdorf III durch Blattbruch und Turmversagen.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
1	Landesstraße L131	$3.32 \cdot 10^{-5}$ (einmal in 30 000 Jahren)	$1.34 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 74 Mio. Jahren)
	Erdgastransportleitung Nr. 74*	$2.04 \cdot 10^{-4}$ (einmal in 4800 Jahren)	---
2	Landesstraße L131	$6.36 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 1.5 Mio. Jahren)	$2.57 \cdot 10^{-10}$ (einmal in 3.8 Mrd. Jahren)
	Erdgastransportleitung Nr. 74*	$9.80 \cdot 10^{-5}$ (einmal in 10 000 Jahren)	---

\*: Für die Erdgastransportleitung Nr. 74 wird ausschließlich das Risiko für Sachschäden dargestellt.



## Anhang B: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall

### B.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten

Tabelle B.1.1 listet die maximal erreichte Flugweite der Bruchstücke bezogen auf den Fußpunkt der WEA auf. Die maximale Flugweite bezieht sich auf ein 99.95% Quantil. Einzelne Eisstücke erreichen größere Flugweite, sind aber für die Risikobewertung nicht relevant und werden auch nicht bei den Trefferhäufigkeiten berücksichtigt.

*Tabelle B.1.1: Maximale Flugweite der betrachteten Eisstücke am Standort Elsdorf III.*

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]	Maximale Flugweite / (Nabenhöhe + Rotordurchmesser)
1	268.2	0.857
2	267.7	0.855

Die Flugweiten erreichen einen Maximalwert vom 0.857fachen aus Nabenhöhe plus Rotordurchmesser der WEA. Sie liegen damit unter dem in /1.1/ bei pauschaler Betrachtung geforderten konservativen Abstand vom 1.5fachen aus Nabenhöhe plus Rotordurchmesser der WEA.

In der Abbildung B.1.1 sind die für die Umgebung der WEA resultierenden Treffer pro 16 Quadratmeter und Jahr dargestellt.



**Abbildung B.1.1:** Trefferhäufigkeiten von Eisstücken pro Rasterfläche (16m<sup>2</sup>) und Jahr in der Umgebung der WEA 1 und 2 am Standort Elsdorf III (Karte /1.4/).

## B.2 Schadenshäufigkeiten

Aus den ermittelten Flugbahnen ergeben sich für die Gefährdungsbereiche der zu betrachtenden WEA gemäß Kapitel 4.5.4 die in Tabelle B.2.1 aufgeführten Randbedingungen.

**Tabelle B.2.1:** Randbedingungen für die Bewertung von Sach- bzw. Personenschäden am Standort Elsdorf III.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Beiträge WEA	Anzahl Treffer pro Jahr
1	Landesstraße L131	1	4.2
2	Landesstraße L131	2	0

Für die Bewertung von Personenschäden wird davon ausgegangen, dass jedes Kfz im Mittel mit 1.5 Personen besetzt ist. Dies entspricht der durchschnittlichen



Besetzungszahl von Pkw in Deutschland /1.6/. Eine infolge eines Treffers durch Eis resultierende Verkettung von Unfällen wurde nicht betrachtet.

Mit den genannten Ausführungen ergeben sich die in Tabelle B.2.2 aufgelisteten Unfallhäufigkeiten bzw. Risiken.

Das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko ist in Tabelle B.2.2 jeweils fett gedruckt.

Relevante Überschreitungen der Risikogrenzwerte gemäß Tabelle 2.8.3.1 bzw. Werte im ALARP-Bereich, die eventuell weitere Maßnahmen erfordern, sind in Tabelle B.2.2 jeweils kursiv gedruckt.

**Tabelle B.2.2:** Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Elsdorf III.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
1	Landesstraße L131	<b><math>2.47 \cdot 10^{-3}</math></b> <i>(einmal in 400 Jahren)</i>	$9.98 \cdot 10^{-7}$ <i>(einmal in 1.0Mio. Jahren)</i>

**Allgemeine Dokumentation**  
**Eiserkennung an Nordex-**  
**Windenergieanlagen**

**Gültig für alle Nordex-Windenergieanlagen**

**Rev. 05/31.05.2019**

Dokumentennr.:	NALL01_008528
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex Internal purpose

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

---

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokumentes im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH ist untersagt.

© 2019 Nordex Energy GmbH, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

## 1. Zweck dieses Dokumentes

Dieses Dokument beschreibt die Grundlagen und Möglichkeiten der Eiserkennung sowie die zu ergreifenden Maßnahmen und Verpflichtungen.

Zudem beschreibt es wie sich eine Nordex-Windenergieanlage verhält, wenn die Wetterbedingungen Eisansatz erwarten lassen, und welche Detektionsmöglichkeiten es gibt.

## 2. Stoppen der WEA bei Eisansatz – warum?

Objekte, deren Entfernung von der Windenergieanlage (WEA) geringer ist als 1,5 mal der Summe von Nabenhöhe und Rotordurchmesser, können durch von den Rotorblättern weggeschleudertes Eis, das sich durch Fliehkräfte gelöst hat, gefährdet werden. Dieses sich lösende Eis kann zudem entsprechend der Windrichtung und Windgeschwindigkeit abgetrieben werden.

Grundsätzlich hat der Betreiber bei entsprechenden Wetterlagen (insbesondere Glatteis, Nebel bei Frost) den Zustand der WEA zu überwachen. Sofern sich Objekte, z. B. Straßen, in einer geringeren Entfernung von der WEA befinden als vorstehend beschrieben, muss die WEA gestoppt werden bzw. ein Wiederanlauf ist zu verhindern (GL-Richtlinie). Ein entsprechender Hinweis ist in der Betriebsanleitung enthalten. Es sind durch den Betreiber der Anlage Hinweisschilder „Achtung Eisabwurf“ im Umkreis von 300 m um die Anlage aufzustellen.

## 3. Möglichkeiten der Eiserkennung in Betriebsführung und Sensorik

Jede WEA kann Eisansatz anhand der Standard-Sensorik indirekt erkennen. Dazu gibt es drei unterschiedliche und voneinander unabhängige Erkennungsmöglichkeiten:

- Erkennung von Unwuchten und Vibrationen

Eisansatz an den Rotorblättern findet in der Regel ungleichmäßig bzw. unsymmetrisch statt. Diese entstehenden Gewichtsunterschiede auf den Rotorblättern führen bei der Drehbewegung des Rotors zu einer Unwucht im Antriebsstrang. Diese Unwucht wirkt auch auf Maschinenhaus und Turm. Die daraus resultierenden Vibrationen werden über die standardmäßig installierten und dauerhaft arbeitenden Schwingungssensoren erkannt.

- Erkennung von nicht plausiblen Betriebsparametern

Im Betrieb der WEA werden kontinuierlich alle wichtigen Betriebsparameter aufgezeichnet. Die Werte für Windgeschwindigkeit und Leistung werden mit den Soll-Werten aus der Steuerung verglichen.

Bei Eisansatz verändert sich sehr schnell das aerodynamische Profil der Rotorblätter. Es kommt zu einer Abweichung zwischen Soll- und Ist-Leistung. Die Abweichung darf definierte Grenzen nicht überschreiten.

Diese Erkennungsmöglichkeit ist auch dann wirksam, wenn der Eisansatz gleichmäßig bzw. symmetrisch auftritt, wenn also keine Unwucht erkannt werden kann.

- Erkennung von unterschiedlichen Messwerten der Windsensoren

Auf Nordex-Windenergieanlagen werden Windgeschwindigkeit und Windrichtung in der Regel durch je ein Schalenstern-Anemometer und ein Ultraschall-Anemometer gemessen. Beim Schalenstern-Anemometer wird die Lagerung beheizt, an den Schalen selbst kann sich jedoch Eis ansetzen. Dies führt bei Eisansatz zu einer Verringerung der gemessenen Windgeschwindigkeit.

Auch das Ultraschall-Anemometer wird beheizt. Es misst jedoch weiterhin die richtige Windgeschwindigkeit, da es keine beweglichen oder unbeheizten Teile besitzt. Die Messwerte der beiden Anemometer werden ständig miteinander verglichen. Größere oder dauerhafte Abweichungen bei den Messwerten deuten auf Eisansatz hin.

Bei einem Auftreten der ersten beiden Zustände wird die WEA gestoppt. Bei dem dritten Zustand kann die WEA automatisch gestoppt werden. Der entsprechende Fehler wird immer an die Nordex-Fernüberwachung gemeldet.

## 4. Bei Eisansatz

Die WEA reagiert auf möglichen Eisansatz mit definierten Maßnahmen:

- Die WEA wird sofort sanft gestoppt.
- Jeder Stopp einer WEA wird automatisch an die Fernüberwachung gemeldet. Die Fehlermeldung beinhaltet u. a. den Grund des Fehlers.
- Bei allen Fehlerzuständen ist gesichert, dass die WEA nicht selbständig wieder anläuft. So ist ein Wegschleudern von Eis ausgeschlossen.
- Alle Ereignisse der WEA (z. B. Stopp und Wiederanlauf) werden im Logbuch in der Steuerung erfasst. Das Logbuch steht zu späterem Nachweis zur Verfügung.

Im Stillstand entsprechen die von der WEA ausgehenden Gefahren durch herabfallendes Eis denen, die von beliebigen anderen Bauwerken, Gebäuden oder Bäumen ebenfalls ausgehen. Ein Wegschleudern von Eisstücken ist durch die Stillsetzung der WEA ausgeschlossen. Zur Warnung vor eventuell herabfallenden Eisstücken sind Aufkleber oder Warnschilder geeignet, die an bzw. in der Nähe der WEA angebracht werden können.



Nordex Energy GmbH  
Langenhorner Chaussee 600  
22419 Hamburg  
Germany  
info@nordex-online.com  
<http://www.nordex-online.com>

## **6.7 Begleitblatt zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung**

Nach § 9 Abs. 8 EEG 2017 müssen alle Windenergieanlagen, die nach Vorgaben des Luftverkehrsrechts zur Nachtkennzeichnung verpflichtet sind, mit einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK) ausgestattet werden. Neben Primärradaren ist nun nach der aktuellsten "Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen" (AVV) vom 01.05.2020 auch die Nutzung von Transpondersignalen als Alternative für die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung zugelassen. Luftfahrzeuge senden Transpondersignale aus, die zukünftig von Transponderempfängern auf den Windenergieanlagen empfangen und ausgewertet werden können. Im Falle des Eindringens eines Luftfahrzeuges in den Überwachungsraum wird die Nachtkennzeichnung eingeschaltet.

Es handelt sich bei Transpondersignalen zwar um eine in der Luftfahrt bewährte Technik, aber die Auswertung und Nutzung von Transpondersignalen zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung und die zur Steuerung der Befeuerungen von Windenergieanlagen (WEA) müssen komplett neu entwickelt werden. Bei der Entwicklung, Installation und Implementierung kommt es daher aktuell zu einer Übergangsphase, in der sowohl die Anwendung einiger gesetzlicher Forderungen noch nicht eindeutig ist, als auch Verträge, Haftungsfragen, Verantwortlichkeiten und technische Lösungen noch nicht aufeinander abgestimmt und damit nicht marktreif sind.

Derzeit laufen viele Gespräche zwischen WEA-Hersteller, BNK-Anbieter, Luftfahrt- und BImSch-Behörden sowie den Windparkbetreibern, um diese Marktreife zu erlangen. Neben technischen Umsetzungslösungen der Signalverarbeitung innerhalb des Windparks müssen hierzu ebenfalls noch Prozesse bezüglich Zuständigkeiten und Verantwortlichkeiten definiert werden, um auch organisatorisch eine reibungslose Signalverarbeitung garantieren zu können. Um Drittanbieter bspw. in Wartungsverträge aufzunehmen, müssen die WEA-Hersteller zunächst BNK-Lieferanten testen, zertifizieren und zulassen, bevor diese vertraglich aufgenommen werden können.

Hinzu kommt, dass es sich bei der Transpondertechnologie innerhalb der Windenergiebranche noch nicht um eine etablierte Technik handelt. Dies muss u.a. beim zeitlichen Verlauf und den Umsetzungsfristen berücksichtigt werden. Seitens der Bundesnetzagentur hat das zweite Konsultationsverfahren zur Fristverlängerung gerade begonnen, aber auch auf Projektebene zeichnet sich ab, dass die Umrüstung der Befeuerungstechnik und die Nachrüstung der Transponderempfänger in der Praxis länger dauert, als vom Gesetzgeber erwartet.

Um die Genehmigungsprozesse zu beschleunigen, bitten wir daher die BNK als technologieoffene Möglichkeit bereits als Nebenbestimmung in die Genehmigung mit aufzunehmen. Dies vermeidet nachträgliche Änderungsverfahren im Allgemeinen (nachträgliche Aufnahme der BNK) und im Speziellen (nachträgliche Änderung der BNK von einer bereits definierten Technologie auf eine andere).

Ebenso bitten wir darum, dass bereits während der Genehmigungsphase die Obere Luftfahrtbehörde eingebunden wird, um zu prüfen, ob Restriktionen oder Belange der Luftfahrt (z.B. Helikopterlandeplätze oder Flughafen mit Nachtflugerlaubnis) dem Einsatz einer BNK grundsätzlich entgegen stehen.

# Allgemeine Dokumentation

## Kennzeichnung von Nordex- Windenergieanlagen

**Rev. 03/11.09.2020**

Dokumentennr.:	E0004000420
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -  
Dokument wird elektronisch verteilt.  
Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

---

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH ist untersagt.

© 2020 Nordex Energy GmbH, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

## Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N133/4.8, N149/4.0-4.5, N149/5.X, N163/5.X

<b>1.</b>	<b>Zweck dieses Dokuments .....</b>	<b>5</b>
<b>2.</b>	<b>Eigenschaften und Optionen für Gefahrenfeuer.....</b>	<b>6</b>
<b>3.</b>	<b>Kennzeichnungen Maschinenhaus .....</b>	<b>7</b>
3.1	Tageskennzeichnungen für das Maschinenhaus .....	7
3.2	Kundenspezifische Gestaltung .....	7
3.3	Gefahrenfeuer für das Maschinenhaus .....	8
<b>4.</b>	<b>Kennzeichnungen Turm.....</b>	<b>10</b>
4.1	Tageskennzeichnungen für den Turm .....	10
4.2	Turmbefeuerung zur Nachtkennzeichnung .....	10
<b>5.</b>	<b>Blattkennzeichnungsvarianten .....</b>	<b>12</b>
<b>6.</b>	<b>Farbgebung der Außenkomponenten.....</b>	<b>13</b>

## 1. Zweck dieses Dokuments

Zum Schutz tief fliegender Luftfahrzeuge besteht in bestimmten Fällen die Pflicht zur Kennzeichnung und Befeuerung von Windenergieanlagen. Dieses Dokument gibt Hinweise zu den Richtlinien und zeigt die von Nordex verwendeten Markierungen und Gefahrenfeuer zur Kennzeichnung von Windenergieanlagen. Es werden nicht die Richtlinien für Offshore-Windenergieanlagen betrachtet. Weiterhin wird dargestellt, welche Möglichkeiten der Gestaltung sich für den Kunden ergeben.

### Richtlinien

Die International Civil Aviation Organisation (ICAO) hat für die Befeuerung und farbliche Gestaltung von hohen Bauwerken in Anhang 14 zur *"Convention on International Civil Aviation"* Empfehlungen ausgesprochen. Die Umsetzung geschieht in jedem Land auf unterschiedliche Weise. Dadurch sind die rechtlichen Anforderungen an Befeuerung und Markierung von Windenergieanlagen vor jedem Projekt detailliert zu planen.

Auch regional oder sogar lokal kann es unterschiedliche Regelungen geben, beispielsweise durch geographische Besonderheiten, Flugplätze, militärische Auflagen, etc. Für jedes Windpark-Projekt müssen deshalb die lokalen Richtlinien im Stadium der frühen Projektplanung bekannt sein.

## 2. Eigenschaften und Optionen für Gefahrenfeuer

Nordex bietet Gefahrenfeuer von verschiedenen Herstellern an. Der Verbauort ist auf dem hinteren Maschinenhausdach, bei Blickrichtung vom Rotor, siehe Abb. 1.

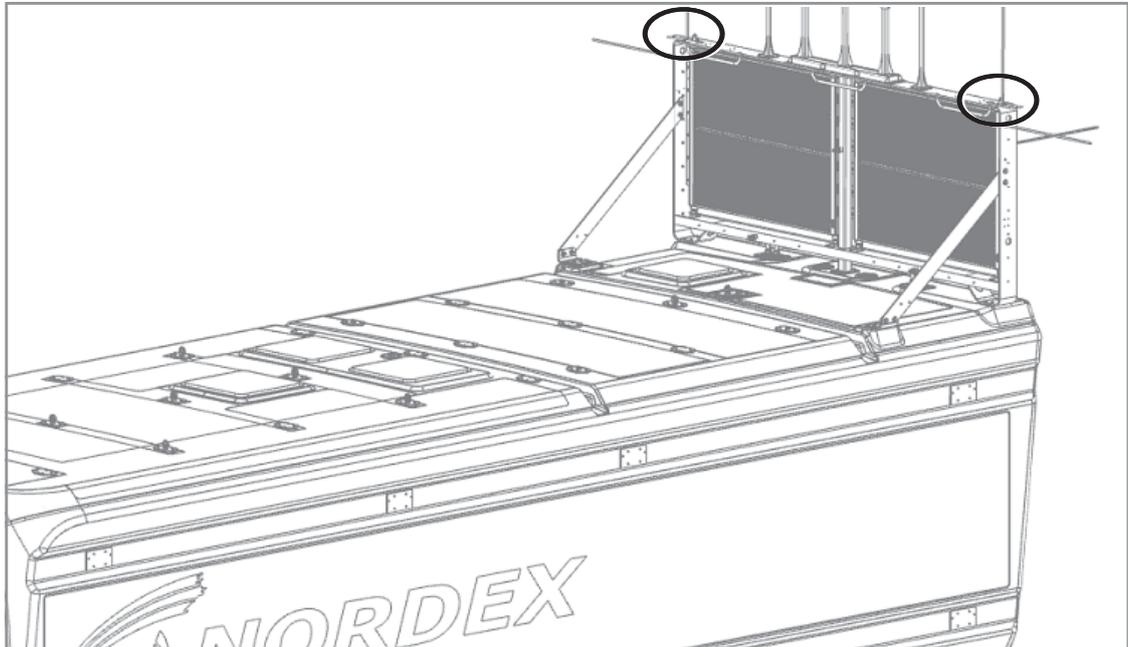


Abb. 1: Beispielhafte Verbauposition Gefahrenfeuer bei Delta4000

Nordex empfiehlt die Verwendung von zwei Feuern, da bei Windstille durch den stehenden Rotor aus bestimmten Blickrichtungen ein Feuer dauerhaft abgedeckt werden könnte.

Gemeinsame Merkmale der Gefahrenfeuer sind:

- nur LED-Leuchten
- blinkende Leuchten
- Dämmerungssensor bei Leuchten mit unterschiedlicher Tag- und Nachtkennzeichnung
- rote bzw. weiße Leuchten
- Synchronisation der Blinkfrequenz aller Feuer eines Parks durch GPS (Global Positioning System)

Folgende zusätzliche oder abweichende Eigenschaften sind als Option möglich:

- Einzel- oder Doppelfeuer
- Dauerlicht
- Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) für unterschiedliche Zeiträume
- Nachtkennzeichnung mit weißem Licht
- Astronomische Uhr als Steuerung, die den Sonnenstand in Abhängigkeit von Datum und geographischer Position ermittelt, für die Umschaltung zwischen Tag und Nachtbefeuern
- Sichtweitenmessgerät zur Helligkeitsreduzierung, da bei klarem Wetter eine geringere Leuchstärke ausreichend ist

### 3. Kennzeichnungen Maschinenhaus

#### 3.1 Tageskennzeichnungen für das Maschinenhaus

##### Farbliche Gestaltung des Maschinenhauses

Für Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe über 150 m, gemessen mit einer Blattspitze oben, wird in vielen Ländern eine Tageskennzeichnung vorgeschrieben. Diese kann durch eine rote Fläche definierter Größe auf der linken und rechten Maschinenhausseite realisiert werden. Das Rot im Farbton RAL 3020 hat, genau wie die graue Standardfarbe RAL 7035, einen Glanzgrad von  $30 \pm 10$  Glanzeinheiten nach DIN 67530.



Abb. 2: Beispielhafte Kennzeichnung Maschinenhaus Delta4000 mit roter Tageskennzeichnung

##### Tagesbefeuerung

Alternativ kann auch ein weißes Tagesfeuer mit den Lichtstärken 20.000, 50.000 oder 100.000 cd, abhängig von den lokalen Vorgaben, auf der Anlage montiert werden. Die Auswahl dieser Befeuerung kann auch einen Einfluss auf die farbliche Gestaltung der Blätter haben und muss im Vorfeld des Projekts immer mit Nordex abgestimmt werden. Weitere Infos hierzu und landesspezifische Angaben sind in dem Dokument für das jeweilige Land dargestellt.

#### 3.2 Kundenspezifische Gestaltung

Bei der Gestaltung des Maschinenhauses können Kundenlogos angebracht werden, hierfür sind folgende Punkte zu beachten:

- Bei Gesamtbauwerkshöhe  $> 150$  m, Gestaltungsfläche von  $1500 \times 4000$  mm pro Maschinenhausseite, siehe Abb. 3.
- bei Gesamtbauwerkshöhe unter 150 m, Gestaltungsfläche von  $1500 \times 11500$  mm pro Maschinenhausseite, siehe Abb. 3, mit Ausnahme für N149/5.X und N163/5.X auf rechter Seite, siehe Abb. 4.
- Die Logos müssen als Vektorgrafik vorliegen, Dateiformat .eps oder .ai.

- Farbangaben für das Logo sind am besten im RAL-Ton anzugeben, alternativ ist Verwendung von Pantone, HKS oder CMYK-System möglich.

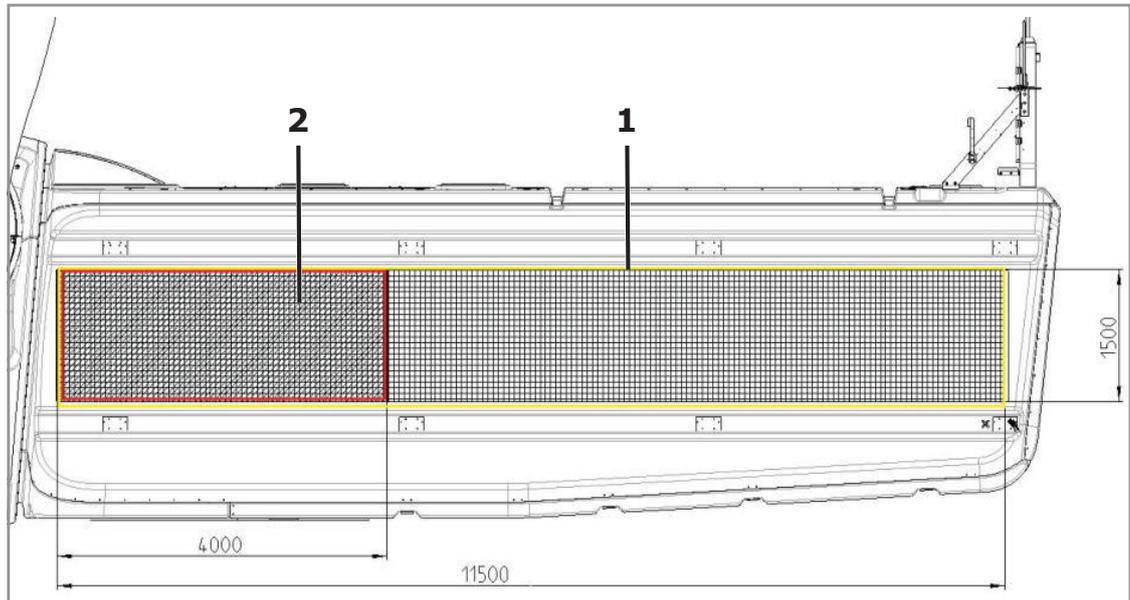


Abb. 3: Position und Größe für Kundenlogos an Delta4000-Anlagen (beidseitig)

1 Bauwerkshöhe unter 150 m (gelb) 2 Bauwerkshöhe über 150 m (rot)

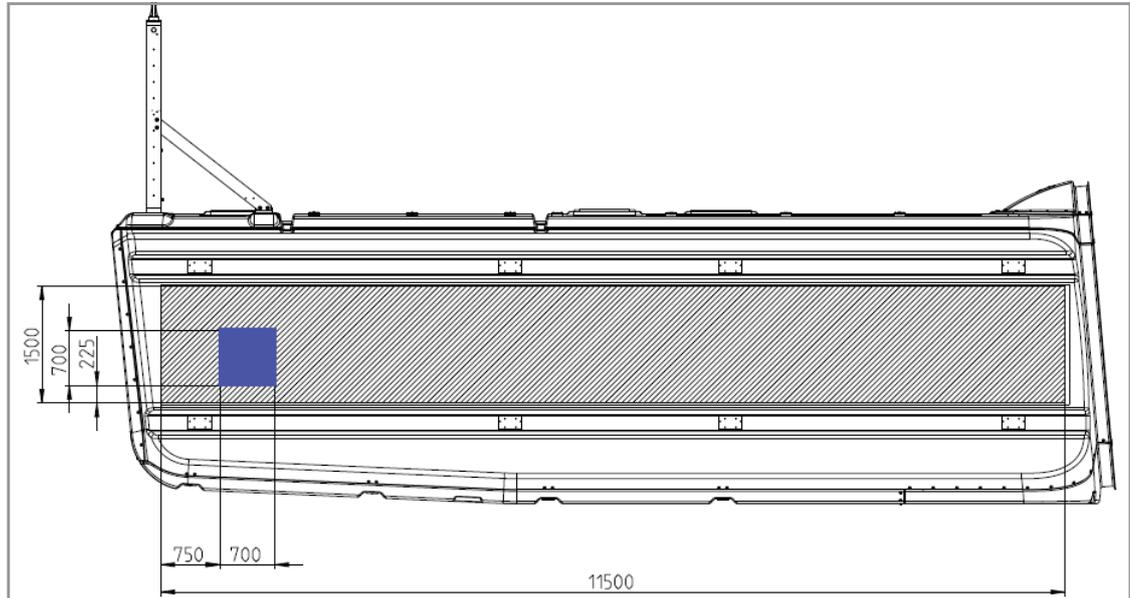


Abb. 4: Ausgenommener Bereich für Kundenlogos bei Delta4000-Anlagen auf rechter Seite bei Bauwerkshöhe unter 150 m

### 3.3 Gefahrenfeuer für das Maschinenhaus

Für die Befuerung des Maschinenhauses in der Nacht bietet Nordex Feuer mit einer Stärke von 10, 32, 170, 200, 1.000, oder 2.000 cd an, die rot mit verschiedenen Frequenzen oder konstant leuchten. Da sich die Auswahl der Befuerung nach den

Ländervorgaben und projektspezifischen Anforderungen richtet, sind mögliche Kombinationen im Vorfeld immer mit Nordex abzustimmen.

Die angebotenen Leuchten decken national und international gängige Blinkfrequenzen ab. Hierbei insbesondere die ICAO-Richtlinien Kapitel 6 von ICAO Annex 14 Vol. I vom 10.11.2016 beachten.

Die Umschaltung bei unterschiedlicher Tag-/Nachtbefeuern, bzw. Einschaltung bei nur Nachtbefeuern erfolgt durch einen Dämmerungssensor bei einem Umgebungslicht von 40-80 Lux. Bei Einsatz eines Master-Slave-Systems zur Umschaltung ist mindestens ein Master-System pro Windpark einzusetzen, da diese die Sichtweiteninformationen an die Slave-Systeme per Funk oder über das existente kabelgebundene Windparknetzwerk kommunizieren.

### **Infrarot-Gefahrenfeuer**

LEDs der konventionellen Gefahrenfeuer strahlen im sichtbaren Lichtspektrum nur in einer sehr geringen Bandbreite und sind daher bei Nachtflügen mit Nachtsichtgerät nicht wahrnehmbar. Aus diesem Grund schreiben die nationalen Bestimmungen einiger Länder alternativ oder ergänzend zum konventionellen Gefahrenfeuer eine Gefahrenkennzeichnung mit IR-Feuern vor. Diese emittieren eine Wellenlänge im Empfindlichkeitsbereich von Nachtsichtgeräten.

Hierfür bietet Nordex verschiedene Ausstattungen an, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen. Der Einsatz von IR-Feuern kann je nach Landesforderungen auch am Turm erfolgen.

## 4. Kennzeichnungen Turm

### 4.1 Tageskennzeichnungen für den Turm

Abhängig von Landesvorgaben und Bauwerkshöhe können die Türme bei Bedarf mit einem Farbring markiert werden.



Abb. 5: Roter Farbring an Anlage mit Gesamthöhe >150 m

### 4.2 Turmbefeuerung zur Nachtkennzeichnung

Um den international unterschiedlichen Anforderungen hinsichtlich der Befeuerung der Türme gerecht zu werden, hat Nordex verschiedene Turmfeuervarianten zur Auswahl. Es ist der Einsatz von Leuchten mit einer Stärke von 10, 32 oder 50 cd möglich. Pro Turmfeuerebene werden hierzu 4 bis 6 Leuchten (ICAO LIOL Typ A) gleichmäßig um den Turm verteilt. Die Höhe der Ebenen richten sich nach den regionalen oder nationalen Vorschriften. Das Ein-/Ausschalten erfolgt bei einem Umgebungslicht von 40-80 Lux. Die genauen Einsatzmöglichkeiten sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen, da die Anforderungen sehr unterschiedlich sind.

Tab. 1: Mögliche Gefahrenfeuer Turm

Anzahl Leuchten	Nachtleuchtstärke [cd]	Nachtfarbe	Blickfrequenz [fpm]
4/6	10	rot/rot+IR	konstant
4	32	rot	konstant
4	50	rot	konstant



Abb. 6: *Beispiel für eine Turmbefeuerungsleuchte*

### **Infrarot-Gefahrenfeuer**

Der Einsatz von IR-Feuern kann je nach Landesanforderungen auch am Turm erfolgen und wird dann gemeinsam mit den Leuchten realisiert.

## 5. Blattkennzeichnungsvarianten

Die nationalen Gesetze schreiben für Windkraftanlagen in Abhängigkeit von lokalen Anforderungen oder der Gesamtbauwerkshöhe eine farbliche Kennzeichnung der Rotorblätter vor. Diese kann abhängig von alternativ zu verwendenden Tagesfeuern auch innerhalb eines Landes unterschiedlich sein. Standardmäßig bietet Nordex die folgende farbliche Variante an, die komplett im RAL-Farbton 7035 und mit einem Glanzgrad von 30 lackiert ist.

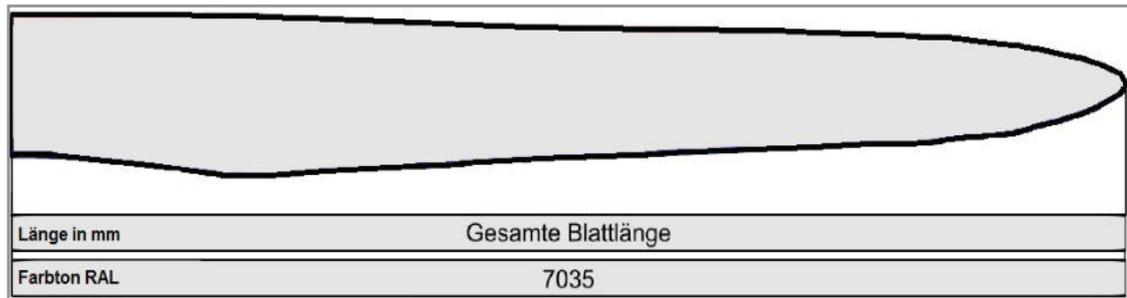


Abb. 7: Standardvariante für Farbgebung Blatt

Eine weitere Möglichkeit ist die Verwendung des Blatts siehe Abb. 7. Die Verwendung richtet sich nach der Gesamtbauwerkshöhe, Projektanforderungen oder den rechtlichen Landesvorgaben. Das Blatt kann an der Spitze eine graue Farbgebung (RAL 7035) von ca. 200 mm Länge haben.

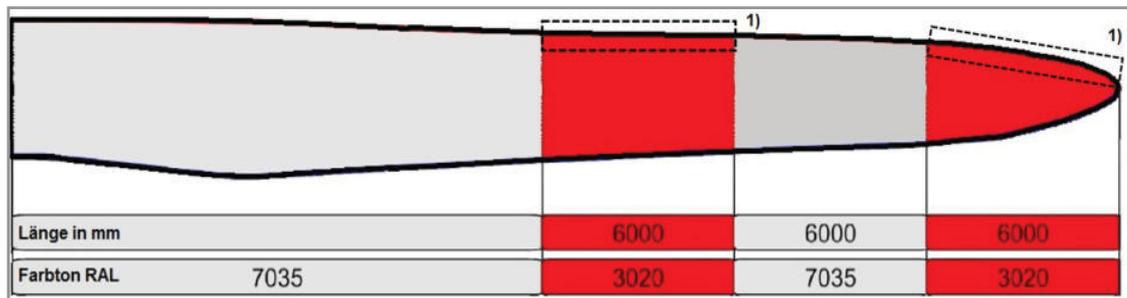


Abb. 8: Mögliche Farbvariante für Blattfarbgebung

1 möglicher grauer Streifen Erosionsschutzlack von 200 mm Breite (RAL 7035)

Weiterhin bietet Nordex Blätter mit einem roten Streifen von 6 m Breite, mit Streifen im Orange-Farbton RAL 2009 oder schwarz-gelben Streifen an. Aufgrund verschiedener Landesvorgaben ist die genaue Blattfarbgebung im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

## 6. Farbgebung der Außenkomponenten

Tab. 2: Farbgebung der Komponenten

Komponente	Farbgebung/Glanzgrad
Stahlrohrturm	RAL 7035 (lichtgrau) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Betonteil des Turms	Sichtbeton mit Glanzgrad von ca. 10 Einheiten (matt) Optional RAL 7035 (lichtgrau) und Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Maschinenhaus	RAL 7035 (lichtgrau)
Rotornabe (Spinner)	Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Rotorblätter	RAL 7035 (lichtgrau) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt) oder projektspezifische Farbgebungen
<b>Gesamtbauwerkshöhe &gt; 150 m</b>	
Turm	optionaler Farbring: RAL 3020 (verkehrsrot) und Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Maschinenhaus	optionale rote Kennzeichnung: RAL 3020 (verkehrsrot) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Rotornabe (Spinner)	RAL 7035 (lichtgrau) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Rotorblätter	3 Streifen rot-lichtgrau-rot von Spitze mit je 6 m Breite oder projektspezifische Farbgebungen

Tab. 3: Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
GPS	Global Positioning System
ICAO	International Civil Aviation Organization
LIOL	Low Intensity Obstruction Light
RAL	normierte Farbtenskala
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung

---

---

# Allgemeine Dokumentation

## Sichtweitenmessung

**Rev. 05/12.06.2020**

Dokumentennr.:	NALL01_020142
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

---

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH ist untersagt.

© 2020 Nordex Energy GmbH, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

## Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Gamma	K08 Gamma	N90/2500 N100/2500 N117/2400
Delta	K08 Delta	N100/3300 N117/3000 N117/3000 controlled N117/3600 N131/3000 N131/3000 controlled N131/3300 N131/3600 N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.8, N149/4.0-4.5, N149/5.X, N163/5.X

### **Warum ein Sichtweitenmessgerät?**

Windparks werden in der Regel durch Lichtzeichen (Gefahrenfeuer) gekennzeichnet, um dem Flugverkehr dieses potenzielle „Hindernis“ anzuzeigen. Dies kann tagsüber durch weiße Leuchten oder durch Streifen in auf den Rotorblättern geschehen. Nachts werden dazu rote Leuchten eingesetzt.

Die genauen gesetzlichen Vorgaben unterscheiden sich von Land zu Land. Sie müssen während der Planung des Windparks genau geplant und beachtet werden.

Der Deutsche Gesetzgeber hat die „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“ erlassen. Sie eröffnet die Möglichkeit, die Intensität von Mittleistungsgefahrfeuern auf Windenergieanlagen in Abhängigkeit von der Umgebungssichtweite zu regulieren.

### **Umsetzung der Lichtstärkereduzierung**

Um den optischen Einfluss der Gefahrenfeuer auf die Umgebung eines Windparks – insbesondere in der Nacht – zu minimieren, kann ein Gerät zur Messung der meteorologischen Sichtweite (Meteorological Optical Range, MOR) genutzt werden. Dieses Gerät gibt seine Signale an eine Steuerungseinheit zur Lichtstärkereduzierung der Gefahrenfeuer weiter. Damit wird die Lichtstärke der Gefahrenfeuer in Abhängigkeit von der realen Sichtweite vor Ort automatisch geregelt. Umliegende Wohngebiete aber auch Verkehrsstraßen werden so von übermäßigen Lichtsignalen entlastet.

- Die Lichtstärke der Gefahrenfeuer kann bei Sichtweiten über 5.000 m auf 30 % der Nennlichtstärke reduziert werden.
- Die Lichtstärke der Gefahrenfeuer kann bei Sichtweiten über 10.000 m auf 10 % der Nennlichtstärke reduziert werden.

### **Technische Realisierung der Sichtweitenmessung**

Die Sensoren werden auf dem Maschinenhaus der Windenergieanlage installiert.

Der Abstand von einer Windenergieanlage mit Sichtweitenmessgerät zu einer Windenergieanlage ohne Sichtweitenmessgerät darf nicht mehr als 1.500 m betragen. Je nach Ausdehnung des Windparks können also mehrere Sichtweitenmessgeräte zum Einsatz kommen. Die Signale werden in einer zentralen Steuerungseinheit verarbeitet, die alle Gefahrenfeuer des Windparks ansteuert. Es wird der jeweils ungünstigste Wert aller Messgeräte für die Steuerung des gesamten Windparks verwendet. Die Weitergabe der Signale kann über einen Netzwerkanschluss zur Einbindung in ein vorhandenes Ethernet erfolgen. Sind keine Signale eines Messgerätes verfügbar, wird die Lichtstärke aller Gefahrenfeuer auf 100 % gesetzt.

Die Geräte sind gegen Verschmutzung der optischen Außenflächen geschützt. Beide Optiken sind abwärts gerichtet und mit Schutzhauben für die Linsen versehen. Verunreinigungen durch Niederschlag, Spritzwasser und Staub werden so wirkungsvoll verhindert. Die optionalen Gehäuseheizungen verhindern im Winterbetrieb Eis- und Schneeablagerungen. So reduziert sich die Wartung auf ein Minimum.

Die Sensoren arbeiten nach dem Prinzip der optischen Vorwärtsstreuung. Hierbei wird Licht durch Partikel gestreut, deren Durchmesser in der Größenordnung der Wellenlänge von Licht liegen. Die Streuung ist zur Dämpfung des Lichtstrahls proportional. Größere Partikel verhalten sich wie Reflektoren und Refraktoren, so dass ihr Einfluss auf die meteorologische Sichtweite separat zu behandeln ist. Bei diesen Partikeln handelt es sich meist um Niederschlagstropfen. Dank der optischen Anordnung des Sensors lassen sich einzelne Tropfen von schnellen Signaländerungen unterscheiden.

Dieses Verfahren ermöglicht wirtschaftliche und zuverlässige Sichtweitemessungen nach dem Stand der Technik. Die Sensoren besitzen einen Messbereich von 10 bis 20.000 m.

Die Datenausgabeformate richten sich nach internationalen anerkannten Kodiertabellen der Weltorganisation für Meteorologie (WMO) und des Amerikanischen Wetterdienstes (NWS).

---

# **Allgemeine Dokumentation**

## **Kennzeichnung von Nordex- Windenergieanlagen in Deutschland**

**Rev.10/14.10.2020**

Dokumentennr.: NALL01\_064691  
Status: Released  
Sprache: DE-Deutsch  
Vertraulichkeit: Nordex Internal  
Purpose

- Originaldokument -  
Dokument wird elektronisch verteilt.  
Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

---

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH ist untersagt.

© 2020 Nordex Energy GmbH, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

## Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	K08 Delta	N117/3600, N131/3300, N131/3600, N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.8, N149/4.0-4.5, N149/5.X, N163/5.X

## Inhalt

<b>1.</b>	<b>Rechtliche Vorgaben für Deutschland.....</b>	<b>5</b>
<b>2.</b>	<b>Tageskennzeichnungen .....</b>	<b>6</b>
<b>3.</b>	<b>Nachtkennzeichnungen .....</b>	<b>7</b>
3.1	Nachtkennzeichnung bei Bauwerkshöhe von 100 m - 150 m .....	7
3.2	Nachtkennzeichnung bei Bauwerkshöhe > 150 m .....	8

## 1. **Rechtliche Vorgaben für Deutschland**

In Deutschland müssen Windenergieanlagen mindestens nach folgender rechtlicher Vorgabe mit Gefahrenfeuern ausgestattet sein:

**"Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Änderung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom: 24.04.2020.**

Die Entwicklung der Anlagen und Türme orientiert sich an der AVV 2020.

Alle Höhenangaben verstehen sich in Abhängigkeit von den Designbedingungen.

## 2. Tageskennzeichnungen



- Vertriebsdokument E0004000420 *Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen der Klasse Delta4000*
- Vertriebsdokument NALL01\_008531 *Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen der Klasse K08 gamma und delta*

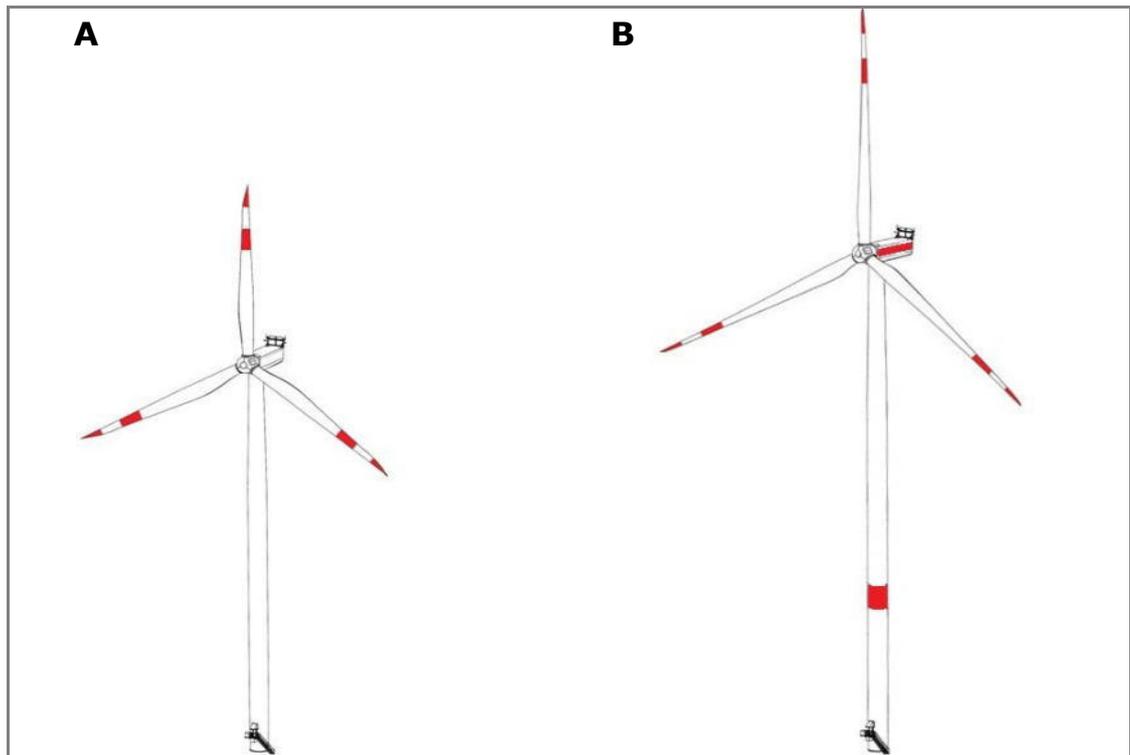


Abb. 1: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Tag

Gesamtbauwerkshöhe 100 - 150 m		
Blattkennzeichnung	Turmkennzeichnung	Gondelkennzeichnung
3 Streifen mit je 6 m Breite von Blattspitze beginnend rot - grau - rot	-	-

Gesamtbauwerkshöhe >150 m		
Blattkennzeichnung	Turmkennzeichnung	Gondelkennzeichnung
3 Streifen mit je 6 m Breite von Blattspitze beginnend rot - grau - rot	3 m breiter roter Ring in 40 m beginnend	min. 2 m hoher, roter, umlaufender Streifen Mitte Maschinenhaus

### 3. Nachtkennzeichnungen

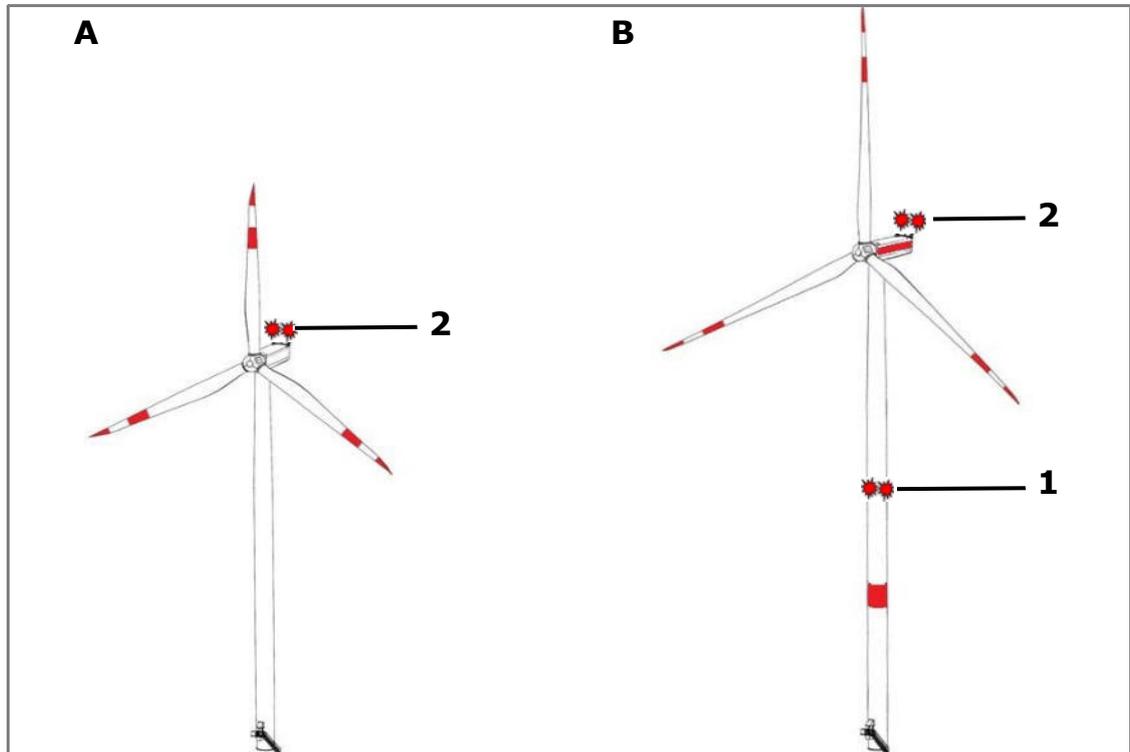


Abb. 2: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Nacht

1 Turmfeuer

2 Gondelbefeuerung

#### 3.1 Nachtkennzeichnung bei Bauwerkshöhe von 100 m - 150 m

Gesamtbauwerkshöhe 100 m- 150 m		
Blattbefeuerung	Turmbefeuerung	Gondelbefeuerung
-	-	2 x 170 cd W-rot mit IR-Anteil und mindestens 16 h USV

### 3.2 Nachtkennzeichnung bei Bauwerkshöhe > 150 m

Gesamtbauwerkshöhe >150 m			
Blattbefeuerung	Turmbefeuerung		Gondelbefeuerung
-	<b>Anlage/Turm</b>	<b>Höhe [m]</b>	2 x 170 cd W-rot mit IR-Anteil und min.16 h USV
	<b>N117:</b> 4 x 10 cd rot konstant (min. 16 h USV)		
	<b>N117/3600</b>		
	N117/TS91	-	
	N117/TS106	54,5 m	
	N117/TS120	58,0 m	
	N117/TCS141D	72,0 m	
	<b>N131, N133, N149, N163:</b> 6 x 10 cd rot konstant (min. 16 h USV) pro Turmfeuerebene		
	<b>N131/3300</b>		
	N131/PH134B N07 <sup>1)</sup>	68,5 m	
	N131/PH164B N09 <sup>1)</sup>	83,5 m	
	<b>N131/3600</b>		
	N131/TS84	-	
	N131/TS99	51,2 m	
	N131/TS106	54,5 m	
	N131/TS120	58,0 m	
	N131/TCS134 <sup>1)</sup>	68,5 m	
	N131/TS134	69,1 m	
	<b>N131/3900</b>		
	N131/TS120	58,0 m	
	N131/TCS134 <sup>1)</sup>	68,5 m	
	N131/TS134	69,1 m	
	<b>N149/4.0-4.5</b>		
	N149/TS105	52,0 m	
	N149/TS125-01	67,0 m	
	N149/TCS164 NV06 <sup>1)</sup>	80,5 m	
	<b>N133/4800</b>		
	N133/TS83	-	
	N133/TS110	58,5 m	
	N133/TS125-02	67,0 m	

Gesamtbauwerkshöhe >150 m			
Blatt- befeuerung	Turmbefeuerung		Gondel- befeuerung
	<b>N149/5.X</b>		
	N149/TS105-01	52,5 m	
	N149/TS125-04	66,5 m	
	N149/TCS164 NV07 <sup>1)</sup>	80,5 m	
	<b>N163/5.X</b>		
	N163/TS118-00	59,0 m	
	N163/TCS164 NV07 <sup>1)</sup>	80,5 m	

1) Zwischen Errichtung Beton- und Stahlteil des Turmes erfolgt keine Befeuerung, ab der Errichtung des Stahlteils und Gondel wird die Befeuerung über einen Generator gewährleistet.

---

Hannover – Leipzig

Dr.-Ing. Veenker  
Ingenieurgesellschaft mbH

Heiligengeiststraße 19  
30173 Hannover

Leibnizstraße 25  
04105 Leipzig

mail@veenkerghmbh.de  
www.veenkerghmbh.de

# Gutachten

## Windpark Elsdorf III

### Bewertung der Gefährdung einer Ferngasleitung durch zwei Windenergieanlagen vom Typ NORDEX N149/5.x TCS164

**Auftraggeber:** THEE Projektentwicklungs GmbH & Co. KG

**Projekt:** 13920

**Datum:** 04.03.2020

**Revision:** 00

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

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

Geschäftsführer  
Jörg Himmerich

## Inhaltsverzeichnis

1. Vorgang und Zusammenfassung	4
2. Unterlagen	6
2.1 Rechtliche und theoretische Unterlagen	6
2.2 Projektbezogene Unterlagen	6
3. Zusammenstellung der Daten	7
3.1 Daten zu den WEA und dem Schutzobjekt	7
3.2 Ergänzende Angaben zum zulässigen Grenzwert	7
3.3 Abstände der WEA zum Schutzobjekt	7
3.4 Ergänzende Angaben zum Abwurf des Rotorblattes	8
4. Rotorblattabwurf	9
4.1 Allgemeines	9
4.2 Auswertung des Rotorblattabwurfes	9
4.3 Ermittelte Gesamtgefährdung der WEA	10
5. Abwurf des Maschinenhauses	11
6. Beeinträchtigung durch den umstürzenden Turm	12
7. Gesamtbewertung	13

- A 1            Unterlagen zum Projekt
- A 2            Gefährdung des Schutzobjektes durch Abwurf eines ganzen
- A 3            Abwurf von Teilen des Rotorblattes (30-%-Rotorblatt)
- A 4            Abwurf des Maschinenhauses
- A 5            Detailergebnisse zur Bewertung der Gefährdung des  
Schutzobjektes durch zwei WEA
- A 6            Gesamtergebnis zur Bewertung der Gefährdung des  
Schutzobjektes durch zwei WEA

## 1. Vorgang und Zusammenfassung

Die THEE Projektentwicklungs GmbH & Co. KG (THEE) plant die Errichtung von zwei Windenergieanlagen (WEA), WEA 1 und WEA 2, im Windpark Elsdorf III (WP Elsdorf III). Geplant sind WEA vom Typ NORDEX N149/5.x TCS164 mit einer Nabenhöhe (NH) von 164,00 m.

Das Windvorranggebiet wird von einer Leitung (ETL 0074.000) der Gasunie Deutschland Transport Service GmbH (Gasunie) gequert. Als Medium wird hier Erdgas transportiert. Die Leitung der Gasunie wird im Weiteren als Schutzobjekt bezeichnet.

Gemäß Gutachten 97111 Rev. 07 vom 11.12.2014 „Windenergieanlagen in Nähe von Schutzobjekten / Bestimmung von Mindestabständen“ wird für Ferngasleitungen bis DN 900 ein Mindestabstand von 35 m gefordert. Diese Abstände gelten für Windparks mit bis zu drei WEA mit einer NH bis 150,00 m, Klasse 4. Mit der NH von 164,00 m wird der Anwendungsbereich des o. g. Gutachtens verlassen. Aus diesem Grund wird für den WP Elsdorf III ein Einzelfallgutachten benötigt.

Im vorliegenden Gutachten werden für die WEA 1 und WEA 2 die wesentlichen Gefährdungspotenziale nach Unterlage U 1 untersucht und bewertet:

- -Abwurf von
  - o einem ganzen Rotorblatt (100-%-Rotorblatt) oder
  - o Teilen davon (30-%-Rotorblatt),
- Abwurf eines Maschinenhauses und
- Turmbruch.

Es wird der Grenzwert - die zulässige Eintrittswahrscheinlichkeit (zul Pf) - nach Unterlage U 1 zugrunde gelegt für

- Ferngasleitung bis DN 900  
zul Pf =  $6,00 \cdot 10^{-6}$  Ereignisse pro km und Jahr

Die Gegenüberstellung der ermittelten Eintrittswahrscheinlichkeiten für die Schädigung des Schutzobjektes infolge der vorgenannten Gefährdungspotenzi-

ale mit dem angegebenen Grenzwert zeigt, dass der Grenzwert für die betrachteten WEA 1 und WEA 2 eingehalten wird.

Es sind keine Sicherungsmaßnahmen für das Schutzobjekt erforderlich.

Dipl.-Ing. Svetlana Piskun

## 2. Unterlagen

### 2.1 Rechtliche und theoretische Unterlagen

- U 1 Gutachten Nr. 97111: „Windenergieanlagen in Nähe von Schutzobjekten / Bestimmung von Mindestabständen“, Rev. 07, aufgestellt von der Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH, vom 11.12.2014, im Internet verfügbar unter [www.veenkermbh.de](http://www.veenkermbh.de)

### 2.2 Projektbezogene Unterlagen

- U 2 Übersichtslageplan Windpark Elsdorf III, übermittelt als DWG- und PDF- Dokumente durch den Auftraggeber per E-Mail am 05.02.2020
- U 3 Windgutachten Elsdorf, übermittelt durch den Auftraggeber per E-Mail am 05.02.2020
- U 4 Wartungsbericht NORDEX, übermittelt als PDF-Dokument durch den Auftraggeber per E-Mail am 05.02.2020
- U 5 Datenblatt NORDEX N149/5.x TCS164, übermittelt als PDF-Dokument durch den Auftraggeber per E-Mail am 04.02.2020
- U 6 Ergänzende Angaben zum Vorhaben, telefonische Auskünfte, Abstimmungen bzw. E-Mail-Kontakte mit dem Auftraggeber

### 3. Zusammenstellung der Daten

#### 3.1 Daten zu den WEA und dem Schutzobjekt

Aus den Unterlagen U 2 bis U 5 werden die für die Bewertung relevanten Daten der geplanten WEA und der Schutzobjekte entnommen und in den nachfolgenden Tabellen und in Anlage A 1 zusammengestellt.

Typ	Nabenhöhe	Rotordurchmesser
NORDEX N149/5.x TCS164	164,00 m	149,00 m

Tabelle 1: Daten der WEA

In nachfolgender Tabelle ist der Betreiber des Schutzobjektes aufgezeigt.

Betreiber	Bezeichnung	Medium	Zu betrachtende Länge	DN
Gasunie	ETL 0074.000	Erdgas	2.427,44 m	750

Tabelle 2: Daten des Schutzobjektes

#### 3.2 Ergänzende Angaben zum zulässigen Grenzwert

Es wird der Grenzwert - die zulässige Eintrittswahrscheinlichkeit (zul Pf) - nach Unterlage U 1 zugrunde gelegt für

- Ferngasleitung bis DN 900  
zul Pf =  $6,00 \cdot 10^{-6}$  Ereignisse pro km und Jahr

#### 3.3 Abstände der WEA zum Schutzobjekt

Der Abstand des Schutzobjektes zu den WEA ist der Unterlage U 2 entnommen. In der nachfolgenden Tabelle sowie in der Anlage A 1 werden die Abstände der WEA zum Schutzobjekt aufgeführt.

Schutzobjekt	Abstand zu	
	WEA 1	WEA 2
ETL 0074.000	39,37 m	177,00 m

Tabelle 3: Abstand zwischen WEA und Schutzobjekt

Geringfügige Abweichungen der Abstände im einstelligen Meterbereich führen zu keiner nennenswerten Erhöhung der Gefährdung des Schutzobjektes.

### 3.4 Ergänzende Angaben zum Abwurf des Rotorblattes

In den folgenden Untersuchungen wird vorausgesetzt, dass der Abwurf eines Rotorblattes während des Auftretens hoher Windgeschwindigkeiten und im Betrieb erfolgt. Es wird der ungünstigste Fall angenommen.

WEA	Windgeschwindigkeit	Drehzahl
NORDEX N149/5.x TCS164	20,00 m/s	12,24 min <sup>-1</sup>

Tabelle 4: Betriebsdaten für Gefährdung durch Rotorblattabwurf

Für die Untersuchung wird außerdem eine statistische Verteilung für die Windrichtung berücksichtigt. Die Angaben hierzu werden aus der Unterlage U 3 übernommen. Die statistische Verteilung der Windrichtung ist in der Anlage A 1 dargestellt.

## 4. Rotorblattabwurf

### 4.1 Allgemeines

Gemäß Unterlage U 1 ergeben sich die im Folgenden aufgeführten Eintrittswahrscheinlichkeiten:

- Pf1 = Eintrittswahrscheinlichkeit des Abwurfes eines Gegenstandes (bei Rotorblatt multipliziert mit dem Anteil für die Berücksichtigung des Teiles eines Rotorblattes, hier ein ganzes Rotorblatt (100-%) bzw. Teilen davon (30-%), multipliziert mit dem Anteil der jeweiligen Windgeschwindigkeit),
- Pf2 = Eintrittswahrscheinlichkeit für eine ungünstige Windrichtung je WEA,
- Pf3 = Eintrittswahrscheinlichkeit für die Übereinstimmung der Aufprallstelle je WEA,
- Pf4 = Eintrittswahrscheinlichkeit für das Eindringen eines Rotorblattes in das Erdreich von  $6,67 \cdot 10^{-2}$  Ereignisse/Aufprall.

In der Berechnung wird darüber hinaus eine halbjährige Überwachung der WEA berücksichtigt (Unterlage U 5).

In der Anlage A 2 sind die grafischen Auswertungen der WEA 1 und WEA 2 für die Ermittlung des Abwurfs eines ganzen Rotorblattes (100%-Rotorblatt) und in Anlage A 3 für den Abwurf von Teilen davon (30%-Rotorblatt) aufgezeigt.

### 4.2 Auswertung des Rotorblattabwurfes

Die Wurfweite des Rotorblattes ist für die WEA in der Tabelle 5 dargestellt.

WEA	Max. Wurfweite	
	100%-Rotorblatt	30%-Rotorblatt
NORDEX N149/5.x TCS164	255,00 m	986,00 m

Tabelle 5: Wurfweite - Rotorblatt

### 4.3 Ermittelte Gesamtgefährdung der WEA

In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse der Gefährdung des Schutzobjektes infolge Abwurfs eines ganzen Rotorblattes und Teilen davon für die WEA zusammengestellt.

WEA	Gefährdungspotenzial	Eintrittswahrscheinlichkeiten
		ETL 0074.000
WEA 1	100-%- Rotorblattabwurf	$3,46 \cdot 10^{-8}$
	30-% - Rotorblattabwurf	$4,77 \cdot 10^{-9}$
	$\sum$ Pf Rotorblatt	$3,94 \cdot 10^{-8}$
WEA 2	100-%- Rotorblattabwurf	$1,23 \cdot 10^{-8}$
	30-% - Rotorblattabwurf	$4,83 \cdot 10^{-9}$
	$\sum$ Pf Rotorblatt	$1,72 \cdot 10^{-8}$
Gesamtgefährdung		$5,66 \cdot 10^{-8}$

Tabelle 6: Gefährdung durch Rotorblattabwurf

Die ermittelten Gefährdungen für das Schutzobjekt infolge Abwurfs eines ganzen Rotorblattes oder Teilen davon liegen für die beiden WEA unter dem angegebenen Grenzwert nach Unterlage U 1 und sind somit zulässig.

Es sind keine Sicherungsmaßnahmen für die WEA 1 und die WEA 2 bezogen auf das Schutzobjekt erforderlich.

Die Detailergebnisse zur Bewertung der Gefährdung des Schutzobjektes durch die zwei WEA sind in der Anlage A 5 zusammengestellt.

Die Gesamtergebnisse für die WEA und das Schutzobjekt sind der Anlage A 6 zu entnehmen.

Die Gesamtbewertung erfolgt in Kapitel 7.

## 5. Abwurf des Maschinenhauses

Die allgemeine Theorie zur Ermittlung der Wurfparabel bei Abwurf des Maschinenhauses (Gondel) ist in der Unterlage U 1 aufgezeigt. Nach Anlage A 4 ergibt sich für den Typ NORDEX N149/5.x TCS164 folgender Wert:

- 12,32 m.

Dem Abstand werden die halbe Länge des Maschinenhauses und ein Sicherheitszuschlag von 2,00 m hinzugerechnet. Somit ergibt sich für die zu untersuchenden WEA ein Radius für den Aufprallbereich des Maschinenhauses für das eingeedete Schutzobjekt von

- 20,72 m.

Gemäß den Ausführungen in der Unterlage U 1 ist die Trefferwahrscheinlichkeit bei einem eingeedeten Schutzobjekt außerhalb des Kreises von 20,72 m als probabilistisch nicht relevant zu bewerten.

Der Radius für den möglichen Aufprallbereich der WEA ist kleiner als der in Kapitel 3.2 und in der Anlage A 1 angegebene Abstand zwischen dem Schutzobjekt und der WEA. Eine Gefährdung des Schutzobjektes ist damit ausgeschlossen.

Die Gesamtbewertung erfolgt im Kapitel 7.

## 6. Beeinträchtigung durch den umstürzenden Turm

Bei geringem Abstand zu einem eingeedeten Schutzobjekt kann der umstürzende Turm das Schutzobjekt beschädigen. In den folgenden Untersuchungen wird davon ausgegangen, dass allein durch geometrischen Kontakt eine Beschädigung eintritt. Grundsätzlich ist von der gesamten Turmhöhe auszugehen. Bei der Gefährdung ist weiterhin zu berücksichtigen, dass ein eingeedetes Objekt nur dann beschädigt wird, wenn das Rotorblatt in genügend spitzem Winkel in den Boden eindringt. Nach Unterlage U 1 liegt die Wahrscheinlichkeit für Turmversagen in Höhe des Grenzwertes des hier betrachteten Schutzobjektes.

Die Eintrittswahrscheinlichkeit der oben beschriebenen Ereignisse liegt bei Bauwerken im technisch vertretbaren Bereich von weniger als

$$1,00 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse/Jahr.}$$

Voraussetzung ist eine Dimensionierung und Konstruktion der gesamten Anlage nach den anerkannten Regeln der Technik. Dies ist mit Vorlage der Typenstatik hinsichtlich der Berechnungen gegeben. Die Anforderungen an die Herstellung sind weiterhin zu beachten. Üblicherweise wird die Einhaltung derartiger Auflagen bei der Bauabnahme überprüft. U. a. ist die Einhaltung der Gründungsmaßnahme auf der Grundlage der örtlichen Bodeneigenschaften zu überprüfen. Im Übrigen sind hinsichtlich des Baus und Betriebs, die in der Typenstatik aufgeführten Forderungen entsprechend einzuhalten.

Die Gesamtbewertung erfolgt im Kapitel 7.

## 7. Gesamtbewertung

In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse der Gesamtgefährdung des Schutzobjektes infolge Abwurfs von einem ganzen Rotorblattes und Teilen davon, Abwurf des Maschinenhauses und Turmbruchs für die zwei WEA zusammengestellt.

WEA	Gefährdungspotenzial	Bewertung der Gefährdung des Schutzobjektes
		ETL 0074.000
WEA 1	∑ Pf Rotorblatt	$3,94 \cdot 10^{-8}$
	Abwurf Maschinenhaus	-
	Turmbruch	-
WEA 2	∑ Pf Rotorblatt	$1,72 \cdot 10^{-8}$
	Abwurf Maschinenhaus	-
	Turmbruch	-
Gesamtgefährdung		$5,66 \cdot 10^{-8}$
<b>Gesamtgefährdung pro km</b>		<b><math>2,33 \cdot 10^{-8}</math></b>

Tabelle 7: Gesamtgefährdung für das Schutzobjekt durch die zwei WEA

Der Nachweis hat für die vorgenannten WEA die Form:

➤ ETL 0074.000

$$\sum Pf = 2,33 \cdot 10^{-8} < \text{zul Pf} = 6,00 \cdot 10^{-6} \text{ Ereignisse pro km und Jahr}$$

Die Gegenüberstellung der ermittelten Eintrittswahrscheinlichkeiten für das untersuchte Schutzobjekt infolge Abwurfs von einem ganzen Rotorblatt oder Teilen davon, Abwurf des Maschinenhauses und Turmbruchs mit dem in der Unterlage U 1 angegebenen Grenzwert zeigt, dass der Grenzwert durch die zwei WEA eingehalten wird.

Die Gesamtergebnisse für die WEA und des Schutzobjektes sind der Anlage A 6 zu entnehmen.

Es sind keine Sicherungsmaßnahmen für das Schutzobjekt erforderlich.

Hannover – Leipzig

Dr.-Ing. Veenker  
Ingenieurgesellschaft mbH

Heiligengeiststraße 19  
30173 Hannover

Leibnizstraße 25  
04105 Leipzig

mail@veenkermbh.de  
www.veenkermbh.de

## Anlage

A 1            Unterlagen zum Projekt

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

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

Geschäftsführer  
Jörg Himmerich



**Legende**

 30%-Rotorblattabwurf

	Datum	Name	Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH Heiligengeiststr. 19 30173 Hannover Tel.: +49 511 / 28499 - 0	
Bearbeitet:	21.02.2020	Hommel		
Geprüft:	28.02.2020	Piskun		

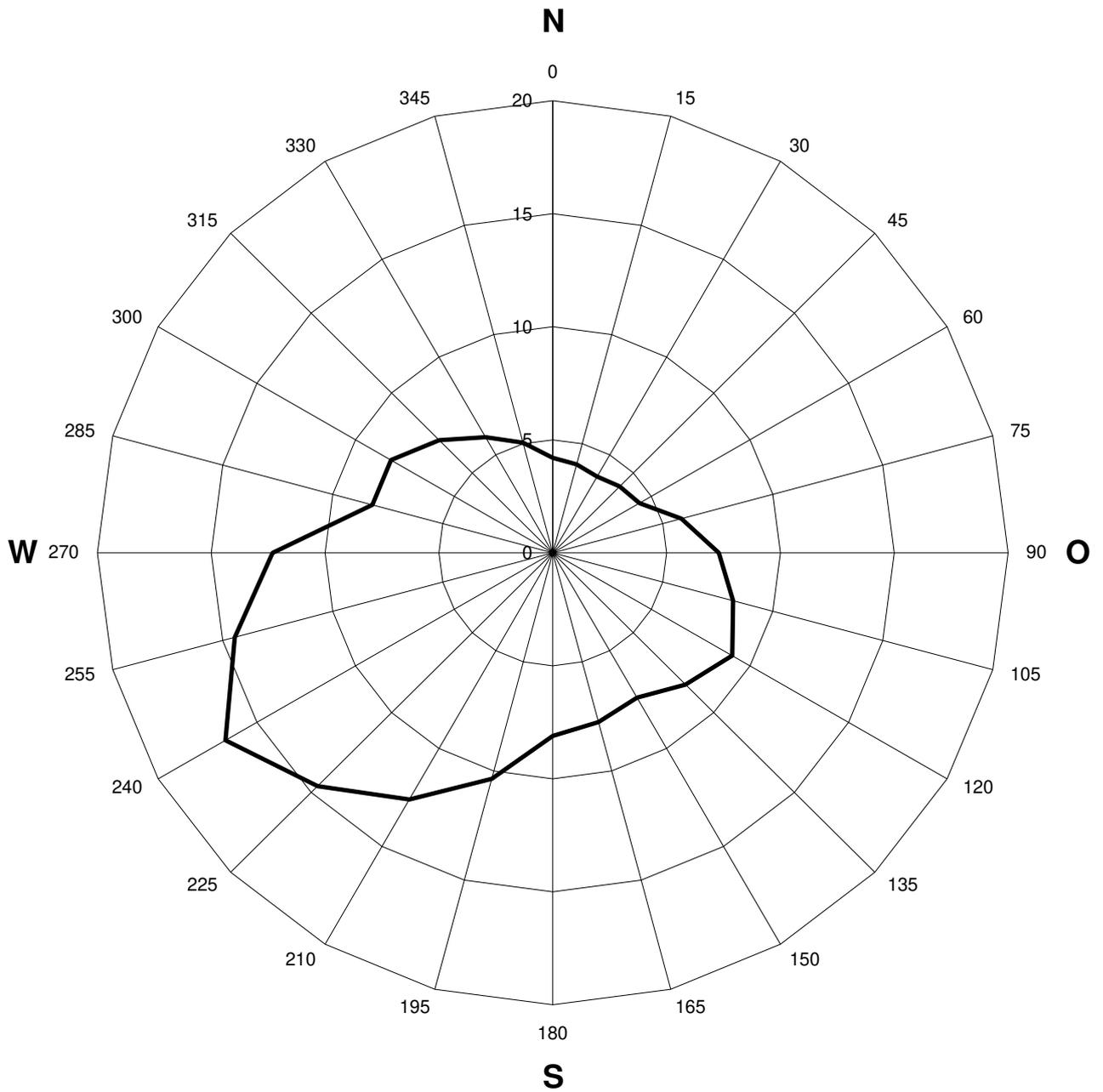
13920 WP Elsdorf III Gefährdung der Erdgasleitung ETL 0074.000	Maßstab:	
	1 : 10.000	
	Proj.-Nr.:	
13920_Vee_WP_Elsdorf.dwg	13920	1



### Daten zu Leitung / Station / Bohrung (= Schutzobjekt)

Schutzobjekt	1	2	3
Bezeichnung:	Gasleitung		
Betreiber (Firma):	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH		
Ansprechpartner Genehmigung (Name / Tel.):	Mike Meyer		
Ansprechpartner Betrieb (Name / Tel.):	+49 4447 809-547 Mike.Meyer@gasunie.de		
Eigentümer (Ansprechpartner – Name / Tel.):			
Medium:			
Lage (untertägig / obertägig):			
• Erdüberdeckung: [m]			
Leitung - DN – Nennweite:			
Bohrung – Außen Durchmesser: [mm]			
Station - Abmessungen (Länge x Breite): [m]			
DP - Design Pressure (Auslegungsdruck): [bar]			
Abstand zw. WEA [ ] und Schutzobjekt: [m]			
Abstand zw. WEA [ ] und Schutzobjekt: [m]			
Abstand zw. WEA [ ] und Schutzobjekt: [m]			

### Verteilung der Windrichtung in Prozent

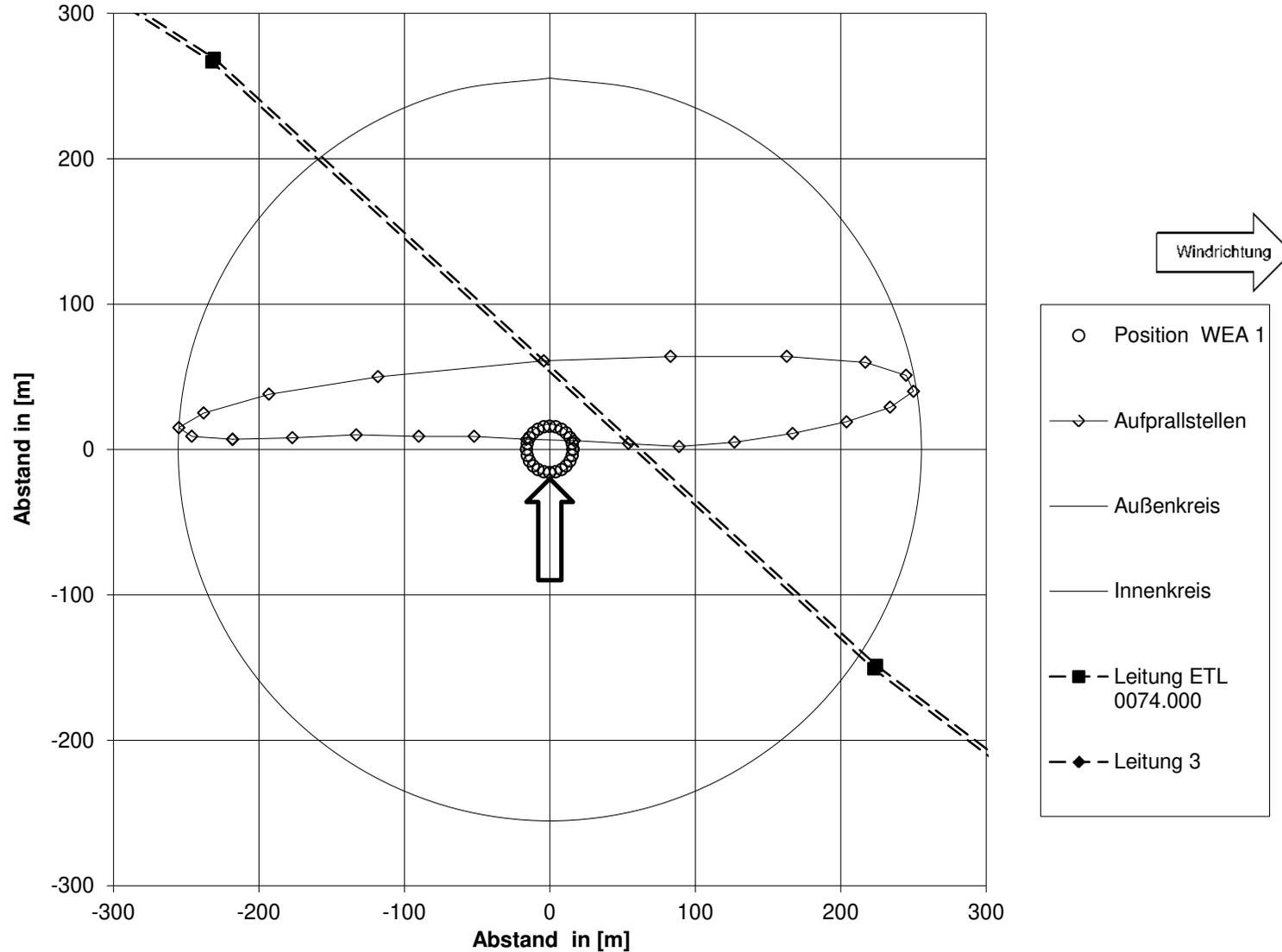


## Anlage

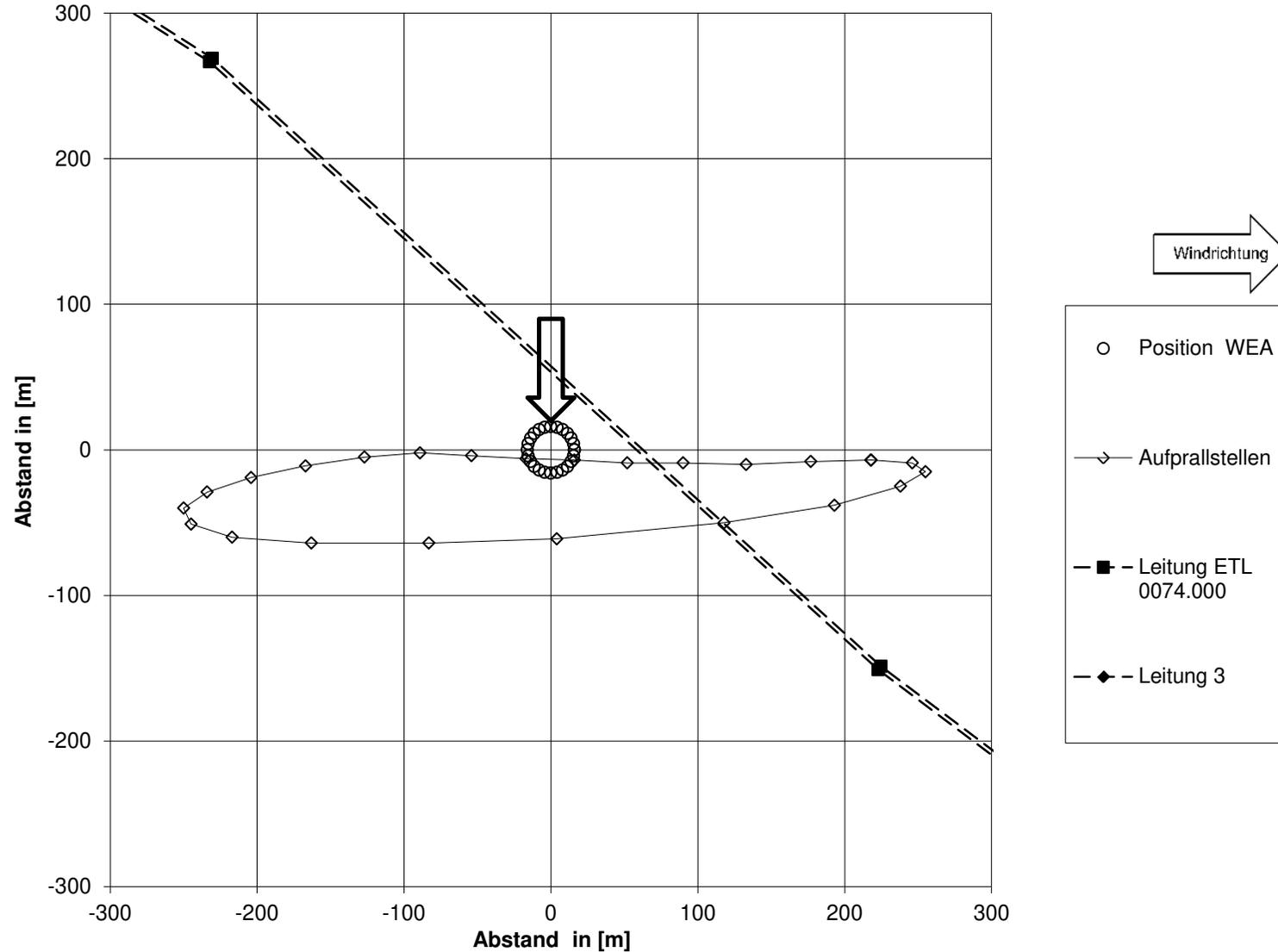
A 2            Gefährdung des Schutzobjektes durch Abwurf eines ganzen  
Rotorblattes

A 2.1        WEA 1  
A 2.2        WEA 2

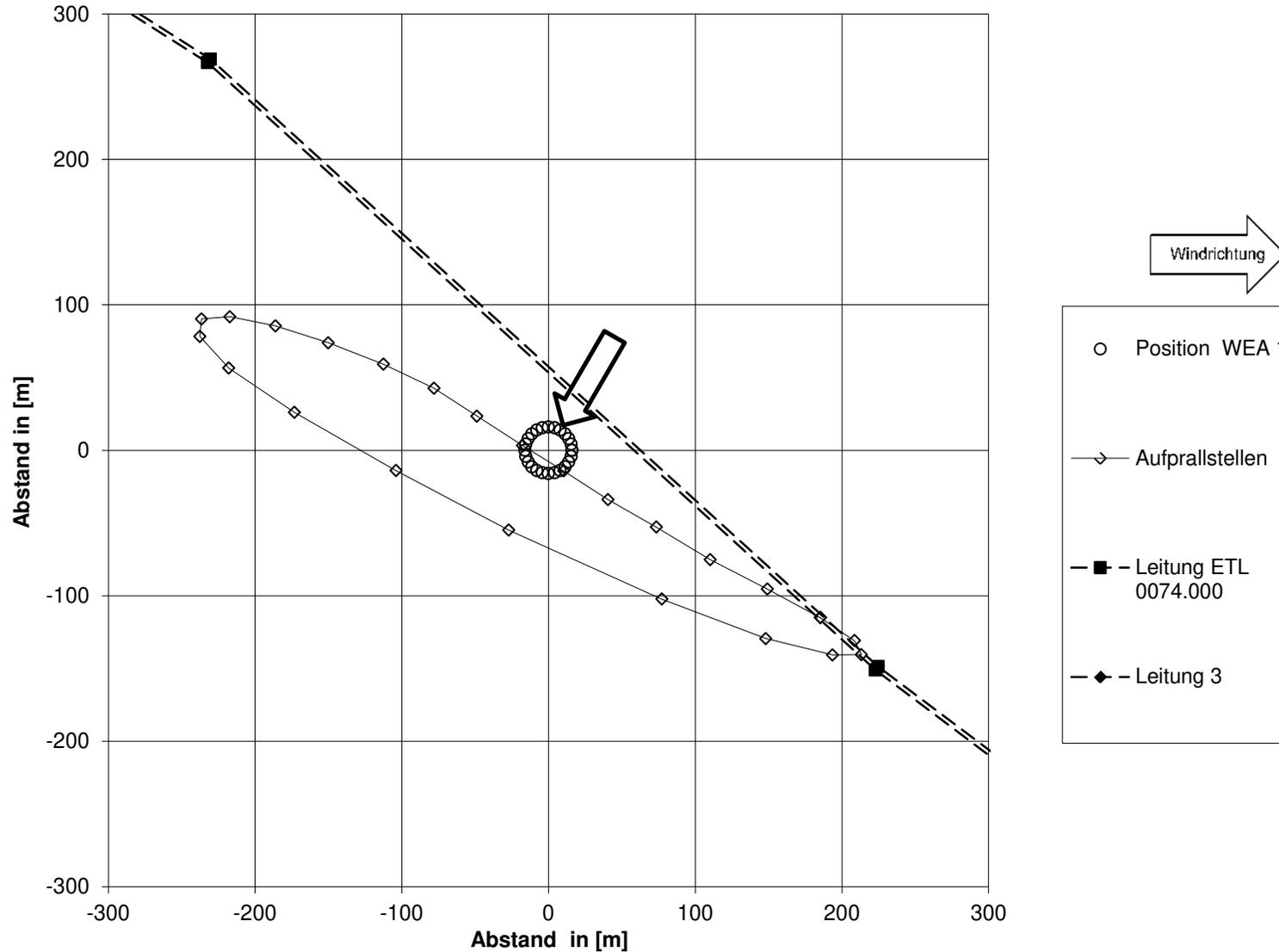
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 180°, 12,24 U/min und Leitung**



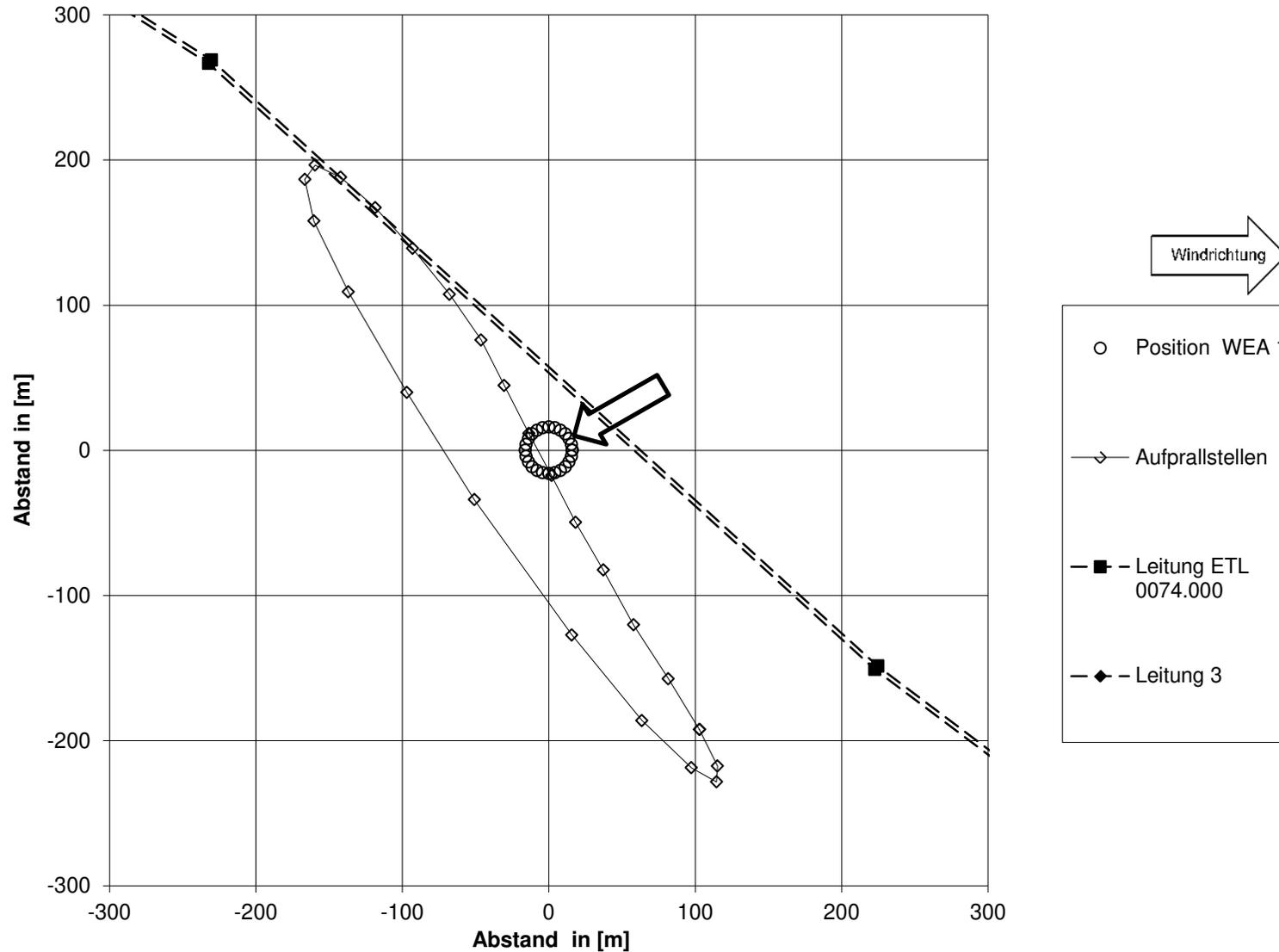
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 0°, 12,24 U/min und Leitung**



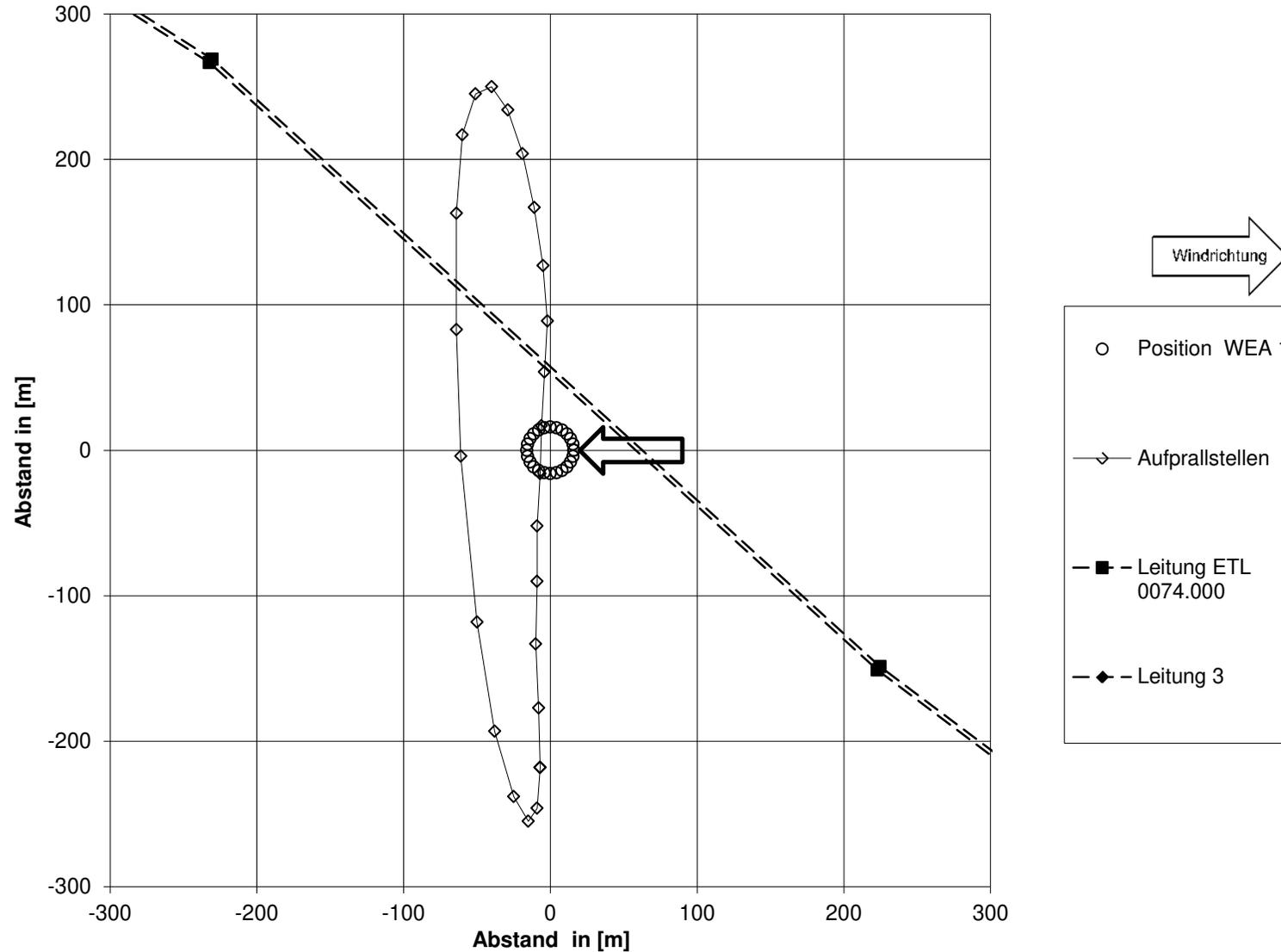
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 30°, 12,24 U/min und Leitung**



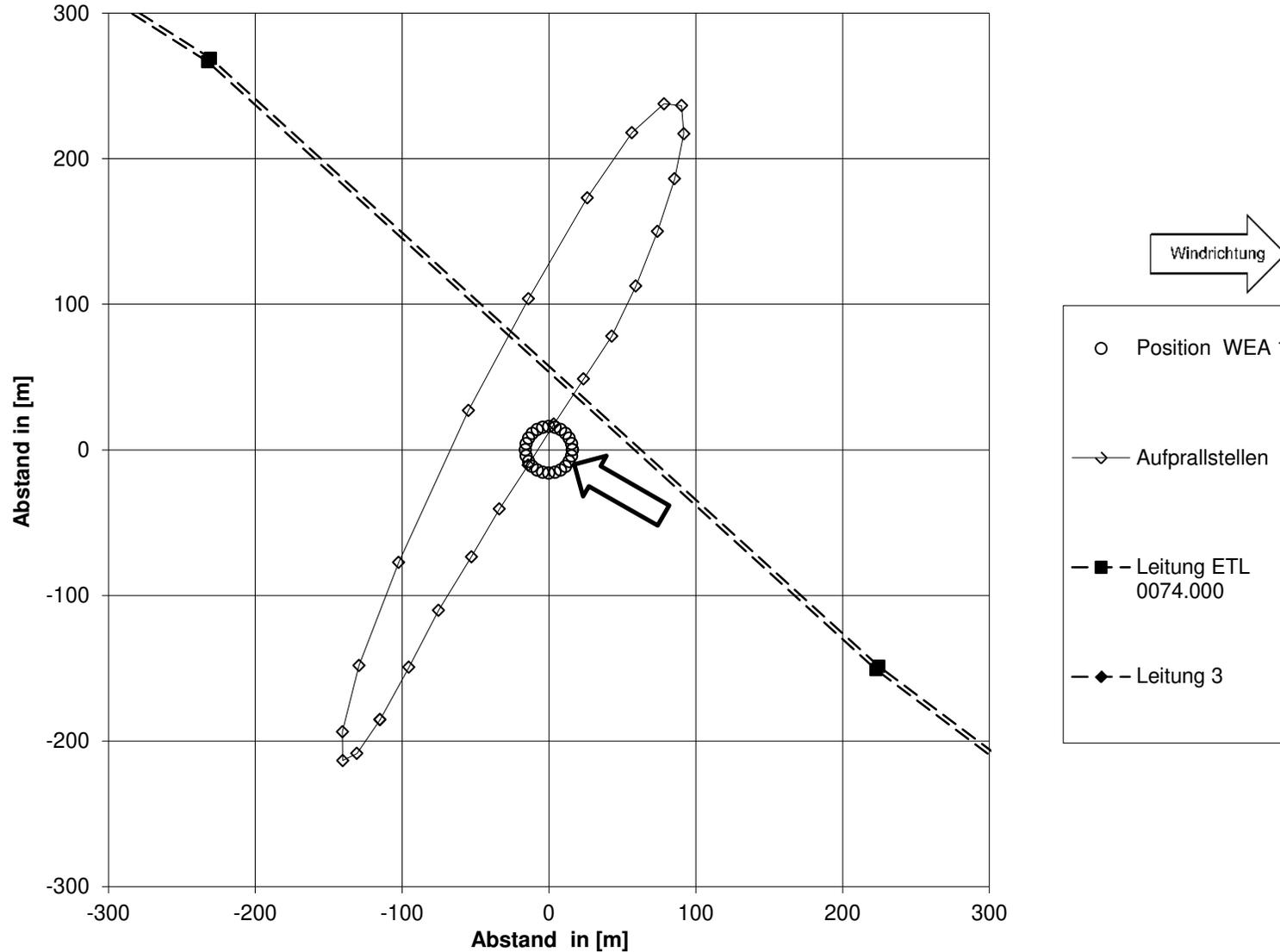
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 60°, 12,24 U/min und Leitung**



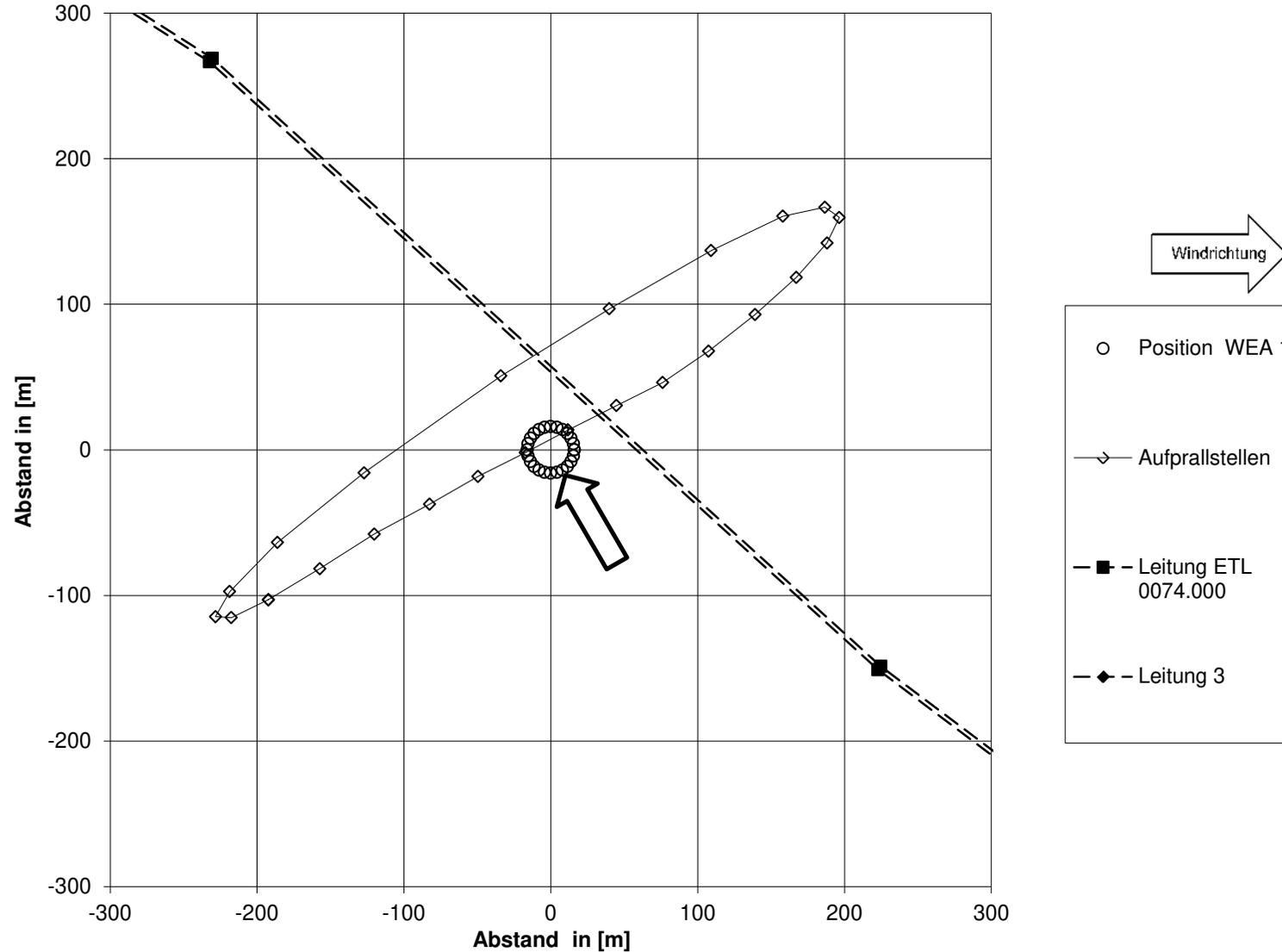
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 90°, 12,24 U/min und Leitung**



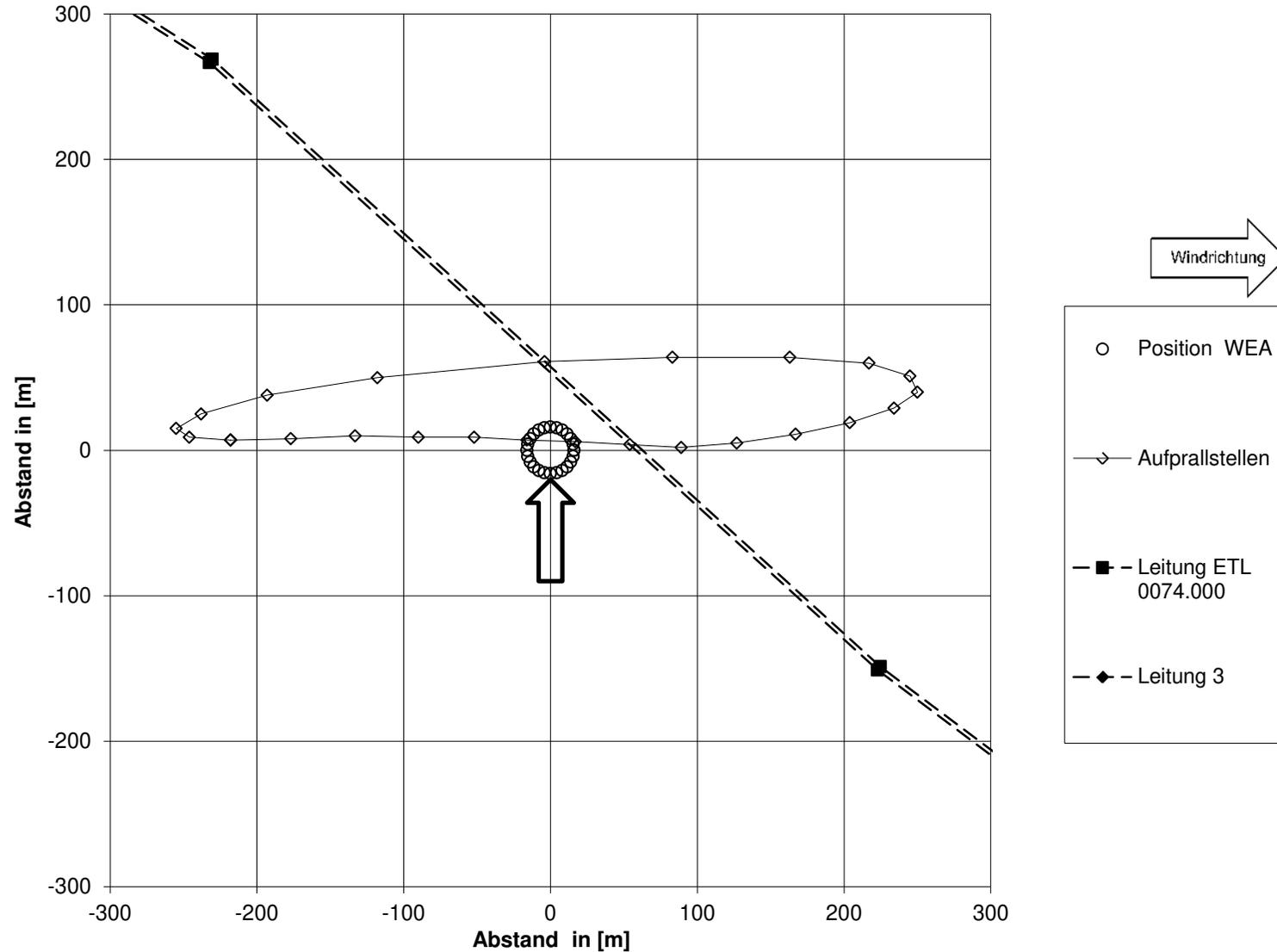
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 120°, 12,24 U/min und Leitung**



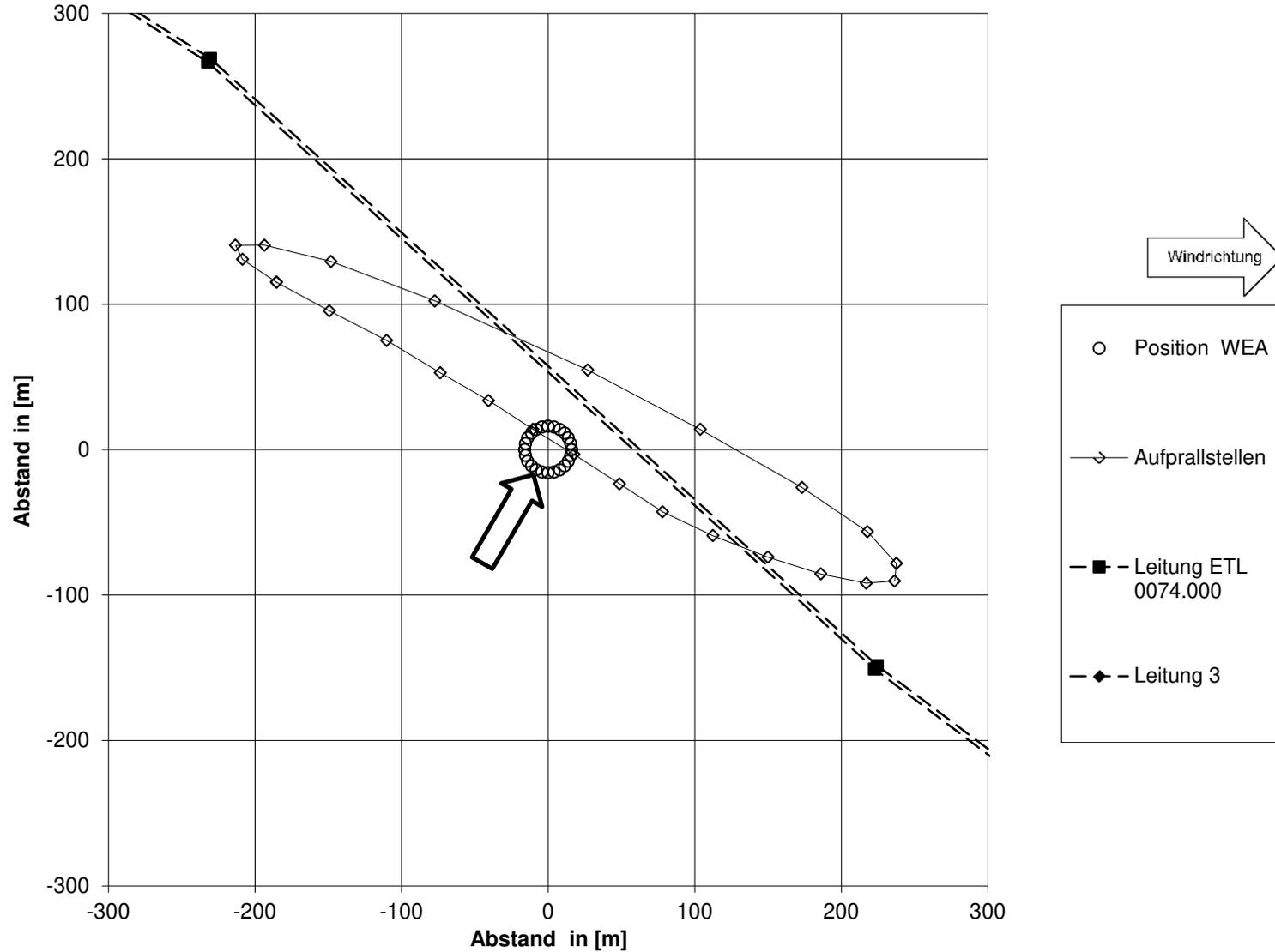
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 150°, 12,24 U/min und Leitung**



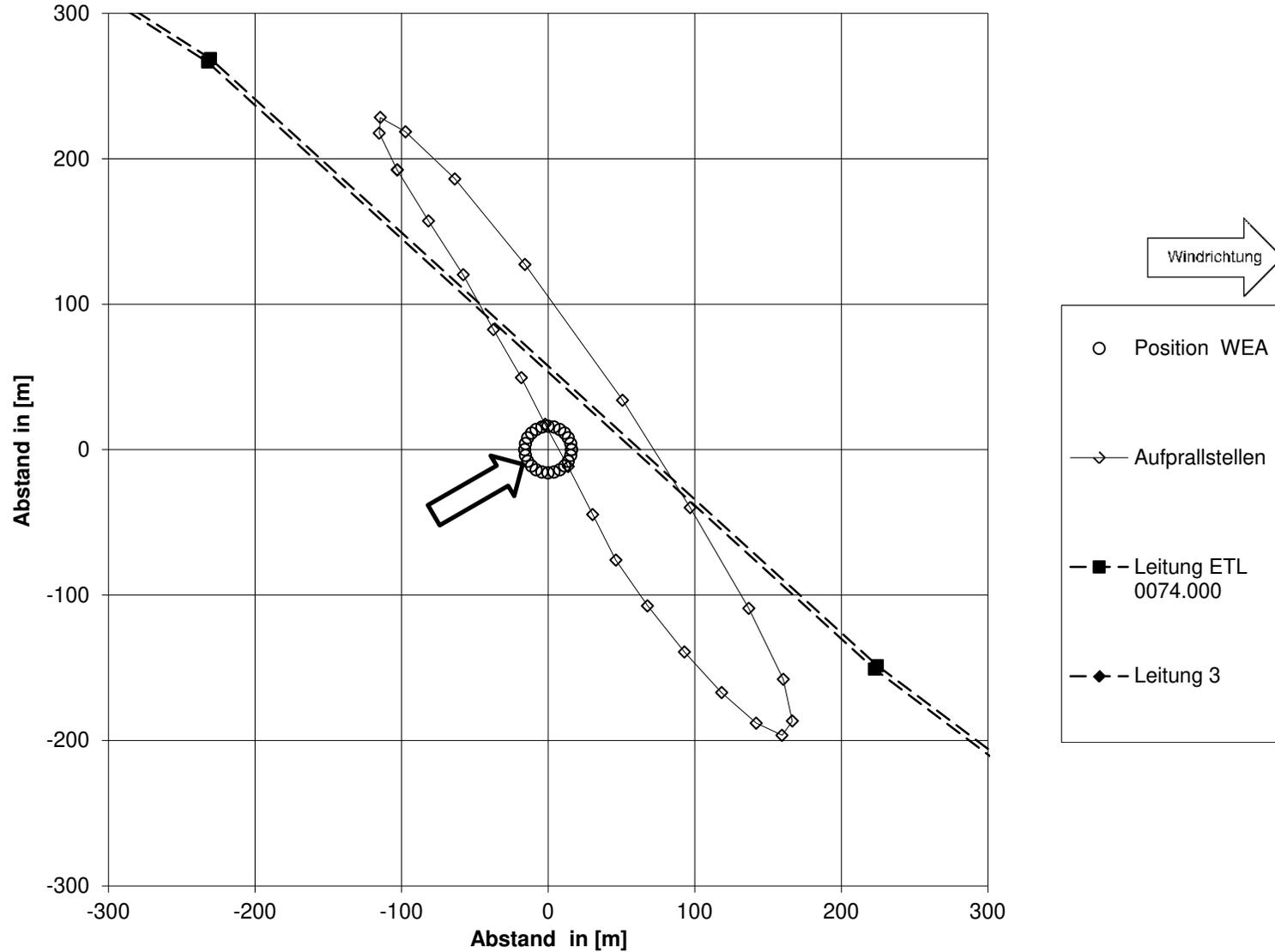
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 180°, 12,24 U/min und Leitung**



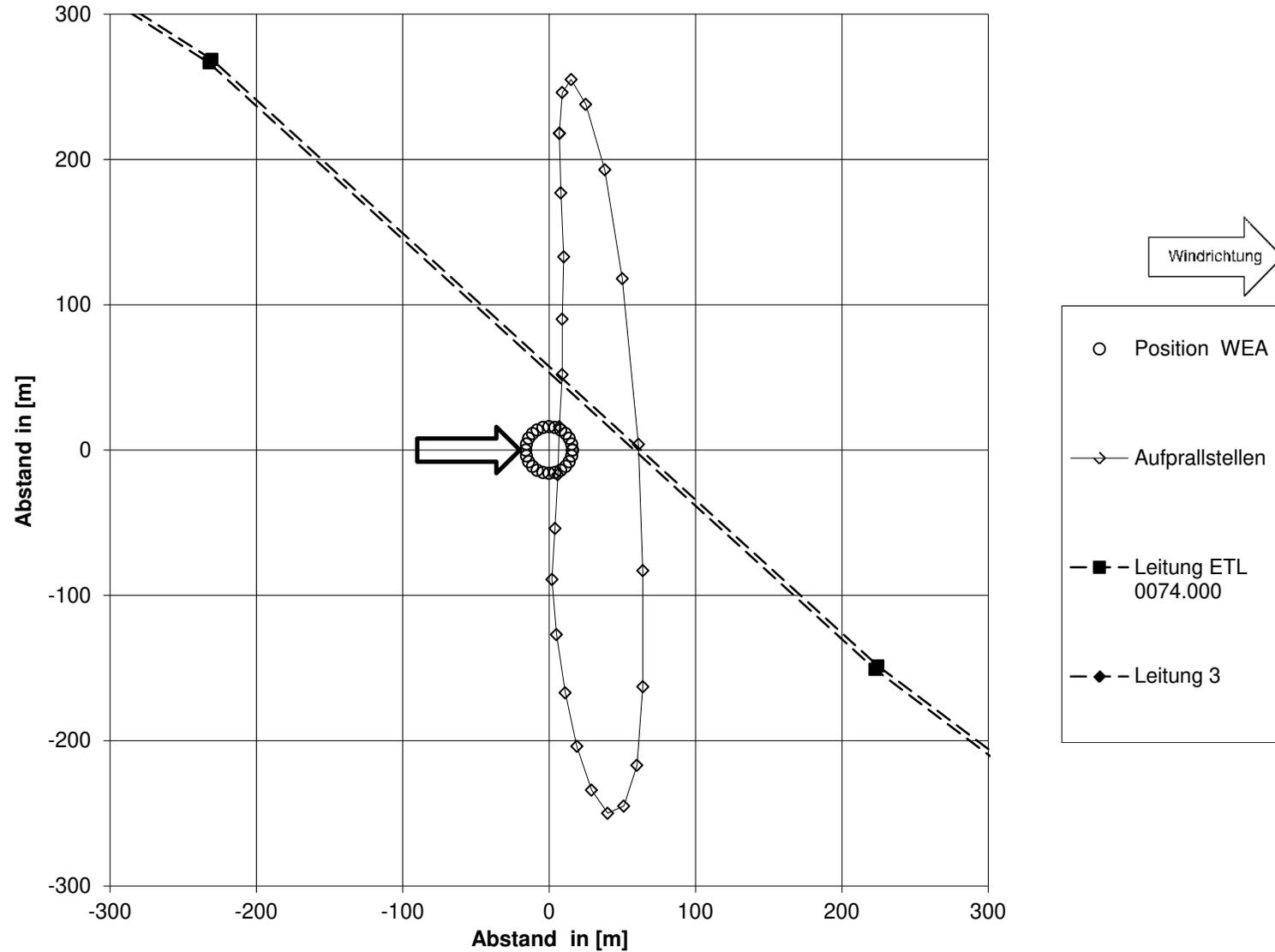
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 210°, 12,24 U/min und Leitung**



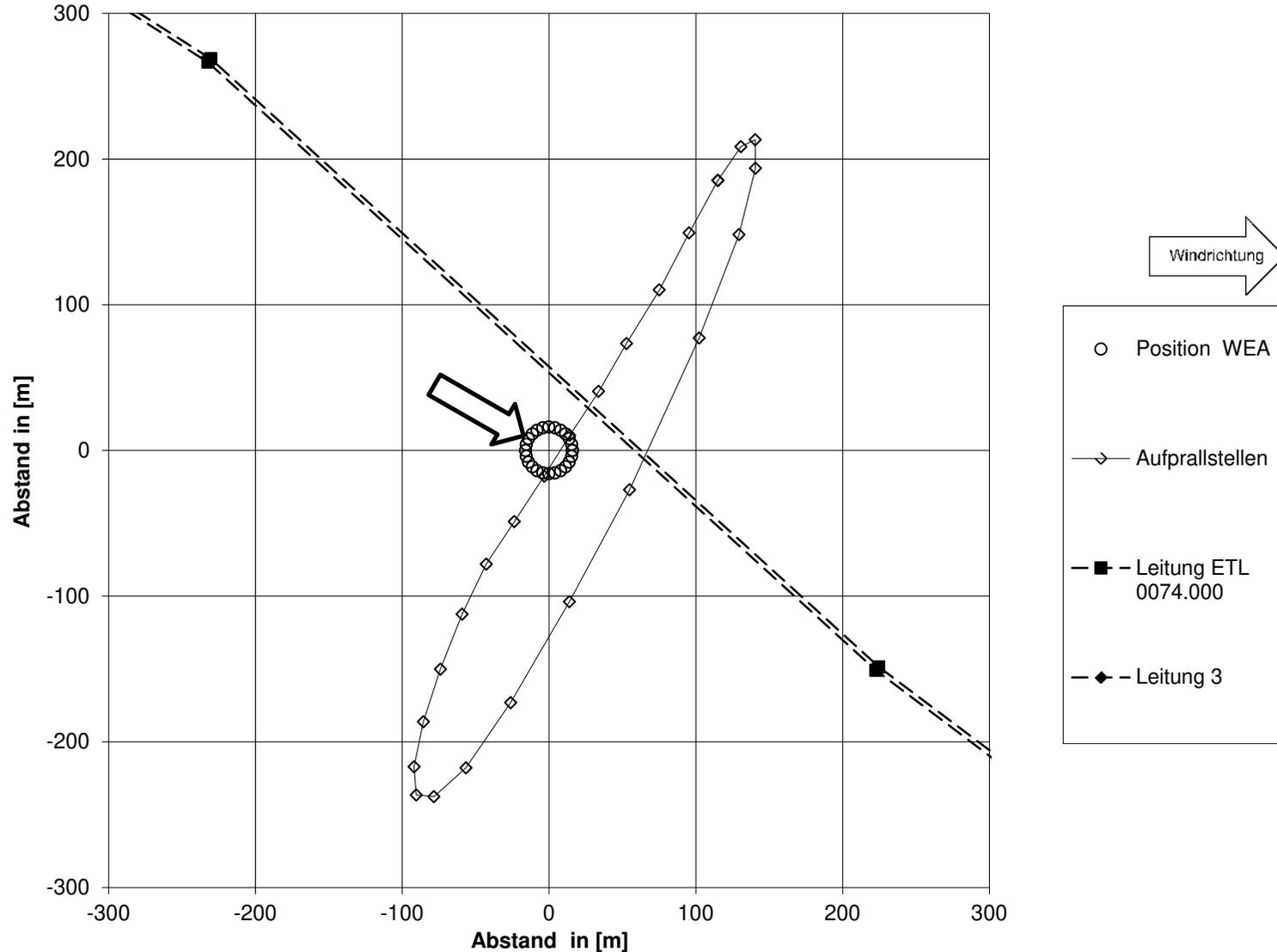
### Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s, Windrichtung 240°, 12,24 U/min und Leitung



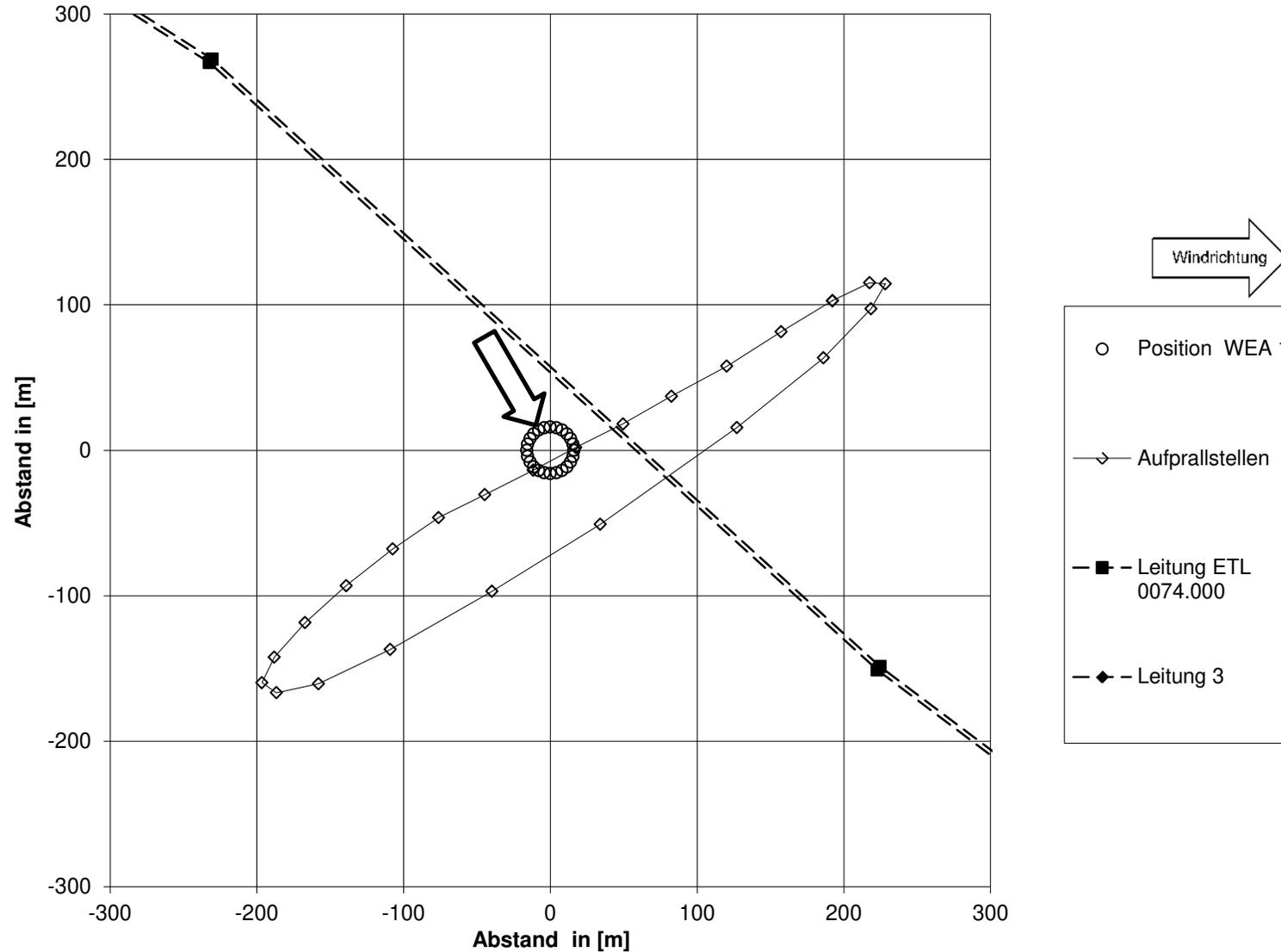
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 270°, 12,24 U/min und Leitung**



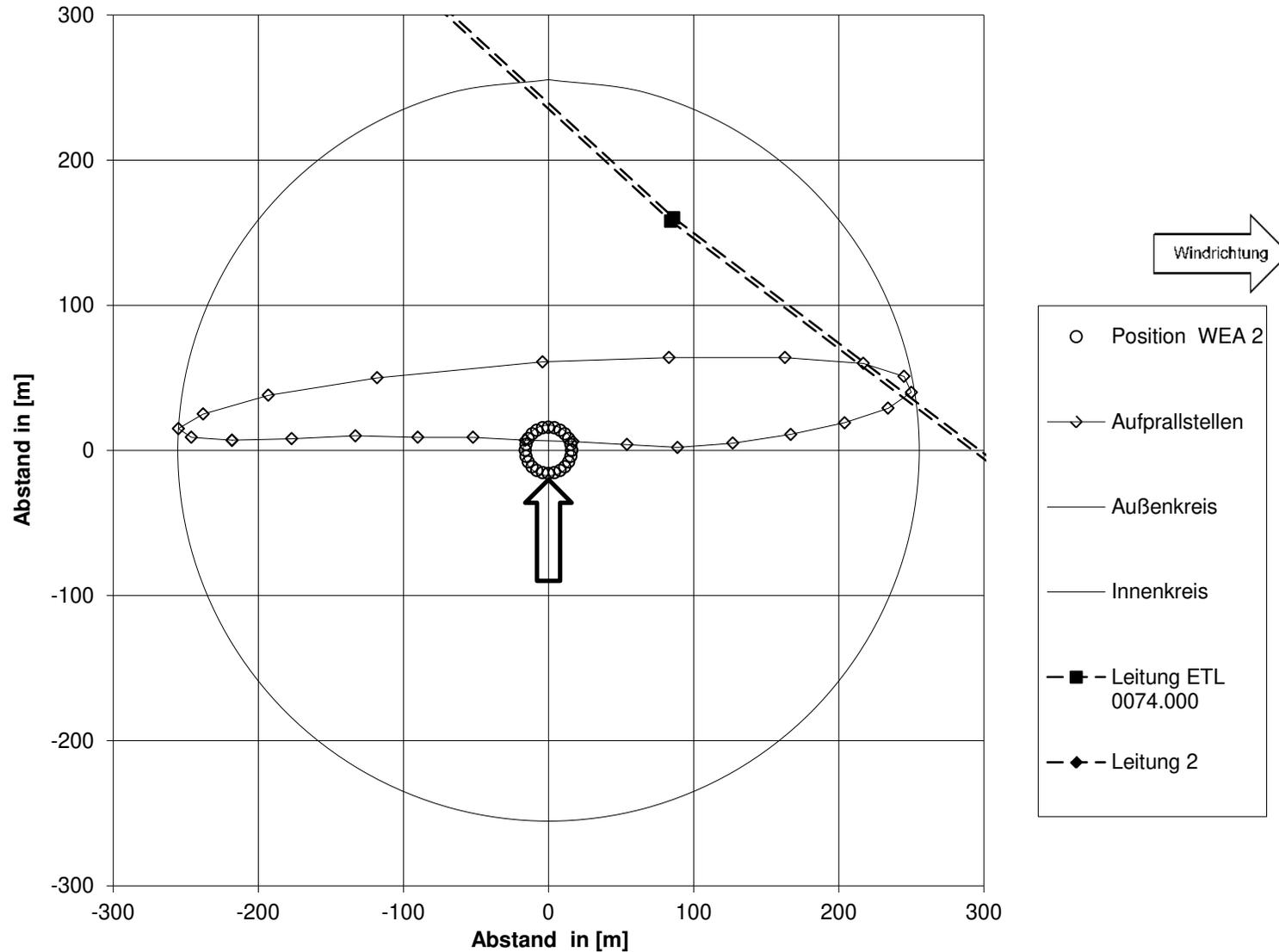
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 300°, 12,24 U/min und Leitung**



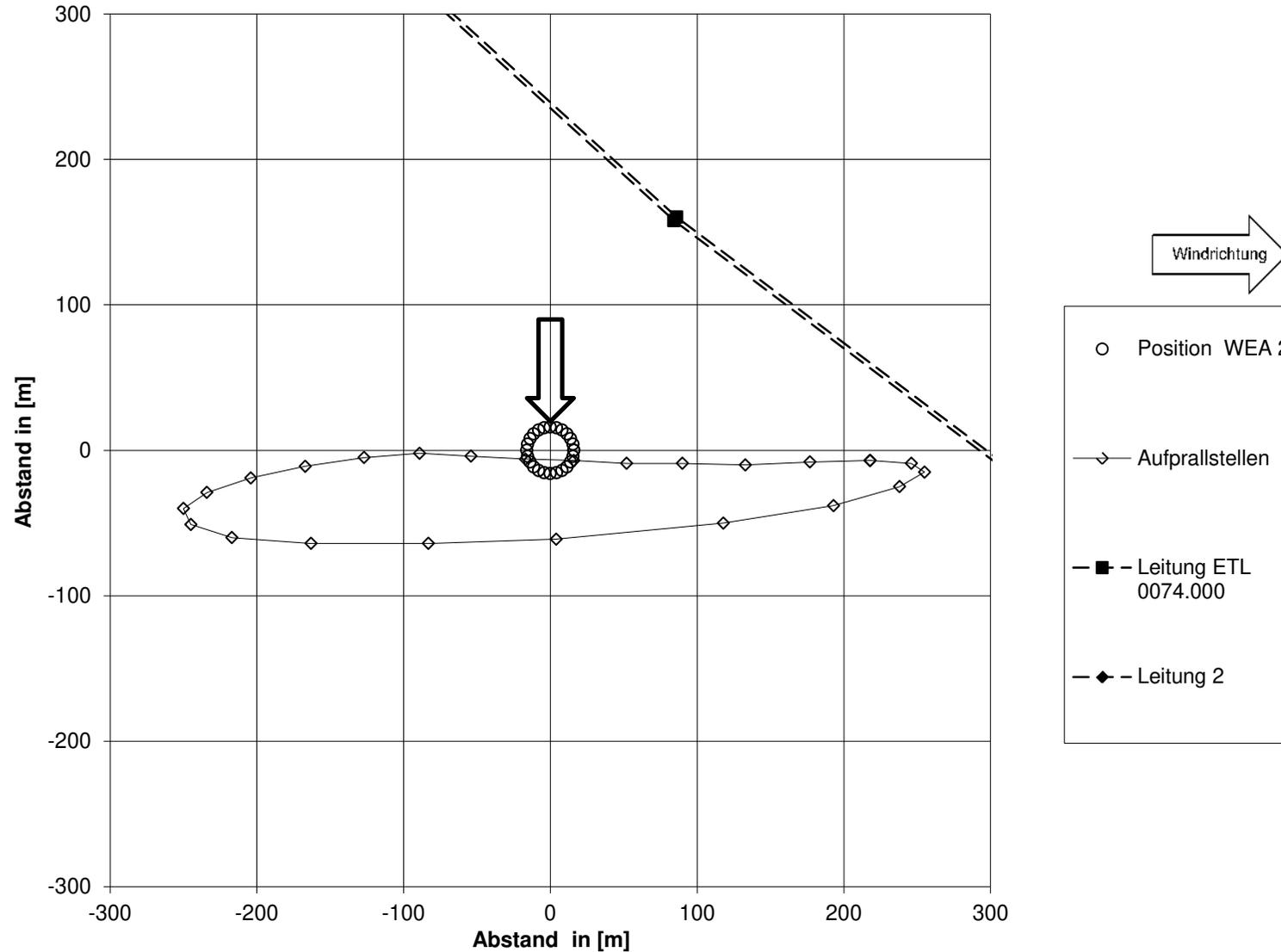
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 330°, 12,24 U/min und Leitung**



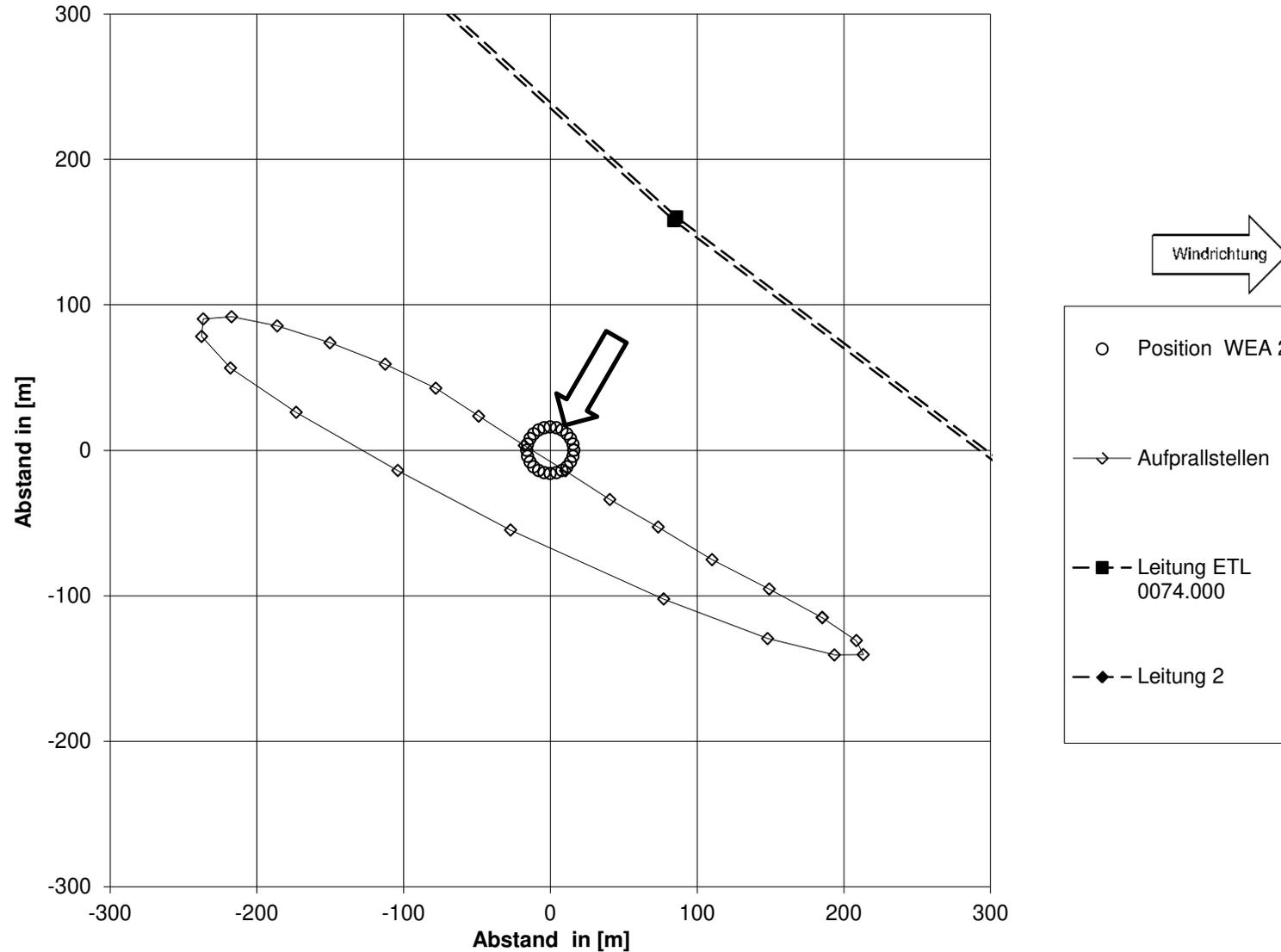
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 180°, 12,24 U/min und Leitung**



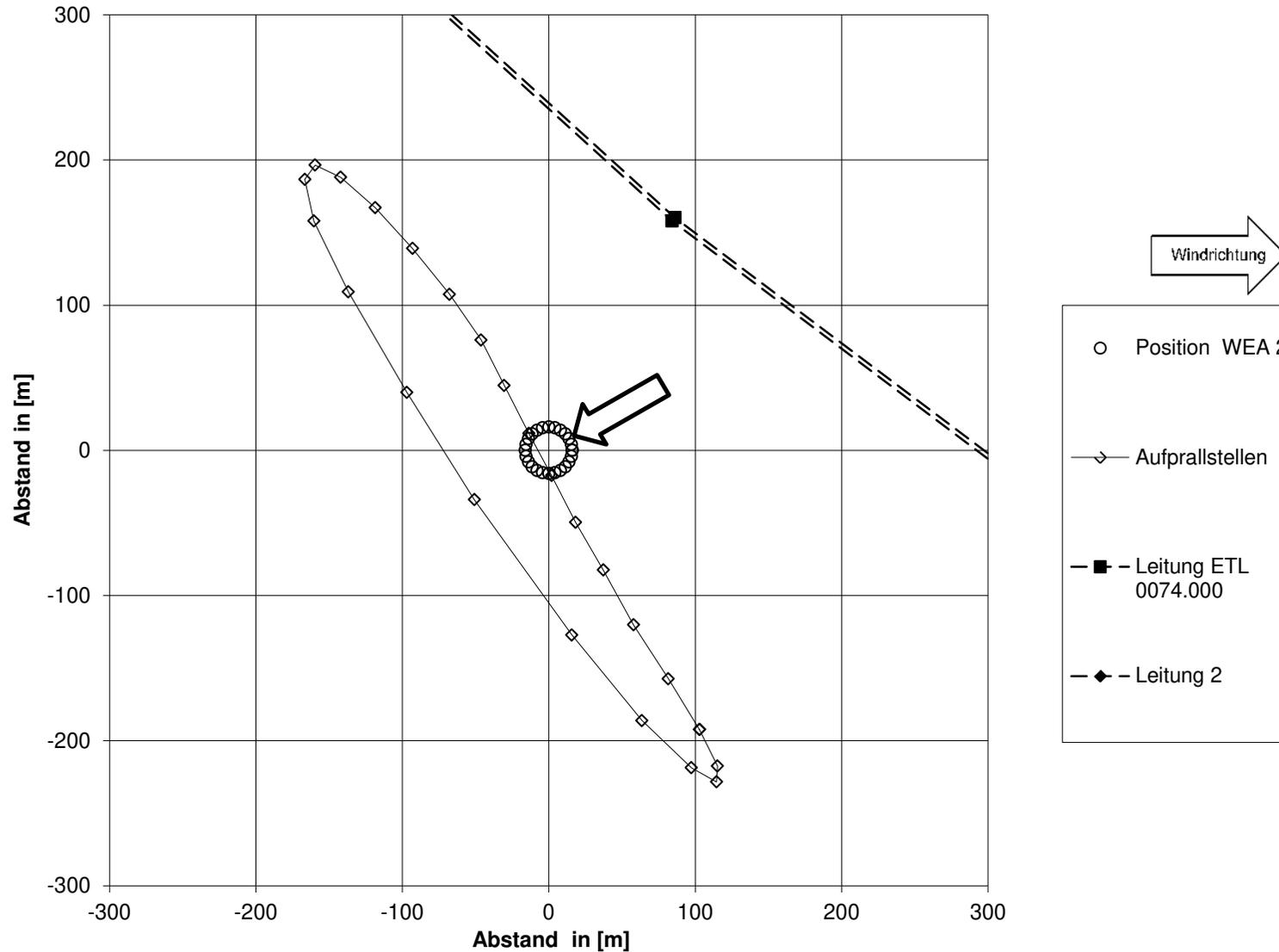
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 0°, 12,24 U/min und Leitung**



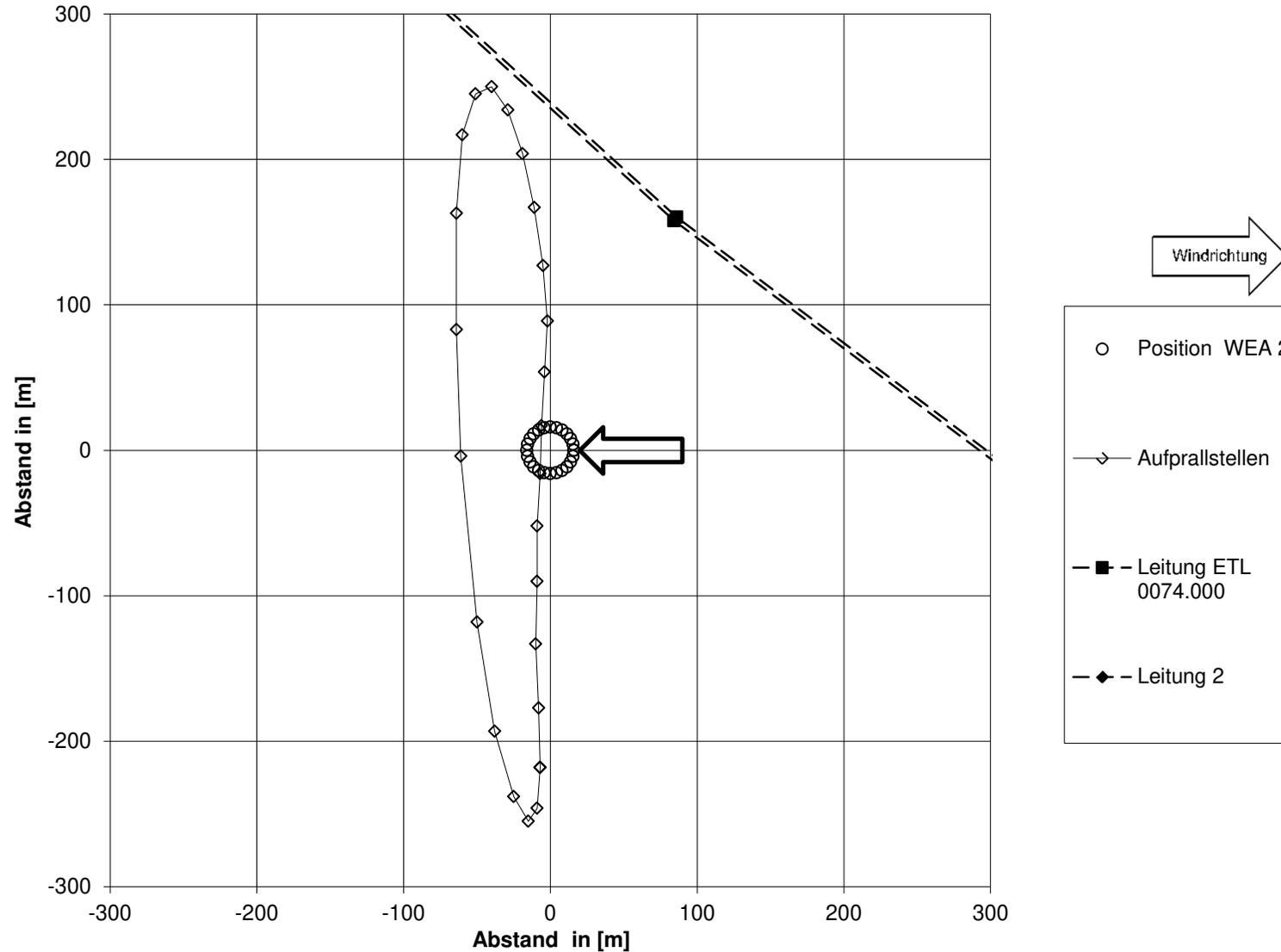
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 30°, 12,24 U/min und Leitung**



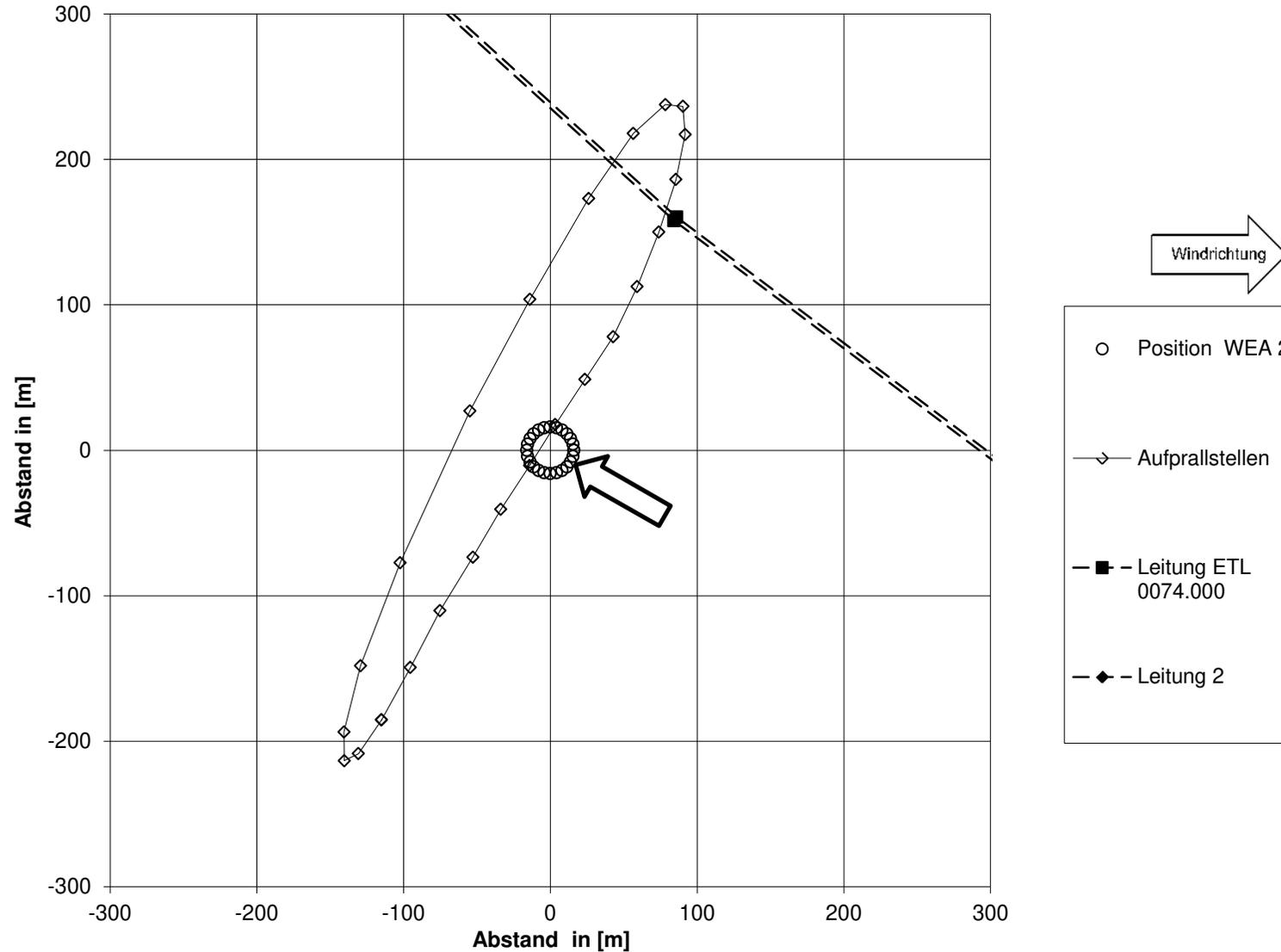
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 60°, 12,24 U/min und Leitung**



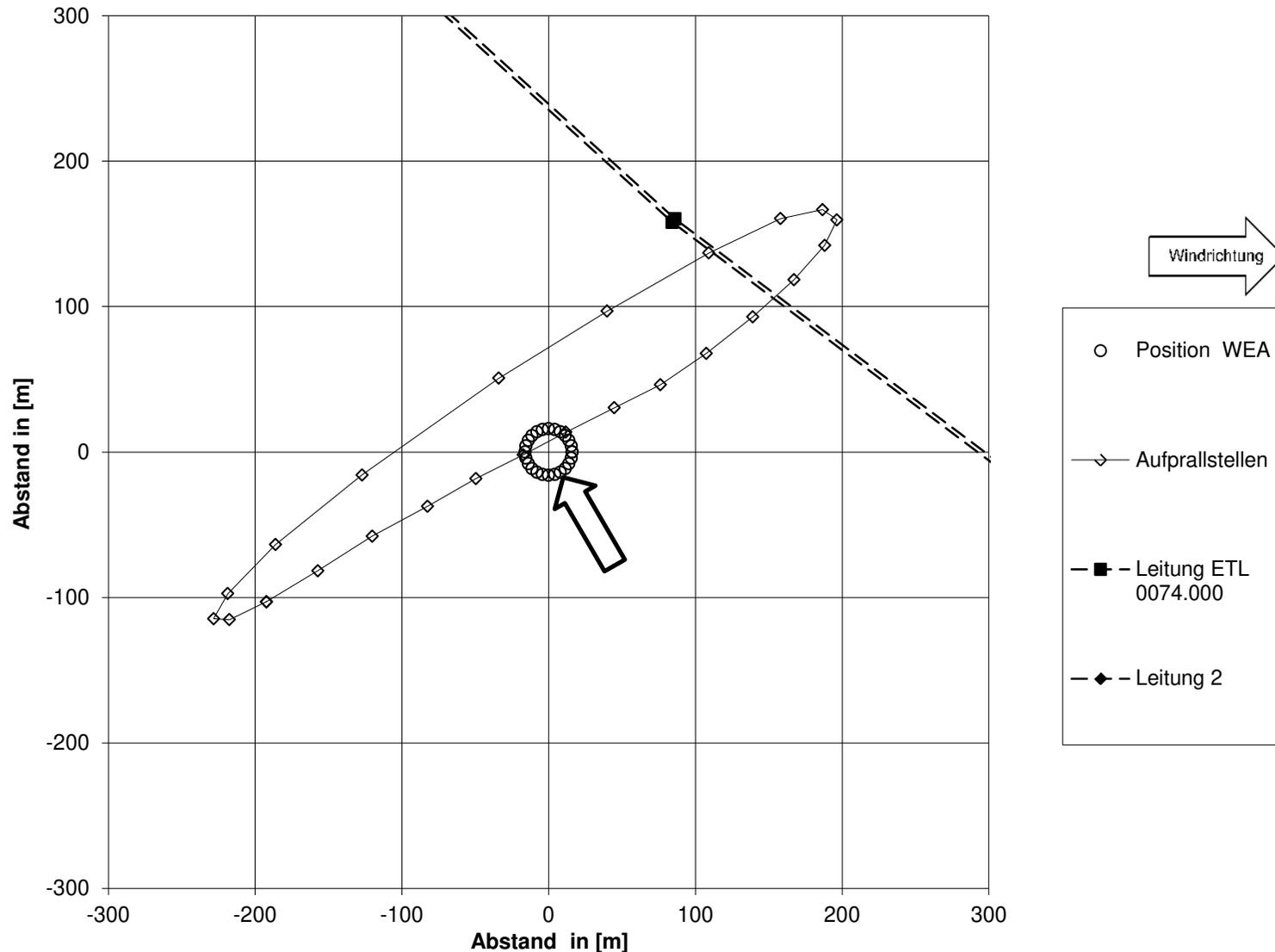
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 90°, 12,24 U/min und Leitung**



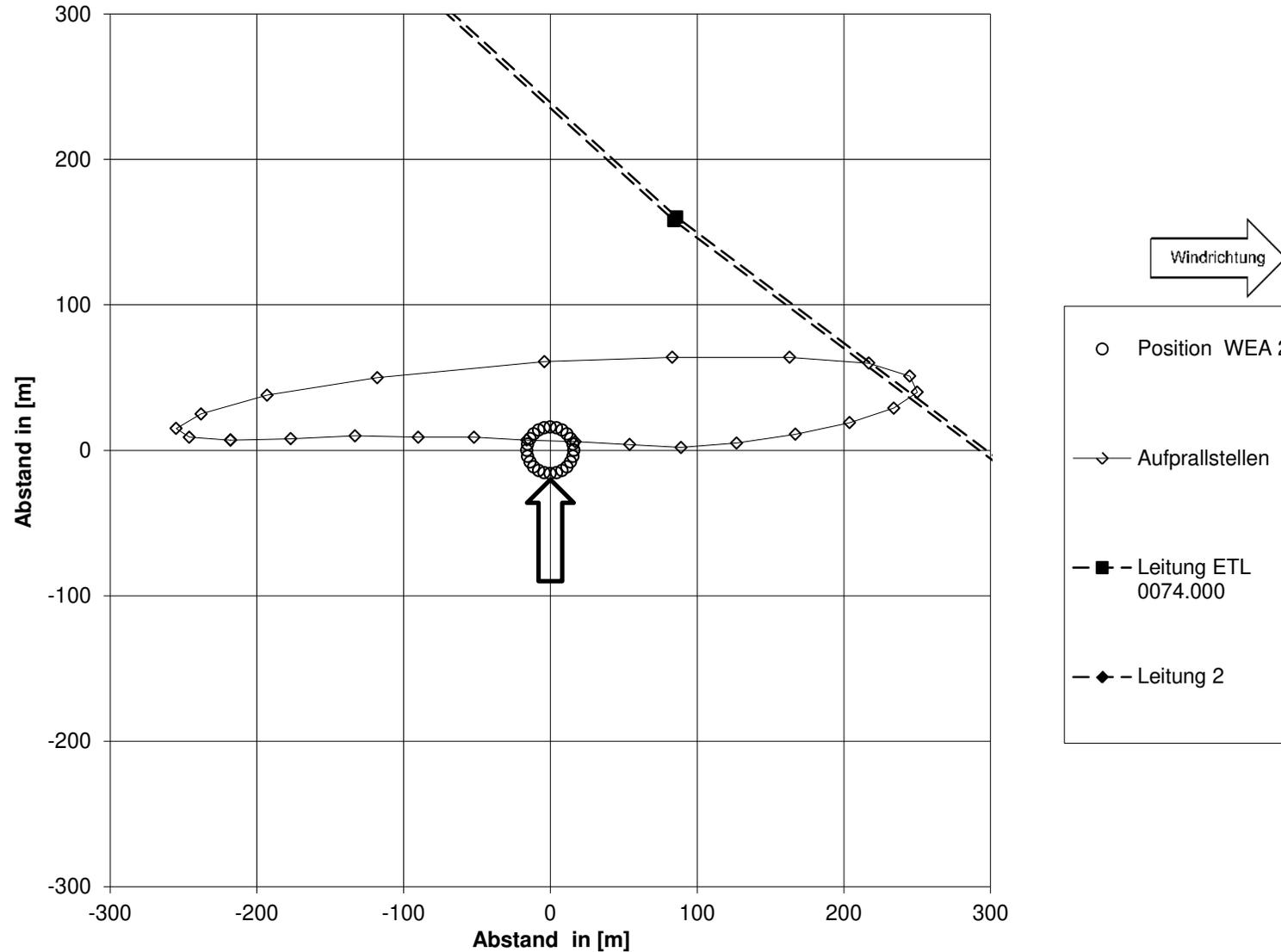
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 120°, 12,24 U/min und Leitung**



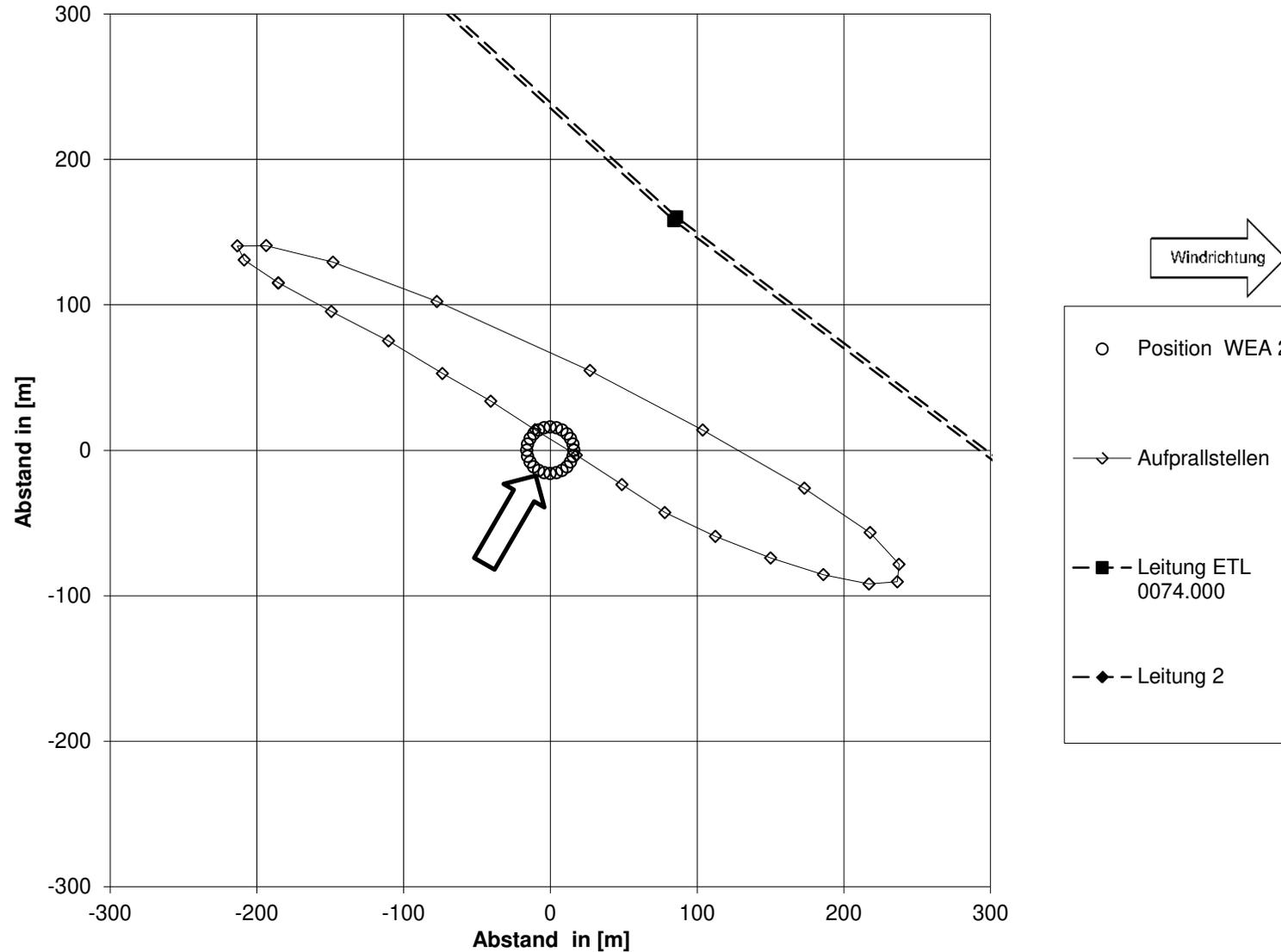
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 150°, 12,24 U/min und Leitung**



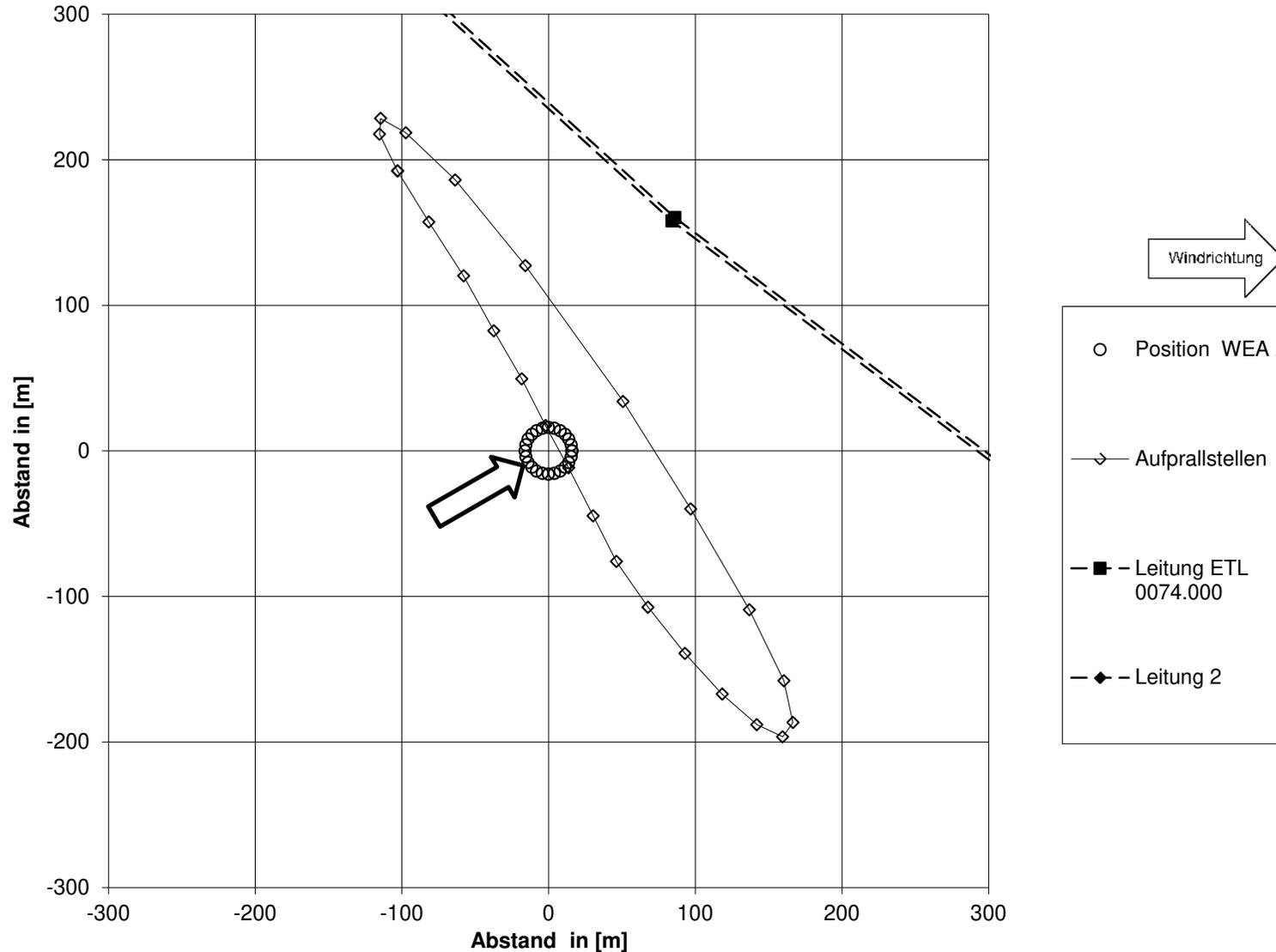
### Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s, Windrichtung 180°, 12,24 U/min und Leitung



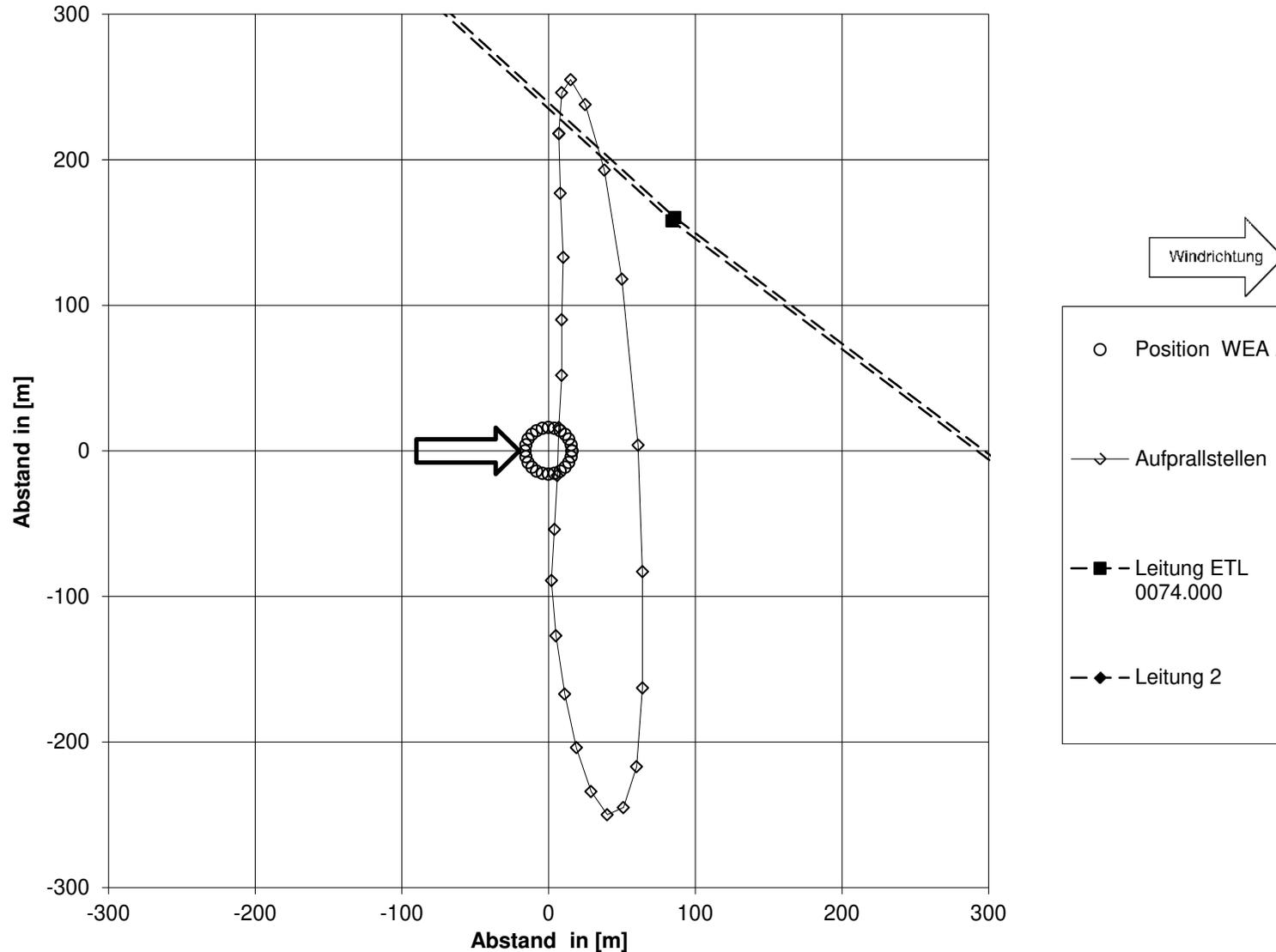
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 210°, 12,24 U/min und Leitung**



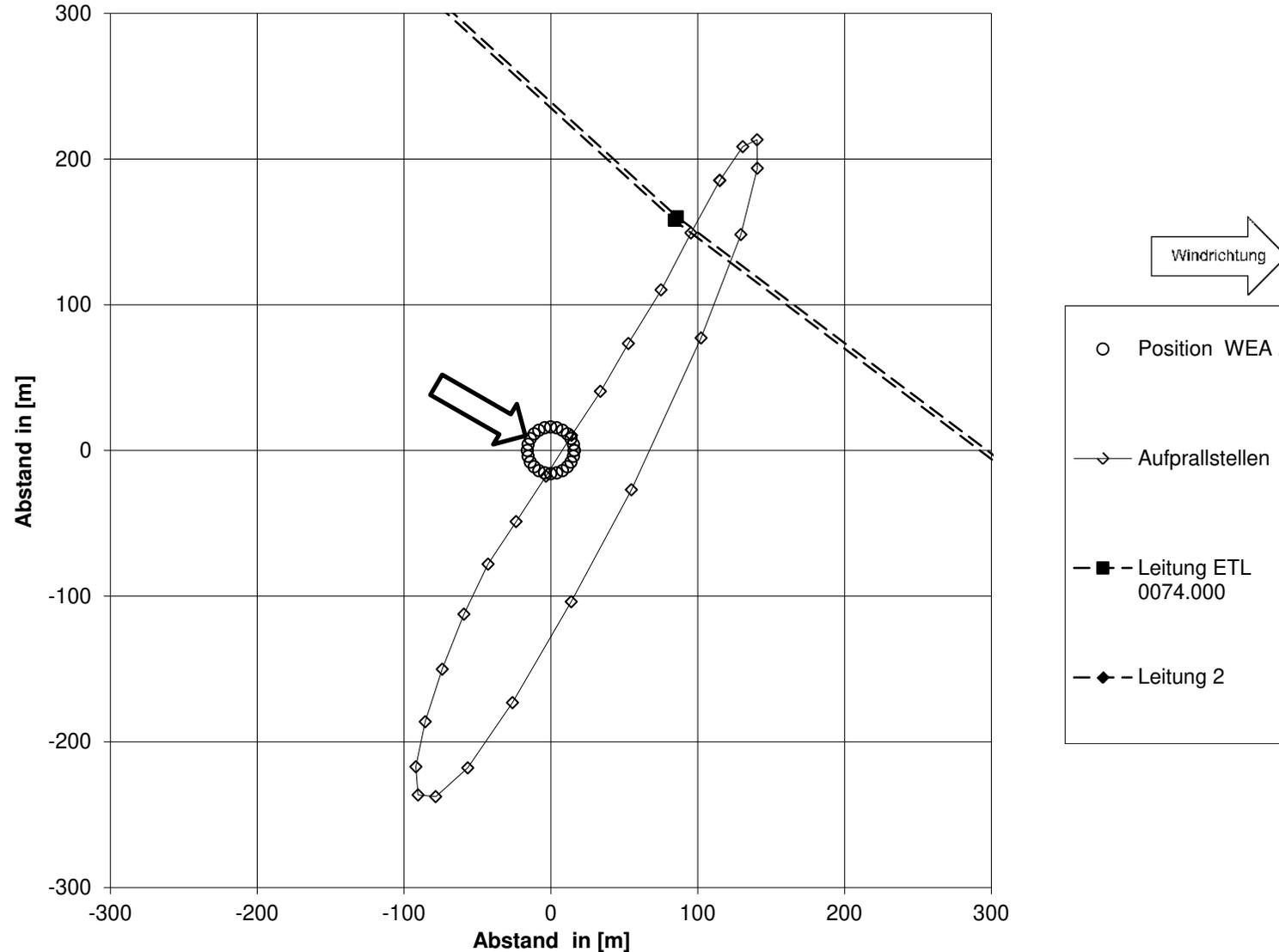
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 240°, 12,24 U/min und Leitung**



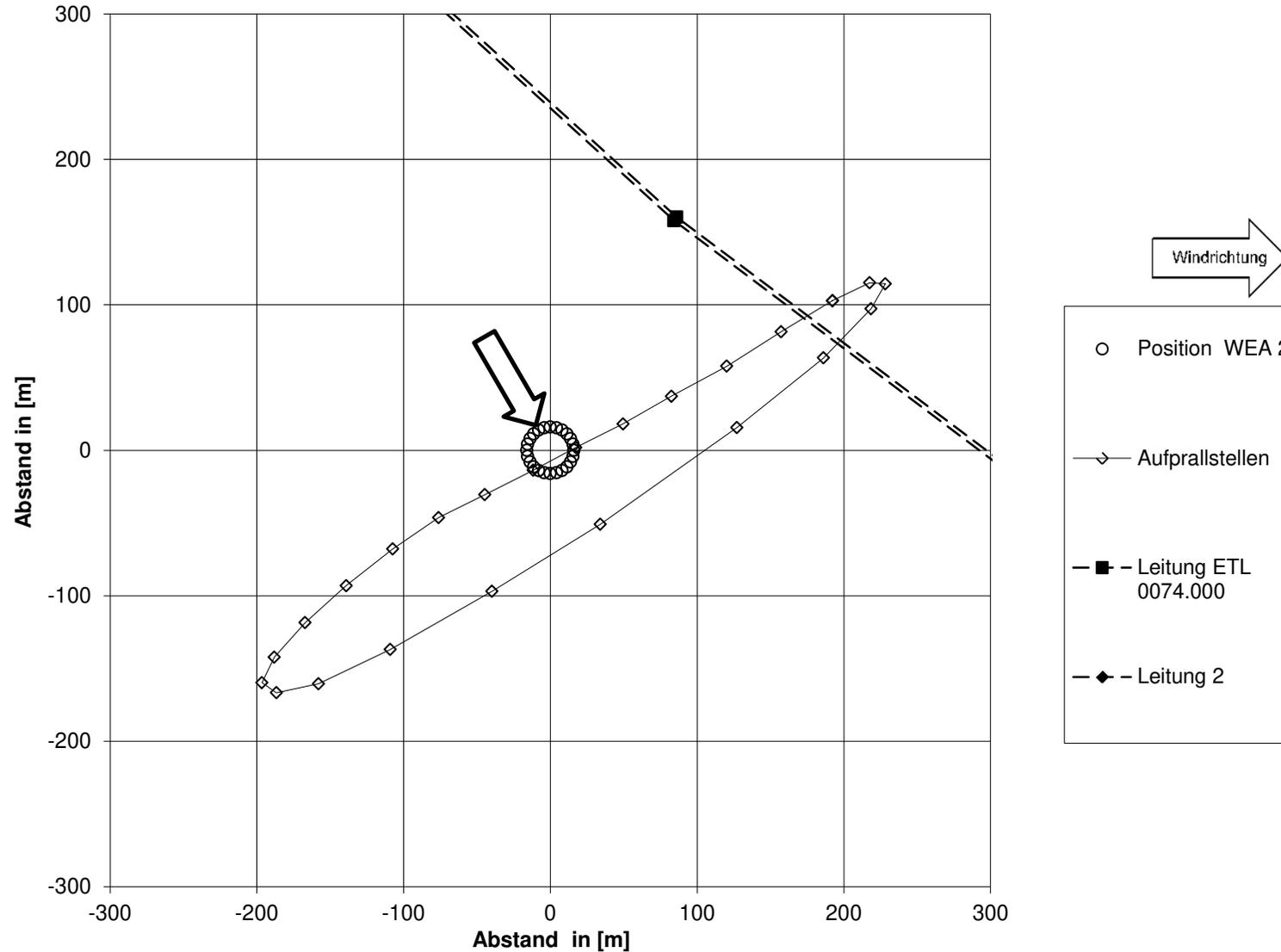
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 270°, 12,24 U/min und Leitung**



**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 300°, 12,24 U/min und Leitung**



**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 330°, 12,24 U/min und Leitung**



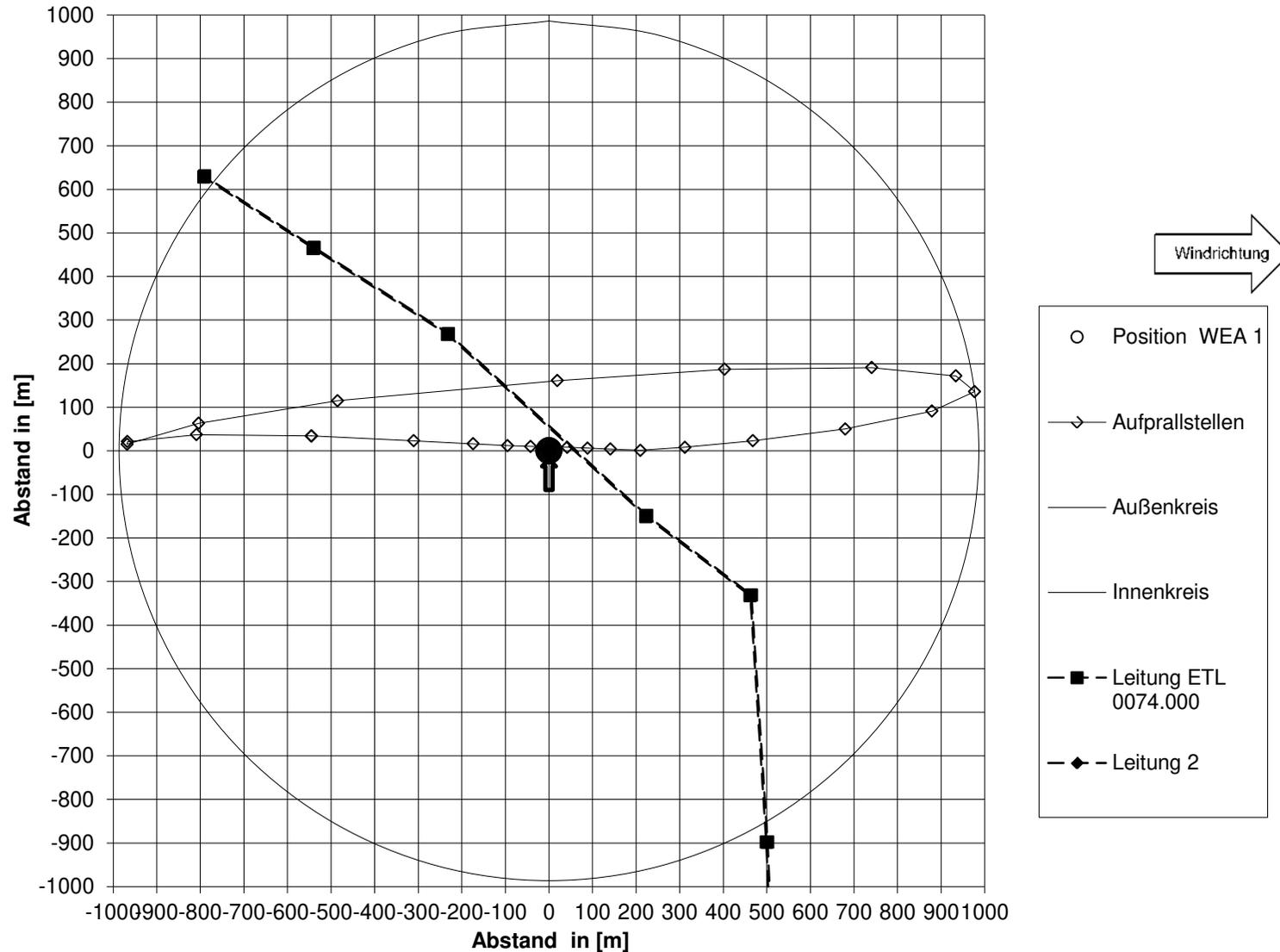
## Anlage

A 3 Abwurf von Teilen des Rotorblattes (30-%-Rotorblatt)

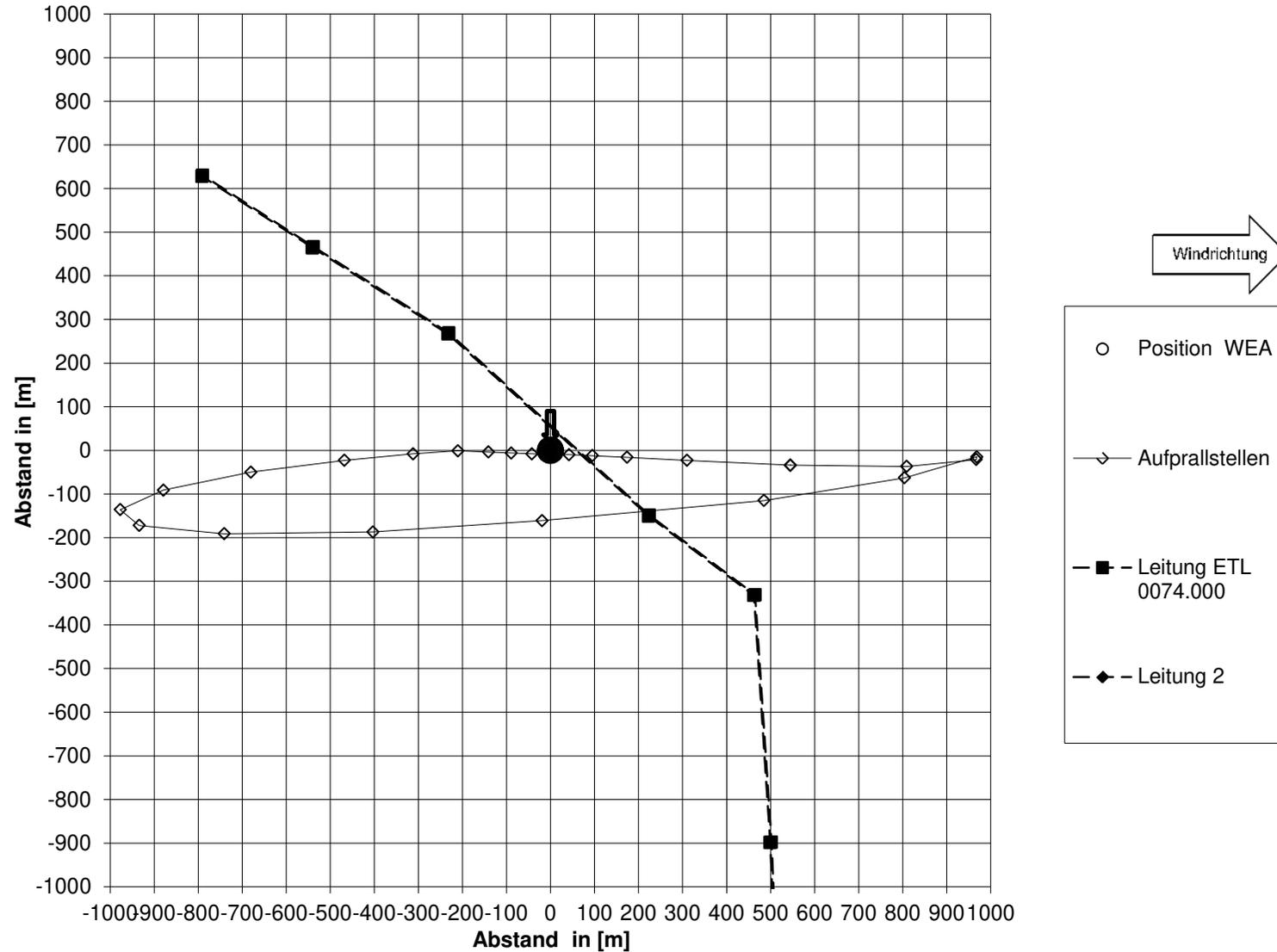
A 3.1 WEA 1

A 3.2 WEA 2

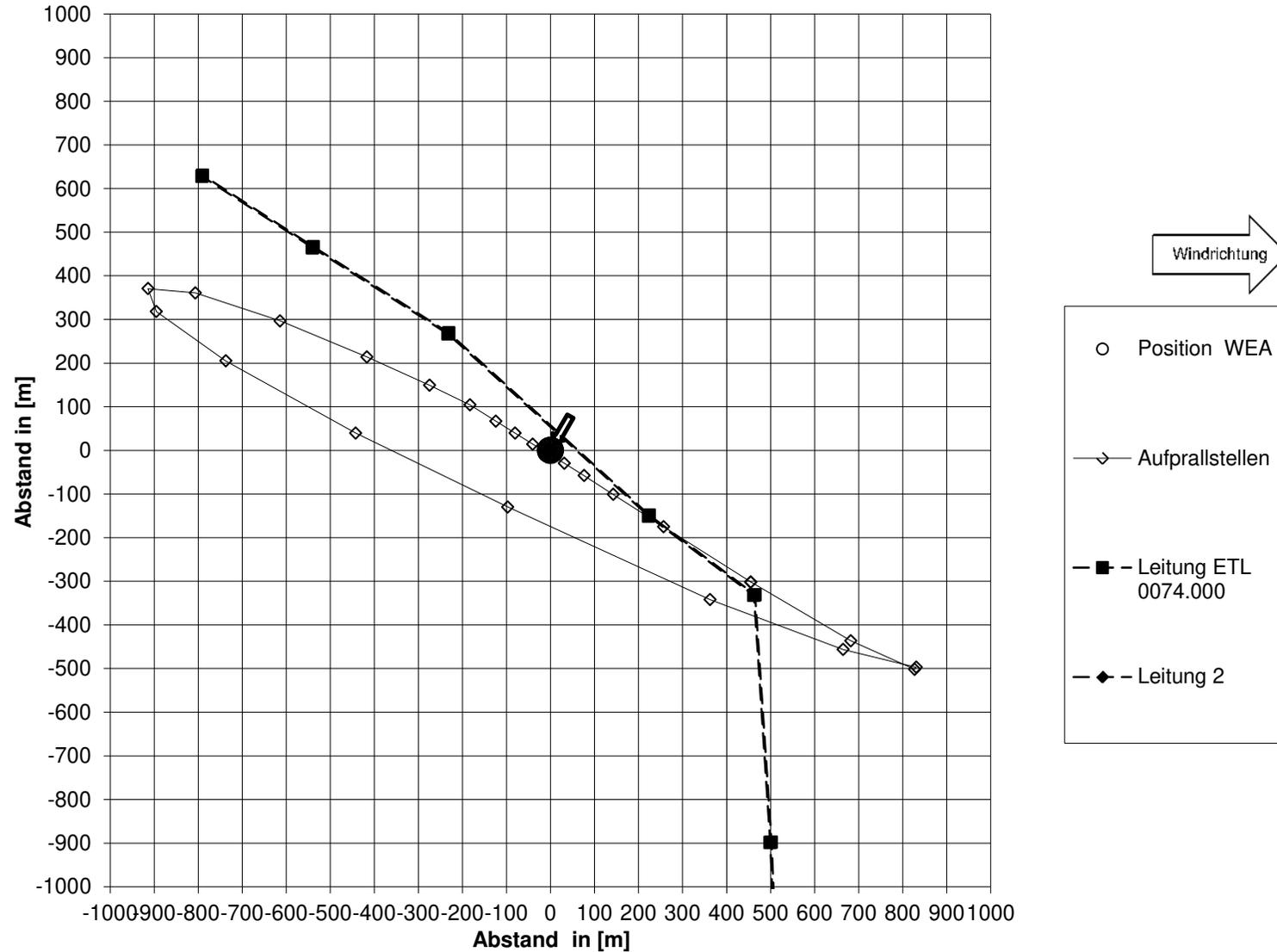
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 180°, 12,24 U/min und Leitung**



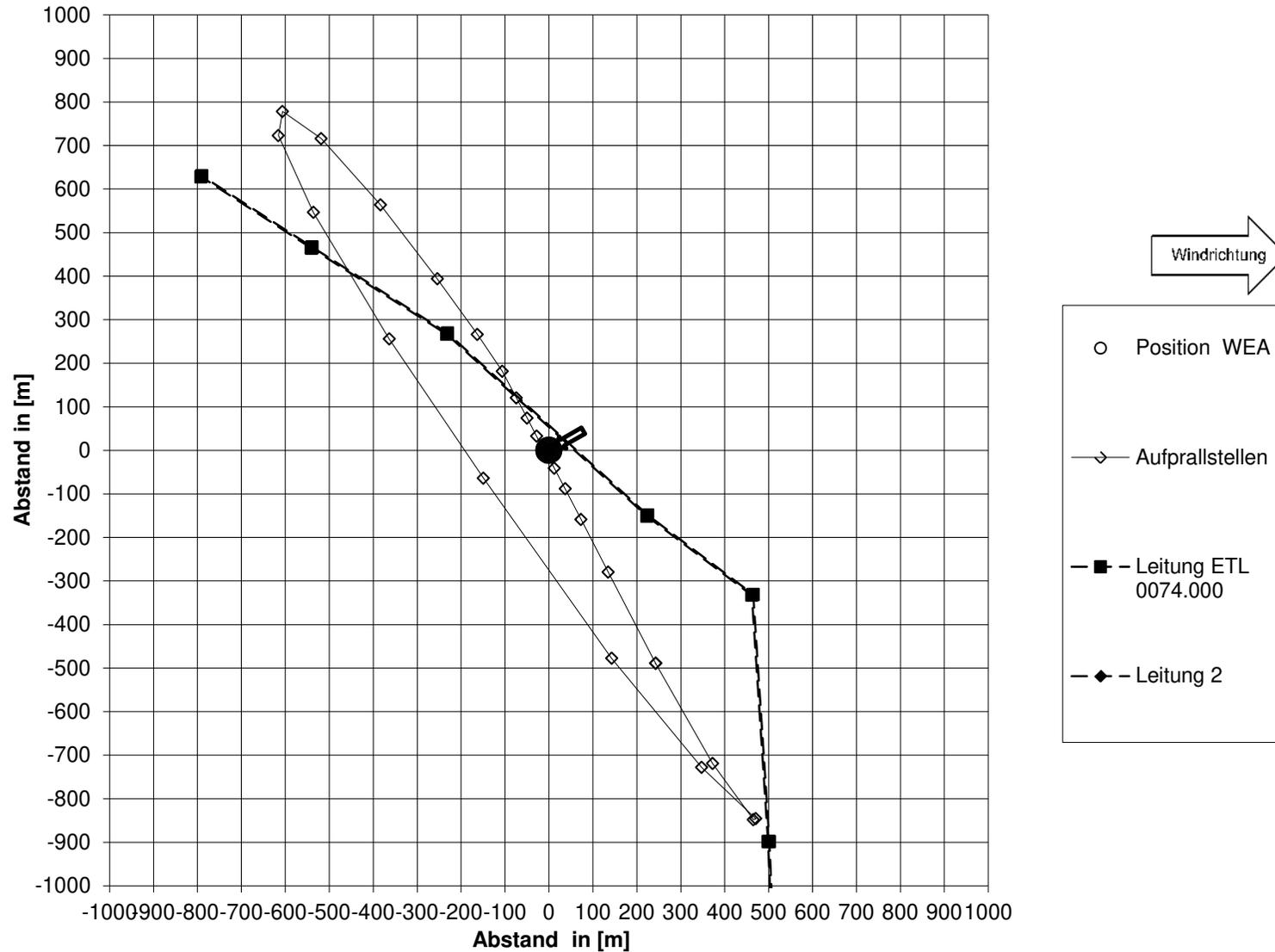
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 0°, 12,24 U/min und Leitung**



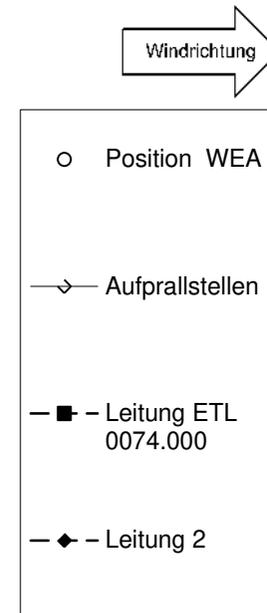
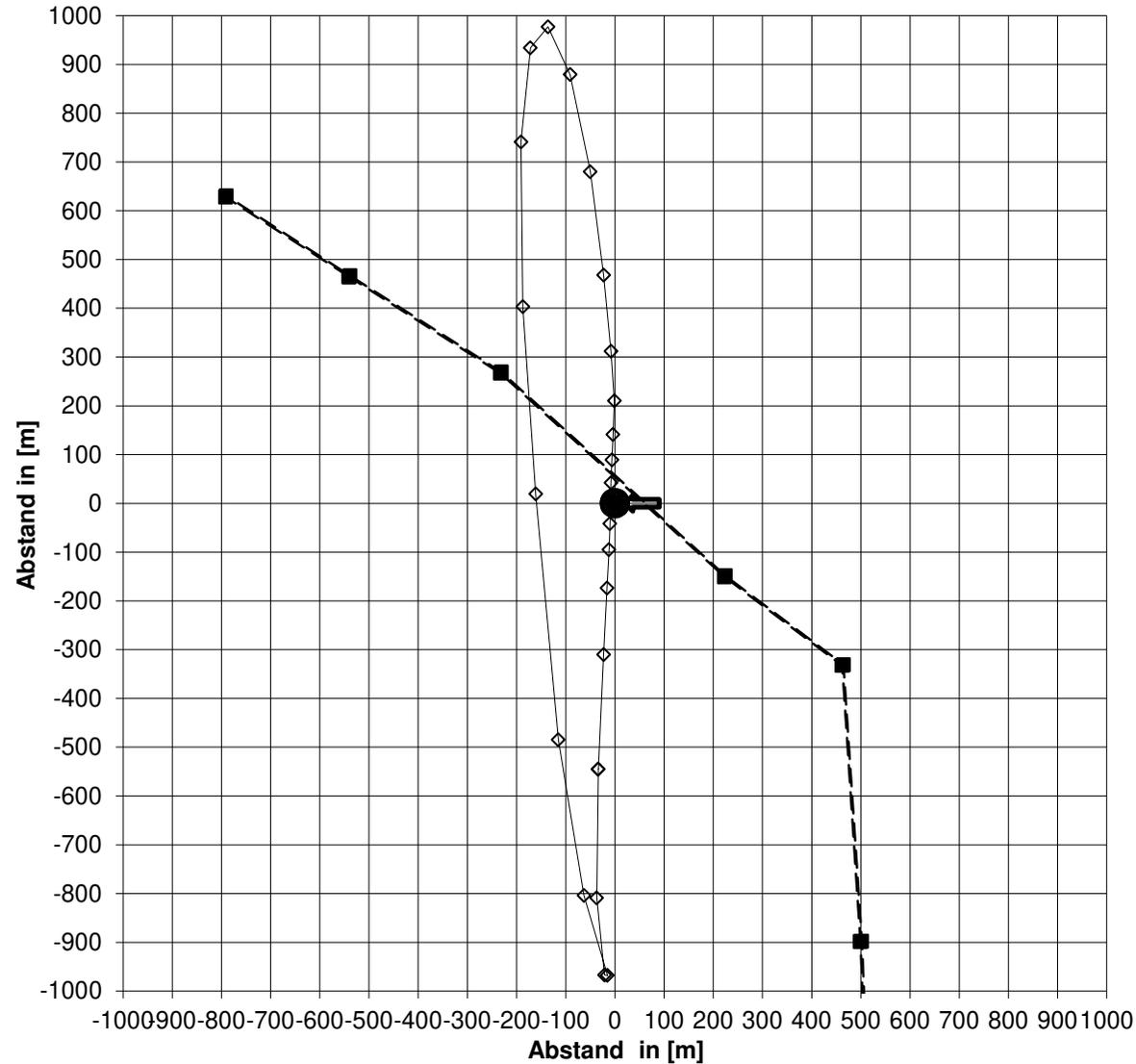
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 30°, 12,24 U/min und Leitung**



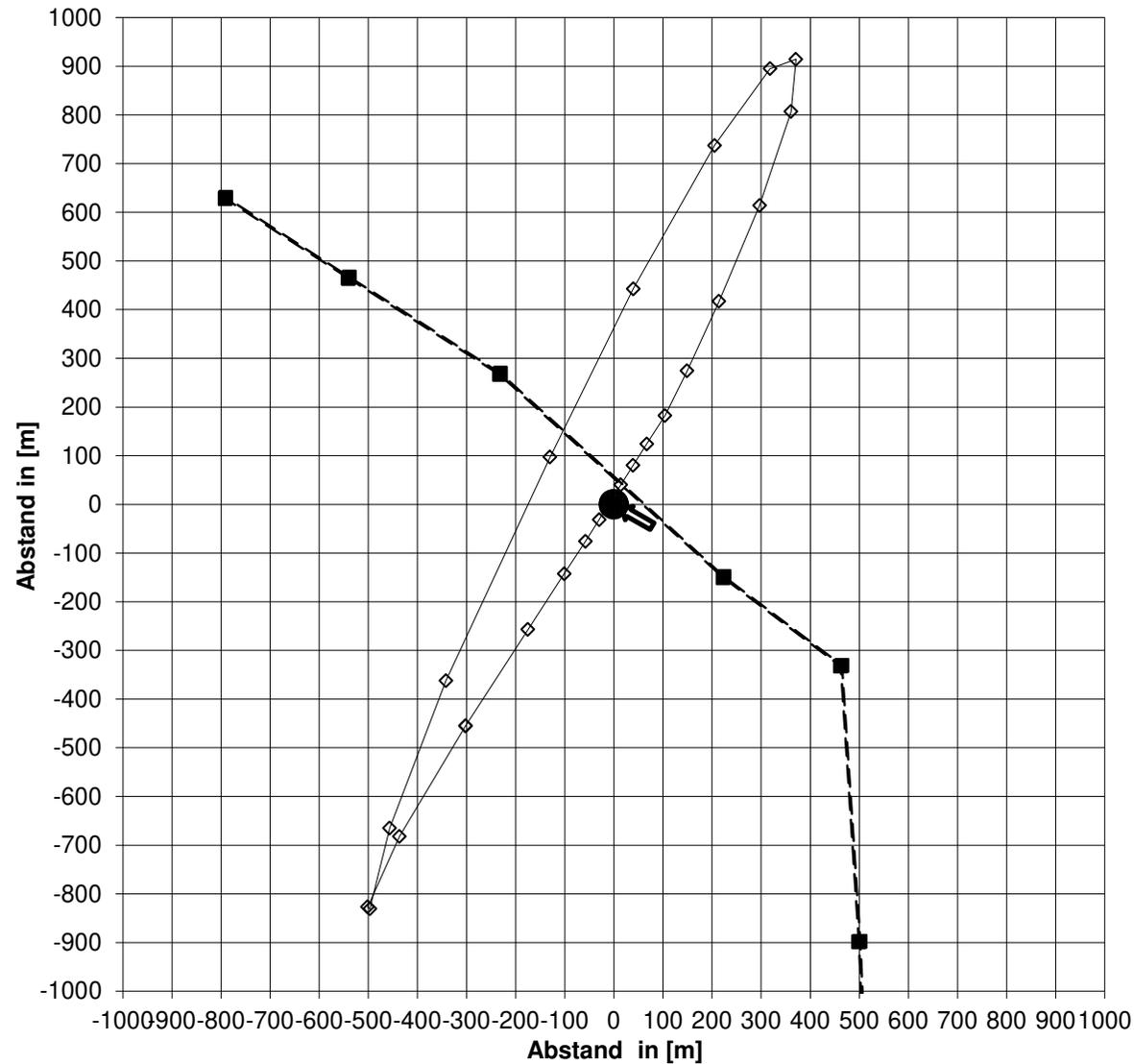
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 60°, 12,24 U/min und Leitung**



**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 90°, 12,24 U/min und Leitung**



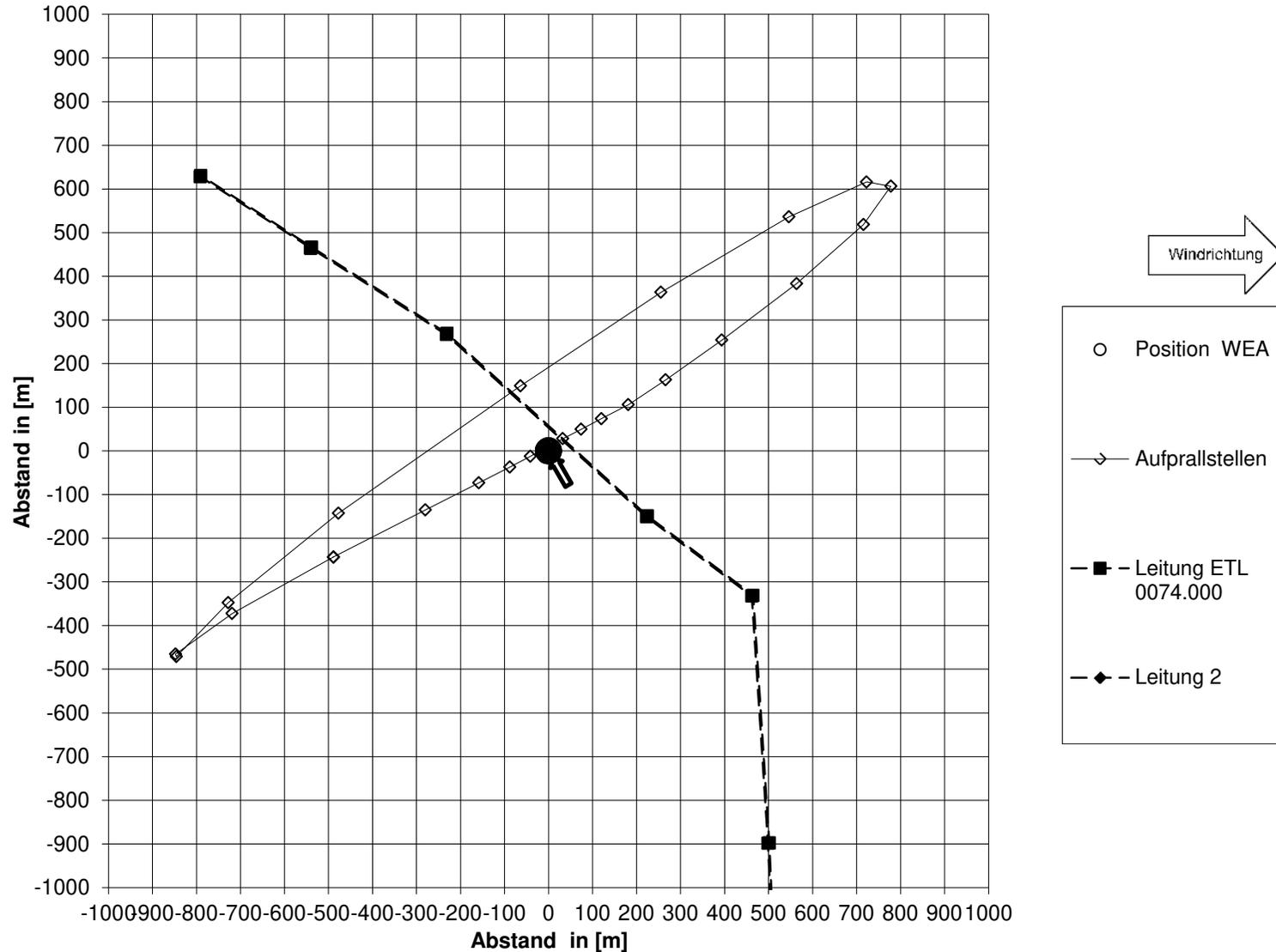
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 120°, 12,24 U/min und Leitung**



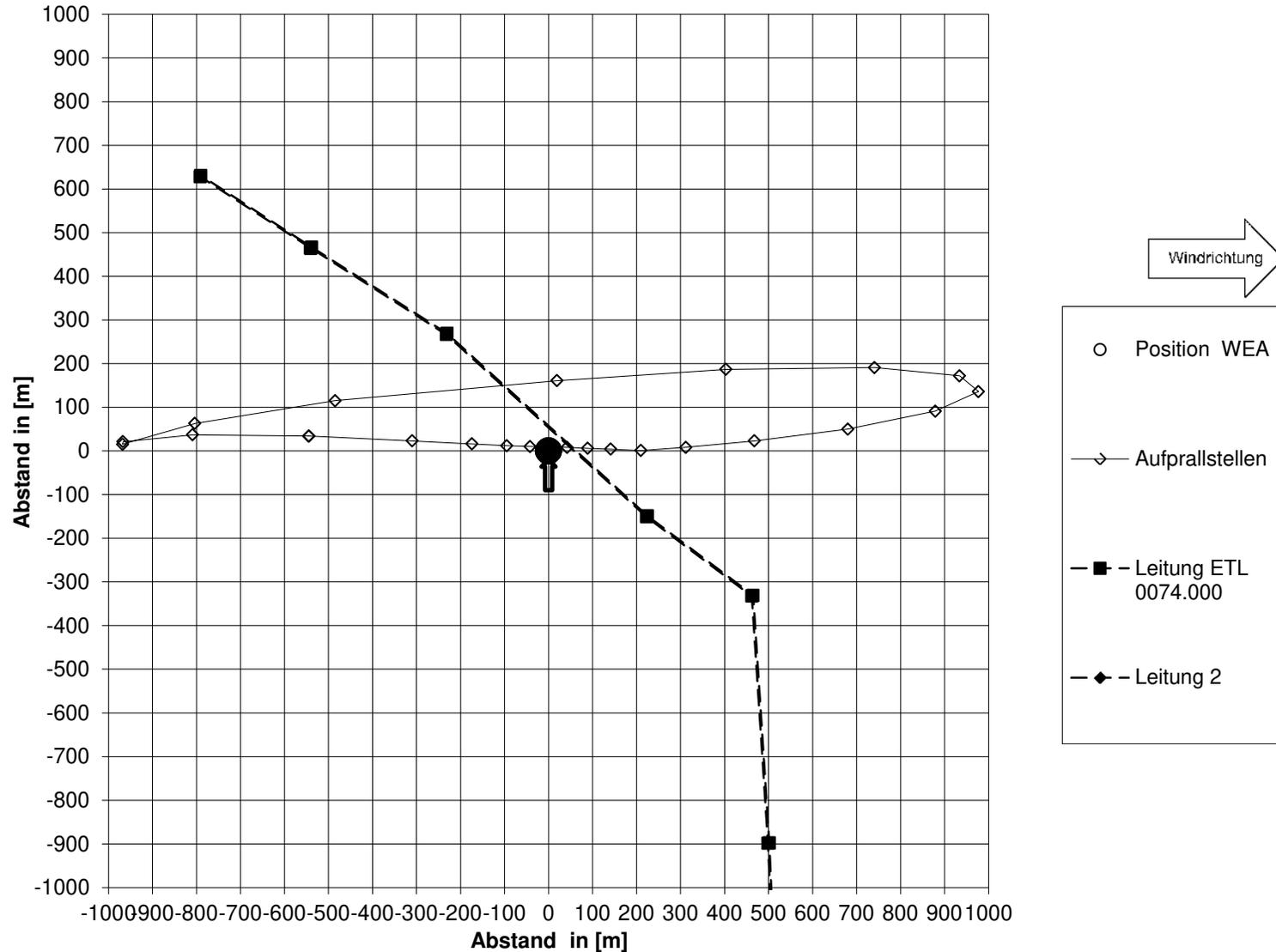
Windrichtung →

- Position WEA 1
- ◇— Aufprallstellen
- Leitung ETL 0074.000
- ◇- Leitung 2

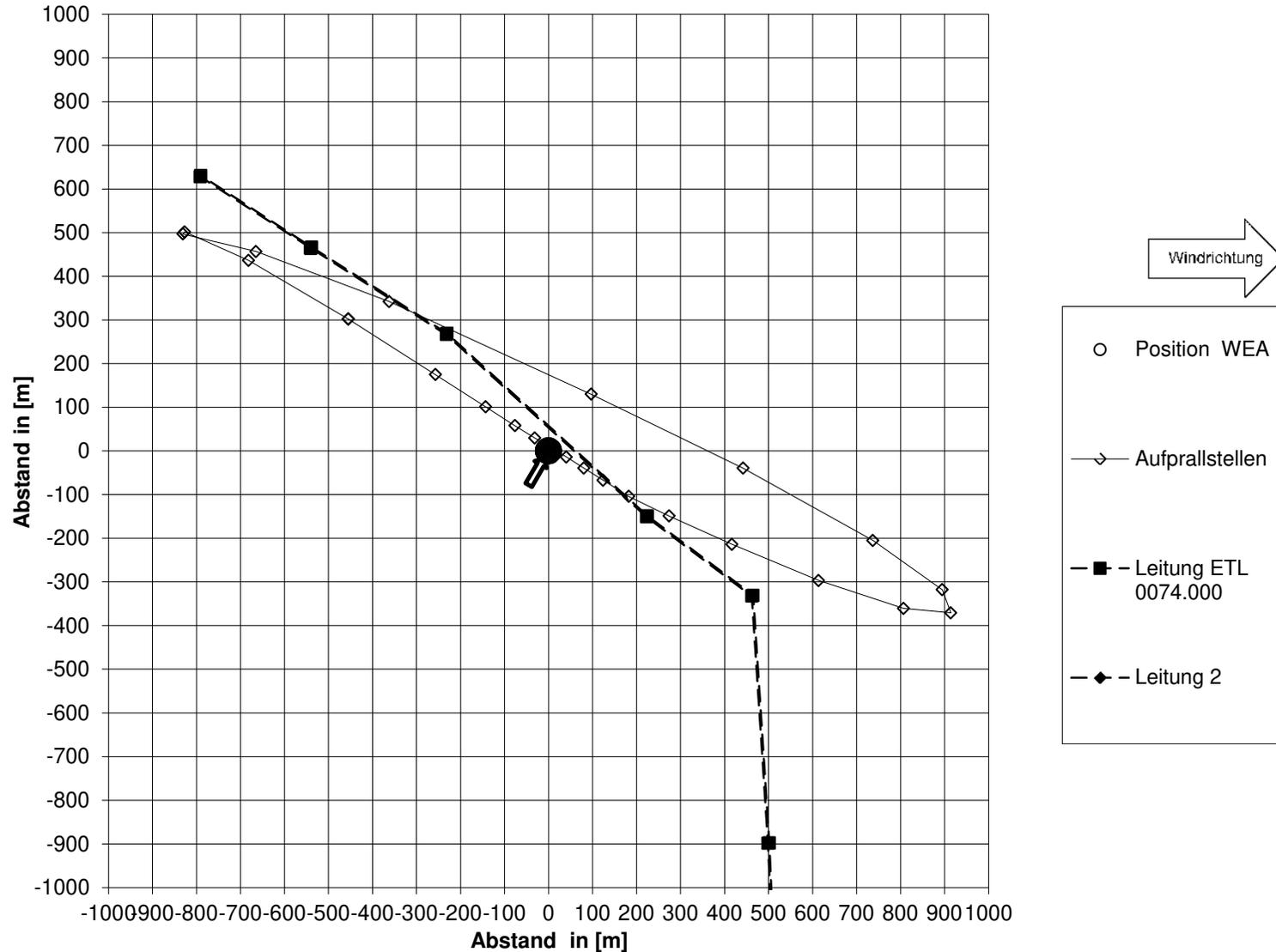
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 150°, 12,24 U/min und Leitung**



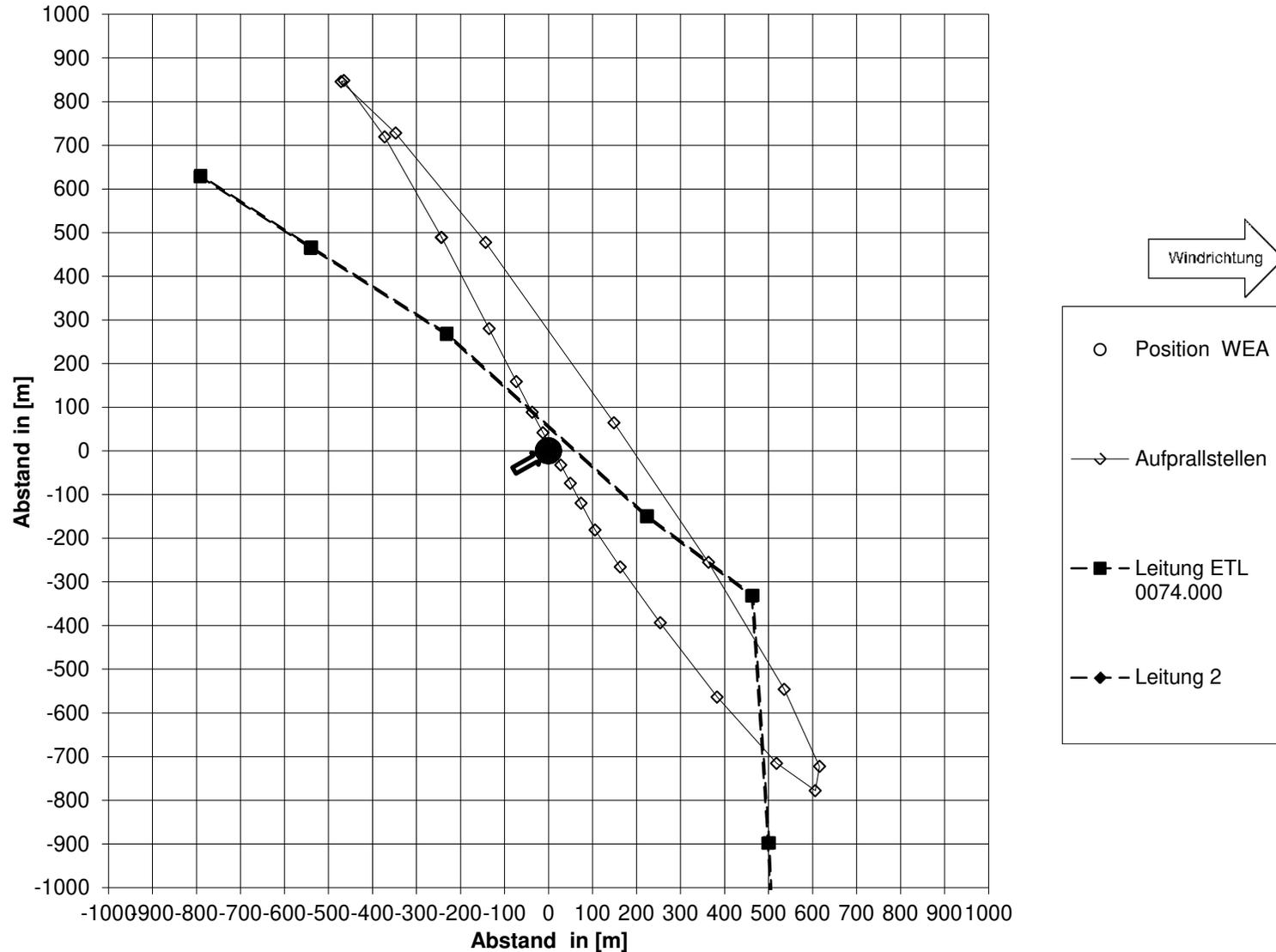
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 180°, 12,24 U/min und Leitung**



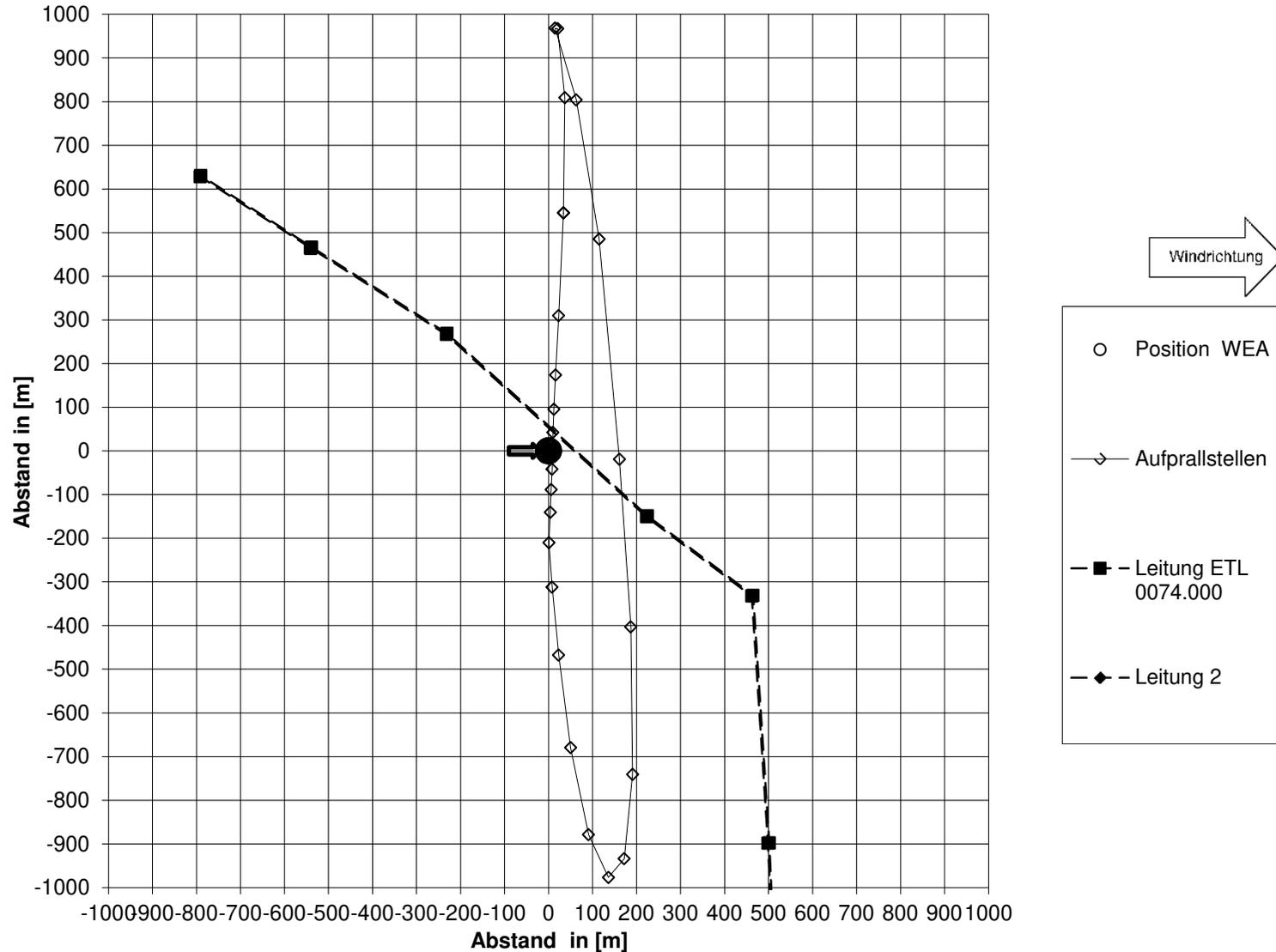
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 210°, 12,24 U/min und Leitung**



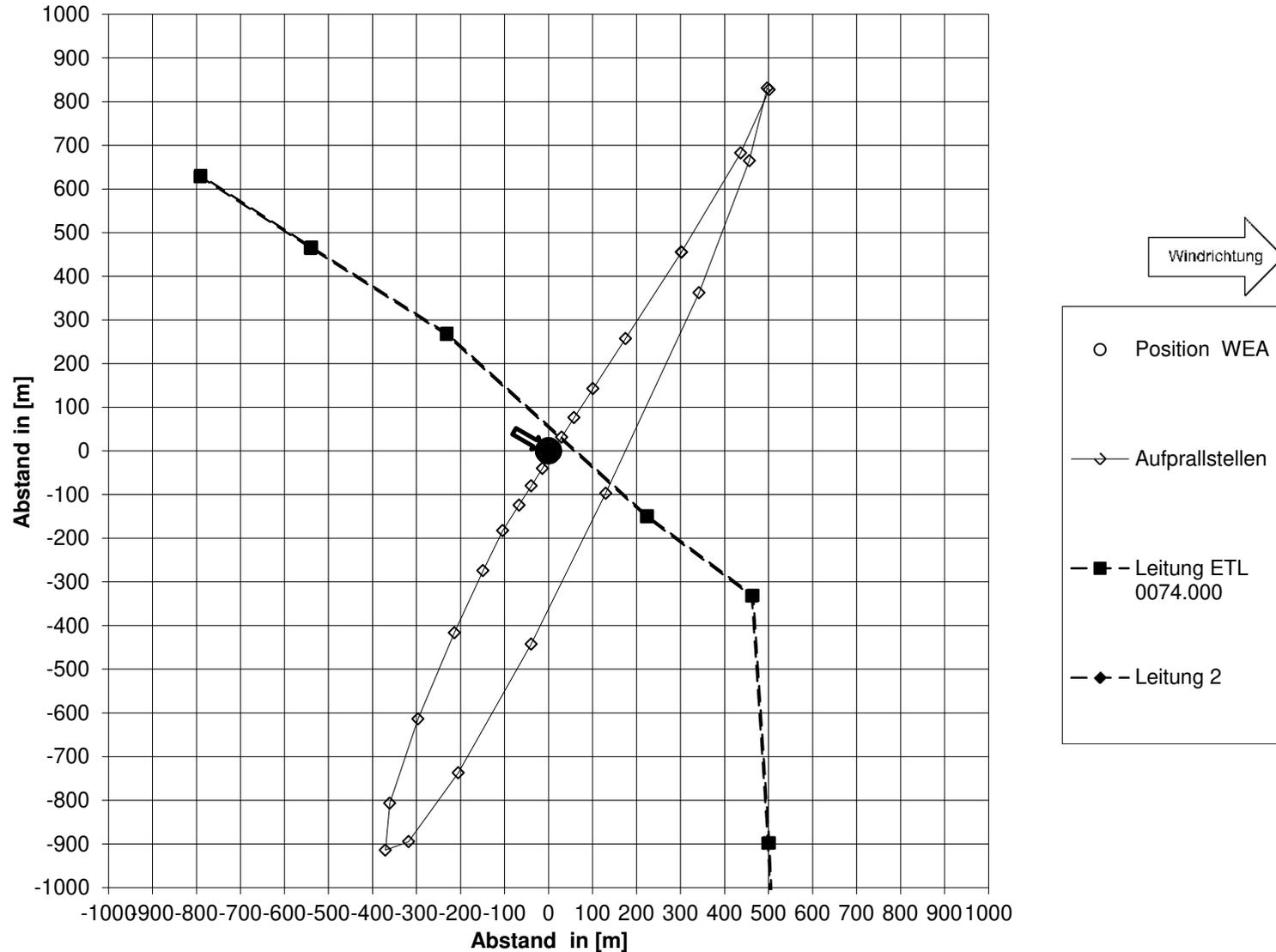
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 240°, 12,24 U/min und Leitung**



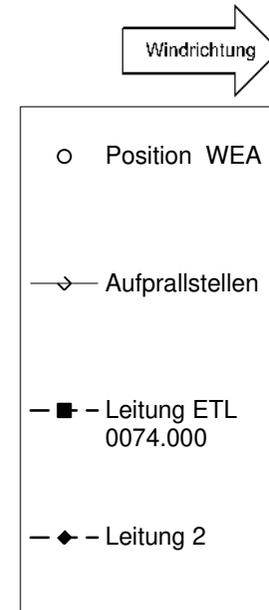
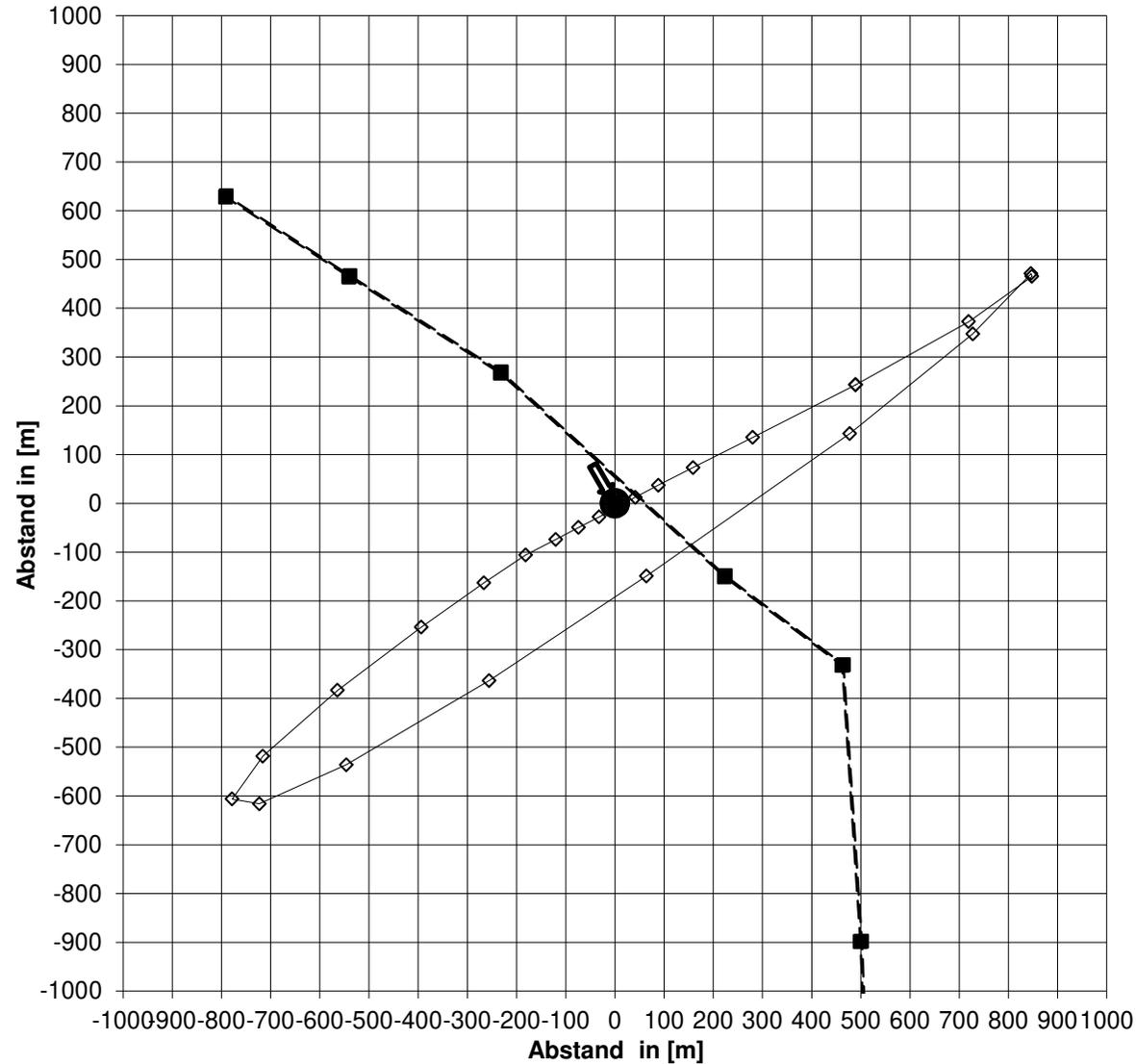
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 270°, 12,24 U/min und Leitung**



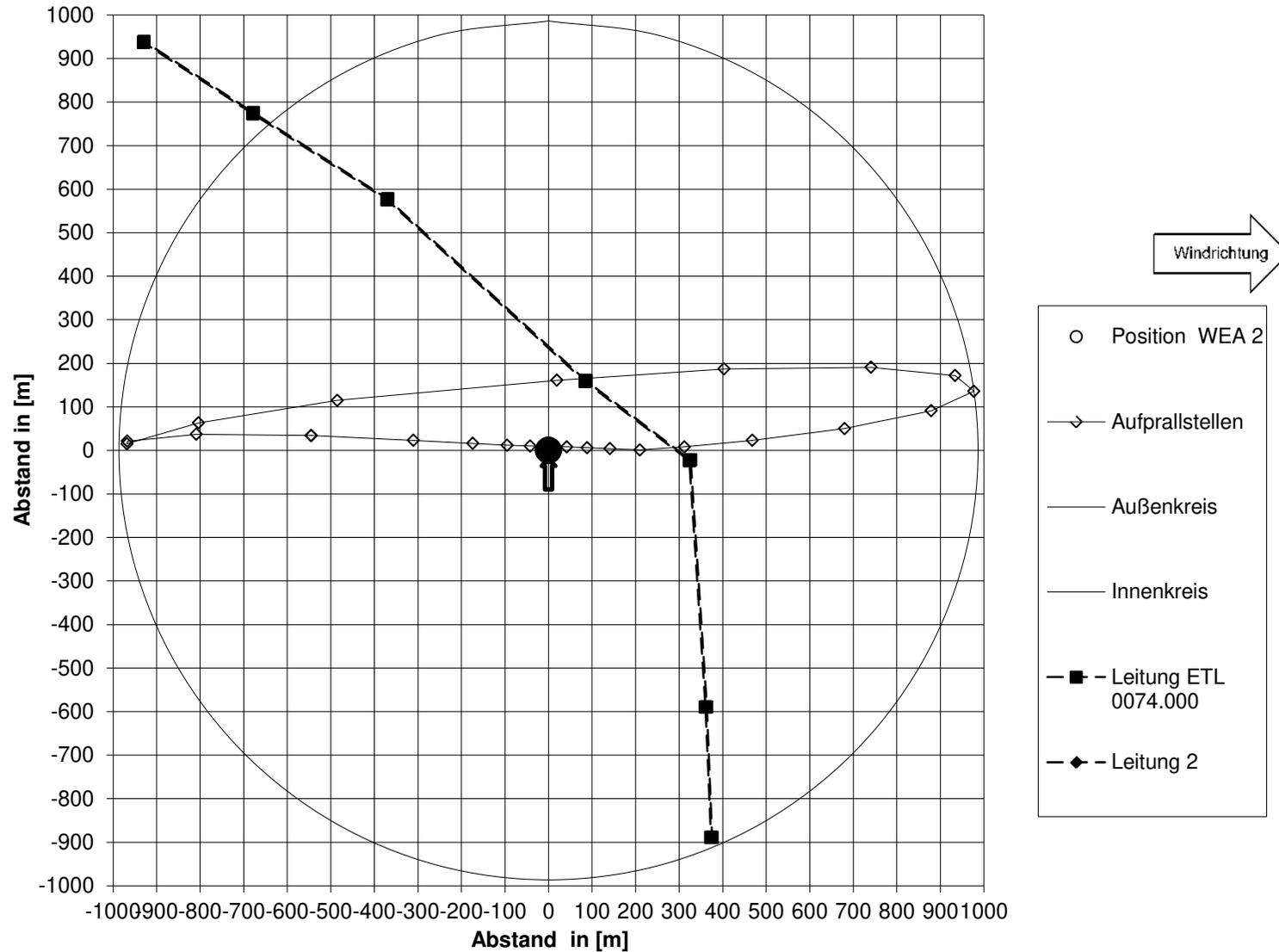
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 300°, 12,24 U/min und Leitung**



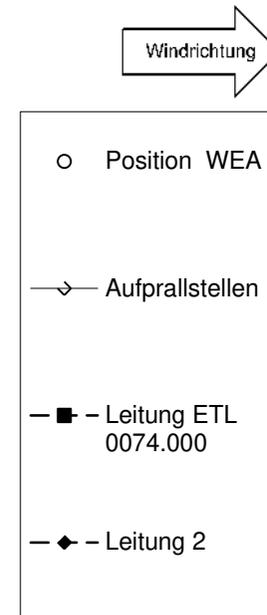
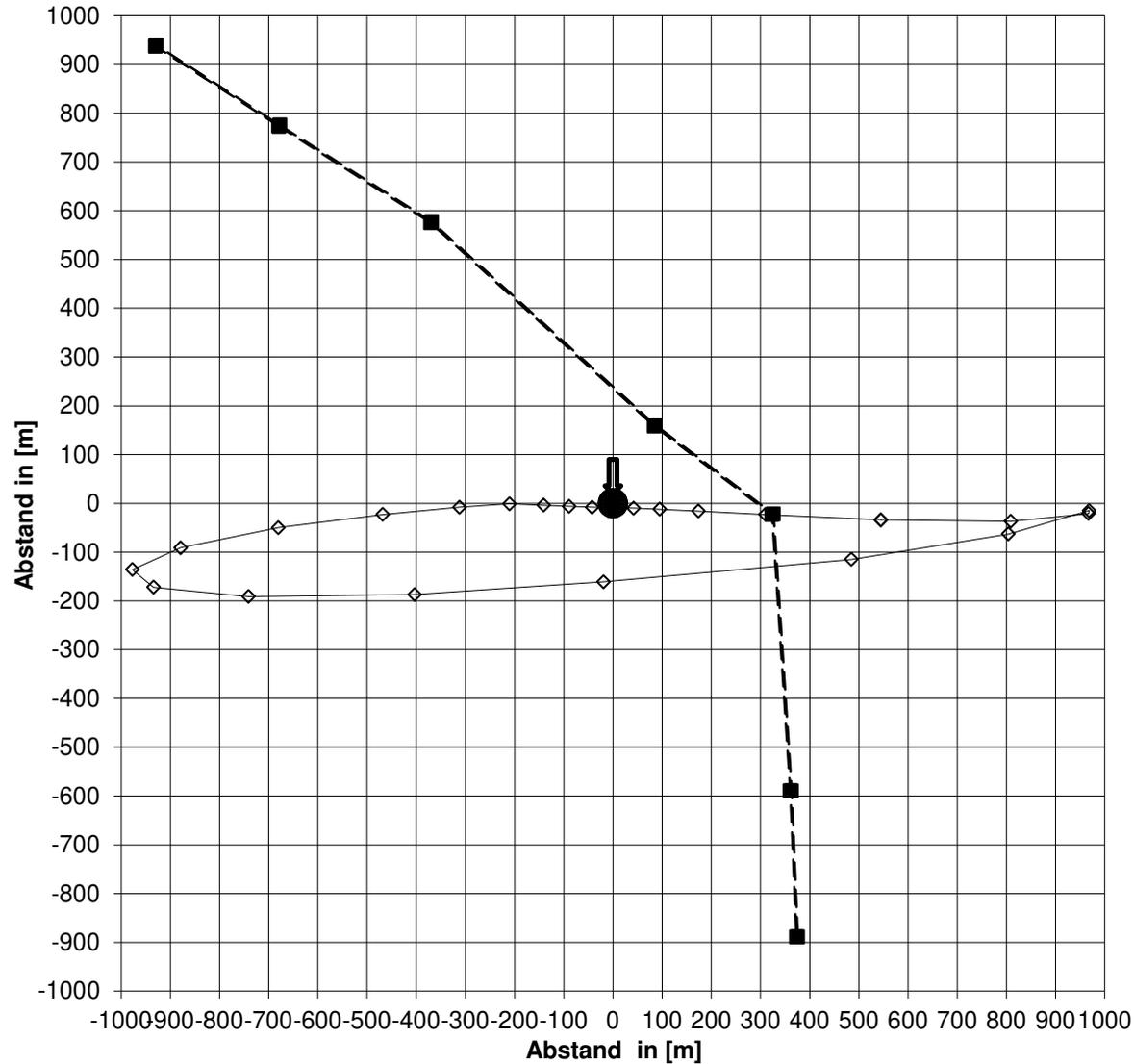
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 1 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 330°, 12,24 U/min und Leitung**



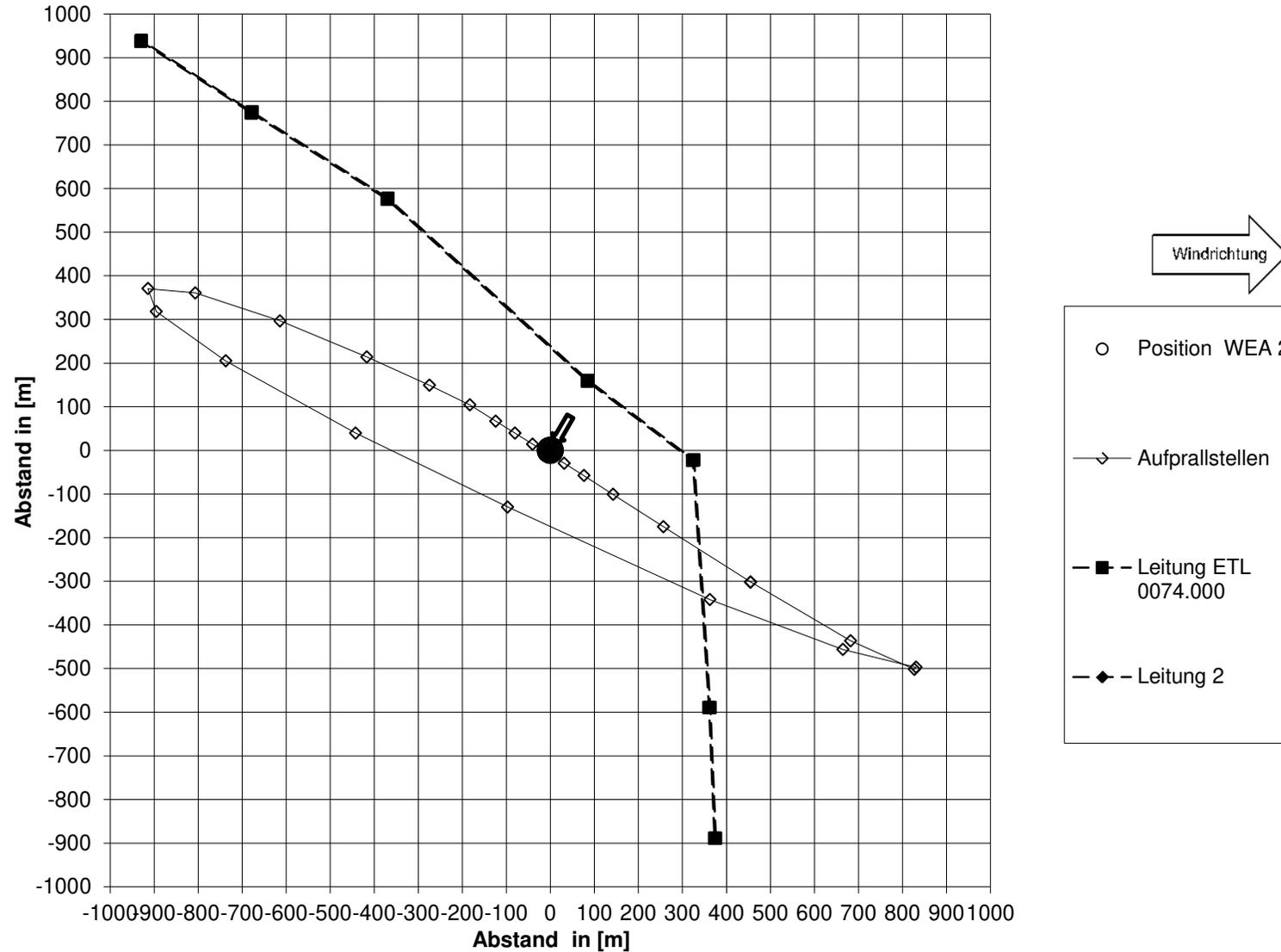
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 180°, 12,24 U/min und Leitung**



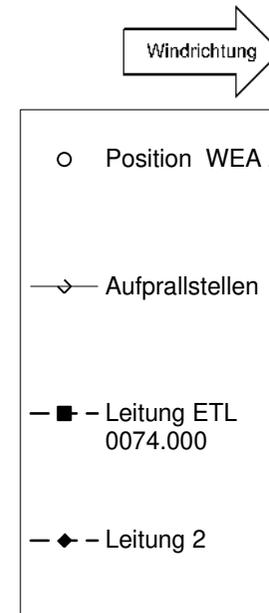
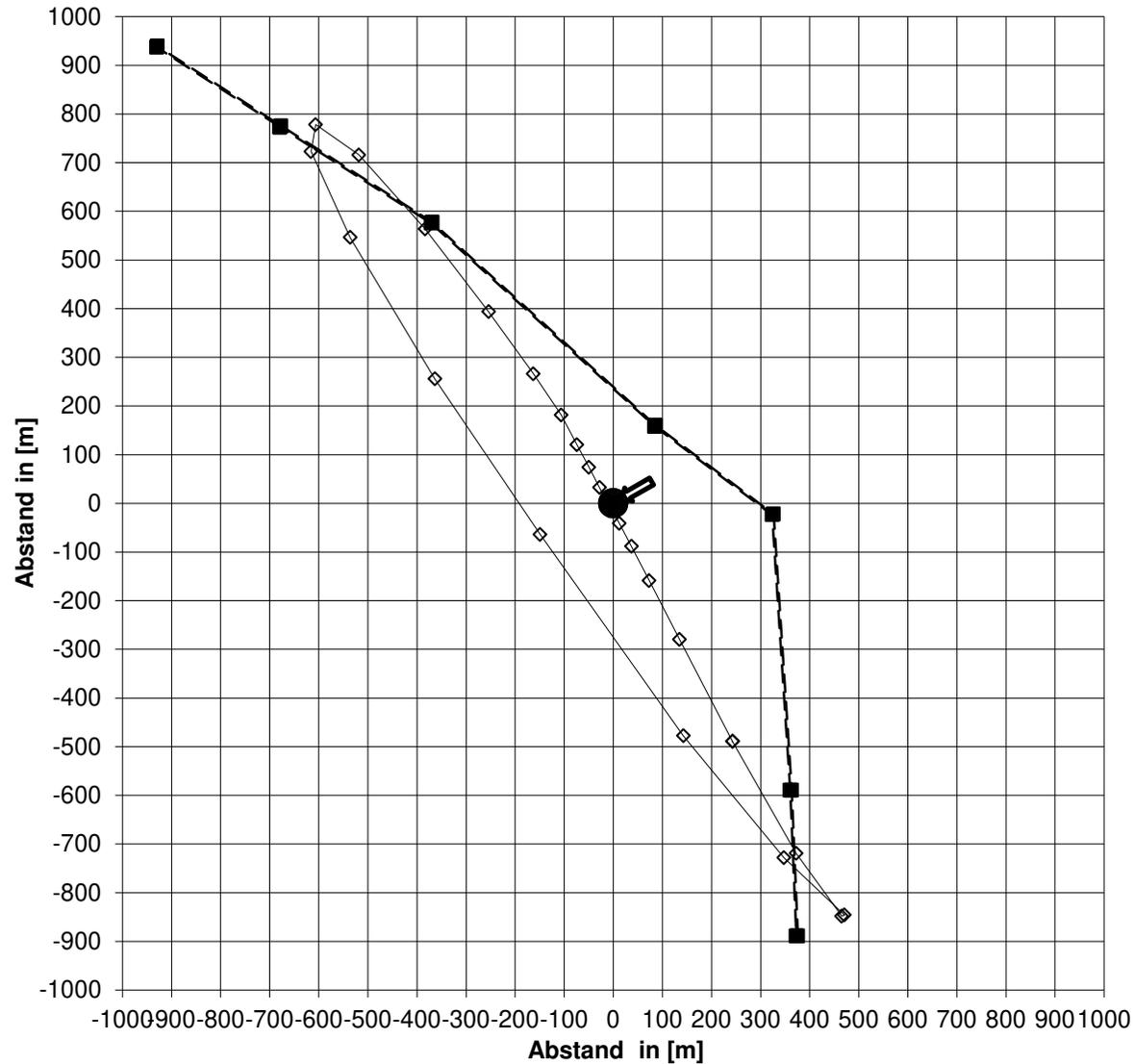
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 0°, 12,24 U/min und Leitung**



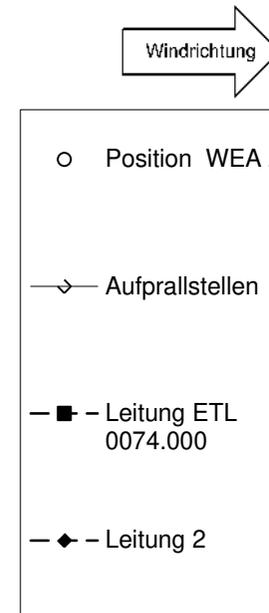
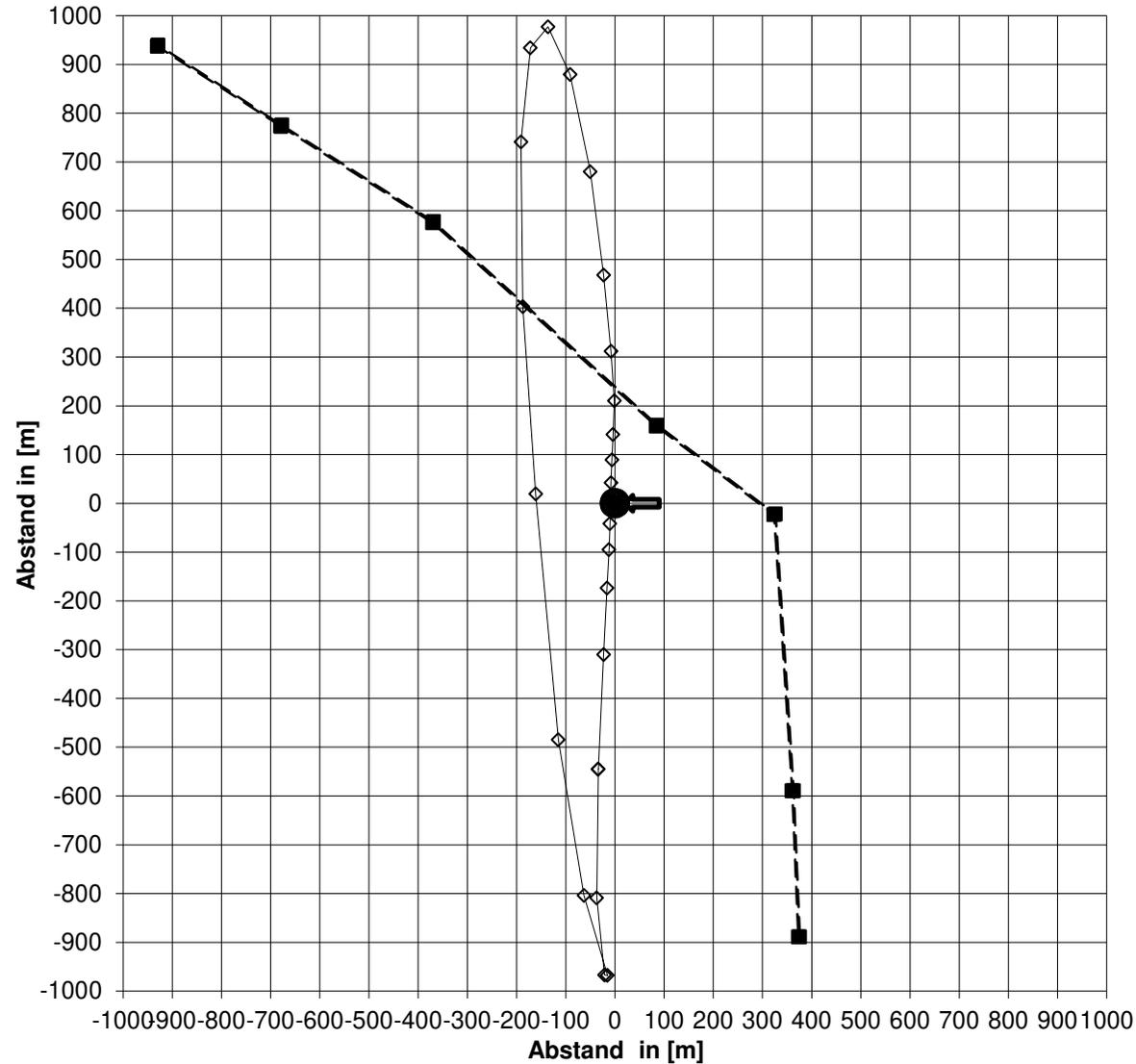
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 30°, 12,24 U/min und Leitung**



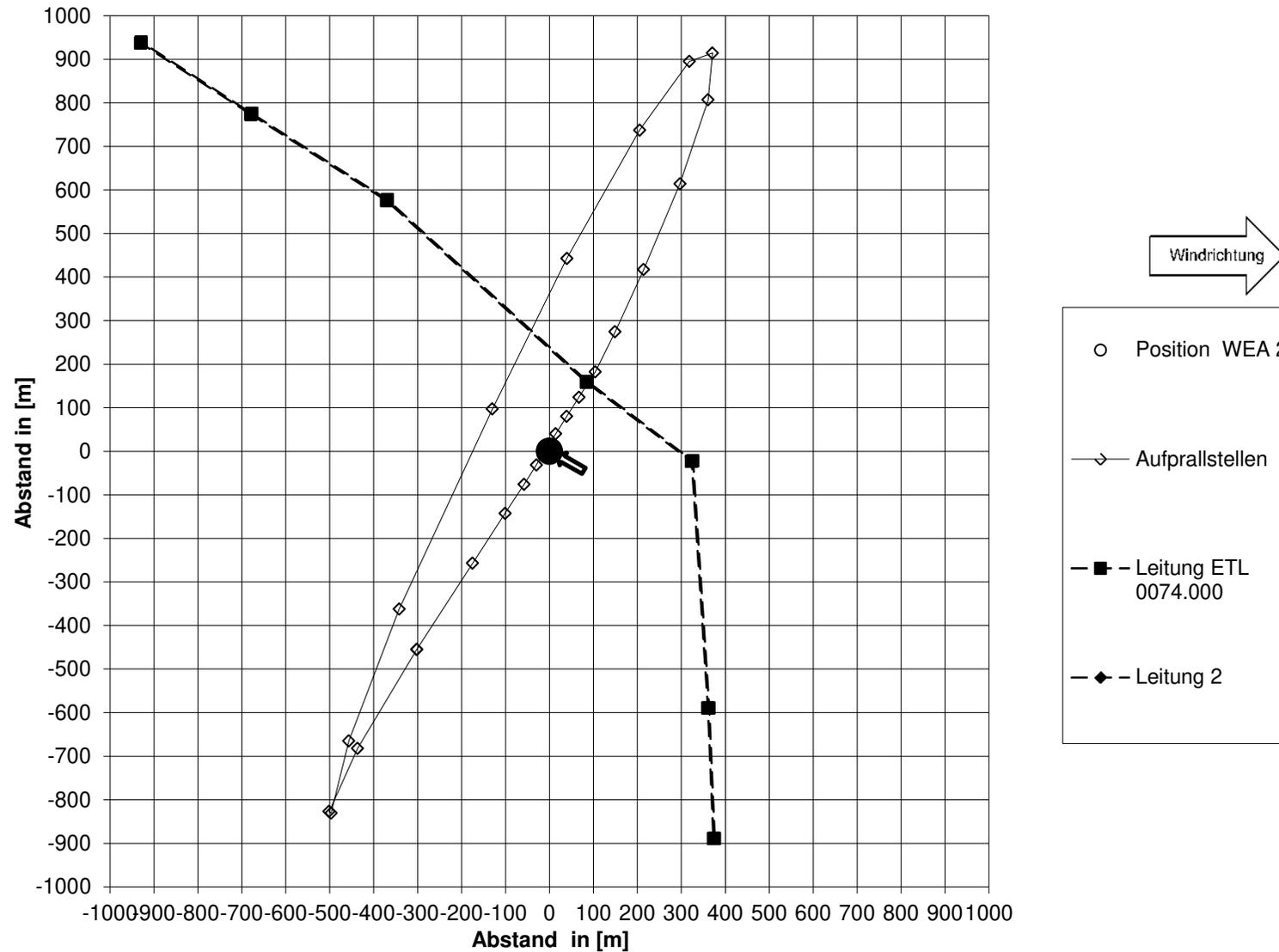
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 60°, 12,24 U/min und Leitung**



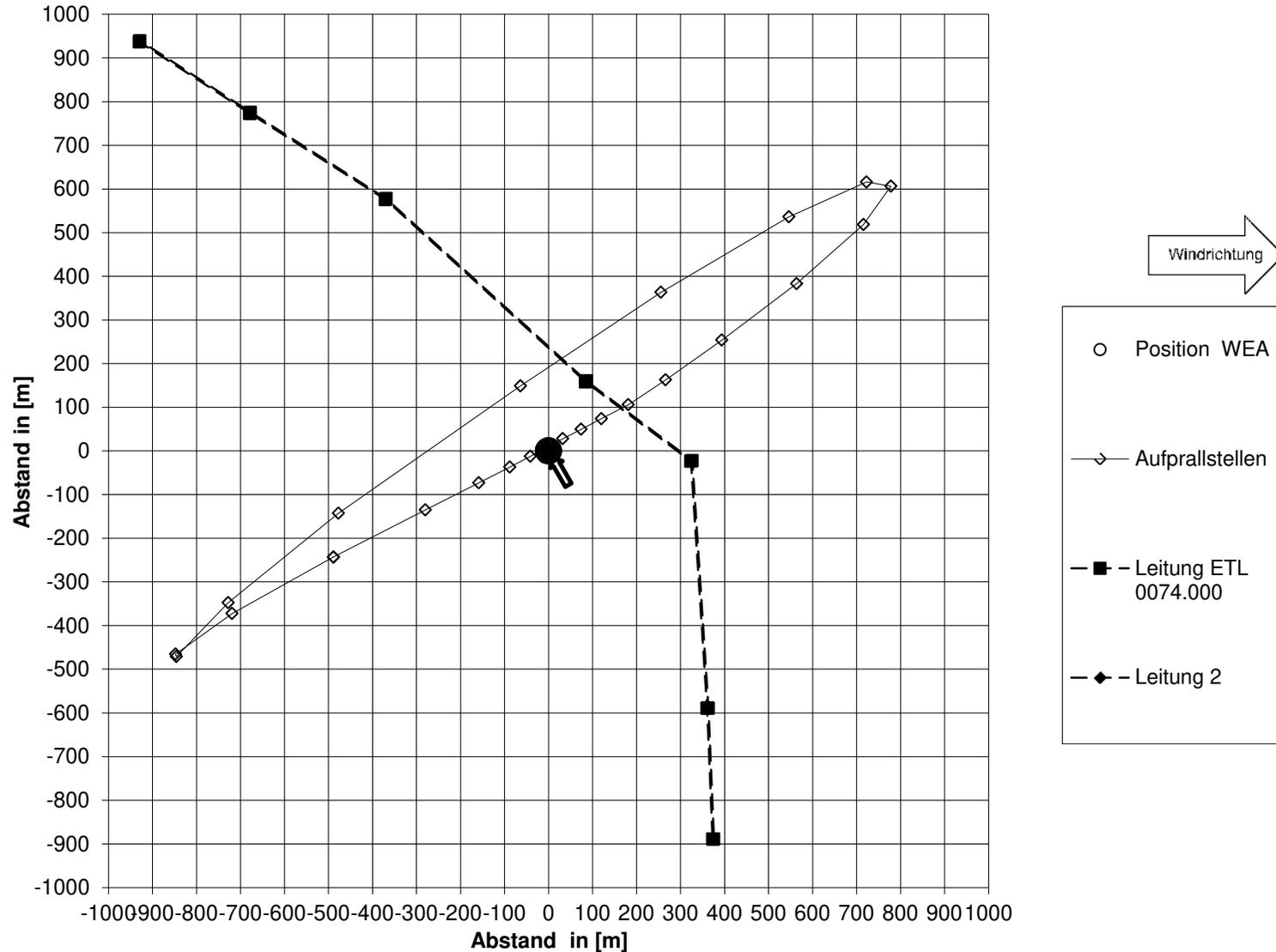
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 90°, 12,24 U/min und Leitung**



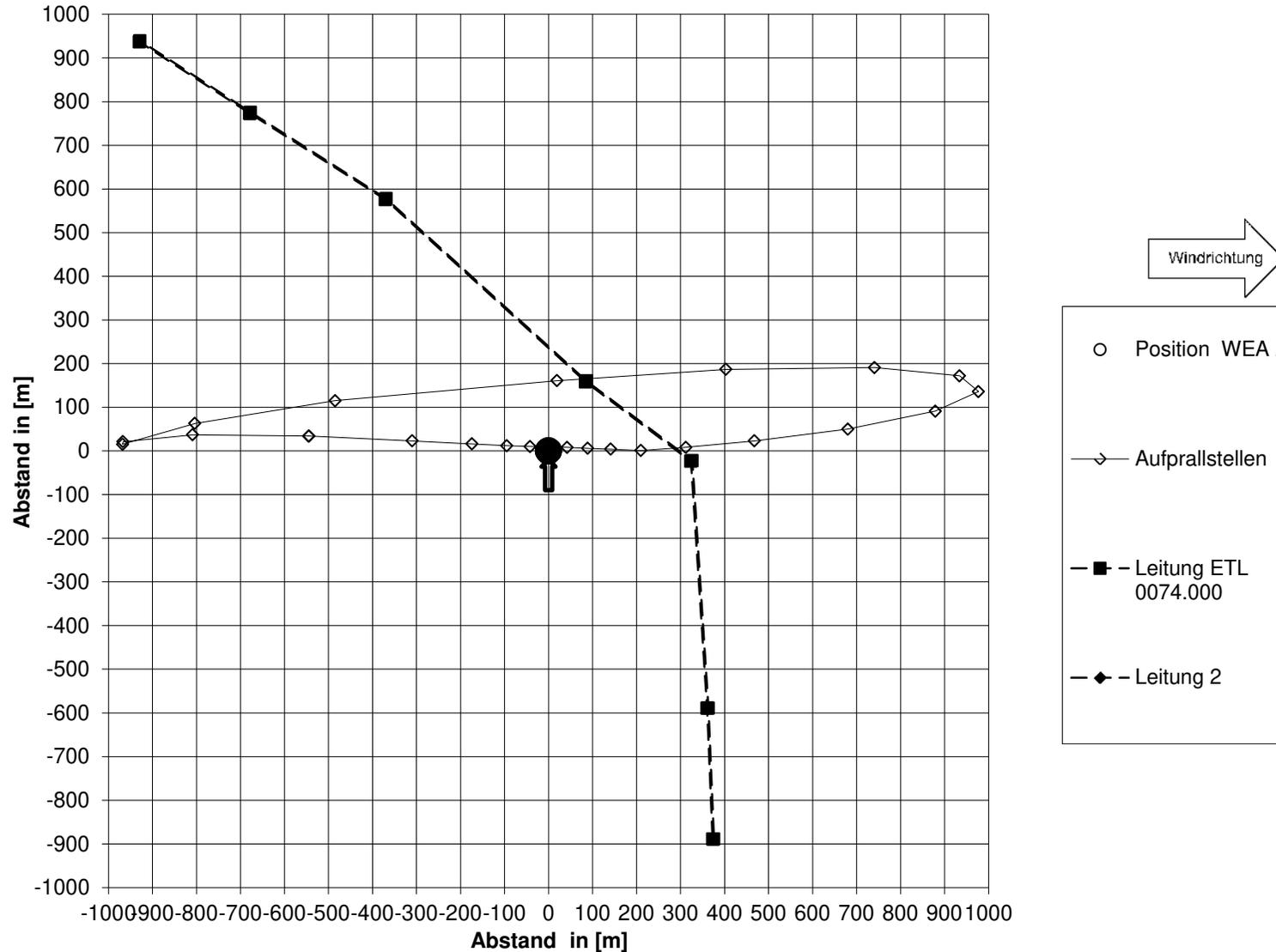
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 120°, 12,24 U/min und Leitung**



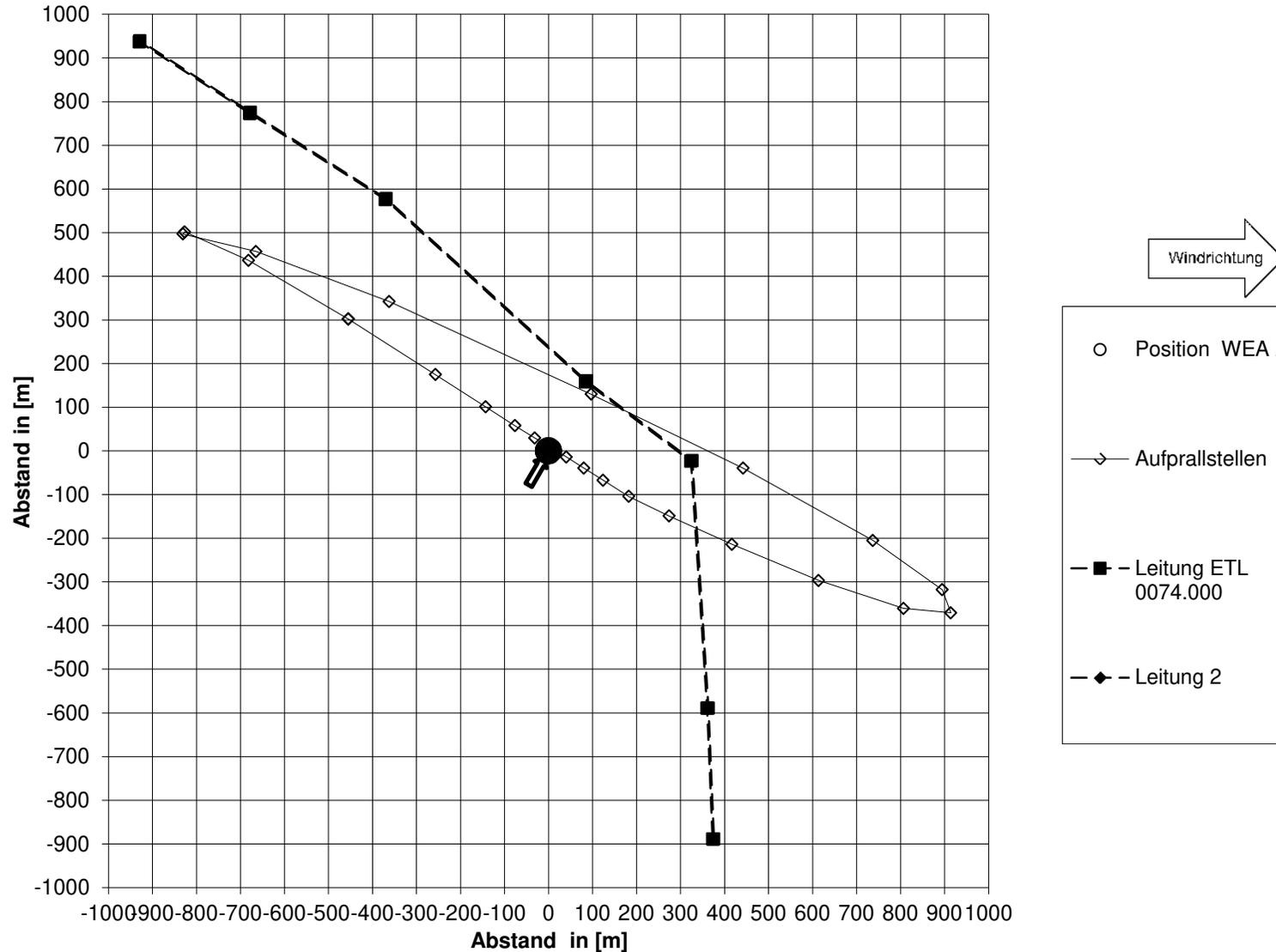
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 150°, 12,24 U/min und Leitung**



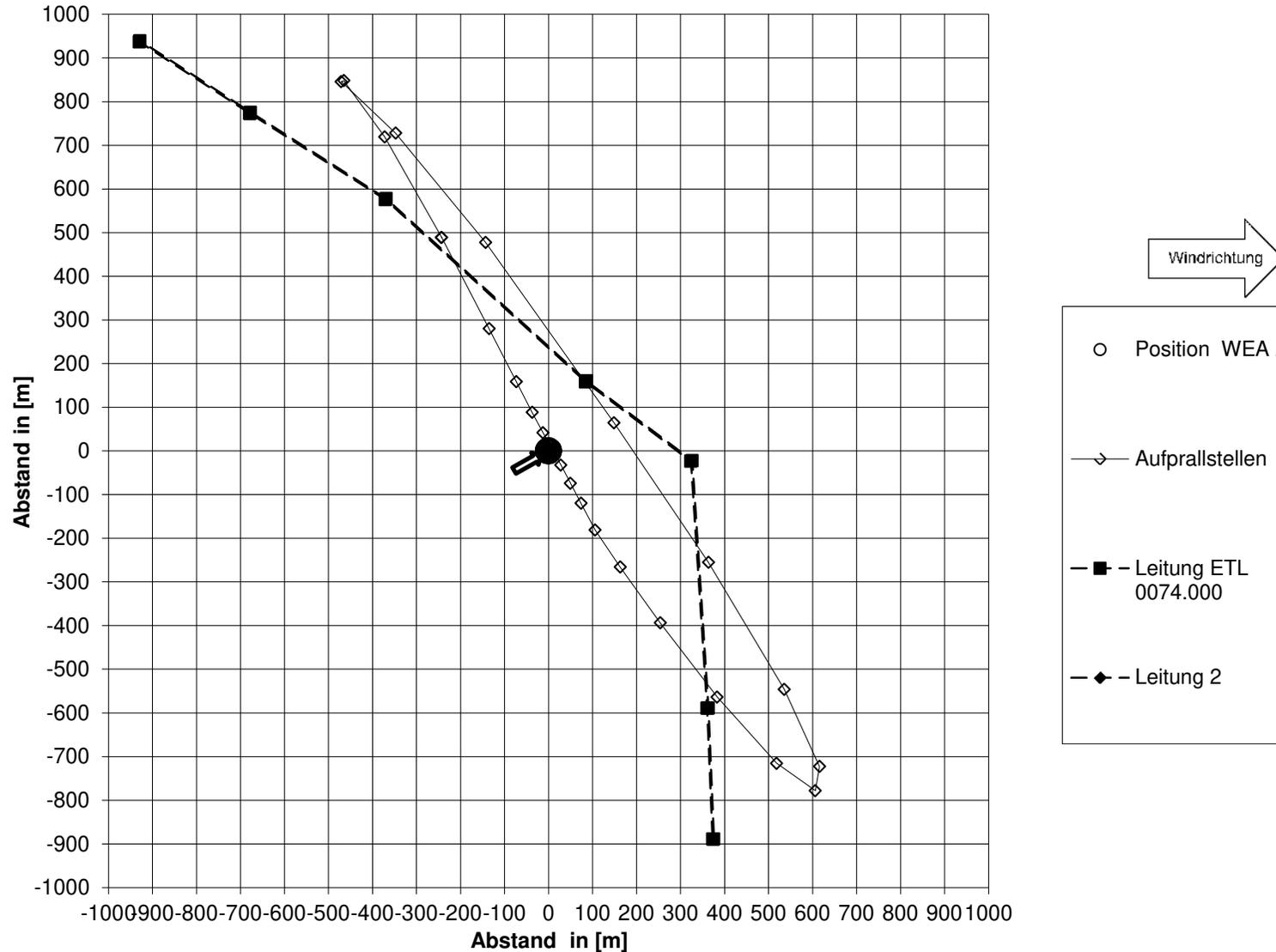
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 180°, 12,24 U/min und Leitung**



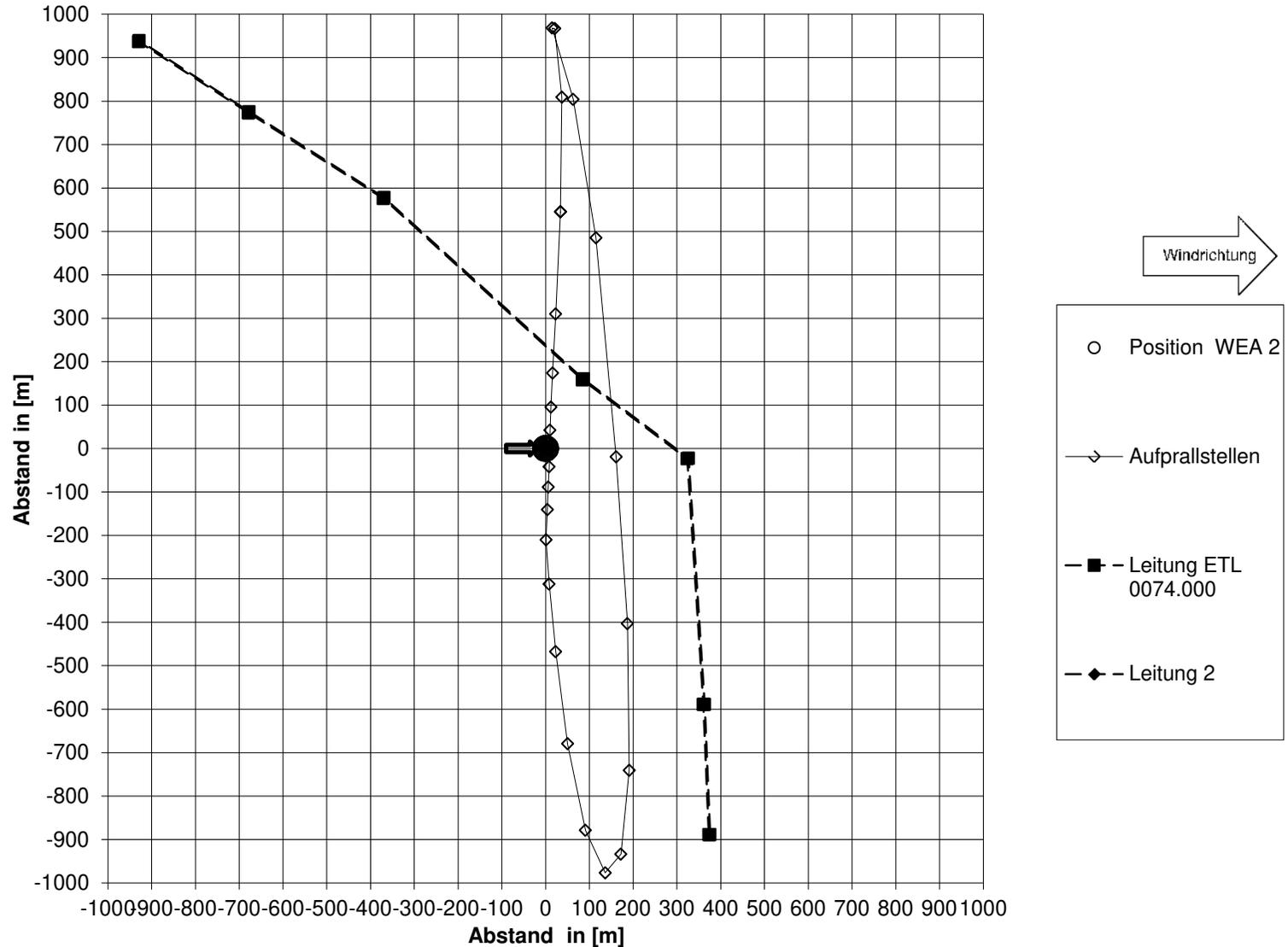
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 210°, 12,24 U/min und Leitung**



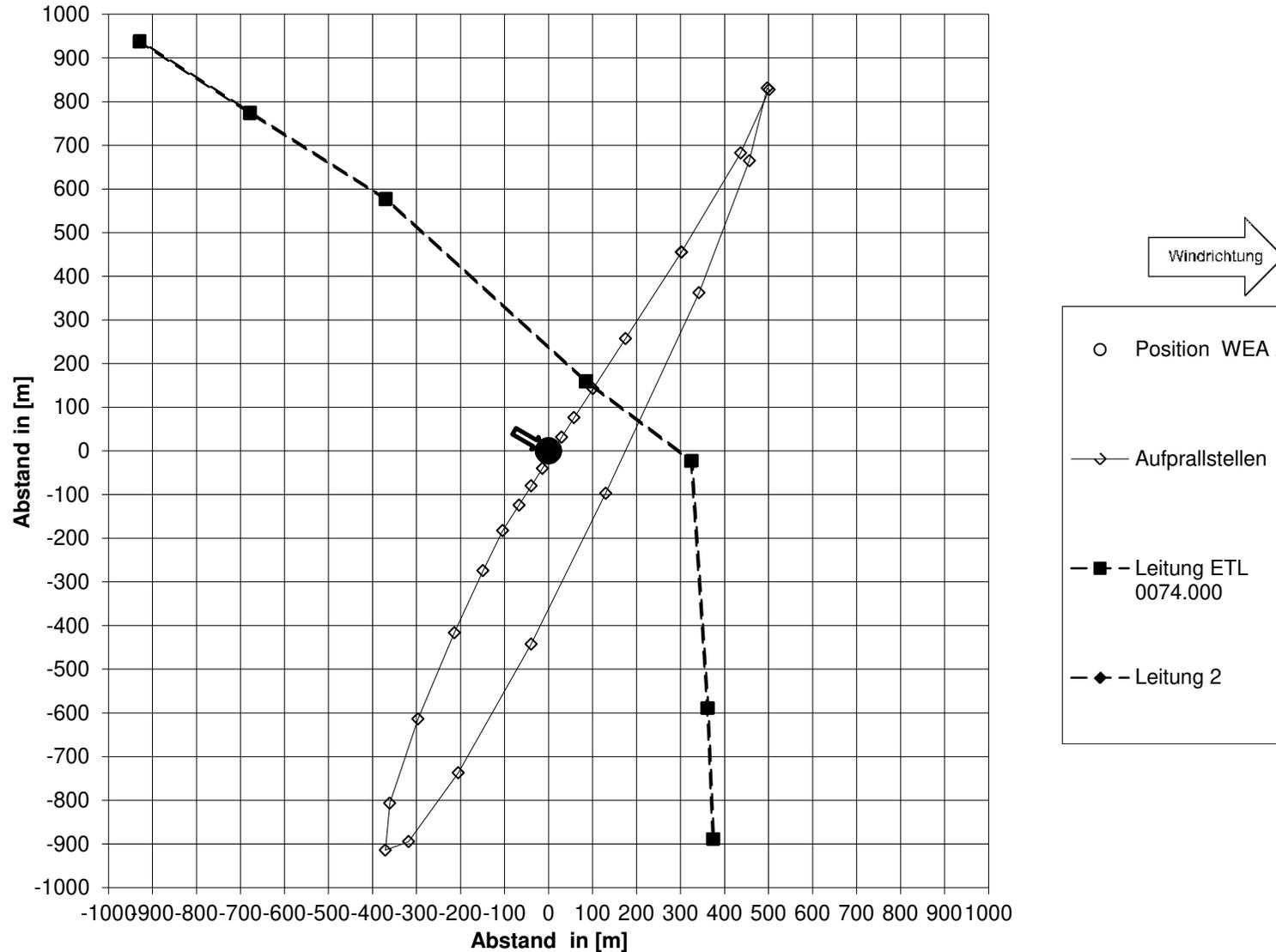
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 240°, 12,24 U/min und Leitung**



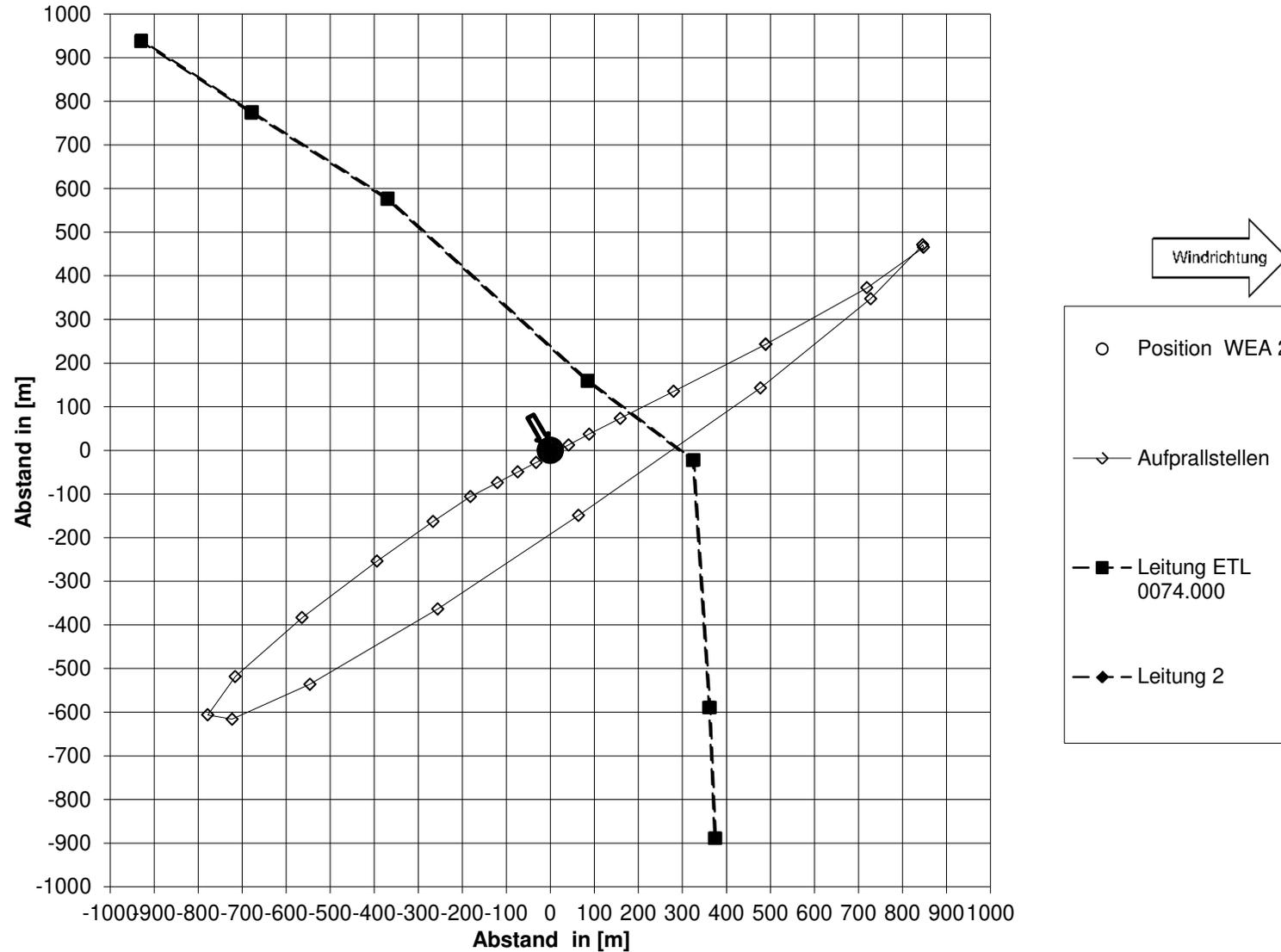
**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 270°, 12,24 U/min und Leitung**



**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 300°, 12,24 U/min und Leitung**



**Mögliche Aufprallstellen für WEA 2 bei Windgeschwindigkeit 20 m/s,  
Windrichtung 330°, 12,24 U/min und Leitung**



## Anlage

A 4

Abwurf des Maschinenhauses

## Funktion der Wurflinie

Wurfparabel:  $y = \chi^2$

Steigung:  $y' = 2\chi$

## Anfangsparameter

$$G \approx H \Rightarrow \alpha = 45^\circ$$

$$\alpha = 45^\circ \Rightarrow y' \equiv 1,0$$

$$y' = 2\chi_a$$

$$2\chi_a = 1,0$$

$$\chi_a = 0,5$$

aus  $y = \chi^2$  folgt:

$$y_a = \chi^2$$

$$y_a = 0,5^2$$

$$y_a = 0,25$$

## Abschätzung der Wurfweite

aus  $y = \chi^2$

folgt  $h + y_a = (x_a + W)^2$

$$h + y_a = (x_a + W)^2$$

$$W = \sqrt{h + y_a} - x_a$$

$$W = \sqrt{164 + 0,25} - 0,5$$

$$W = 12,32$$

**Die Abwurfweite beträgt 12,32 m**



<b>WEA 1</b>	<b>Abwurf Rotorblatt</b>			Gondel	Turm
<b>ETL 0074.000</b>	100%	30%	Tip	Abstand [m]	Abstand [m]
<b>Pf1</b>	7,00E-05	3,50E-05	-		
<b>Pf2</b>	1,00E+00	1,00E+00	-		
<b>Pf3</b>	7,41E-03	2,04E-03	-		
<b>Pf4</b>	6,67E-02	6,67E-02	-		
<b>IIPf</b>	3,46E-08	4,77E-09	-		
<b>∑ Pf Einzelsummen</b>	<b>3,94E-08</b>			20,72	
<b>Gesamtsumme</b>	<b>3,94E-08</b>				
<hr/>					
<b>WEA 2</b>	<b>Abwurf Rotorblatt</b>			Gondel	Turm
<b>ETL 0074.000</b>	100%	30%	Tip	Abstand [m]	Abstand [m]
<b>Pf1</b>	7,00E-05	3,50E-05	-		
<b>Pf2</b>	5,10E-01	1,00E+00	-		
<b>Pf3</b>	5,19E-03	2,07E-03	-		
<b>Pf4</b>	6,67E-02	6,67E-02	-		
<b>IIPf</b>	1,23E-08	4,83E-09	-		
<b>∑ Pf Einzelsummen</b>	<b>1,72E-08</b>			20,72	
<b>Gesamtsumme</b>	<b>1,72E-08</b>				
<hr/>					
<b>Gesamtgefährdung</b>	<b>5,66E-08</b>				

## **Anlage**

**A 6**            **Gesamtergebnis zur Bewertung der Gefährdung des Schutzobjek-**  
**tes durch zwei WEA**

WP Elsdorf III	Gesamtgefährdung für WEA 1 und WEA 2 und Schutzobjekt			
Schutzobjekt	<b>Grenzwert bezogen auf 1 km</b>			
		<b>WEA 1</b>	<b>WEA 2</b>	<b>WEA 1, WEA 2</b>
Leitung		Abwurf von Rotorblatt oder Teilen davon	Abwurf von Rotorblatt oder Teilen davon	<b>Gesamtgefährdung Abwurf von Rotorblatt oder Teilen davon</b>
Erdgasleitung ETL 0074.000	<b>6,00E-06</b>	3,94E-08	1,72E-08	<b>5,66E-08</b>
		<b>Gesamtgefährdung / km</b>		
		<b>2,33E-08</b>		

WEA N149/5.x TCS164	max. Wurfweiten [m]	Länge der betrachteten Leitung
100%	255	2.427,44 m
30%	986	

## 6.7 Hinweis zur Tages- und Nachtkennzeichnung

Es werden folgende Tages- und Nachtkennzeichnungen eingesetzt:

### **Tageskennzeichnung:**

Blattkennzeichnung: 3 Streifen mit je 6 m Breite von der Blattspitze beginnend rot – grau – rot.

Turmkennzeichnung: 3 m breiter roter Ring in 40 m beginnend.

Gondelkennzeichnung: min. 2 m hoher, roter umlaufender Streifen mittig des Maschinenhauses.

### **Nachtkennzeichnung:**

Turmbefeuerung: 6x 10 cd rot konstant (min. 16 Stunden unterbrechungsfreie Stromversorgung) in 80,5 m Höhe.

Gondelbefeuerung: 2x 170 cd W-rot mit IR-Anteil und min. 16 Stunden unterbrechungsfreie Stromversorgung.