

TÜV AUSTRIA
SERVICES GMBH

Geschäftsstelle:
Wiener Bundesstraße 8
4060 Leonding
T: +43 5 0454-0
F: +43 5 0454-8205
E: linz@tuv.at
W: www.tuv.at

Business Area:
Industry & Energy Austria

Umweltschutz

Ansprechpartner:
Dipl.-Ing. Thomas Klopf
+43 5 0454-8214
thomas.klopf@tuv.at

TÜV®



Amt der Niederösterreichischen Landesregierung
Gruppe Raumordnung, Umwelt und Verkehr - Abteilung Umwelt- und Energierecht
z.H. Herrn Mag. Manuel Reiter, LL.M. MBA

Landhausplatz 1
3109 St. Pölten

Ihr Zeichen:	Ihre Nachricht vom:	Unser Zeichen:	Datum:
RU4-EEA-11651/008-2018	18.10.2018	18-IN-AT-UW-OÖ-EK-014/2 TKL	19.12.2018

Betrifft: Windpark Trautmannsdorf I – Repowering; Teilgutachten für die
Fachbereiche Eisabfall und Schattenwurf

Windpark Trautmannsdorf I – Repowering

Teilgutachten Fachbereiche Eisabfall und Schattenwurf

**Vorsitzender des
Aufsichtsrats:**
KR Dipl.-Ing. Johann
Marihart

Geschäftsführung:
DI Dr. Stefan Haas
Mag. Christoph
Wenninger

Sitz:
Deutschstraße 10
1230 Wien / Österreich

**weitere
Geschäftsstellen:**
www.tuv.at/standorte

**Firmenbuchgericht/
-nummer:**
Wien / FN 288476 f

Bankverbindungen:
IBAN
AT131200052949001066
BIC BKAUATWW

IBAN
AT153100000104093282
BIC RZBAATWW

UID ATU63240488
DVR 3002476

\\nt41\ine\buuw\01_oö\02_auftrag\2018\18-ek-014 tuv cert wp
trautmannsdorf\gutachten und stellungnahmen\18-ek-014-2 wp
trautmannsdorf i rp ga.docx

1. AUFGABENSTELLUNG

Die ContourGlobal Windpark Trautmannsdorf GmbH beabsichtigt mit dem Vorhaben „Windpark Trautmannsdorf I – Repowering“ die bestehenden 8 Windkraftanlagen des Windparks Trautmannsdorf abzubauen und durch insgesamt 6 neue Windkraftanlagen zu ersetzen.

Im Auftrag der Niederösterreichischen Landesregierung sollen Befund und Gutachten im Verfahren gemäß NÖ EIWG 2005 „Windpark Berg – Trautmannsdorf I“ zu den Fachbereichen Eisabfall und Schattenwurf erstattet werden.

Seitens der Behörde wurde an den Sachverständigen die Frage gerichtet, ob aus fachlicher Sicht die Voraussetzungen für die Erteilung der Genehmigung nach dem NÖ EIWG 2005 erfüllt sind, gegebenenfalls unter Vorschreibung welcher Auflagen.

Auf Basis nachfolgender Unterlagen wird Befund und Gutachten für die Fachbereiche Eisabfall und Schattenwurf erstattet.

2. VERWENDETE UNTERLAGEN

2.1 VORGELEGTE UNTERLAGEN

Mit dem Schreiben RU4-EEA-11651/006-2018 vom 4. September 2018 wurden Einreichunterlagen übermittelt.

Daraus wurden vertiefend folgende Unterlagen der Gutachtenserstellung zu Grunde gelegt:

- Ruralplan Ziviltechniker Gesellschaft m.b.H., „Technische Beschreibung des Vorhabens“, 10.08.2018; (Einlage 2.1.1)
- Ruralplan Ziviltechniker Gesellschaft m.b.H., „Koordinatenliste und Höhenangaben“, keine Datumsangabe; (Einlage 2.1.2)
- Ruralplan Ziviltechniker Gesellschaft m.b.H., „Übersichtsplan - Siedlungsräume“, 10.08.2018; (Einlage 2.2.1)
- Ruralplan Ziviltechniker Gesellschaft m.b.H., „Übersichtsplan - Anlagenstandorte“, 10.08.2018; (Einlage 2.2.2)
- Ruralplan Ziviltechniker Gesellschaft m.b.H., „Detaillagepläne - Anlagenstandorte“, 10.08.2018; (Einlage 2.2.3)
- Ruralplan Ziviltechniker Gesellschaft m.b.H., „Übersichtsplan - Eiswarnkonzept“, 10.08.2018; (Einlage 2.2.7)
- Senvion GmbH, „Herstellerbescheinigung“, 08.05.2017; (Einlage 2.3.2)
- Ruralplan Ziviltechniker Gesellschaft m.b.H., „Schattenwurftechnische Untersuchung“, 16.07.2018; (Einlage 3.2.3)
- Energiewerkstatt, „Eisfallgutachten“, 09. Juli 2018; (U-3.2.6)
- Senvion GmbH, „Rotorblatt-Eiserkennung für Neuanlagen“, Dok.-Nr.: PD-0.0-WT.SO.04-B-DE-B, 08.08.2017; (Einlage 3.8.1)
- DNV GL, „Type Certificate – Ice Detection System fos4Blade Ice Detection“, Certificate No.: TC-GL-IV-4-01987-1, 2016-09-22; (Einlage 3.8.2)
- DNV GL, „Certification Report – Ice Detection system fos4Blade IceDetection“, 2016-09-16; (Einlage 3.8.3)
- DNV GL, „Gutachten - Fos4IceDetection“, 02.07.2015; (Einlage 3.8.4)
- DNV GL, „Integration des Eiserkennungssystems ‚fos4IceDetection‘ in die Steuerung von Senvion Windenergieanlagen“, 20.07.2015; (Einlage 3.8.5)

- DNV GL, „Eisabfall bei SEnvion Windenergieanlagen“, Report Nr.: 75297, 10.01.2017; (Einlage 3.8.6)
- TÜV NORD CERT GmbH, „Stellungnahme Eiserkennungssystem“, 16.10.2017; (Einlage 3.8.7)
- Senvion GmbH, „Stellungnahme Eiserkennungssystem“, 03.08.2018; (Einlage 3.8.8)

2.2 ERGÄNZUNGSUNTERLAGEN

Am 21. November 2018 wurden von der Niederösterreichischen Landesregierung, Abteilung Umwelt- und Energierecht (RU4), Ergänzungsunterlagen per email übermittelt.

Daraus wurden vertiefend folgende revidierte und ergänzte Unterlagen der Gutachtenserstellung zu Grunde gelegt. Die Einlagenbezeichnung wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit um „UE“ ergänzt:

- Ruralplan Ziviltechniker Gesellschaft m.b.H., „Ergänzungsbericht 1“, 11.10.2018; (Einlage UE-2.1.4)
- Marktgemeinde Trautmannsdorf an der Leitha, „Bestätigung Wohnnutzung GST 3502, KG Sarasdorf“, 31.09.2018 (Einlage UE-3.5.2)
- Ruralplan Ziviltechniker Gesellschaft m.b.H., „Schattenwurftechnische Untersuchung – Revision 1“, 11.10.2018; (Einlage UE-3.2.3)
- DNV GL, „Type Certificate – Ice Detection System for 4Blade Ice Detection“, Certificate No.: TC-DNVGL-SE-0439-04235-0, 2018-09-21; (Einlage UE-3.8.2)

2.3 PRÜFGRUNDLAGEN DES SACHVERSTÄNDIGEN

- NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005 (NÖ EIWG 2005) in der gültigen Fassung; (Lit. 1)
- LGBl NÖ 105/13; NÖ RAUMORDNUNGSGESETZ (NÖ ROG 1976), 2013-11-22 (Lit. 2)
- UVE-LEITFADEN; Eine Information zur Umweltverträglichkeitserklärung; Überarbeitete Fassung 2012, REPORT REP-0396, UBA, Wien, 2012; (Lit. 3)
- B. Tammelin, M. Cavaliere, H. Holttinen, C. Morgan, H. Seifert und K. Sääntti, „Wind energy production in cold climate (WECO)“, 1998; (Lit. 4)
- H. Seifert, A. Westerhellweg und J. Kröning, „Risk analysis of ice throw from wind turbines“, Pyhä, 2003; (Lit. 5)
- H. Seifert, „Technische Ausrüstung von Windenergieanlagen an extremen Standorten“, keine Datumsangabe; (Lit. 6)
- R. Bredesen, K. Harstveit, „IceRisk: Assessment of risks associated with ice throw and ice fall“, Winterwind 2014; (Lit. 7)
- R. Slovak, S. Schönherr, „Berechnung und Bewertung des individuellen Risikos für den öffentlichen Verkehr“, 02.11.2010; (Lit. 8)
- J. Pohl, F. Faul und R. Mausfeld, „Belästigung durch periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen - Laborpilotstudie“, Kiel, 2000; (Lit. 9)
- Länderausschuss für Immissionsschutz, „Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen“, 2002; (Lit. 10)
- Landesumweltamt Nordrhein-Westfalen, „Sachinformation - Optische Immissionen von Windenergieanlagen“, Nordrhein-Westfalen, 2002; (Lit. 11)
- H.-D. Freund, „Einflüsse der Lufttrübung, der Sonnenausdehnung und der Flügelform auf den Schattenwurf von Windenergieanlagen“, DEWI Magazin Nr. 20, Februar 2002; (Lit. 12)

Abkürzungen

WKA/WEA	Windkraftanlage/Windenergieanlage
WP	Windenergiepark
WEAn	Windenergieanlagen

3. BEFUND

Bei den nachstehenden Ausführungen wird auf die Aspekte bezüglich Eisabfall und Schattenwurf in der Betriebsphase für die neu zu errichtenden Windkraftanlagen eingegangen.

3.1 PROJEKTBE SCHREIBUNG

Die Konsenswerberin plant die Errichtung von insgesamt 6 Windkraftanlagen der Type Senvion 3.6M140. Die geplanten Windkraftanlagen sollen die bestehenden 8 Windkraftanlagen der Type Vestas V80 (Nabenhöhe 100 m, Rotordurchmesser 140 m) ersetzen.

Die Bestandsanlagen TD 04 und TD 07 werden im Zuge des Repoweringvorhabens zwar abgebaut, jedoch nicht durch neue Windkraftanlagen ersetzt.

In Tabelle 1 sind die neu zu errichtenden Windkraftanlagen dargestellt.

Tabelle 1: Windkraftanlagen des geplanten Windparks Trautmannsdorf I – Repowering (Einlage 2.1.2)

Bezeichnung	Rotordurchmesser (m)	Nabenhöhe + Fundamenthöherstellung (m)	Maximale Blattspitzenhöhe (m)
TD I-R 01	140	107+0	177
TD I-R 02	140	107-1	197
TD I-R 03	140	127+3	197
TD I-R 04	140	127+3	197
TD I-R 05	140	127+3	197
TD I-R 06	140	157+1	227

Tabelle 2 stellt einen Auszug der technischen Daten der zu errichtenden Windenergieanlagen der Type Senvion 3.6M140 dar.

Tabelle 2: Technische Daten Senvion 3.6M140

Allgemein	
Nennleistung (MW)	3,6
Rotordurchmesser (m)	140
Nabenhöhe (m)	107/127/157
Max. Blattspitzenhöhe (m)	177/197/227
Rotor	
Überstrichene Fläche (m²)	15.394
Blattlänge (m)	68,5
Blattanzahl (-)	3
Automatische Windnachführung	Vorhanden
Windgeschwindigkeiten (10-Minuten-Mittel)	
Startgeschwindigkeit (m/s)	3
Abschaltgeschwindigkeit (m/s)	22

Die Windkraftanlagen sind grundsätzlich das gesamte Jahr betriebsbereit und werden bei ausreichender Windstärke betrieben. Ausgenommen sind regelmäßige Wartungsarbeiten sowie störungsbedingte Ausfälle.

3.1.1 Situierung der zu errichtenden Windkraftanlagen

Die geplanten Windkraftanlagenstandorte befinden sich in der Marktgemeinde Trautmannsdorf (KG Stixneusiedl und KG Sarasdorf) zu stehen.

- Die Anlagenstandorte TD I-R 01 bis TD I-R 05 befinden sich in der KG Stixneusiedl
- Der Anlagenstandort TD I-R 06 befindet sich in der KG Sarasdorf

Die Umgebung des Standortes ist gekennzeichnet durch landwirtschaftlich genutzte Flächen.

Abbildung 1 zeigt einen Übersichtslageplan des Vorhabens und den benachbarten bestehenden Windparks.

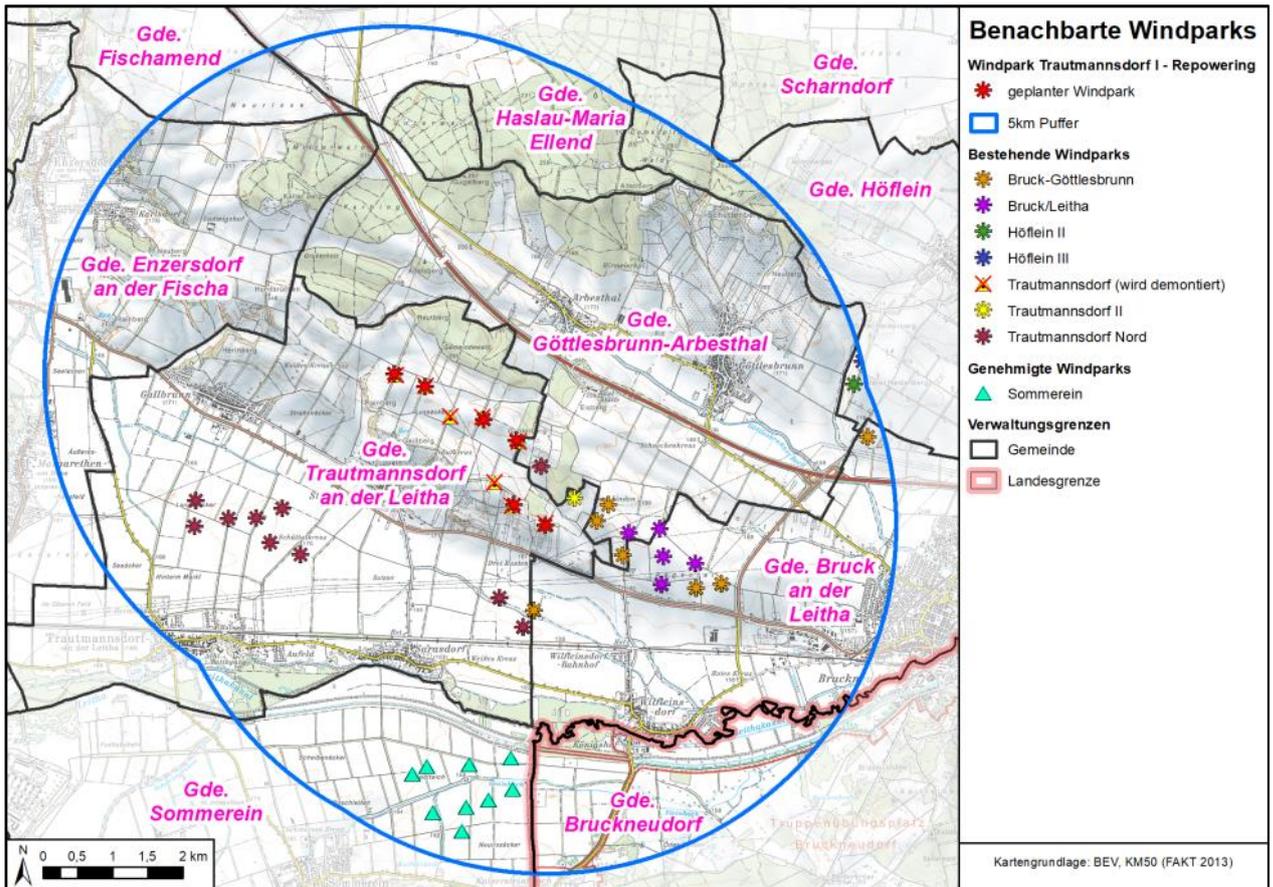


Abbildung 1: Übersichtslageplan (Einlage 2.1.1)

In Tabelle 3 sind die Koordinaten der neu zu errichtenden Windkraftanlagen zusammengefasst. Die Standorte werden gegenüber den bestehenden Windkraftanlagen nur geringfügig angepasst.

Tabelle 3: Koordinaten der neu zu errichtenden Windkraftanlage

Windkraftanlagen-bezeichnung	Koordinaten (BMN34)		
	Rechts	Hoch	Geländehöhe über Adria (m)
TD I-R 01	775.556,77	324.395,92	219
TD I-R 02	775.997,52	324.209,96	220
TD I-R 03	776.829,22	323.741,63	204
TD I-R 04	777.299,65	323.438,16	207
TD I-R 05	777.263,74	322.513,34	207
TD I-R 06	777.710,94	322.217,75	198

3.1.2 Benachbarte Windparks

Im Umkreis von 5 km zum geplanten Vorhaben befinden sich die folgenden genehmigten bzw. bestehenden Windparks. Eine detaillierte Darstellung findet sich in Einlage 2.1.1 auf Seite 8.

- Windpark Bruck an der Leitha
- Windpark Bruck-Göttlesbrunn
- Windpark Höflein II
- Windpark Höflein III
- Windpark Sommerein
- Windpark Trautmannsdorf II
- Windpark Trautmannsdorf Nord

3.2 SCHATTENWURF

Je nach Standort einer Windkraftanlage kann vom Schattenwurf des sich drehenden Rotors eine Belästigung für Menschen ausgehen. Der periodisch auftretende Schatten verursacht je nach Drehzahl und Anzahl der Blätter hinter der Anlage Lichtwechsel, die auf den Menschen störend wirken und bei längeren Andauern unerträglich werden können.

Es wurden die durch das gegenständliche Vorhaben zu erwartenden Schattenimmissionen im Zuge einer Schattenimmissionsprognose ermittelt. Zusätzlich erfolgte eine Betrachtung der kumulativen Wirkung mit den bestehenden und genehmigten Nachbarwindparks.

3.2.1 Schattenimmissionsprognose

Die Berechnungen wurden mit der Software WindPro 3.2.701 von EMD mittels des Moduls SHADOW durchgeführt.

Der Sonnenstand im Tages- und Jahresverlauf bildet die Grundlage für die Berechnung des Schattenwurfs. Ausgehend von der Simulation des Verlaufs der Sonne in 1-Minutenschritten, berechnet das Programm den Gang des Schattens von Windenergieanlagenrotoren über eine Zeitspanne von einem Jahr. Es wurde auch der kumulative Effekt mit benachbarten Windparks berücksichtigt.

Die Berechnung berücksichtigt die geringfügig unterschiedliche Dauer eines Tages von einem Sonnenstand zum nächsten Sonnenhöchststand, die aufgrund der elliptischen Umlaufbahn der Erde um die Sonne im Laufe eines Jahres um bis zu 16 Minuten variieren kann.

Als Immissionsfläche wurde ein Fenster von 1 m² in einer Höhe von 2 m über Boden herangezogen. Der so definierte Schattenrezeptor besitzt dabei in keine spezielle Ausrichtung, sondern ist in allen Richtungen offen („Gewächshaus-Modus“).

Anmerkung: In höheren Lagen ist die vom Sonnenlicht zu durchdringende Luftmassenzahl geringer. Die Schattenwurfreichweite wird dadurch erhöht. Bis zu einer Höhenlage von 400 m vergrößert sich dieser Bereich aber nur geringfügig um maximal 2 % (Lit. 6).

Ein Schattenwurfereignis wird gewertet, wenn sich die Sonne aus Sicht des Rezeptors ganz oder mehr als 20% hinter einem Rotorblatt befindet.

3.2.1.1 Bedingungen

Bei der Schattenimmissionsprognose unterscheidet man die maximale astronomische Beschattungsdauer und die meteorologisch wahrscheinliche Beschattungsdauer:

Der maximalen astronomischen Beschattungsdauer wird bei der Berechnung unter anderem zugrunde gelegt, dass die Sonne ganztägig an allen Tagen im Jahr scheint, die Windenergieanlage ständig in Betrieb ist und der Rotor sich dreht. Weiters wird angenommen, dass die Windrichtung mit der Richtung der Sonnenstrahlen identisch ist - die Ausrichtung des Rotors hat damit den größtmöglichen Schatten zur Folge.

Die reale Beschattungsdauer entspricht hingegen der meteorologisch wahrscheinlichen Beschattungsdauer durch Einbeziehung von meteorologischen Daten zur Simulation der örtlichen Bedingungen. Die Berücksichtigung der tatsächlichen meteorologischen Verhältnisse wird in der Regel die astronomisch maximale Beschattungsdauer reduzieren.

Es wurde die für die Anrainer ungünstigste Variante berechnet (astronomisches Kriterium).

In der Realität wird jedoch die Intensität des Schattenwurfs stark von der Trübung der Atmosphäre beeinflusst. Die Trübung des Himmels ist auf den Bestand von Molekülen und Aerosolen wie Staub und anderen Verunreinigungen der Luft zurückzuführen. Bei klarer Luft (wenig Trübung) ist mit größerem Schattenwurf zu rechnen. Umgekehrt verringert sich die Reichweite bei größerer Trübung (Lit. 6).

3.2.1.2 Schattenemittenten

Als Schattenemittenten wurden für den gegenständlichen Windpark Windkraftanlagen der Type Servion 3.4M140 (entspricht modelltechnisch 3.6M114) mit einem Rotordurchmesser von 140 m herangezogen. Die Fundamenterrhöhungen wurden durch entsprechende Erhöhung der Nabenhöhe im Modell berücksichtigt.

3.2.1.3 Untersuchungsraum

Hinsichtlich des Schattenwurfs wurde zur Festlegung der Immissionspunkte der schattenwurfrelevante Bereich ermittelt, d.h. jene Entfernung zur Windkraftanlage, in der die Sonnenscheibe zu mindestens 20 % vom Rotorblatt verdeckt wird. Aufgrund der nicht konstanten Breite eines Rotorblattes wird dazu ein ersatzweise rechteckiges Rotorblatt mit einer mittleren Blatattiefe herangezogen (Lit. 4)

$$\text{Mittlere Blatattiefe} = \frac{1}{2}(\text{maximale Blatattiefe} + \text{minimale Blatattiefe bei } 0,9 \cdot \text{Rotorradius})$$

Der maximale Einflussbereich der geplanten Windkraftanlagen beträgt demnach 1.758 m, bei größerer Entfernung ist von keinen relevanten Beeinflussungen durch periodischen Schattenwurf auszugehen. Die relevanten Schattenwurfimmissionen der anderen projektgegenständlichen Anlagentypen wurden analog ermittelt.

Der Schattenwurf ausgehend von Sonnenständen unter 3° Erhöhung über dem Horizont wurde für ebenes Gelände vernachlässigt. Grund dafür sind Bewuchs, Bebauung und die vom Sonnenlicht zu durchdringenden Atmosphärenschichten.

3.2.1.4 Immissionspunkte

Für die Ermittlung der zu erwartenden Immissionen wurden Immissionspunkte gewählt, die sich an der umgebenden Baulandwidmung bzw. bei bewohnten Gebäuden befinden. Die Immissionspunkte wurden jeweils an den Windkraftanlagenstandorten zugewandten Wohnbereichen platziert.

Die Lage der Immissionspunkte ist Tabelle 4 zu entnehmen. Die Entfernungsangaben in Tabelle 4 beziehen sich jeweils auf die nächstgelegene Windkraftanlage des gegenständlichen Vorhabens (in Klammern angegeben, ausgehend vom Koordinatenmittelpunkt).

Tabelle 4: Koordinaten der Immissionspunkte für die Schattenwurfprognose

Immissionspunktbezeichnung	BMN M34			Distanz nächstgelegene WKA (m)
	x	y	Seehöhe (m)	
IP A – Gallbrunn	773.921	324.040	182	1.674 (TD I-R 01)
IP B – Stixneusiedl Nord 1	775.551	323.393	225	931 (TD I-R 02)
IP C – Stixneusiedl Nord 2	775.587	323.296	211	1.002 (TD I-R 02)
IP D – Stixneusiedl Nord 3	775.619	323.170	199	1.107 (TD I-R 02)
IP E – Stixneusiedl Ost 1	775.892	322.866	188	1.283 (TD I-R 03)
IP F – Stixneusiedl Ost 2	775.882	322.692	174	1.393 (TD I-R 05)
IP G – Arbesthal 1	777.974	324.725	173	1.453 (TD I-R 04)
IP H – Arbesthal 2	777.928	324.768	175	1.471 (TD I-R 04)

3.2.1.5 Ergebnisse der Immissionsprognose

Auf Basis der beschriebenen Kriterien erfolgte die Berechnung an den festgelegten Immissionspunkten für die maximale astronomische Beschattungsdauer in Stunden pro Jahr (h/a) und Minuten pro Tag (min/d), an denen Beschattung durch das gegenständliche Vorhaben auftritt.

Näher betrachtet wurden die Einzelbelastung, ausgehend vom Windpark Trautmannsdorf I-Repowering alleine und die kumulative Belastung nach Ausführung des gegenständlichen Vorhabens (d.h. Windpark Trautmannsdorf I-Repowering + bestehende/genehmigte Nachbarwindparks).

Vorbelastung

Bei dieser Berechnungsvariante wurden die bereits bestehenden und genehmigten Windparks (mit Ausnahme des abzubauenen Windparks Trautmannsdorf) berücksichtigt.

In Tabelle 5 sind die Berechnungsergebnisse der astronomisch maximalen Beschattungsdauer zusammengefasst.

Tabelle 5: Berechnungsergebnisse: Vorbelastung

Immissionspunkt	Astronomisch maximale Beschattungsdauer	
	hh:mm/a	min/d
IP A – Gallbrunn	0:00	0
IP B – Stixneusiedl Nord 1	0:52	6
IP C – Stixneusiedl Nord 2	1:23	9
IP D – Stixneusiedl Nord 3	2:52	11
IP E – Stixneusiedl Ost 1	5:52	12
IP F – Stixneusiedl Ost 2	4:40	13
IP G – Arbesthal 1	0:00	0
IP H – Arbesthal 2	0:00	0

In Abbildung 3 sind die Ergebnisse der Schattenwurfberechnung grafisch dargestellt.

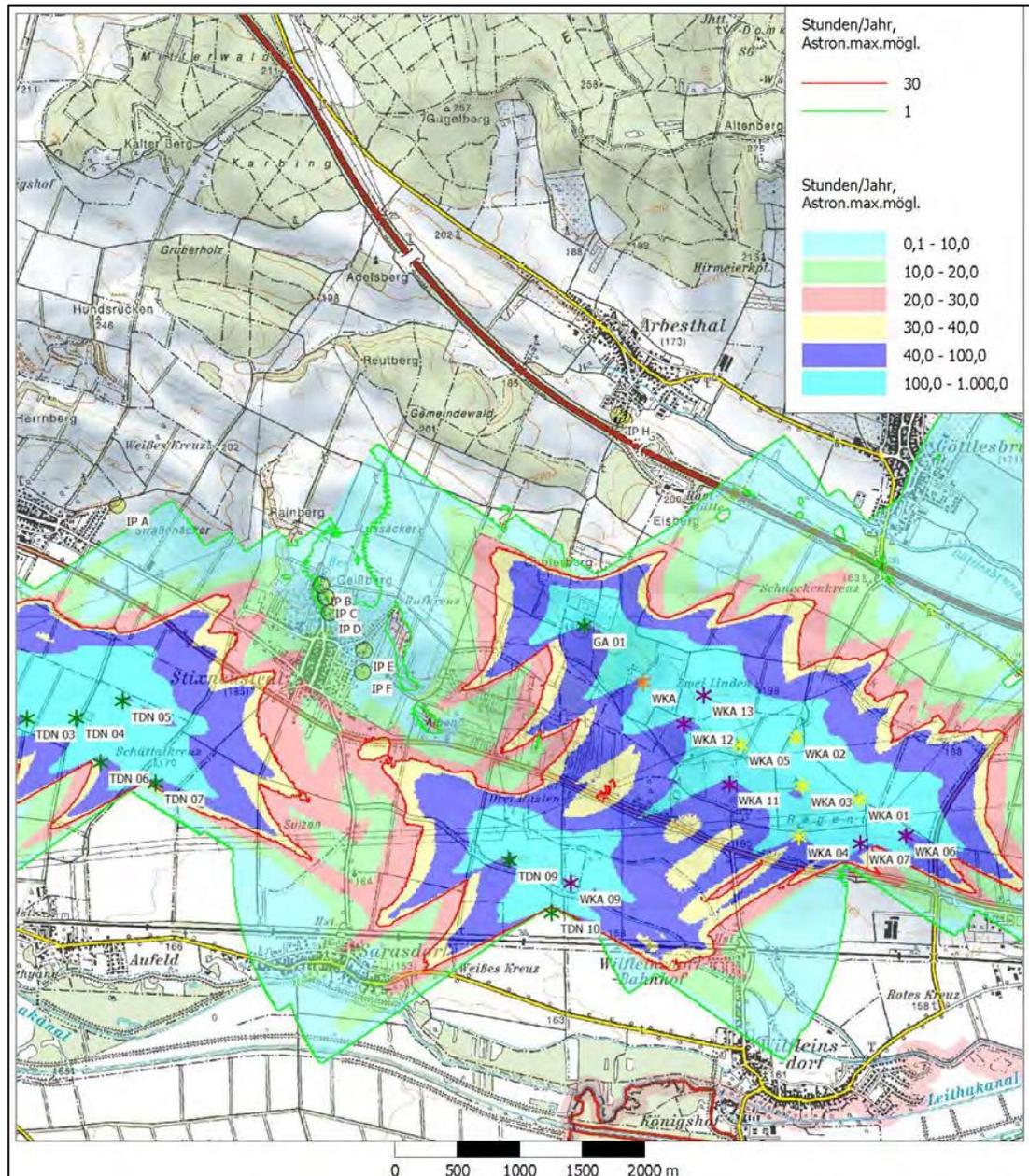


Abbildung 2: Vorbelastung (ohne den abzubauenen Windpark Trautmannsdorf) (UE-3.2.3)

Einzelbelastung durch den Windpark Trautmannsdorf I-Repowering

Bei dieser Berechnungsvariante wurde nur das gegenständliche Vorhaben Windpark Trautmannsdorf I-Repowering berücksichtigt.

In Tabelle 6 sind die Berechnungsergebnisse der astronomisch maximalen Beschattungsdauer zusammengefasst.

Tabelle 6: Berechnungsergebnisse: Einzelbelastung

Immissionspunkt	Astronomisch maximale Beschattungsdauer	
	hh:mm/a	min/d
IP A – Gallbrunn	6:50	20
IP B – Stixneusiedl Nord 1	0:00	0
IP C – Stixneusiedl Nord 2	0:00	0
IP D – Stixneusiedl Nord 3	0:00	0
IP E – Stixneusiedl Ost 1	21:54	23
IP F – Stixneusiedl Ost 2	29:58	23
IP G – Arbesthal 1	18:08	23
IP H – Arbesthal 2	22:05	23

In Abbildung 3 sind die Ergebnisse der Schattenwurfberechnung grafisch dargestellt.

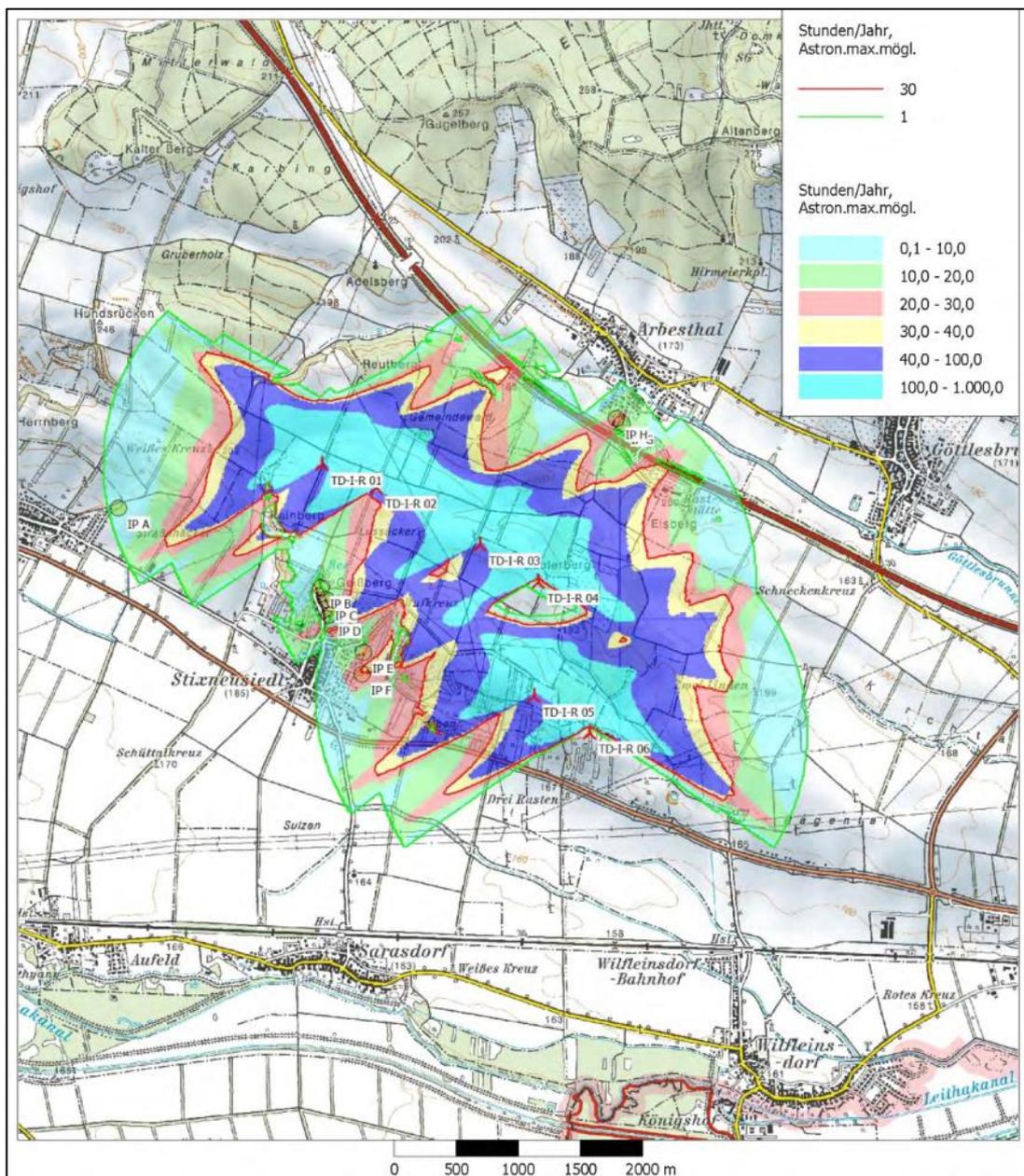


Abbildung 3: Einzelbelastung Windpark Trautmannsdorf I-Repowering (UE-3.2.3)

Eine Veröffentlichung dieses Berichtes ist nur in vollem Wortlaut gestattet. Eine auszugsweise Vervielfältigung oder Wiedergabe bedarf der schriftlichen Zustimmung des TÜV Austria.

Kumulierte Belastung nach Ausführung des gegenständlichen Vorhabens

Bei dieser Variante wurden die zu erwartenden Schattenimmissionen der bestehenden und genehmigten Nachbarwindparks (mit Ausnahme des Windparks Trautmannsdorf, der im Zuge des gegenständlichen Vorhabens abgebaut wird) und des Windparks Trautmannsdorf I-Repowering berücksichtigt.

In Tabelle 7 sind die Berechnungsergebnisse der astronomisch maximalen Beschattungsdauer zusammengefasst.

Tabelle 7: Berechnungsergebnisse: Kumulative Immissionen nach Ausführung des gegenständlichen Vorhabens

Immissionspunkt	Astronomisch maximale Beschattungsdauer	
	hh:mm/a	min/d
IP A – Gallbrunn	6:50	20
IP B – Stixneusiedl Nord 1	0:52	6
IP C – Stixneusiedl Nord 2	1:23	9
IP D – Stixneusiedl Nord 3	2:52	11
IP E – Stixneusiedl Ost 1	27:46	32
IP F – Stixneusiedl Ost 2	34:38	34
IP G – Arbesthal 1	18:08	23
IP H – Arbesthal 2	22:05	23

In Abbildung 3 sind die Ergebnisse der Schattenwurfberechnung grafisch dargestellt.

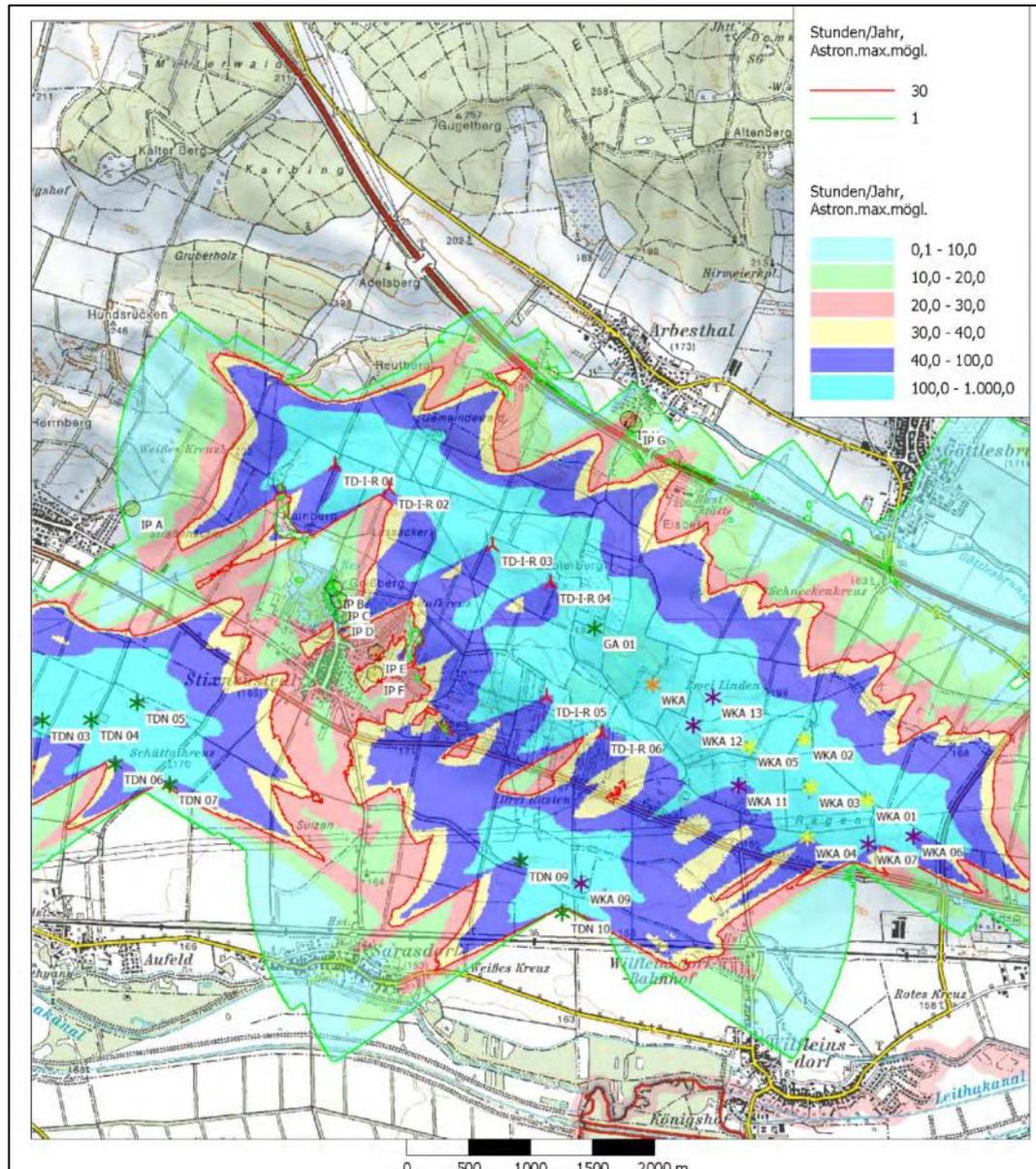


Abbildung 4: Kumulative Immissionen nach Ausführung des gegenständlichen Vorhabens (UE-3.2.3)

3.2.1.6 Schutzmaßnahmen

In der geplanten Windkraftanlage TD I-R 05 des gegenständlichen Vorhabens soll ein Schattenwurfmodul verbaut werden, um die Einwirkung von periodischem Schattenwurf an den Immissionspunkten E und F einzugrenzen.

Der zugehörige Lichtsensor wird auf der Gondel der TD I-R 05 montiert und aktiviert bei Überschreiten der eingestellten Lichtstärke die Schattenabschaltung für die programmierten Immissionspunkte IP E und F. Bei Überschreitung der eingestellten Grenzwerte wird die Windkraftanlage für die Dauer des Schattenwurfs abgeschaltet.

3.3 EISABFALL

Unter bestimmten meteorologischen Bedingungen kann es an den Rotorblättern von Windenergieanlagen zu Eisablagerungen kommen. Diese Bedingungen sind ortsabhängig und treten meist bei Temperaturen um den Gefrierpunkt bei gleichzeitig hoher Luftfeuchtigkeit auf. Wenn sich Eisfragmente von den Rotorblättern lösen, ist unter gewissen Windverhältnissen ein Vertragen von Eisstücken möglich, was ein Risiko für sich in der Nähe der Windenergieanlage befindliche Personen bedeuten kann.

Um den Einflussbereich der Eisverfrachtung auf umliegendes Gelände zu minimieren, sollte eine Windkraftanlage im Falle der Vereisung der Rotorblätter oder Rotorblattteile abgeschaltet werden. Unter dieser Bedingung ist davon auszugehen, dass es nicht zum Wegschleudern von Eisstücken durch den sich drehenden Rotor (Eisabwurf) kommen kann. Es ist von Eisabfall auszugehen. Abfallende Eisstücke können somit lediglich durch den vorherrschenden Wind vertragen werden.

Abstand zu Landesstraßen und Autobahnen

Im Umkreis von 1.000 m um die geplanten Anlagenstandorte befinden sich die im Folgenden angegebenen Landesstraßen und Autobahnen.

- Landesstraße B10

Die nächstgelegene Windkraftanlage TD I-R 06 befindet sich in einer Entfernung von ca. 444 m zur Landesstraße B10.

Geplante Schutzmaßnahmen

Die geplanten Windkraftanlagen wird mit dem Eiserkennungssystem fos4IceDetection ausgestattet, welches dazu ausgelegt ist Eisansatz an jedem einzelnen Rotorblatt zu detektieren. Bei Erkennung von Eisansatz wird die jeweilige Windkraftanlage automatisch abgeschaltet.

Ein Fehler oder Defekt am Eiserkennungssystem führt bei Umgebungstemperaturen unter 3 °C in Nabenhöhe zur automatischen Abschaltung der Windkraftanlage („fail-Safe“-Ausführung).

Im Umkreis von mindestens 120 % der maximalen Blattspitzenhöhe werden auf den im Projektgebiet verlaufenden Zuwegungen zur den Windkraftanlagen Warntafeln mit Warnleuchten aufgestellt, die auf die Gefahr von Eisabfall hinweisen. Wenn an einer Windkraftanlage Eis detektiert wird, werden alle Warnleuchten automatisch aktiviert.

Die Position der Warntafeln und Signalleuchten ist in Abbildung 5 ersichtlich.

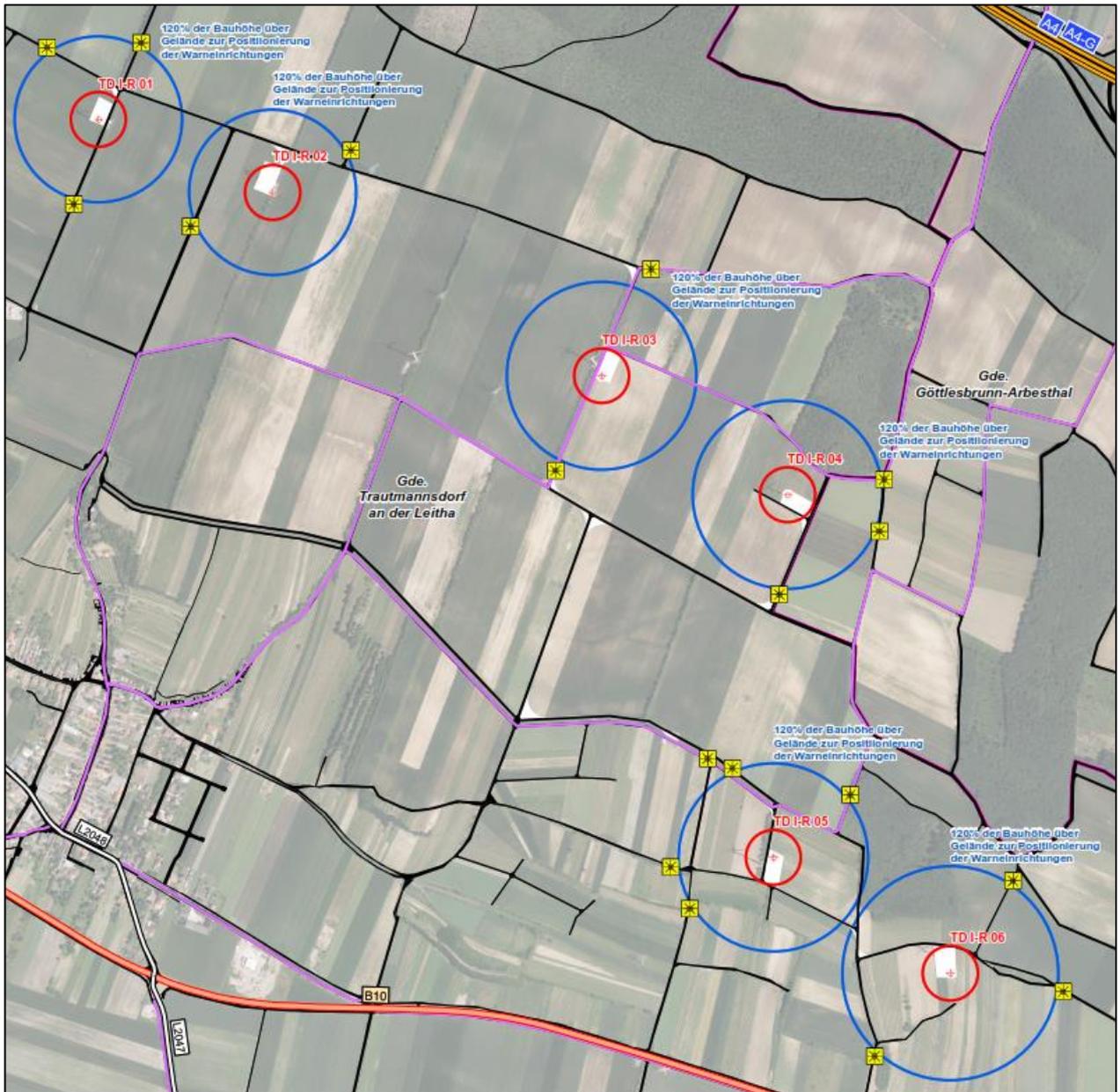


Abbildung 5: Position der Warntafeln und Signalleuchten (Ausschnitt aus Einlage 2.2.7)

Das System ist ausgelegt, die Eisfreiheit der Rotorblätter zu erkennen. Die Windkraftanlagen sollen in diesem Fall nach einem Stopp aufgrund eines Eisansatzereignisses wieder selbstständig in den Produktionsbetrieb übergehen.

Die Warnleuchten werden automatisch abgeschaltet, sobald gemäß Eiserkennungssystem alle Windkraftanlagen des Windparks auf Eisfreiheit detektiert wurden.

Meteorologie

Als Basis für die Eisfallsimulationen wurden die gemessenen 10-Minuten Mittelwerte von Windgeschwindigkeit und Windrichtung der 50 m hohen Mastmessung Trautmannsdorf verwendet.

Der Standort der Windmessung befindet sich ca. 120 m nordöstlich der geplanten Windkraftanlage TD I-R 01 in einer Seehöhe von ca. 220 m. Es wurden Messdaten im Zeitraum von Juli 2001 bis Juli 2002 herangezogen.

Abbildung 6 zeigt die ausgewertete Windrose des Winterhalbjahres.

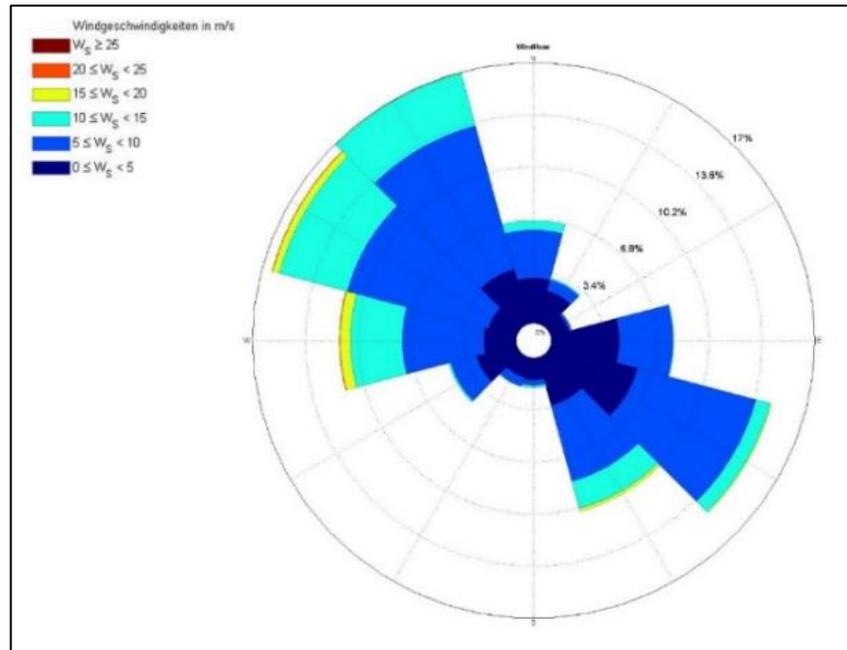


Abbildung 6: Windrose des Winterhalbjahres (Einlage 3.2.6)

Der Standort ist mehrheitlich von Winden aus west bis nord-westlicher bzw. süd-südöstlicher Richtung geprägt. Auch die stärksten Winde sind während der Messperiode im Winterhalbjahr primär bei dieser Windrichtung aufgetreten.

Beurteilungsgrundlage

Zur Bewertung des Risikos von Eisabfall von Windenergieanlagen ist festzulegen, welche Wahrscheinlichkeit für die Gefährdung von Leib und Leben für eine Einzelperson (in Form von Ereignissen pro Jahr) als gesellschaftlich akzeptiertes Risiko angesehen werden kann. In Branchen ohne festgelegte Risikoakzeptanzkriterien orientiert man sich häufig an 10^{-5} Todesfällen pro Jahr (vgl. Lit. 7).

Risikobetrachtung

In Einlage 3.2.6 wurden Fallsimulationen von diversen Eisstücken durchgeführt.

Um das Ausmaß des Risikos durch Eisabfall von Windenergieanlagen abzuschätzen, wird die Wahrscheinlichkeit für die Gefährdung von Leib und Leben von Personen in der Nähe der Anlagen in der Form von Ereignissen pro Jahr herangezogen.

Die Wahrscheinlichkeit setzt sich dabei aus folgenden Parametern zusammen:

- Wahrscheinlichkeit, dass Vereisungsbedingungen vorherrschen
- Wahrscheinlichkeit, dass genau an einem entsprechenden Punkt ein Eisstück am Boden auftrifft
- Häufigkeitsverteilung der Eisstückmasse
- Anzahl der abfallenden Eisstücke pro Jahr

Ergebnisse der Risikobetrachtung

Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Eisstück bestimmter Größe in ein bestimmtes Quadrat der Größe 1 m·1 m fällt, ist im Bereich des Anlagen-Turmfußes am größten und nimmt mit zunehmenden Abstand von einer Windkraftanlage ab.

In Abbildung 7 sind die Ergebnisse der Fall-Simulationen in Form Auftreffwahrscheinlichkeiten von abfallenden Eisstücken visualisiert.

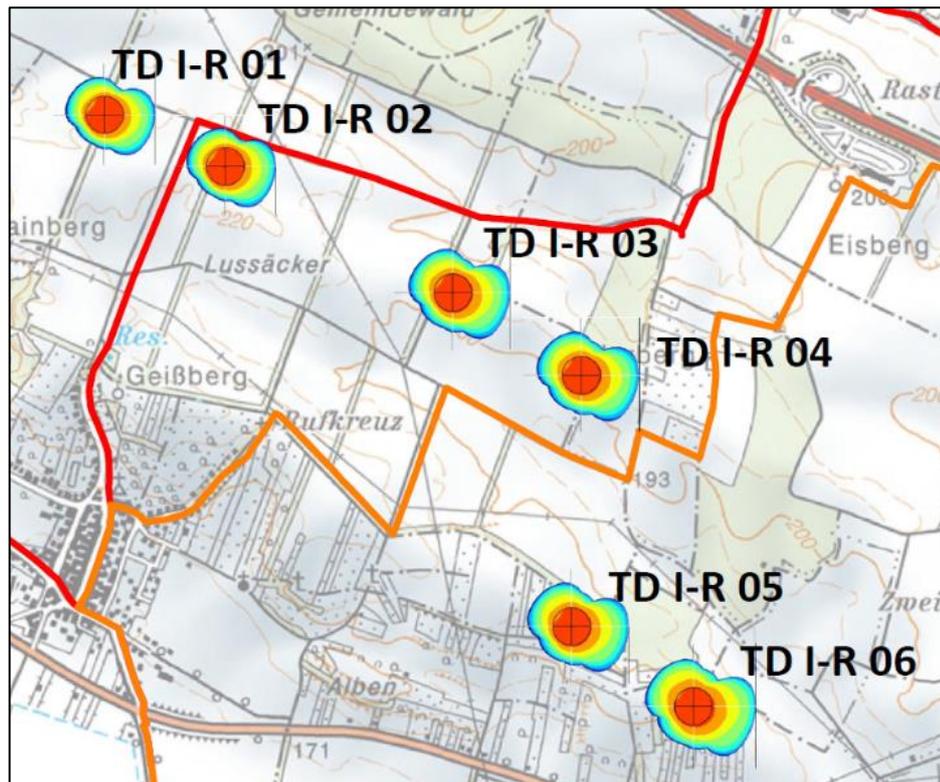


Abbildung 7: Visualisierung der Auftreffwahrscheinlichkeiten von Eisstücken – Radtouren „Alpen-Karpaten-Korridor Etappe 4“ (orange), „Winzer Tour Carnuntum“ (rot) (Ausschnitt aus Einlage 3.2.6)

Für die Abschätzung des maximalen Risikos für Passanten wurde der Weg verlaufend entlang den Windkraftanlagen TD I-R 04 und TD I-R 03 ausgewählt. Diese Wegkombination stellt relativ gesehen die größte Gefährdung für Passanten im betrachteten Windparkareal dar.

Als Passanten wurden Fußgänger und Radfahrer betrachtet. Die Auftreffwahrscheinlichkeit von Eisstücken in der Umgebung der jeweiligen Windkraftanlagen wurde dabei mit der Aufenthaltswahrscheinlichkeit der Passanten verschnitten. Das ermittelte Gesamtrisiko ohne Zusatzmaßnahmen wurde mit ca. $6,7 \cdot 10^{-6}$ Todesfällen pro Jahr berechnet.

An den Zuwegungen zum Windparkareal werden Passanten durch Hinweistafeln und Signalleuchten (siehe Abbildung 5) auf möglichen Eisabfall hingewiesen. Durch diese Maßnahme wird eine Reduzierung des Individualrisikos um eine Zehnerpotenz angenommen. Somit kommt dieses bei ca. $6,7 \cdot 10^{-7}$ tödlichen Treffern von Passanten pro Jahr zu liegen.

Es sind keine Verfrachtungen von abfallenden Eisstücken auf die umliegenden Landesstraßen und Autobahn zu erwarten.

Zusammenfassend beurteilt Einlage 3.2.6 das Risiko infolge von Eisabfall folgendermaßen:

„Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass unter Berücksichtigung der erwähnten, risikominimierenden Maßnahmen das Gesamtrisiko für Personen, die sich im Umfeld der WKA bewegen, von herabfallenden Eisstücken Schaden zu nehmen, unter den gültigen Grenzwerten liegt und somit geringer als das allgemein akzeptierte Risiko ist.“

3.3.1.1 Schutzmaßnahmen

Siehe Befund.

4. GUTACHTEN

Die angeführten Unterlagen wurden auf Vollständigkeit, Plausibilität und technische Richtigkeit geprüft und für in Ordnung befunden.

Somit können die im Befund angeführten Angaben und Unterlagen als Grundlage für das Gutachten verwendet werden.

Daraus lassen sich folgende Schlüsse ableiten.

4.1 BAUPHASE

4.1.1 Schattenwurf

Während der Bauphase tritt kein wiederkehrender Schattenwurf durch den bewegten Rotor der Windenergieanlage auf. Es ist somit nicht mit periodischem Schattenwurf zu rechnen und daher auch keine schattenwurfspezifische Beurteilung der Bauphase notwendig.

4.1.2 Eisabfall

Betrachtungen hinsichtlich der Bauphase sind für die gegenständliche Fragestellung nicht relevant und wurden daher nicht im Speziellen behandelt.

4.2 BETRIEBSPHASE

4.2.1 Schattenwurf

Beurteilungsgrundlagen

Für die Beurteilung des periodischen Schattenwurfs wird dessen zeitliche Einwirkdauer an einem Immissionspunkt herangezogen. Tabelle 8 zeigt Richtwerte für die astronomische und meteorologische Beschattungsdauer. Diese finden in Anlehnung an die Vorgaben des deutschen Bundes-Immissionsschutzgesetz in der österreichischen Genehmigungspraxis üblicherweise Anwendung.

Tabelle 8: Richtwerte zur Beurteilung des Schattenwurfs (Lit. 5)

	Kriterium	Richtwert
Astronomisch	maximale Beschattungsdauer pro Tag	30 Minuten
	maximale Beschattungsdauer pro Jahr	30 Stunden

Bei einer Unterschreitung der genannten Richtwerte (tägliche und jährliche Beschattungsdauer) ist nicht mit einer erheblichen Belästigung durch periodischen Schattenwurf am jeweiligen Immissionspunkt zu rechnen. Es sind dabei die kumulierenden Einwirkungen anderer Windenergieanlagen zu berücksichtigen (Lit. 5).

In Tabelle 9 sind die einzelnen Berechnungsergebnisse der Vor-, Einzel- und kumulativen Belastung gegenübergestellt.

Tabelle 9: Gegenüberstellung der berechneten Schattenimmissionen (jeweils astronomisch maximale Beschattungsdauer)

Immissionspunkt	Vorbelastung		Einzelbelastung		Kumulative Belastung	
	hh:mm/a	min/d	hh:mm/a	min/d	hh:mm/a	min/d
IP A – Gallbrunn	0:00	0	6:50	20	6:50	20
IP B – Stixneusiedl Nord 1	0:52	6	0:00	0	0:52	6
IP C – Stixneusiedl Nord 2	1:23	9	0:00	0	1:23	9
IP D – Stixneusiedl Nord 3	2:52	11	0:00	0	2:52	11
IP E – Stixneusiedl Ost 1	5:52	12	21:54	23	27:46	32
IP F – Stixneusiedl Ost 2	4:40	13	29:58	23	34:38	34
IP G – Arbesthal 1	0:00	0	18:08	23	18:08	23
IP H – Arbesthal 2	0:00	0	22:05	23	22:05	23
Richtwert	30:00	30	30:00	30	30:00	30

Es ist anzumerken, dass sich Schattenwurfereignisse von einzelnen Windkraftanlagen an einem Immissionspunkt überlagern können.

Am Immissionspunkt IP F werden die jährlichen und täglichen Richtwerte überschritten. Am Immissionspunkt IP E wird der tägliche Richtwert überschritten.

Bei Vergleich der Vor- und Einzelbelastung mit der kumulativen Belastung ist ersichtlich, dass das gegenständliche Vorhaben zu den Richtwertüberschreitungen beiträgt. Die maßgeblichen Immissionen an den erwähnten Immissionspunkten gehen dabei jeweils von den beiden Windkraftanlagen TD I-R 04 und ID I-R 05 aus.

In Punkt 3.2.1.6 wurde dazu in den Einreichunterlagen eine Maßnahme zur Einhaltung Richtwerte (automatische Schattenabschaltung) angeführt. Die Maßnahme wird unter den in Punkt 5. angeführten Auflagenvorschlägen konkretisiert.

An den restlichen Immissionspunkten werden die Richtwerte eingehalten.

4.2.2 Eisabfall

Das verwendete Eisansatzerkennungssystem ist aufgrund der kontinuierlichen Feststellung von Eisansatz an den Rotorblättern dazu ausgelegt, die jeweilige Windkraftanlage nach einem Stopp wegen eines Eisansatzereignisses nach Eisfreiheit wieder automatisch in den Betrieb überzuführen.

Die Funktion des schwingungsbasierten Detektionsmechanismus an jedem der drei Rotorblätter und die Einbindung in das Steuerungssystem der Windkraftanlage wurden in den eingereichten Unterlagen plausibel und nachvollziehbar beschrieben. Eine aktuelle Typenzertifizierung der DNV-GL liegt vor.

Die im Plan Einlag 2.2.7 angegebenen Positionen der Hinweistafeln sind aufgrund der im Befund angeführten Erläuterungen in ausreichendem Abstand zu den Windkraftanlagen positioniert.

4.3 BEURTEILUNG DER AUSWIRKUNGEN

Beurteilungen und Bewertungen erfolgen aus technischer Sicht vorbehaltlich einer medizinischen Beurteilung.

4.3.1 Schattenwurf

Am Immissionspunkt IP F und E sind nach Ausführung des Vorhabens Richtwertüberschreitungen zu erwarten. In Punkt 3.2.1.6 wurde dazu in den Einreichunterlagen eine Maßnahme zur Einhaltung Richtwerte

(automatische Schattenabschaltung) angeführt. Die Maßnahme wird unter den in Punkt 5. angeführten Auflagenvorschlägen konkretisiert.

An den restlichen Immissionspunkten sind keine Überschreitungen der Richtwerte zu erwarten.

4.3.2 Eisabfall

Die den geplanten Windkraftanlagen nächstgelegenen Landesstraßen und Autobahn liegen nicht innerhalb des festgelegten Überwachungsbereichs von 120 % der Blattspitzenhöhe der geplanten Windkraftanlagen. Es ist kein Verfrachten von Eisstücken auf diese Verkehrswege zu erwarten.

Unter 3.3.1.1 bzw. im Befund sind Maßnahmen zur Risikominimierung angeführt.

Die Einlage 3.2.6 wurde als Teil der Projektunterlagen der fachlichen Beurteilung zugrunde gelegt. Die darin beschriebenen Maßnahmen wurden daher nicht als Auflagenvorschläge formuliert sondern lediglich als Hinweise angeführt bzw. wenn notwendig in den Auflagenvorschlägen konkretisiert.

Die Auftreffwahrscheinlichkeit von abfallenden Eisfragmenten nimmt mit zunehmender Distanz von der Windkraftanlage ab.

Für die Ermittlung des Individualrisikos ist die Auftreffwahrscheinlichkeit von Eisstücken noch mit der Aufenthaltswahrscheinlichkeit von Passanten im nächstgelegenen Umfeld der Windkraftanlage zu verschneiden.

Da an den Zufahrten zum Windpark Warnschilder und im Nahbereich der Windkraftanlagen Warnleuchten angebracht werden, welche vor einer akuten Gefährdung durch Eisabfall warnen und dadurch bei einer Freizeitnutzung von einer Vermeidungsmöglichkeit im Falle eines Eisansatzes ausgegangen werden kann, ist unter dieser Voraussetzung eine unzulässige Gefährdung durch Eisabfall für die Freizeitnutzung der umliegenden Wirtschaftswege nicht zu unterstellen.

5. BEANTWORTUNG DER FRAGESTELLUNG

An den Sachverständigen wurde seitens der Behörde die Frage gestellt, ob aus fachlicher Sicht die Voraussetzungen für die Erteilung der Genehmigung nach dem NÖ EIWG 2005 erfüllt sind, gegebenenfalls unter Vorschreibung welcher Auflagen.

5.1 SCHATTENWURF

Am Immissionspunkt IP F und E sind nach Ausführung des Vorhabens Richtwertüberschreitungen zu erwarten. In Punkt 3.2.1.6 wurde dazu in den Einreichunterlagen eine Maßnahme zur Einhaltung Richtwerte (automatische Schattenabschaltung) angeführt.

Durch Umsetzung der Maßnahme kann aus technischer Sicht die Einhaltung der erforderlichen Richtwerte an den genannten Immissionspunkten E und F erwartet werden. Die Maßnahme wird unter den in Punkt 5. angeführten Auflagenvorschlägen konkretisiert. Zusätzlich wird in den Auflagenvorschlägen auch die kontinuierliche Aufzeichnung von möglichen Schattenwurfereignissen angeführt, um auf Verlangen der Behörde die Wirksamkeit der Maßnahme zu überprüfen.

An den restlichen Immissionspunkten sind keine Überschreitungen der Richtwerte zu erwarten.

5.2 EISABFALL

Zum Fachbereich Eisabfall bei Windenergieanlagen sind keine einschlägigen Normen und Richtlinien vorhanden. Zu diesem Thema wurden Versuche durchgeführt. Die daraus abgeleiteten Empfehlungen sind im gegenständlichen Projekt berücksichtigt.

Unter Berücksichtigung der empfohlenen risikominimierenden Maßnahmen liegt das Gesamtrisiko für Personen, die sich außerhalb der vom Rotorblatt überstrichenen Fläche aufhalten, von herabfallenden Eisstücken Schaden zu nehmen, im Bereich von $< 10^{-6}$ und damit geringer als das gesellschaftlich allgemein akzeptierte Risiko.

Die geplante Windkraftanlage wird bei Eisansatz an den Rotorblättern ausgeschaltet. Abfallende Eisstücke können somit lediglich durch den vorherrschenden Wind vertragen werden. Eisabfall von Windkraftanlagen kann daher grundsätzlich mit Eisabfall von Bauwerken wie z.B. einem Mast verglichen werden.

Im Gegensatz zu anderen Bauwerken werden Windkraftanlagen aber nicht in Grenznähe zu Wohn-, Betriebsgebieten oder dergleichen errichtet (vgl. Lit. 2). Des Weiteren kommen bei Windkraftanlagen im Zusammenhang mit Eisansatz umfangreiche Schutzmaßnahmen zur Anwendung (vgl. 3.3.1.1 und Auflagenvorschläge).

Unter Berücksichtigung der im Projekt vorgesehen Schutzvorkehrungen und den vorgeschlagenen Auflagen geht die Gefährdung bezüglich Eisabfall von Windenergieanlagen nicht über die Gefährdung durch Eisabfall von in Grenznähe errichteter Baulichkeiten hinaus.

Neben denen in den vorgelegten Unterlagen beschriebenen Maßnahmen werden folgende Auflagen vorgeschlagen:

1. Durch Installation einer Abschaltautomatik mit Lichtsensor und geeigneter Parametrisierung einer Schattenwurfberechnung ist sicherzustellen, dass die erforderlichen Richtwerte von maximal 8 Stunden pro Jahr und maximal 30 Minuten pro Tag an periodischen Schattenwurf an den Immissionsorten eingehalten werden.
2. Im Rahmen der Parametrisierung des Lichtsensors ist Sonnenschein mit Schattenwurf dann anzunehmen, wenn die Bestrahlungsstärke der direkten Sonneneinstrahlung auf der zur Einfallrichtung normalen Ebene mehr als 120 W/m^2 beträgt.
3. Ein Nachweis der Installation der Abschaltvorrichtung sowie dessen Parametrisierung muss vor Inbetriebnahme dokumentiert und auf Aufforderung der Behörde zur Verfügung gestellt werden.

4. Es sind ganzjährig Protokolle über die Schattenwurfereignisse zu führen und auf Aufforderung der Behörde vorzulegen. Die geführten Protokolle müssen elektronisch übermittelbar sein sowie in einem auswertbaren Format vorliegen. Die Aufzeichnungen müssen im Minutentakt erfolgen. In diesen Zeitintervallen ist jeweils die gemessene Lichtstärke, Angaben zum Betrieb (Drehzahl, Leistung) und Angaben dazu, ob in diesem Zeitraum Schattenwurf möglich, war darzustellen.
5. Die Warntafeln und Signalleuchten sind in regelmäßigen Abständen (zumindest einmal jährlich vor Beginn der Wintersaison) sowie nach entsprechenden Hinweisen zu kontrollieren. Die Funktionsweise ist sicherzustellen. Darüber sind Aufzeichnungen zu führen und zur Einsichtnahme durch die Behörde bereitzustellen.
6. Die Mühlenwarte sind zumindest jährlich in Bezug auf den risikorelevanten Eisansatz zu schulen und fortzubilden.

TÜV AUSTRIA SERVICES GMBH
Business Unit Umweltschutz

Der Sachverständige



DI Thomas Klopf

elektronisch übermitteltes Dokument mit gescannter Unterschrift

Eine Veröffentlichung dieses Berichtes ist nur in vollem Wortlaut gestattet. Eine auszugsweise Vervielfältigung oder Wiedergabe bedarf der schriftlichen Zustimmung des TÜV Austria.