



Abteilung 15 Energie, Wohnbau, Technik

→ FA Energie und Wohnbau

**Energietechnik**

BearbeiterIn: Dipl.-Ing. Josef Krenn

Tel.: (0316) 877-4075

Fax: (0316) 877-4569

E-Mail: [abteilung15@stmk.gv.at](mailto:abteilung15@stmk.gv.at)

Bei Antwortschreiben bitte  
Geschäftszeichen (GZ) anführen

GZ: ABT15-20.20-3310/2013-8

Graz, am 27. Oktober 2014

Ggst.: Fachgutachten zur UVP Windpark Pretul

# FACHGUTACHTEN ZUR UVP WINDPARK PRETUL

## FACHBEREICH ELEKTROTECHNIK

# 1 INHALTSVERZEICHNIS

<b>1</b>	<b>INHALTSVERZEICHNIS</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>FACHBEFUND</b>	<b>4</b>
<b>2.1</b>	<b>Vorhaben</b>	<b>4</b>
<b>2.2</b>	<b>Projektunterlagen</b>	<b>4</b>
<b>2.3</b>	<b>Gemeinsamer Befund</b>	<b>4</b>
<b>2.4</b>	<b>Fachspezifischer Befund</b>	<b>4</b>
2.4.1	Lage der Windenergieanlagen und Winddaten	5
2.4.2	Allgemeine und spezifische Beschreibung der Windenergieanlagen	5
2.4.2.1	Allgemeines:	5
2.4.2.2	Hauptdaten und Komponenten einer Windenergieanlage ENERCON E-82 E4	6
2.4.2.3	Sicherheitssystem	6
2.4.2.4	Rotorblattheizung (Rotorblattenteisung)	6
2.4.3	Transformatorstation	7
2.4.4	Interne Windparkverkabelung und Energieableitung	8
2.4.4.1	Interne Windparkverkabelung (30-kV-Erdkabelleitung)	8
2.4.4.2	Energieableitung ins UW Müzzuschlag	8
2.4.4.3	Kabelverlegung	9
2.4.4.4	Mitverlegung und Endpunkt der Energieableitung	9
2.4.5	Hochspannungsschaltanlagen	10
2.4.6	Eigentumsverhältnisse und Betriebsführung beim Windpark Pretul	10
2.4.7	Elektrische und magnetische Felder	10
2.4.8	Schattenwurf	10
2.4.8.1	Grundlagen, Begriffe, Methodik, Minderungsmaßnahmen	11
2.4.8.1.1	Grundlagen	11
2.4.8.1.2	Begriffsbestimmungen	11
2.4.8.1.3	Methodik	12
2.4.8.1.3.1	Vorhersage des periodischen Schattenwurfs	12
2.4.8.1.3.2	Beurteilung von Immissionen durch periodischen Schattenwurf	13
2.4.8.1.4	Minderungsmaßnahmen	13
2.4.8.1.4.1	Schattenwurf	13
2.4.8.1.4.2	Lichtblitze	14
2.4.8.2	Immissionspunkte und benachbarte Windparks	14
2.4.8.2.1	Relevante WEA-Standorte	14
2.4.8.2.2	Immissionspunkte	14
2.4.8.3	Ergebnisse	15
2.4.8.4	Bewertung	16
2.4.8.5	Zusammenfassung	16
2.4.9	Vereisung der Rotorblätter, Eisfall	17
2.4.9.1	Meteorologische Voraussetzungen	17
2.4.9.2	Automatische Eiserkennung (Leistungskurvenverfahren)	17
2.4.9.3	Eiserkennung im Stillstand	18
2.4.9.4	Reduzierung der Vereisungszeiten	19
2.4.9.5	Maßnahmen zum sicheren Betrieb des Windparks bei winterlichen Verhältnissen	19
2.4.9.5.1	Allgemeines	19

2.4.9.5.2	Maßnahmen zur Verhinderung der Gefährdung von Personen.....	19
2.4.9.5.2.1	Eiswarntafeln und Warnleuchten .....	19
2.4.9.5.2.2	Schaffung von Umgehungsmöglichkeiten .....	20
2.4.9.5.2.3	Eiserkennungsverfahren und Rotorblattenteisung .....	20
2.4.9.5.3	Funktionsbeschreibung der verwendeten technischen Einrichtungen.....	21
2.4.9.5.3.1	Eiswarntafeln und Warnleuchten .....	21
2.4.9.5.3.2	Eiserkennungssysteme .....	21
2.4.9.5.3.3	Rotorblattheizung .....	21
2.4.10	Lichtemissionen .....	21
2.4.10.1	Bauphase.....	21
2.4.10.2	Betriebsphase .....	22
2.4.11	Sicherheitsbeleuchtung.....	22
<b>3</b>	<b>GUTACHTEN IM ENGEREN SINN.....</b>	<b>23</b>
<b>3.1</b>	<b>Gutachten nach UVP-G.....</b>	<b>23</b>
3.1.1	Elektrische Anlagen.....	23
3.1.1.1	Vorschriften .....	23
3.1.1.2	Hochspannungsanlagen.....	24
3.1.1.3	Stromerzeugungsanlagen .....	25
3.1.1.4	Niederspannungsanlagen .....	26
3.1.2	Blitzschutz .....	26
3.1.3	Fluchtwegorientierungsbeleuchtung.....	27
3.1.4	Kennzeichnung der elektrischen Betriebsräume und Anlagen, Verhalten im Brandfall, Verhalten bei Elektrounfällen .....	27
3.1.5	Netzausfall, totaler Stromausfall.....	27
3.1.6	Elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder .....	27
3.1.6.1	Allgemeines .....	27
3.1.6.2	Elektrisches Feld.....	28
3.1.6.3	Magnetisches Feld .....	28
3.1.6.4	Elektromagnetische Felder.....	28
3.1.6.5	Beeinflussungen von Personen, Fauna und Flora .....	28
3.1.7	Licht.....	28
3.1.8	Schattenwurf.....	29
3.1.9	Eisfall.....	29
3.1.10	Vorschläge zur nachsorgenden Kontrolle nach Stilllegung.....	30
<b>3.2</b>	<b>Gutachten nach weiteren Verwaltungsvorschriften .....</b>	<b>30</b>
<b>4</b>	<b>MAßNAHMEN UND AUFLAGENVORSCHLÄGE.....</b>	<b>31</b>
<b>5</b>	<b>ZU DEN VARIANTEN UND ALTERNATIVEN .....</b>	<b>34</b>
<b>6</b>	<b>ZU DEN STELLUNGNAHMEN UND EINWENDUNGEN.....</b>	<b>34</b>
<b>6.1</b>	<b>Stellungnahme zur Einwendung der Naturfreunde Österreich: .....</b>	<b>34</b>
<b>6.2</b>	<b>Stellungnahme zur Einwendung der WIEN-Energie: .....</b>	<b>34</b>
<b>6.3</b>	<b>Stellungnahme zur Einwendung des Arbeitsinspektorates Leoben: .....</b>	<b>35</b>
<b>7</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG.....</b>	<b>35</b>

## **2 FACHBEFUND**

### **2.1 VORHABEN**

Das Vorhaben der VERBUND Renewable Power GmbH und der Österr. Bundesforste AG umfasst die Errichtung und den Betrieb des Windparks Pretul in den Fischbacher Alpen.

Entsprechend dem vorliegenden Projekt sind die Errichtung und der Betrieb von 14 Windenergieanlagen der Marke ENERCON, Type E-82 E4, mit einer Nabenhöhe von 78 Metern und einer Nennleistung von je 3 Megawatt geplant.

Das Projekt besteht im Wesentlichen aus folgenden Teilen:

- Vierzehn Windenergieanlagen (WEA), jeweils Type ENERCON E-82 E4, Nabenhöhe 78m, Rotordurchmesser 82m, Nennleistung 3MW;
- vierzehn Transformatorstationen mit Hochspannungsschaltanlagen;
- der internen Windparkverkabelung und
- zwei Hochspannungskabelleitungen ins Umspannwerk Mürzzuschlag.

### **2.2 PROJEKTUNTERLAGEN**

Das zu beurteilende Projekt umfasst folgende Unterlagen:

- Umweltverträglichkeitserklärung mit der Bezeichnung „Windpark Pretul“, Ersteller: VERBUND Renewable Power GmbH und Österreichische Bundesforste AG, Dezember 2013;
- Nachbesserung vom Februar 2014;
- Nachbesserung vom Mai 2014.

### **2.3 GEMEINSAMER BEFUND**

Eine grundlegende (grundsätzliche) Beschreibung des gegenständlichen Vorhabens wird im „Basisbefund“, erstellt vom Gesamtgutachter Mag. Michael P. Reimelt, vorgenommen. Dieser Basisbefund ist als ergänzender Bestandteil dieses Befundes anzusehen.

### **2.4 FACHSPEZIFISCHER BEFUND**

Zusätzlich zur grundlegenden Beschreibung (siehe „Gemeinsamer Befund“) wurden im Projekt fachspezifische Festlegungen getroffen. Diejenigen Festlegungen, die aus Sicht der Elektrotechnik von Bedeutung sind, sind in folgenden Teilen der Projektunterlagen enthalten:

Ordner 1, 02 Vorhabensbeschreibung

Ordner 1, 07 Schattenwurfgutachten

Ordner 1, 08 Blitzgutachten

Ordner 1, 09 Übersichtspläne

Ordner 1, 10 Detailpläne WEA

Ordner 1, 18 Einlinienschalbild

Ordner 2, 01 Typenprüfung

Ordner 2, 02 Windenergieanlage

Ordner 2, 03 Netztechnische Beschreibung

Ordner 2, 04 Transformator  
Ordner 2, 05 Eiserkennung und Rotorblattheizung  
Ordner 2, 07 Erdungs- und Blitzschutzkonzept  
Ordner 2, 10 Sicherheitstechnik  
Ordner 2, 14 Arbeitsschutz  
Ordner 3, 01 Zusammenfassung  
Ordner 3, 02 Energiewirtschaft (inkl. Alternativen)  
Ordner 4, 15 Umweltmedizin

Sie werden im Folgenden – soweit relevant – wiedergegeben:

## **2.4.1 LAGE DER WINDENERGIEANLAGEN UND WINDDATEN**

Der geplante Windpark Pretul liegt mit seinen 14 Windenergieanlagen rund 7km südöstlich von Mürzzuschlag und erstreckt sich über vier Gemeinden im Grenzbereich der beiden Bezirke Weiz (Gemeinde Ratten, KG Grubbauer und Gemeinde Rettenegg, KG Rettenegg) und Bruck-Mürzzuschlag (Gemeinde Ganz, KG Pretul und Gemeinde Langenwang, KG Auersbach, KG Ganz und KG Schöneben-Ganz).

Einem Übersichtsplan der Projektvorstellung kann entnommen werden, dass die vorherrschende Windrichtung Nordnordwest ist. Aus dieser Richtung trifft die Windströmung in der weitaus überwiegenden Zahl der Betriebsstunden auf die Rotoren der Windenergieanlagen. Daher wurde die Anordnung des Windparks auch überwiegend (WEA 6 bis WEA 14) einzeilig von Westsüdwest nach Ostnordost im Bereich des ebenfalls in dieser Richtung verlaufenden Höhenrückens Pretul – Grazer Stuhleck getroffen. Die im Bereich der Amundsenhöhe geplanten Windenergieanlagen 1 bis 5 werden annähernd kreisförmig aufgestellt, da die Ausrichtung dieser Bergkuppe etwa Nordwest-Südost-Ausrichtung aufweist.

Der genaue Aufstellungsplan, die Abstände der Windenergieanlagen zueinander sowie die exakten Koordinaten können dem Basisbefund und den Projektunterlagen entnommen werden, weshalb auf die Wiedergabe hier verzichtet wird.

## **2.4.2 ALLGEMEINE UND SPEZIFISCHE BESCHREIBUNG DER WINDENERGIEANLAGEN**

### **2.4.2.1 Allgemeines:**

Eine Windenergieanlage des Typs ENERCON E-82 E4 ist eine Anlage mit im Luv laufendem Drei-Blattrotor, aktiver Blattverstellung (Pitchregelung), drehzahlvariabler Betriebsweise und einer Nennleistung von 3000kW. Der Rotordurchmesser ist 82m, die gewählte Nabenhöhe beträgt hier 78,15m (laut Statement of compliance), damit ergibt sich eine Gesamthöhe der Anlage von max. 119,15m.

Die Rotorblätter werden mit einer Rotorblattheizung ausgestattet, um die bevorzugt im Winterhalbjahr auftretenden Stillstandszeiten durch Vereisung zu verringern.

### **2.4.2.2 Hauptdaten und Komponenten einer Windenergieanlage ENERCON E-82 E4**

Die Hauptdaten und Komponenten einer Windenergieanlage sind im Basisbefund ausreichend beschrieben, weshalb hier auf eine Wiederholung verzichtet wird.

### **2.4.2.3 Sicherheitssystem**

Das Sicherheitssystem einer ENERCON-Windenergieanlage besteht aus dem Bremssystem, dem Blitzschutzsystem und dem Sensorsystem. Diese drei Teilsysteme werden sowohl in den Projektunterlagen als auch im Basisbefund ausreichend beschrieben.

Zum Blitzschutzsystem ist noch zu ergänzen, dass jede Windenergieanlage mit einem Blitzschutzsystem der Schutzklasse I nach ÖVE/ÖNORM EN 62305 ausgestattet ist. Es handelt sich dabei um die beste Schutzklasse, die allerdings auch erforderlich ist, da Windenergieanlagen durch ihre Höhe und Situierung atmosphärischen Entladungen besonders ausgesetzt sind.

Damit das Blitzschutzsystem funktioniert, ist ein entsprechendes Erdungssystem erforderlich. Diesbezüglich wird vom Anlagenhersteller ENERCON für das Erdungssystem der Windenergieanlage und der Umspannstation ein Erdungswiderstand von kleiner gleich 2 Ohm gefordert.

### **2.4.2.4 Rotorblattheizung (Rotorblattenteisung)**

Einleitung:

Unter bestimmten klimatischen Bedingungen kann es zu Eisansatz an Rotorblättern von Windenergieanlagen kommen. Eisansatz verschlechtert die aerodynamischen Eigenschaften und somit den Energieertrag. Starker Eisansatz kann zudem dazu führen, dass sich Eisstücke ablösen und die Umgebung der Windenergieanlage gefährden. Des Weiteren entsteht bei ungleichmäßigem Eisansatz an den Rotorblättern eine Unwucht, die zu unerwünschten Schwingungen führen kann.

Daher müssen Windenergieanlagen über ein zuverlässiges System zur Erkennung von Eisansatz verfügen.

Wird Eisansatz erkannt, werden Windenergieanlagen ohne Rotorblattenteisung abgeschaltet. Dies führt zu Ertragsausfällen.

Bei Anlagen mit Rotorblattenteisung wird die Ausfallzeit deutlich reduziert, da durch das Beheizen der Rotorblätter das Eis vorzeitig abtaut und die Anlage früher wieder einsatzbereit ist.

Der Windenergieanlagenhersteller bietet auch für die in diesem Projekt zum Einsatz kommenden Windenergieanlagen eine Rotorblattenteisung mittels Umluft an, die im Folgenden beschrieben wird.

Funktionsweise der Rotorblattheizung:

Die Luft in den Rotorblättern wird durch ein in der Nähe des Blattflansches installiertes Heizgebläse auf bis zu 72 °C erwärmt. Die Rotorblätter haben durch Stege unterteilte Innenräume. Diese Stege werden genutzt, um einen warmen Luftstrom im Umluftverfahren durch das Rotorblatt zu fördern. Vom Heizgebläse strömt die erwärmte Luft direkt entlang der Blattvorderkante über die Rotorblattspitze und zurück zwischen den Hauptstegen zum Blattflansch. Die zurückströmende Luft wird erneut erwärmt und in das Rotorblatt geblasen. Auf diese Weise wird die Vorderkantenoberfläche des Blattes auf Temperaturwerte oberhalb des Gefrierpunktes erwärmt, wodurch am Blatt angefrorenes Eis abtauen kann.

Jedes Rotorblatt wird mit einer separaten Rotorblattenteisung ausgerüstet.

Die Nennleistung (maximale Leistungsaufnahme) der Rotorblattheizung (Rotorblattenteisung) beträgt beim gegenständlichen Anlagentyp E-82 E4 29kW pro Rotorblatt.

Vom Hersteller vorgesehene Betriebsarten:

Die Rotorblattenteisung wird in der Regel automatisch betrieben. Sie kann jedoch auch manuell zugeschaltet werden.

Automatikbetrieb:

Sobald die Eiserkennung (Leistungskurvenverfahren) Eisansatz erkennt und die Windenergieanlage stoppt, wird im Automatikbetrieb die Rotorblattenteisung automatisch eingeschaltet. Nach Ablauf einer vorher in der Anlage festgelegten Heizdauer läuft die Anlage automatisch an. Wird nach dem Anlauf wieder Eis auf dem Rotorblatt erkannt, schaltet sich die Anlage wieder ab und startet den Enteisungsvorgang erneut. Da die Rotorblattenteisung nicht für Standorte vorgesehen ist, in deren Umgebung durch eventuellen Eiswurf eine erhebliche Gefährdung entsteht, ist eine Aktivierung der Enteisung mittels Labko-Sensor nicht möglich. Der Automatikbetrieb kann nicht eingeschaltet werden, wenn die Funktion „automatischer Neustart nach Vereisung“ ausgeschaltet ist. Dies ist in der Regel dann der Fall, wenn die Anlage an einem sensiblen Standort steht, wo ein automatisches Enteisen der Blätter nicht zulässig ist.

Manueller Betrieb:

Im manuellen Betrieb muss die Rotorblattenteisung nach Erkennen von Eisansatz manuell zugeschaltet werden. Die Rotorblattenteisung wird danach für einen festgelegten Zeitraum betrieben. Diese Zeit kann bei Bedarf erhöht oder verringert werden. Nach Ablauf der Heizzeit läuft die Windenergieanlage automatisch an, sofern die Funktion „automatischer Neustart nach Vereisung“ eingeschaltet ist.

Sicherheitshinweis: Bei laufender Rotorblattenteisung wird abtaues Eis sich von den Rotorblättern lösen und herunterfallen. Daher ist während des Betriebs der Rotorblattenteisung und in der Zeit danach der Aufenthalt nur im Turm oder in einer ausreichenden Entfernung zur Anlage zulässig.

### **2.4.3 TRANSFORMATORSTATION**

In einem Abstand von etwa 10m wird neben jeder Windenergieanlage eine Transformatorstation (andere Bezeichnung: Umspannstation) errichtet, um die von der WEA gelieferte Energie in elektrische Spannung mit Hochspannungsniveau zu transformieren und damit mit geringeren Verlusten in das Umspannwerk Müzzuschlag zu leiten.

Jede Transformatorstation besteht aus einem Stationsgehäuse aus Stahlbeton, in dem die Komponenten Transformator, Hochspannungsschaltanlage und Niederspannungsanlage untergebracht sind. Das Stationsgehäuse ist in drei Räume unterteilt, in denen die erwähnten Komponenten jeweils in einem eigenen Raum untergebracht sind. Der Stationsunterteil wird im Bereich des Traforaumes öldicht ausgeführt, sodass im Falle eines Defektes am Transformator das austretende Öl nicht in die Station umgebendes Erdreich eindringen kann. Alternativ dazu kann der Transformator in eine öldichte Stahlblechwanne gestellt werden, die auf den Traforauboden gestellt wird.

Im Hochspannungsschaltraum ist die Hochspannungsschaltanlage untergebracht, die das Verbindungsglied zwischen Transformator-Oberspannungsseite und der Hochspannungskabelleitung der Windparkverkabelung darstellt. Entsprechend den Projektunterlagen werden SF6-gasisolierte Hochspannungsschaltanlagen zur Aufstellung gelangen, die ein hohes Maß an Bedienungs- und Betriebssicherheit aufweisen. Die Stationsgehäuse werden hinsichtlich Störlichtbogensicherheit entsprechend der IEC 62271-202 geprüft. Als Hochspannungsschaltanlage wird eine Schaltanlage eingesetzt, die nach IEC 62271-200 hinsichtlich Störlichtbogensicherheit geprüft wurde.

Die technischen Daten des Transformators sind im Ordner 2 der Projektunterlagen unter 04 Transformator in der Spezifikation ENERCON Standard 3 auf S.12 aufgelistet. Dies gilt auch für die technischen Daten der Hochspannungsschaltanlage, die auf S.15 aufgelistet sind. In beiden Tabellen sind die Daten für die Spannungsebene 30kV maßgebend.

## **2.4.4 INTERNE WINDPARKVERKABELUNG UND ENERGIEABLEITUNG**

### **2.4.4.1 Interne Windparkverkabelung (30-kV-Erdkabelleitung)**

Grundsätzlich wird die von jeder WEA im Generator in der Gondel erzeugte elektrische Energie über ein Niederspannungskabelsystem zu den Wechselrichtereinheiten im Turmfuß geleitet, dort in netzkonformen Wechselstrom umgewandelt (Drehstromsystem) und über Niederspannungskabel zur jeweiligen neben der WEA errichteten Trafostation geführt. Im Transformator der Umspannstation erfolgt die Transformation der Energie von der Niederspannungsebene (400-V-Ebene) auf die 30-kV-Hochspannungsebene.

Die interne Windparkverkabelung (30-kV-Hochspannungskabelleitungen) setzt sich aus drei Stichleitungen zusammen.

Eine Stichleitung beginnt bei der Hochspannungsschaltanlage der WEA 14 und verläuft über die WEA 13 zur WEA12 usw. bis zur WEA 8. Von hier wird das 30-kV-Erdkabelsystem (Energieableitungssystem 2) zum Umspannwerk Müzzzuschlag geführt.

Eine zweite Stichleitung beginnt bei der WEA 7 und verläuft über die WEA 6 zur WEA 5 und dann zur WEA 3.

Die dritte Stichleitung beginnt bei der WEA 4, geht weiter zur WEA 1 und zur WEA 2 und endet in der Hochspannungsschaltanlage der WEA 3. Von hier geht die Erdkabelleitung (Energieableitungssystem 1) in das Umspannwerk Müzzzuschlag.

Von der internen Windparkverkabelung werden folgende Grundstücke in Anspruch genommen:

Für die Stichleitung von WEA 14 bis zur WEA 8: Grundstück Nr. 442, 441/5 (beide Grundstücke in der KG Rettenegg), Gst. Nr. 236/1(KG Schöneben-Ganz) und 237 (KG Auersbach);

Für die Stichleitung von der WEA 4 bis zur WEA 3: Grundstück Nr. 468, 476/1(beide Grundstücke in der KG Pretul) und 213(KG Ganz);

Für die Stichleitung von der WEA 7 bis zur WEA 3: Grundstück Nr. 237 (KG Auersbach), 218, 224/2 (beide Grundstücke in der KG Ganz) und Gst.Nr.476/1 (KG Pretul).

Die Gesamtlänge der Windpark-internen Kabeltrasse (von WEA 14 bis WEA 3 inklusive der Stichleitung von WEA 4 bis WEA 3) beträgt etwa 5,73km.

### **2.4.4.2 Energieableitung ins UW Müzzzuschlag**

Die Energieableitung vom Windpark Pretul ins Umspannwerk Müzzzuschlag ist ein Doppelsystem, das aus zwei parallel verlegten Hochspannungs-Erdkabelsystemen besteht, die folgendermaßen gebildet werden:

Das Hochspannungskabelsystem 1 (für die Ableitung der Energie der WEA 01 bis WEA 07) nimmt seinen Ausgang von der Hochspannungsschaltanlage in der Trafostation bei der WEA 3, verläuft ca. 100m in südwestliche Richtung, trifft auf das Energieableitungssystem 2, dreht in nordwestliche Richtung und verläuft ab hier parallel mit dem Hochspannungskabelsystem 2.

Das Hochspannungskabelsystem 2 für die Energieableitung der WEA 8 bis WEA 14 nimmt seinen Anfang bei WEA 8, verläuft zunächst in südwestliche Richtung zur WEA 7, wird ab hier in der gemeinsamen Künette mit der Stichleitung (die die von der WEA 7 erzeugte Energie führt) weiter an der WEA 6 vorbei geführt und danach in Richtung WEA 5. Ab hier verläuft die Kabeltrasse in allgemein nordwestliche Richtung in Richtung WEA 2 und WEA 3, wo das zweite Energieableitungs-

Kabelsystem (System 1 für die WEA 1 bis WEA 7) dazukommt. Von dort verläuft die Kabeltrasse mit den beiden Kabelsystemen etwa 7,55 km bis zum Umspannwerk Mürzzuschlag.

Die gemeinsame Kabeltrasse mit den beiden parallel geführten Kabelsystemen beansprucht die Grundstücke (von WEA 3 beginnend): Gst. Nr. 476/1 (KG Pretul), 224/2, 213, 214/1, 224/1, 212, 200/3, 200/1, 202/1, 175/1, 177, 175/2, 174/1, 144/3, 192/1, 144/1, 140 (alle KG Ganz), 585, 560/1, 555, 51, 80, 621/3, 621/2, 639 (alle KG Lechen), 1224/2, 1270/4, 1687, 1251/3, 1253/2 (alle KG Mürzzuschlag).

Die Länge der gemeinsamen Kabeltrasse von WEA 3 bis zum UW Mürzzuschlag ist etwa 7,55km, die Länge der Kabeltrasse für das Kabelsystem 2 von WEA 14 bis zum UW beträgt etwa 9,5km.

### **2.4.4.3 Kabelverlegung**

Für die Kabelverlegung werden längswasserdichte VPE-isolierte Erdkabel der Type E-A2XS(F)2Y 17/30kV als Einleiterkabel zur Anwendung kommen. Für ein Kabelsystem werden drei Stück derartige Einleiterkabel im Dreieck gebündelt verlegt. Der Querschnitt des Aluminiumleiters wird großteils 630mm<sup>2</sup> betragen, in kleinen Abschnitten der internen Windparkverkabelung werden Einleiterkabel mit 240mm<sup>2</sup> Leiterquerschnitt verlegt werden (auf etwa 2,9km Länge).

Insgesamt werden etwa 68,3km 30-kV-Einleiterkabel verlegt werden.

Die Verlegetiefe für die Hochspannungserdkabel wird gemäß gültiger Norm (ÖVE/ÖNORM E 8120) mindestens 80 cm betragen (von der Kabeloberkante bis zur Grabenoberkante).

Als Verlegeverfahren werden drei verschiedene Verlegungsarten in Betracht gezogen: Bei der Verlegung in offener Bauweise wird mittels Bagger ein 50cm breiter (bei einem Kabelsystem, bei zwei Systemen 100cm breiter) und etwa 120cm tiefer Graben (Künette) ausgehoben, in dem das Kabelsystem (drei Einleiterkabel im Dreieck gebündelt) zwischen zwei etwa 20cm starke Sandschichten gebettet wird und der Graben nach oben wieder mit Aushubmaterial verfüllt und verdichtet wird.

Ein anderes Verfahren ist das Kabelpflug-Verlegeverfahren, mit dem etwa 96% der gesamten Trassenlänge von 14.330m ausgeführt werden sollen.

Das dritte Verfahren ist das Pressbohrverfahren, das nur über etwa 110m Länge zum Einsatz kommen wird (insbesondere bei der Unterquerung der Autobahn S6 knapp vor dem UW Mürzzuschlag).

Eine ausführliche Beschreibung der einzelnen Verlegeverfahren ist in den Projektunterlagen im Kapitel 4.7.2 in der Vorhabensbeschreibung im Ordner 1 enthalten.

Die Lage der Kabeltrasse mit den betroffenen Grundstücken vom Windpark bis zum Umspannwerk kann dem Plan „Übersicht Verkabelung und Einbauten“ (Plannummer Pre-04) im Ordner 1 der Projektunterlagen entnommen werden.

### **2.4.4.4 Mitverlegung und Endpunkt der Energieableitung**

Zusätzlich zu den Einleiterkabeln wird im Kabelgraben eine Leerverrohrung (PE-Leerrohr mit 50mm Durchmesser) für das Einziehen eines Lichtwellenleiterkabels zur betriebsinternen Datenübertragung mitverlegt. Außerdem ist geplant, entlang der gesamten Trasse (im Bereich des Windparks und entlang der Ableitungstrasse) einen Bänderder zur Ableitung von Blitzstrom mitzuverlegen.

Endpunkt der Energieableitung sind die Kabelendverschlüsse im Umspannwerk Mürzzuschlag.

Die notwendige Übergabestation inklusive der Umformung der Energie von der 30-kV-Ebene auf die 110-kV-Verteilebene ist nicht mehr Gegenstand des UVP-Verfahrens, sondern wird von der Energienetze Steiermark GmbH (als Rechtsnachfolger der Stromnetz Steiermark GmbH und der STEWEAG-STEAG GmbH) dem behördlichen Genehmigungsverfahren zugeführt.

## **2.4.5 HOCHSPANNUNGSSCHALTANLAGEN**

Eine Hochspannungsschaltanlage stellt das Bindeglied zwischen dem Transformator und der Energieübertragungsleitung dar. Für einen Transformatoranschluss ist eine Trafoschaltzelle erforderlich, für eine zu- oder wegführende Kabelleitung eine Kabelschaltzelle; daher ist die Mindestanzahl in einer Schaltanlage zwei Schaltzellen (Schaltfelder).

Wie aus den Projektunterlagen hervorgeht, werden SF6-gasisolierte Hochspannungsschaltanlagen zum Einsatz kommen. Diese Art der Schaltanlage stellt derzeit den modernsten Stand der Technik dar und bietet kompakte Bauweise mit hoher Bedien- und Betriebssicherheit.

Bei den meisten Windenergieanlagen werden dreifeldrige (dreizellige) Hochspannungsschaltanlagen in den Trafostationen zur Aufstellung gelangen. Da der Windenergieanlagen-Hersteller ENERCON standardmäßig dreifeldrige Hochspannungsschaltanlagen in die Transformatorstationen einbaut, werden solche auch bei den WEA 14, 7 und 4 vorhanden sein, obwohl bei diesen Trafostationen Schaltanlagen mit nur zwei Schaltzellen (eine Trafoschaltzelle und eine Kabelschaltzelle) erforderlich wären, da diese WEA jeweils den Beginn einer Stichleitung bilden. Die Hochspannungsschaltanlage bei der WEA 3 wird vierfeldrig ausgeführt, da hier zwei Stichleitungen (von WEA 4 über WEA 1 und WEA 2 kommend und von WEA 7 über WEA 6 und WEA 5 kommend) ankommen und die zum UW Müzzschlag führende Energieableitung (Hochspannungskabelsystem 1) hier ihren Ausgang nimmt.

Die technischen Daten der Hochspannungsschaltanlage sind im Ordner 2 der Projektunterlagen unter 04 Transformator in der Spezifikation ENERCON Standard 3 auf S.15 aufgelistet.

## **2.4.6 EIGENTUMSVERHÄLTNISSE UND BETRIEBSFÜHRUNG BEIM WINDPARK PRETUL**

Im Eigentum und Besitz einer noch zu gründenden Betreibergesellschaft sind die Windenergieanlagen WEA 01 bis WEA 14 inklusive der zugehörigen Trafostationen, der 30-kV-Windparkverkabelung und der Energieableitung bis zum UW Müzzschlag.

Die Betriebsführung über die Windenergieanlagen und die Hochspannungsanlagen für den Energieabtransport wird von fachlich geeigneten Personen dieser Betreibergesellschaft durchgeführt werden, so dass §12 des Steiermärk. EIWOG 2005 entsprochen wird.

## **2.4.7 ELEKTRISCHE UND MAGNETISCHE FELDER**

Zum Thema elektromagnetische Felder ist den Projektunterlagen (Ordner 1, Kap.2 Vorhabensbeschreibung, Punkt 8.8) Folgendes zu entnehmen:

In der WEA entstehen im Bereich des Maschinenhauses, im Generator, sowie beim Transformator und im Umfeld der Verkabelung im Mittelspannungsbereich elektromagnetische Felder. Die ENERCON E-82 E4 hält die von der EMV-Richtlinie (Elektromagnetische Verträglichkeit 2004/108/EG) geforderten Grenzwerte (siehe Technische Einreichunterlagen – Windenergieanlage – Konformitätserklärung) sowie die Grenzwerte der ÖVE/ÖNORM E 8850 ein.

Die elektromagnetischen Felder, die im Bereich der windparkinternen Verkabelung sowie der Verkabelung bis zum Umspannwerk auftreten, werden auf Grund der gewählten dreiecksförmigen Verlegung und der Mindestverlegetiefe von 100 cm als vernachlässigbar eingestuft.

## **2.4.8 SCHATTENWURF**

In den Projektunterlagen ist ein umfangreiches Gutachten über den zu erwartenden Schattenwurf bei Betrieb des Windparks Pretul enthalten (Ordner 1, Abschnitt 7).

Dieses Gutachten wird nachfolgend auszugsweise wiedergegeben.

## **2.4.8.1 Grundlagen, Begriffe, Methodik, Minderungsmaßnahmen**

### **2.4.8.1.1 Grundlagen**

Auf Grund ihrer Größe, Anzahl und Erscheinungsbilder können Windenergieanlagen (WEA) auch zu Auswirkungen wie Lärmbelästigungen und optischen Beeinträchtigungen führen. Im Gegensatz zu bestehenden Regelungen bezüglich der Lärmeinwirkungen, die betroffenen Nachbarn entsprechenden Schutz bieten, hat der Gesetzgeber für die Beurteilung der Einwirkung durch Lichtblitze und bewegten, periodischen Schattenwurf durch den Rotor einer WEA bisher keine rechtsverbindlichen Vorschriften mit Grenz- oder Richtwerten erlassen oder in Aussicht gestellt. Im deutschen Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG – Gesetz zum Schutz vor schädlichen Einwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge) finden sich bei den Pflichten der Betreiber sowohl genehmigungsbedürftiger (§5) als auch nicht genehmigungsbedürftiger Anlagen (§22) die Gewährleistung eines hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt. Schädliche Umwelteinwirkungen und sonstige Gefahren, erhebliche Nachteile und erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit und die Nachbarschaft sind zu vermeiden oder nach dem Stand der Technik auf ein Mindestmaß zu beschränken. Wissenschaftliche Untersuchungen belegen die Erfahrung, dass optische Immissionen insbesondere in Form periodischen Schattenwurfs zu erheblichen Belästigungswirkungen (Stressor) führen können. Unter Berücksichtigung dieser Untersuchungen und Anhörungen von Gutachtern hat der Länderausschuss für Immissionsschutz (LAI) entsprechende „Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen“ (Stand 13.3.2002) herausgegeben, um eine einheitliche, praxisnahe Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von WEA zu ermöglichen. Die Hinweise finden Anwendung bei der Beurteilung der optischen Wirkungen von WEA auf den Menschen. Sie umfassen sowohl den durch den WEA-Rotor verursachten periodischen Schattenwurf als auch die Lichtreflexe („Disco-Effekt“) und sind Immissionen im Sinne des BImSchG. Da es in Österreich keine derartigen Regelungen gibt, wird im gegenständlichen Gutachten das deutsche BImSchG verwendet.

Die sonstige Wirkung einer WEA, die ein zwanghaftes Anziehen der Aufmerksamkeit mit entsprechender Irritation aufgrund der Eigenart der Rotorbewegung bewirken kann, gilt nicht als Immission. Die Hinweise enthalten Beurteilungsmaßstäbe zur Konkretisierung der Anforderungen aus § 5 Abs. 1 Nr. 1 und 2 und § 22 Abs. 1 des BImSchG. Für optische Immissionen bei WEA kommen normalerweise als Anordnungen technische Maßnahmen sowie zeitliche Beschränkungen des Betriebes der WEA in Betracht. Nur bei Gefährdung von Leben, Gesundheit oder bedeutender Sachwerte kommt es zur Stilllegung der WEA, dies ist jedoch in der Regel nicht der Fall.

### **2.4.8.1.2 Begriffsbestimmungen**

- **Kernschatten** ist vom Immissionspunkt aus betrachtet die vollständige Verdeckung der Sonne durch das Rotorblatt.
- **Halbschatten** ist vom Immissionspunkt aus betrachtet die nicht vollständige Verdeckung der Sonne durch das Rotorblatt.
- **Lichtblitze** („Disco-Effekte“) sind periodische Reflexionen des Sonnenlichtes an den Rotorblättern. Sie sind abhängig vom Glanzgrad der Rotoroberfläche und vom Reflexionsvermögen der gewählten Farbe.
- **Periodischer Schattenwurf** ist die wiederkehrende Verschattung des direkten Sonnenlichtes durch die Rotorblätter einer WEA. Der Schattenwurf ist dabei abhängig von den Wetterbedingungen, der Windrichtung, dem Sonnenstand und den Betriebszeiten der Anlage. Vom menschlichen Auge werden Helligkeitsunterschiede größer als 2,5 % wahrgenommen [3\*].
- **Beschattungsbereich** ist die Fläche, in der periodischer Schattenwurf auftritt.

- **Astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer** (worst case) ist die Zeit, bei der die Sonne theoretisch während der gesamten Zeit zwischen Sonnenauf- und Sonnenuntergang durchgehend bei wolkenlosem Himmel scheint, die Rotorfläche senkrecht zur Sonneneinstrahlung steht und die WEA in Betrieb ist.
- **Tatsächliche Beschattungsdauer** ist die vor Ort real ermittelte und aufsummierte Einwirkzeit an periodischem Schattenwurf. Beträgt die Bestrahlungsstärke der direkten Sonneneinstrahlung auf der zur Einfallrichtung normalen Ebene mehr als  $120 \text{ W/m}^2$ , so ist Sonnenschein mit Schattenwurf anzunehmen.
- **Meteorologisch wahrscheinliche Beschattungsdauer** ist die Zeit, für die der Schattenwurf unter Berücksichtigung der üblichen Witterungsbedingungen berechnet wird. Als Grundlage dienen die langfristigen Messreihen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) oder anderer nationaler Wetterdienste, wie z. B. der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG).
- **Maßgebliche Immissionspunkte** sind schutzwürdige Räume, die als
  - Wohnräume, einschließlich Wohndielen,
  - Schlafräume, einschließlich Übernachtungsräume in Beherbergungsstätten und Bettenräume in Krankenhäusern und Sanatorien,
  - Unterrichtsräume in Schulen, Hochschulen und ähnlichen Einrichtungen,
  - Büroräume, Praxisräume, Arbeitsräume, Schulungsräume und ähnliche Arbeitsräume genutzt werden.
  - Direkt an Gebäuden beginnende Außenflächen (z. B. Terrassen und Balkone) sind schutzwürdigen Räumen tagsüber zwischen 6:00 Uhr und 22:00 Uhr gleichgestellt.

### 2.4.8.1.3 Methodik

Ziel ist die sichere Vermeidung erheblicher Belästigungen, die durch optische Immissionen wie zum Beispiel periodische Lichteinwirkungen durch WEA entstehen können. Faktoren zur Ermittlung des Grades einer Belästigung sind nicht nur deren Intensität, sondern auch die Nutzung des Gebiets auf das die Belästigung einwirkt, sowie die Art und die Zeitdauer der Einwirkung. Bei der Beurteilung sind alle WEA im Umkreis einzubeziehen, die auf den jeweiligen Immissionspunkt einwirken.

Wenn sich alle zu berücksichtigten Immissionspunkte in der Anlagenumgebung außerhalb des möglichen Beschattungsbereiches befinden, kann eine Einwirkung durch periodischen Schattenwurf sicher ausgeschlossen werden. Der zu prüfende Bereich ergibt sich aus dem Abstand zur WEA, in welchem die Sonnenfläche gerade zu 20 % durch ein Rotorblatt verdeckt wird. Da die Blatattiefe zur Rotorspitze hin abnimmt, und somit nicht über den gesamten Flügel konstant ist, ist ein rechteckiges Rotorblatt mit einer mittleren Blatattiefe anzunehmen.

Soweit mehrere WEA zu Immissionsbeiträgen führen können, gelten die Ausführungen für jede Einzelanlage. Höhendifferenzen im Gelände zwischen Standort der WEA und dem Immissionspunkt (z. B. bei Aufstellung einer WEA auf einem Hügel) sind zu berücksichtigen.

Eine Differenzierung in Kern- oder Halbschatten ist für die Belästigung nicht bedeutsam.

Soweit sich zu berücksichtigende Immissionspunkte innerhalb des Beschattungsbereiches von WEA befinden, muss mit zeitweilig auftretenden wiederkehrenden Belästigungswirkungen gerechnet werden. Am Immissionspunkt sind nur jene tatsächlich auftretenden bzw. wahrnehmbaren Immissionen zu berücksichtigen, die nur bei bestimmten Wetterlagen auftreten können.

Falls die astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer [4\*] [6\*] unter kumulativer Berücksichtigung aller WEA-Beiträge am zu berücksichtigten Immissionspunkt in einer Bezugshöhe von 2 m über Erdboden nicht mehr als 30 Stunden pro Kalenderjahr und darüber hinaus nicht mehr als 30 Minuten pro Kalendertag beträgt, wird die Einwirkung durch einen periodischen Schattenwurf als nicht belästigend angesehen. Als Maßstab zur Beurteilung wurde eine durchschnittlich empfindliche Person zugrunde gelegt.

#### 2.4.8.1.3.1 Vorhersage des periodischen Schattenwurfs

Aus Gründen der Vergleichbarkeit und Nachvollziehbarkeit ist bei der Erstellung von Immissionsprognosen von folgenden Vereinfachungen und Annahmen auszugehen:

- Die Sonne ist als punktförmige Quelle anzunehmen und scheint tagsüber an allen Tagen des Jahres.

- Es herrscht wolkenloser Himmel und für die Bewegung des Rotors ausreichender Wind (100 % Verfügbarkeit).
- Die Windrichtung entspricht dem Azimutwinkel der Sonne und die Rotorkreisfläche steht dann senkrecht zur Einfallrichtung der direkten Sonneneinstrahlung.
- Den Berechnungen wird geographischer Nord zugrunde gelegt.
- Abstände zwischen Rotorebene und Turmachse sind zu vernachlässigen. Die Lichtbrechung in der Atmosphäre (Refraktion) wird nicht berücksichtigt.
- Der Schattenwurf für Sonnenstände unter 3° Erhöhung über Horizont kann wegen Bewuchs, Bebauung und der zu durchdringenden Atmosphärenschichten in ebenem Gelände vernachlässigt werden.

Zur genaueren Ermittlung der astronomisch maximal möglichen Beschattungsdauer sollte von der effektiven Schatten werfenden Zone einer WEA ausgegangen werden. Diese Größe ergibt sich unter Einbeziehung der Strahlungsdiffusion in der Atmosphäre [7\*].

Für das Summieren der Jahresstunden wird das Kalenderjahr mit 365 Tagen und für das Summieren der täglichen Schattenzeiten der 24-Stunden-Tag zugrunde gelegt.

Dauerhafte natürliche und künstliche lichtundurchlässige Hindernisse, die den periodischen Schattenwurf von WEA begrenzen, werden berücksichtigt. Im Abschnitt 2.4.8.3 werden die Ergebnisse für die astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer der einzelnen Immissionspunkte angegeben. Die genannten Anforderungen an die Vorhersage des periodischen Schattenwurfs sind in dem Modul SHADOW der Software WindPRO umgesetzt. Die dargestellten Ergebnisse sind mit der Version 2.9 berechnet worden.

#### **2.4.8.1.3.2 Beurteilung von Immissionen durch periodischen Schattenwurf**

Wenn die Immissionsrichtwerte für die tägliche als auch die jährliche Beschattungsdauer durch alle WEA, die auf den zu betrachtenden Immissionspunkt einwirken, unterschritten werden, liegt keine erhebliche Belästigung durch periodischen Schattenwurf vor. Bei der Genehmigung von WEA ist sicher zu stellen, dass der Immissionsrichtwert für die astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer von 30 Stunden pro Kalenderjahr nicht überschritten wird. Bei Beschwerden hinsichtlich des Schattenwurfs durch bereits bestehende Anlagen ist die Einhaltung dieses Immissionsrichtwertes zu überprüfen. Der Immissionsrichtwert für die tägliche Beschattungsdauer beträgt 30 Minuten. In der Laborstudie der Universität Kiel [5\*] wurde festgestellt, dass bereits eine einmalige Einwirkung des Schattenwurfs von 60 Minuten zu Stressreaktionen führen kann. Daher wird die tägliche Beschattungsdauer auf 30 Minuten begrenzt. Dieser Wert gilt bei geplanten Anlagen für die astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer, bei bestehenden Anlagen für die tatsächliche Schattendauer. Sollte es zu einer Überschreitung dieses Richtwertes an mindestens drei Tagen kommen, ist durch korrektive Maßnahmen die Begrenzung der täglichen Beschattungsdauer auf 30 Minuten zu gewährleisten.

### **2.4.8.1.4 Minderungsmaßnahmen**

#### **2.4.8.1.4.1 Schattenwurf**

Überschreitet eine WEA die zulässigen Immissionsrichtwerte gemäß 2.4.8.1.3.2, so ist eine Immissionsminderung durchzuführen, die eine überprüfbare Einhaltung der Immissionsrichtwerte zum Ziel hat. Diese Minderung erfolgt durch die gezielte Anlagenabschaltung von einzelnen WEA für Zeiten real auftretenden oder astronomisch möglichen Schattenwurfs an den betreffenden Immissionspunkten. Bei der Festlegung der genauen Abschaltzeiten ist die räumliche Ausdehnung am Immissionspunkt (z. B. Fenster- oder Balkonfläche) zu berücksichtigen. Bei Innenräumen ist die Bezugshöhe die Fenstermitte. Bei Außenflächen beträgt die Bezugshöhe 2 m über Boden.

Die ermittelten Daten zur Sonnenscheindauer und Abschaltzeit sollen von der Steuereinheit über mindestens ein Jahr dokumentiert werden; entsprechende Protokolle sollen auf Verlangen von der zuständigen Behörde einsehbar sein. Im Falle mehrerer beitragender WEA ist eine Aufteilung der Immissionsbeiträge für den jeweiligen Immissionspunkt möglich.

#### **2.4.8.1.4.2 Lichtblitze**

Störenden Lichtblitzen soll durch Verwendung mittelreflektierender Farben, z. B. RAL7035-HR [8\*], und matter Glanzgrade gemäß DIN 67530/ISO 2813-1978 [9\*] bei der Rotorbeschichtung vorgebeugt werden. Hierdurch werden die Intensität möglicher Lichtreflexe und verursachte Belästigungswirkungen („Disco-Effekt“) minimiert. Lichtblitze aufgrund von Nässe oder Vereisung werden nicht berücksichtigt.

### **2.4.8.2 Immissionspunkte und benachbarte Windparks**

#### **2.4.8.2.1 Relevante WEA-Standorte**

Im relevanten Umfeld des Windparks befinden sich die Windparks Moschkogel I mit 5 Anlagen des Typs ENERCON E-70 auf 86m Nabenhöhe und der Windpark Steinriegel I mit 10 Anlagen des Typs Siemens SWT-1,3 auf 62m Nabenhöhe. Neben diesen beiden Bestandwindparks sind die Erweiterungen des WP Moschkogel I, der Windpark Moschkogel II, mit 2 Anlagen des Typs ENERCON E-70 auf 86 m Nabenhöhe und die Erweiterung des WP Steinriegel I, der Windpark Steinriegel II mit 11 Anlagen des Typs ENERCON E-70 auf 86m Nabenhöhe bereits genehmigt.

In den Projektunterlagen ist hier eine Darstellung der bestehenden und bewilligten Windparks in der Nähe des geplanten WP Pretul wiedergegeben. Außerdem werden Koordinatenlisten der bestehenden und des gegenständlichen Windparks angeführt.

#### **2.4.8.2.2 Immissionspunkte**

Als relevante Immissionspunkte werden folgende sieben Immissionspunkte ausgewählt. Es handelt sich dabei um die dem Windpark nächstgelegenen Almhütten und Einzelgehöfte.

Relevante Immissionspunkte:

<b>Bezeichnung</b>	<b>Immissionspunkt</b>	<b>Typ</b>	<b>BMN 34 - Ost</b>	<b>BMN 34 - Nord</b>
A	Roseggerhaus	Almhütte	703.236,0	265.577,0
B	Ganzalmhütte	Almhütte	703.088,0	265.442,0
C	Geiereckalmhütte	Almhütte	702.898,0	265.378,0
D	Schwarzriegelalmhütte	Almhütte	702.704,0	265.288,0
E	Heseleweg 12	Einzelgehöft	703.328,0	266.192,0
F	Grubbauer 35	Einzelgehöft	703.142,0	266.094,0
G	Zwieselbauer 49	Einzelgehöft	702.933,0	266.070,0

Tabelle 1: Relevante Immissionspunkte

Immissionspunkt A – Roseggerhaus:

Der Immissionspunkt A, das Roseggerhaus, liegt südwestlich des gegenständlichen Windparks und ist der nächstgelegene Immissionspunkt mit einer Entfernung von rund 500 m von der WEA 6.

Das Roseggerhaus ist eine ganzjährig bewirtschaftete Almhütte.

Immissionspunkt B – Ganzalmhütte:

Der Immissionspunkt B, die Ganzalmhütte, liegt nordwestlich des gegenständlichen Windparks. Der Abstand zur nächstgelegenen WEA, der WEA 3 des WP Pretul, beträgt rund 1.520 m. Die Ganzalmhütte wird ganzjährig bewirtschaftet.

Immissionspunkt C – Geiereckalmhütte:

Der Immissionspunkt C, die Geiereckalm, liegt direkt neben dem bestehenden WP Moschkogel I und dem bewilligten WP Moschkogel II. Der Abstand zur nächstgelegenen WEA des WP Pretul beträgt rund 690 m und ist somit deutlich größer als der Abstand der WEA der beiden WP Moschkogel I und Moschkogel II. Die Almhütte auf der Geiereckalm wird ausschließlich in den Monaten von Juni bis September, in der Zeit der Viehhaltung auf den Almen, bewirtschaftet.

**Immissionspunkt D – Schwarzriegelalmhütte:**

Der Immissionspunkt D, die Schwarzriegelalmhütte liegt nördlich des gegenständlichen Windparks. Der Abstand zur nächstgelegenen WEA des WP Pretul, der WEA 14, beträgt rund 1.230 m. Die Almhütte auf der Schwarzriegelalm wird ausschließlich in den Monaten von Juni bis September, in der Zeit der Viehhaltung auf den Almen, bewirtschaftet.

**Immissionspunkt E – Heseleweg 12:**

Der Immissionspunkt E, am Heseleweg 12, ist ein Einzelgehöft westlich des gegenständlichen Windparks. Der Abstand zur nächstgelegenen WEA des WP Pretul, der WEA 1, beträgt rund 2.170m.

**Immissionspunkt F – Grubbauer 35:**

Der Immissionspunkt F, im Grubbauer 35, ist ein Einzelgehöft südlich des gegenständlichen Windparks. Der Abstand zur nächstgelegenen WEA des WP Pretul, der WEA 6, beträgt rund 2.140m.

**Immissionspunkt G – Zwieselbauer 49:**

Der Immissionspunkt G, im Zwieselbauer 49, ist ein Einzelgehöft südöstlich des gegenständlichen Windparks. Der Abstand zur nächstgelegenen WEA des WP Pretul, der WEA 14, beträgt rund 2.040m.

### 2.4.8.3 Ergebnisse

Die Berechnungen der maximal möglichen Belastung durch periodischen Schattenwurf wurden durch das Modul SHADOW der Software WindPRO umgesetzt. Die dargestellten Ergebnisse sind mit der Version 2.9 berechnet worden.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der Berechnungen der astronomisch maximal möglichen Beschattungsdauer für die einzelnen Immissionspunkte.

**Beschattungsdauer – ganzjährlich:**

Bezeichnung	Immissionspunkt	Typ	Jährliche maximale Beschattungsdauer [h/Jahr]	Tägliche maximale Beschattungsdauer [h/Tag]
A	Roseggerhaus	Fenster	12:59	0:19
B	Ganzalmhütte	Fenster	13:07	0:13
C	Geiereckalmhütte	Fenster	186:02	1:46
D	Schwarzriegelalmhütte	Fenster	32:42	0:27
E	Heseleweg 12	Fenster	0:00	0:00
F	Grubbauer 35	Fenster	0:00	0:00
G	Zwieselbauer 49	Fenster	0:00	0:00

Tabelle 2: Übersicht der gesamten Beschattungsdauer durch alle relevanten WEA an den Immissionspunkten A bis G

An den Immissionspunkten A und B kommt es durch den gegenständlichen Windpark zu kurzzeitigem Schattenwurf. Die errechneten Schattenwurfzeiten liegen beim Roseggerhaus (Immissionspunkt A)

mit 12:59 Stunden im Jahr und maximal 19 Minuten am Tag und bei der Ganzalmhütte mit 13:07 Stunden im Jahr und maximal 13 Minuten am Tag deutlich unter den Grenzwerten von 30 Stunden im Jahr und 30 Minuten am Tag.

An den Immissionspunkten E, F und G ergab die Berechnung, dass es zu keinem Schattenwurf durch die WEA kommt. Diese Tatsache ergibt sich durch die dichte Bewaldung um den Windpark, die Lage der Immissionspunkte zum Windpark in Bezug auf die Himmelsrichtung und die relativ große Entfernung der Immissionspunkte zum Windpark selbst.

An den Immissionspunkten C und D kommt es, über das gesamte Jahr betrachtet, zu teilweise hohen Überschreitungen der erlaubten Grenzwerte des Schattenwurfs. Da die beiden betroffenen Immissionspunkte jedoch nur in der Zeit von Juni bis September bewirtschaftet werden, ist nur dieser Zeitraum als relevant zu betrachten. In unten stehender Tabelle sind die Schattenwurfzeiten für diesen Zeitraum betrachtet.

#### **Beschattungsdauer während der Bewirtschaftungszeiten:**

<b>Bezeichnung</b>	<b>Immissionspunkt</b>	<b>Typ</b>	<b>Jährliche maximale Beschattungsdauer [h/Jahr]</b>	<b>Tägliche maximale Beschattungsdauer [h/Tag]</b>
C	Geiereckalmhütte	Fenster	3:41	0:15
D	Schwarzriegelalmhütte	Fenster	0:00	0:00

Tabelle 3: Übersicht der Beschattungsdauer an den Immissionspunkten C und D während der Bewirtschaftungszeiten

Aus obiger Tabelle ist zu ersehen, dass bei Berücksichtigung der Zeiten, in denen die Almhöfen bewirtschaftet werden, mit keiner Überschreitung der Grenzwerte durch Schattenwurf zu rechnen ist.

#### **2.4.8.4 Bewertung**

Entsprechend den Ausführungen im Abschnitt 2.4.8.1.3.2 ist sicherzustellen, dass die Immissionsrichtwerte für die astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer von 30 Stunden pro Kalenderjahr nicht und für die tägliche Beschattungsdauer von 30 Minuten pro Tag nicht überschritten werden. Bei der Berechnung handelt es sich um ein „worst case“-Szenario (Die Sonne scheint den ganzen Tag; die Rotorkreisfläche steht immer senkrecht zu den Sonnenstrahlen; der Grenzwinkel für den Sonnenstand beträgt 3°; die WEA ist immer in Betrieb). Aufgrund des „worst case“-Szenarios sind die meteorologisch wahrscheinlichen Beschattungsdauern deutlich geringer.

Bei allen betrachteten Immissionspunkten, außer Immissionspunkt C und D werden die Richtwerte der jährlichen und täglichen Beschattungsdauer durch die Gesamtbelastung der WEA der betrachteten Windparks unterschritten. Bei den Immissionspunkten C und D wird der Richtwert von 30 Stunden pro Kalenderjahr überschritten und beim Immissionspunkt C auch der Richtwert von 30 Minuten für die tägliche Beschattungsdauer. Da die Immissionspunkte C und D jedoch nur von Juni bis September bewohnt werden, kann nur dieser Zeitraum für die Beurteilung des Schattenwurfs herangezogen werden. In diesem Zeitraum kommt es, wie in Tabelle 3 zu erkennen ist, ebenfalls zu keinen Überschreitungen der Grenzwerte.

**Bei allen betrachteten Immissionspunkten werden die Richtwerte der jährlichen und täglichen Beschattungsdauer, durch die Gesamtbelastung der WEA des Windparks Pretul unter Berücksichtigung der kumulativen Wirkung der benachbarten WEA unterschritten.**

#### **2.4.8.5 Zusammenfassung**

Das Gutachten beinhaltet neben der Methodik der Schattenwurfprognose, wie sie in Deutschland gehandhabt und im Zuge dieses Gutachtens übernommen wird, die Analyse und Darstellung der maximalen Schattenwurfzeiten für die relevanten Immissionspunkte.

Im vorliegenden Gutachten wird der mögliche Einwirkungsbereich des Schattenwurfs ermittelt sowie der jährlich und täglich zu erwartende theoretische Schattenwurf durch die Rotorblätter bei den maßgeblichen Immissionspunkten berechnet.

Tabelle 2 liefert die Ergebnisse der Berechnungen der astronomisch maximal möglichen Beschattungsdauer für die einzelnen Immissionspunkte für das gesamte Jahr und für den täglichen Schattenwurf. Die Berechnungsdetails sind im Anhang des Gutachtens aufgeführt.

In Tabelle 3 wird unter Berücksichtigung des Bewirtschaftungszeitraumes von Juni bis September der Schattenwurf für die Immissionspunkte C und D angeführt.

Es werden bei allen betrachteten Immissionspunkten die Richtwerte der jährlichen und täglichen Beschattungsdauer, unter Berücksichtigung des Bewirtschaftungszeitraumes, durch die Gesamtbelastung der WEA des Windparks Pretul unter Berücksichtigung der kumulativen Wirkung der benachbarten WEA unterschritten.

Bei der Berechnung handelt es sich um ein „worst case“-Szenario: die Sonne scheint den ganzen Tag, die Rotorkreisfläche steht immer senkrecht zu den Sonnenstrahlen, der Grenzwinkel für den Sonnenstand beträgt  $3^\circ$ , die WEA ist immer in Betrieb.

Anmerkung: Das Quellenverzeichnis [1\*, 2\* etc.] ist hier nicht wiedergegeben, es kann den Projektunterlagen entnommen werden.

## **2.4.9 VEREISUNG DER ROTORBLÄTTER, EISFALL**

### **2.4.9.1 Meteorologische Voraussetzungen**

An Rotorblättern von Windenergieanlagen kann es bei bestimmten Witterungsverhältnissen zur Bildung von Eis, Raureif oder Schneeablagerungen kommen.

Voraussetzung ist in der Regel eine hohe Luftfeuchtigkeit bzw. Regen oder Schneefall bei Temperaturen um den Gefrierpunkt. Eis bildet sich dadurch, dass Wassertropfen an der Blattoberfläche gefrieren. Raureifablagerungen entstehen, wenn die bereits im gefrorenen Zustand in der Luft befindliche Feuchtigkeit vom Rotorblatt aus der Luft abgeschöpft wird und an der Blattoberfläche haften bleibt. Die häufigsten Vereisungstemperaturen liegen dabei im Bereich von  $-1^\circ\text{C}$  bis  $-4^\circ\text{C}$ . Über  $+1^\circ\text{C}$  und unter  $-7^\circ\text{C}$  tritt gewöhnlich keine Vereisung auf, da bei tieferen Temperaturen die verfügbare Feuchtigkeit in der Luft zu gering wird.

Während Eis- und Raureifablagerungen Stärken erreichen können, von denen beim Herabfallen erhebliche Gefahren für Personen und Sachen ausgehen, stellen lose Schneeablagerungen, die sich bei Schneefall in der Regel an aerodynamisch unbedeutenden Bereichen des Rotorblattes, wie z.B. dem Flansch bilden, in der Regel keine Gefahr dar.

Allen Arten von Eisansatz, wie die Ablagerung von Eis, Raureif oder Schnee auf der Oberfläche von Rotorblättern allgemein bezeichnet wird, ist eines gemeinsam: Eine Verschlechterung der aerodynamischen Eigenschaften des Rotorblattes und damit verbunden eine Verschlechterung des Wirkungsgrades der Anlage. Diese Tatsache macht sich die nachfolgend beschriebene Eisansatzerkennung zu Nutze.

### **2.4.9.2 Automatische Eiserkennung (Leistungskurvenverfahren)**

Die Windenergieanlage Enercon E-82 E4 verfügt laut Angaben der Herstellerfirma über eine automatische Eiserkennung bei Eisansatz an den Rotorblättern.

Das Eiserkennungssystem der Windenergieanlage Enercon E-82 E4 basiert auf der Analyse des Windgeschwindigkeit/Leistungskennfeldes der Windenergieanlage. Das Überwachungssystem funktioniert nach dem Prinzip, dass bei Eisansatz eine Änderung von Kontur und Oberflächenrauigkeit der Rotorblätter entsteht, wodurch die Anlage ihr normales Betriebskennfeld verlässt und bei einer vordefinierten Abweichung abgeschaltet wird. Das Betriebskennfeld stellt den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit, Rotordrehzahl, erzeugter Leistung und Blattwinkel dar. Diese Werte werden wäh-

rend des gesamten Betriebs der Windenergieanlage als Langzeit-Mittelwerte erfasst. Bei Temperaturen unter +2°C werden die aktuellen Betriebsdaten mit den Langzeit-Mittelwerten verglichen und bei Überschreitung der zulässigen Abweichungen wird die Windenergieanlage gestoppt.

In Bezug auf die angeführte Überwachungsmaßnahme ist anzumerken, dass die Windenergieanlage einen möglichen Eisansatz bei Stillstand des Rotors nicht erkennen kann und das Anlaufen der Anlage dadurch nicht präventiv verhindert werden kann.

### **2.4.9.3 Eiserkennung im Stillstand**

Da das Leistungskurvenverfahren bei Windstille (ist gleich: stehender Rotor) nicht funktioniert, ist auch für diesen Fall eine Detektion von Eisansatz erforderlich.

Eine solche Möglichkeit der Detektion von Eisansatz – unabhängig vom Leistungskurvenverfahren - ist der Einsatz eines LABKO-Eisdetektors. Dieser wird auf der Gondel, vorzugsweise auf dem Messmast, montiert.

Funktionsweise:

Die Funktionsweise des Labko-Sensors beruht auf der Überwachung des Frequenzverhaltens eines im Ultraschallbereich arbeitenden Schwingdrahtes. Eine durch Massenzunahme erzeugte Dämpfung der Eigenschwingung des Drahtes führt zu einer Änderung der Schwingungsamplitude des Sensors, und damit über den Abgleich mit einem einstellbaren Grenzwert zu einer Erkennung möglicher Vereisungen. Der einstellbare Grenzwert ist ein wichtiger Vorteil des Systems, da die Vereisung an den rotierenden Rotorblättern früher einsetzt und schneller an Masse gewinnt als am Sensor.

Wird eine Vereisung erkannt, sieht das Sensorkonzept die Aktivierung einer Sensorheizung zum Abtauen des erkannten Eisansatzes am Sensor vor. Die Dauer eines solchen Zyklus – Erkennung, Heizen, Abkühlen – wird dabei mit etwa 30 Minuten angegeben.

Nach Reaktivierung des Sensormoduls kann eine neue Vereisung erkannt werden.

Am I/O-Board kann die Empfindlichkeit des Labko-Sensors bei Bedarf nachjustiert werden. Je höher die Empfindlichkeit, desto früher wird die Anlage bei Eisansatzgefahr abgeschaltet.

Aufbau:

Das Labko-System besteht aus zwei Geräteeinheiten, dem eigentlichen Sensormodul mit integrierter Heizung und Temperaturmessstelle, sowie einer Controllereinheit. Über eine RS232-Schnittstelle wird der Controller mit dem I/O-Board verbunden. Hierüber werden Sensorstatus und Außentemperatur übertragen.

Der Sensor wird am Windmessmast auf der Gondel angebracht, da die Vereisungsgefahr mit zunehmender Höhe steigt.

Der Controller befindet sich wettergeschützt in der Gondel.

Sicherheit:

Mit Hilfe des Labko-Sensors können direkte, aus den jeweils vorherrschenden klimatischen Randbedingungen auf Nabenhöhe resultierende Vereisungen schnell und zuverlässig erkannt werden.

Hieraus ergibt sich ein mögliches Potenzial zur Steigerung der Sicherheit der Überwachung von Vereisungszuständen an Windenergieanlagen.

Aus einem Zusammenspiel zwischen Labko-Sensor und dem Leistungskurvenverfahren ergeben sich hinsichtlich der Erhöhung der Erkennungssicherheit basierend auf Einzelversuchsdaten folgende Verbesserungen:

- Schaffung einer zusätzlichen Redundanz für das bestehende Eiserkennungssystem

- Ausweitung des Arbeitsbereiches der Eiserkennung (Erkennung auch im Stillstand möglich), damit nochmals reduziertes Eiswurfisiko
- Erhöhung der Erkennungssicherheit durch eine verbesserte, einstellbare Erkennungsempfindlichkeit und Verminderung der Reaktionszeiten.

Grenzen:

Da der Labko-Sensor auf der Gondel installiert wird, besteht keine direkte und eindeutige Verbindung zwischen dem Meldestatus des Eissensors und dem Vereisungszustand der Rotorblätter.

Der Labko-Sensor detektiert jedoch klimatische Bedingungen, die eine Vereisung der Rotorblätter ermöglichen, unabhängig davon, ob tatsächlich Eisansatz vorliegt. Daher kommt es im Vergleich zum Einsatz des Leistungskurvenverfahrens zu erhöhten Stillstandszeiten.

Der Labko-Sensor wird ausschließlich als ergänzendes System zum Leistungskurvenverfahren verwendet.

#### **2.4.9.4 Reduzierung der Vereisungszeiten**

In der Regel wird es bei Windenergieanlagen nur während des Winterhalbjahres zu Vereisungen kommen. Je nach Wetterlage kann es dann bei den Anlagen aber zu sehr lang anhaltenden Stillstandszeiten auf Grund der Vereisungen kommen. Um diese erzwungenen Stillstandszeiten zu verkürzen, ist es möglich, bei den geplanten Windenergieanlagen eine Rotorblattheizung einzubauen. Das ist beim gegenständlichen Vorhaben geplant (Beschreibung der Rotorblattheizung siehe Abschnitt 2.4.2.4; dort sind auch die Betriebsarten der Heizung beschrieben).

#### **2.4.9.5 Maßnahmen zum sicheren Betrieb des Windparks bei winterlichen Verhältnissen**

##### **2.4.9.5.1 Allgemeines**

Durch das Vorhabensgebiet verläuft der Weitwanderweg 02, 740 STW. Zusätzlich verlaufen noch weitere Wanderwege ausgehend von Müzzzuschlag und Hönigsberg zum Weitwanderweg. Im Windpark befindet sich die Peter-Bergner-Aussichtswarte, ein einige Meter hoher steinerner Aussichtsturm, von dem aus man einen guten Überblick über die Umgebung hat. Etwa 500m südwestlich von WEA 6 befindet sich das Roseggerhaus, eine ganzjährig bewirtschaftete Schutzhütte, die ein beliebtes Ausflugs- und Wanderziel ist.

Das Gebiet wird auch im Winter touristisch genutzt.

##### **2.4.9.5.2 Maßnahmen zur Verhinderung der Gefährdung von Personen**

Um eine grundsätzliche Gefährdung von Personen zu verhindern, werden diese optisch schon weiträumig (mindestens 160 m vor dem Projektgebiet) vor möglichem Eisfall gewarnt. Damit sollte gewährleistet sein, dass Personen gar nicht erst das Projektgebiet bei einer möglichen Eisbildung betreten.

###### **2.4.9.5.2.1 Eiswarntafeln und Warnleuchten**

An allen gekennzeichneten Wegen zum Projektgebiet werden Eiswarntafeln und Warnleuchten aufgestellt. Die Warnleuchten werden bei der Eisansatz-Meldung einer Anlage im Windpark automatisch

aktiviert. Dadurch werden Personen gewarnt, wenn möglicher Eisfall besteht. Dieses Konzept hat sich bereits in bestehenden Windparks von VERBUND bewährt.

Standorte im Detail:

- Südlich bei Roseggerhaus

Für Personen, die sich dem Windpark Pretul vom Roseggerhaus aus nähern.

- Östlich bei Schwarzriegelmoor

Für Personen, die sich auf dem Weitwanderweg 02, 740 dem Windpark nähern.

- Nordwestlich bei Abzweigung Weg Nr. 742 auf Amundsenhöhe

Für Personen, die sich auf dem Weg Nr. 742 in Richtung Windpark bewegen.

- Nördlich bei Abzweigung Sturmfreier Weg auf Forststraße Brunngrabenstraße

Für Personen, die sich dem Windpark auf dem Weg Nr. 741 nähern.

- Im Projektgebiet auf Geiereck zwischen WEA 8 und WEA 9

Für Personen, die sich von den Hans-im-Winkel-Hütten aus in Richtung Windpark Pretul bewegen.

- Direkt bei Peter-Bergner-Warte

Für Personen, die sich von der Peter-Bergner-Warte aus weiter in den Windpark begeben.

Mit den gewählten Aufstellorten werden Personen bei sämtlichen gekennzeichneten Zutritten bereits vor dem Projektgebiet vor möglichem Eisfall gewarnt.

#### **2.4.9.5.2.2 Schaffung von Umgehungsmöglichkeiten**

Die Umleitungen der Hauptwanderrouen erfolgen im Winter über Ersatzwege. Diese sind keine permanenten Neuanlagen von Wegen, sondern ermöglichen in der entsprechenden Jahreszeit eine Wegführung außerhalb des Gefährdungsbereiches. Diese werden möglichst nahe am bestehenden Wegenetz bzw. den Höhenlagen in ca. 160 m Entfernung angelegt:

- Weg. Nr. 742 Ganzalm auf Roseggerschutzhaus über Forstweg südwestlich Amundsenhöhe
- Weg. Nr. 741 von Norden auf Pretul über sturmfreier Weg und Gehgelände zwischen Amundsenhöhe und Pretul
- Weg. Nr. 740 vom Stuhleck über Pretul zu Roseggerschutzhaus südlich außerhalb des Gefährdungsbereiches im freien Gehgelände.

Ein detailliertes Besucherlenkungskonzept wird vom Projektwerber in Abstimmung mit den Naturfreunden vor Inbetriebnahme erstellt.

#### **2.4.9.5.2.3 Eiserkennungsverfahren und Rotorblattenteisung**

Sämtliche Windenergieanlagen sind standardmäßig mit einem Eiserkennungssystem (Leistungskurvenverfahren) ausgestattet. Zusätzlich werden die Anlagen bei den Zugängen zum Projektgebiet (WEA 3, WEA 6 und WEA 14 nach Angabe der Projektplaner) mit Eisdetektoren ausgestattet (Labko-Sensor). Bei Erkennung von Eisansatz werden daher die WEA unmittelbar automatisch außer Betrieb genommen bzw. verhindern diese Sensoren eine automatische Wiederinbetriebnahme.

Sobald im Projektgebiet bei einer Windenergieanlage Eisansatz detektiert wird (Eiserkennung via Eisdetektor oder über das Leistungskurvenverfahren), werden sämtliche Warnleuchten bei den genannten Zugangspunkten aktiviert. Die Eiserkennung via Eisdetektor wird bei einer Windgeschwindigkeit von unter 4 m/s aktiviert, um auch im Stillstand Eisansatz an den Rotorblättern detektieren zu können. Bei Windgeschwindigkeiten über 4 m/s wird Eisansatz über das Leistungskurvenverfahren erkannt. Die Einschaltgeschwindigkeit der WEA liegt bei 2 bis 3 m/s, daher wird das Leistungskurvenverfahren erst ab einer Windgeschwindigkeit ( $v$ ) von 4 m/s zur Eiserkennung herangezogen. Die

Windgeschwindigkeit ( $v$ ) ergibt sich aus drei aufeinander folgenden 10-Minuten-Mittelwerten der mittels der Gondelanemometer gemessenen Windgeschwindigkeit der jeweiligen Anlage.

Alle Windenergieanlagen werden mit einer Rotorblattheizung ausgestattet (siehe auch Kapitel 2.4.2.4).

Die Wiederinbetriebnahme einer WEA nach dem automatischen Abschalten, in Folge der Eisdetektion eines Eiserkennungssystems, kann nur vor Ort erfolgen. Die Wiederinbetriebnahme erfolgt ausschließlich durch geschultes Personal nach einer entsprechenden Sichtprüfung der Rotorblätter auf Eisfreiheit.

### **2.4.9.5.3 Funktionsbeschreibung der verwendeten technischen Einrichtungen**

#### **2.4.9.5.3.1 Eiswarntafeln und Warnleuchten**

Im vorliegenden Projektgebiet werden Eiswarntafeln und Warnleuchten aufgestellt. In bestehenden Windparks von VERBUND sind bereits Warnlichtanlagen im Einsatz. Diese haben sich bereits bewährt.

Sämtliche Warnlichtanlagen werden bei Ansprechen des Eiserkennungssystems bereits an einer einzigen Windenergieanlage im Windpark automatisch über ein GSM-Modul eines entsprechenden Mobilfunkbetreibers oder auch kabelgebunden aktiviert. Die Deaktivierung der Warnleuchten erfolgt, wenn die Eiserkennungssysteme aller WEA im Windpark keinen Eisansatz mehr detektieren.

#### **2.4.9.5.3.2 Eiserkennungssysteme**

Die beiden Eiserkennungssysteme „Leistungskurvenverfahren“ und „Labko-Sensor“ werden bereits in den Abschnitten 2.4.9.2 und 2.4.9.3 beschrieben.

Als Eissensor wird ein Sensor vom Fabrikat LABKOTEC, Modell LID-3300IP zum Einsatz kommen.

Für das Sensorsystem (bestehend aus Sensoreinheit und Kontrolleinheit) liegt ein Zertifikat des TÜV Rheinland vor, wonach dieser Sensor die IEC 61010-2-010:2003 erfüllt.

Aus ökonomischen Gründen ist es nicht erforderlich, jede Windenergieanlage mit einem Labko-Sensor auszustatten, wenn sichergestellt wird, dass bei Detektion von Eisansatz auch benachbarte Windenergieanlagen abgeschaltet werden.

Da der Windpark Pretul sich über einen sehr weiten Bereich erstreckt, ist es erforderlich, für jeden Teil des Windparks ausreichend Sensoren zu montieren. Da der Abstand zwischen WEA 6 und WEA 14 etwa 2,18 Kilometer beträgt, ist es erforderlich, zwischen diesen beiden Anlagen eine weitere WEA mit einem Labkosensor auszustatten (z.B. WEA 9).

#### **2.4.9.5.3.3 Rotorblattheizung**

Die Funktionsweise der Rotorblattheizung wird in Abschnitt 2.4.2.4 beschrieben.

## **2.4.10 LICHEMISSIONEN**

### **2.4.10.1 Bauphase**

Die Arbeitszeiten während der Bauphase richten sich u.a. nach wildökologischen Forderungen, sind in der Vorhabensbeschreibung in 4.7.1.2 und im Basisbefund in 2.6.1.1.2 beschrieben und so geplant, dass der Einsatz von Arbeitsscheinwerfern normalerweise nicht erforderlich ist. Lediglich zu Zeiten starker Bewölkung oder bei Bautätigkeit in Dämmerungszeiten im Herbst kann es erforderlich sein, dass Arbeitsscheinwerfer eingesetzt werden. Außerdem werden bei Kränen, die für die Montage der

Windkraftanlagen eingesetzt werden, über Nacht Positionslichter eingeschaltet, um dem Flugverkehr Luftfahrthindernisse anzuzeigen.

#### **2.4.10.2 Betriebsphase**

Beim Betrieb der Windenergieanlagen wird an der Oberseite der Gondel eine Flugbefehrerung als lichtsussendende Quelle betrieben. Diese Flugbefehrerung (rotes langsam blinkendes Licht mit geringer Lichtstärke) dient dem Flugverkehr als Anzeige der Luftfahrthindernisse „Windenergieanlagen“. Weitere Lichtquellen im Windpark sind im Winterhalbjahr die Warnleuchten, die bei vereisten Windenergieanlagen in Betrieb sind und gelbes bzw. orangerotes Licht abstrahlen.

#### **2.4.11 SICHERHEITSBELEUCHTUNG**

Die Windenergieanlagen werden serienmäßig mit einer Sicherheitsbeleuchtung in Form einer Fluchtwegorientierungsbeleuchtung ausgestattet. Die Überprüfung und Wartung wird entsprechend den Servicevorschriften erfolgen (zumindest einmal jährlich Überprüfung mit Eintragung ins Wartungsbuch).

## **3 GUTACHTEN IM ENGEREN SINN**

Aufgabe ist die Erstellung des Fachgutachtens zum gegenständlichen UVP-Projekt, bezogen auf das Fachgebiet Elektrotechnik. Nachfolgend wird ein Gutachten nach UVP-G 2000 und eine Beurteilung hinsichtlich Berücksichtigung weiterer Verwaltungsvorschriften erstellt. Auf Basis dieser Gutachten werden unter Punkt 4 Maßnahmenvorschläge gemacht.

### **3.1 GUTACHTEN NACH UVP-G**

Der Inhalt dieses Fachgutachtens orientiert sich an den Vorgaben gemäß §12 Abs.4 bis 7 des UVP-G 2000 für das Umweltverträglichkeitsgutachten, betrachtet jedoch nur die aus elektrotechnischer Sicht relevanten Sachverhalte. Es werden folgende Punkte behandelt:

- Beurteilung der Auswirkungen des Vorhabens unter Berücksichtigung der Genehmigungskriterien des §17 UVP-G 2000,
- Maßnahmenvorschläge, durch die schädliche, belästigende oder belastende Auswirkungen des Vorhabens auf die Umwelt verhindert oder verringert oder günstige Auswirkungen des Vorhabens vergrößert werden,
- Vorschläge zur nachsorgenden Kontrolle nach Stilllegung,
- Beurteilung von vorgelegten Projektalternativen, Standort- und Trassenvarianten (Siehe Punkt 5),
- Beurteilung vorgelegter Stellungnahmen und Einwendungen (Siehe Punkt 6).

#### **3.1.1 ELEKTRISCHE ANLAGEN**

##### **3.1.1.1 Vorschriften**

Zur Umsetzung des Vorhabens wird eine Vielzahl von elektrischen Anlagen errichtet. Diese Anlagen werden im Befund dargestellt.

Elektrische Anlagen sind gemäß Elektrotechnikgesetz so zu errichten, herzustellen, instand zu halten und zu betreiben, dass ihre Betriebssicherheit, die Sicherheit von Personen und Sachen, ferner in ihrem Gefährdungs- und Störungsbereich der sichere und ungestörte Betrieb anderer elektrischer Anlagen und Betriebsmittel sowie sonstiger Anlagen gewährleistet ist. Dazu wurde eine Reihe von Normen und Vorschriften durch die Elektrotechnikverordnung für verbindlich erklärt. Diese Bestimmungen (SNT-Vorschriften) sind ex lege einzuhalten und bedürfen keiner expliziten Vorschreibung.

Für die Realisierung des Vorhabens sind die letztgültigen ÖVE-Vorschriften, sowie die ÖNORMEN einzuhalten.

Dazu wird auf Folgendes hingewiesen:

- Die verbindlichen österreichischen SNT-Vorschriften sind jedenfalls einzuhalten.
- Bestehen darüber hinaus unverbindliche ÖVE-Vorschriften oder ÖNORMEN für Anlagen, sind diese als Stand der Technik anzusehen und einzuhalten.
- Bestehen für bestimmte Anlagen keine österreichischen Normen, so sind gegebenenfalls deutsche Normen (VDE bzw. DIN) als Stand der Technik heranzuziehen. Die Anwendung deutscher Normen für Anlagen, wenn aktuelle österreichische Normen diesen entgegenstehen, ist unzulässig!

Für die Herstellung von Betriebsmitteln sind die österreichischen Umsetzungen der zutreffenden europäischen Richtlinien (z.B. Niederspannungsrichtlinie, EMV- Richtlinie) maßgebend.

Die Anwendung von nationalen Normen europäischer Länder ist hier grundsätzlich zulässig, sofern die Konformität mit den Richtlinien gegeben ist. In den Anlagen dürfen nur Betriebsmittel eingesetzt werden, für welche die Konformität mit den zutreffenden Richtlinien nachweislich gegeben ist.

### 3.1.1.2 Hochspannungsanlagen

Für **Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV** gilt die ÖVE/ÖNORM E 8383/2000. Diese Vorschrift ist durch die geltende Elektrotechnikverordnung 2002 i.d.F. BGBl. Nr. 229/2014 verbindlich vorgegeben und daher ex lege einzuhalten. Aus den Projektunterlagen ist die Einhaltung dieser Vorschrift bei der Planung der gegenständlichen Umspann-, Schalt- und sonstigen Anlagen über 1 kV ersichtlich. Nach Fertigstellung ist von einer/einem zur gewerbsmäßigen Herstellung von Hochspannungsanlagen berechtigten Person/Unternehmen die Übereinstimmung der errichteten elektrischen Hochspannungsanlagen mit dieser Vorschrift zu bestätigen.

#### Störlichtbogenschutz

Im Fehlerfall können bei Hochspannungsschaltgeräten bzw. in Hochspannungsschaltanlagen Überschlüsse (zwischen unter Spannung stehenden Leitern oder zwischen unter Spannung stehenden Leitern und Erde) auftreten. Bei Entfestigung der Isolationsstrecke kommt es zur Ausbildung eines Störlichtbogens. Die Gefährdungen durch Störlichtbögen sind auf deren thermische, dynamische und toxische Wirkungen auf den Menschen zurückzuführen:

- Thermische Wirkungen:  
Verbrennungen 1. bis 4. Grades durch erhitzte Gase oder Metallteile;
- Dynamische Wirkungen:  
Verletzungen durch bewegte Teile infolge des Druckaufbaus in geschlossenen Räumen mit anschließendem Zerbersten der Kapselung;
- Toxische Wirkungen:  
Vergiftungen durch Gase oder Stäube, zum Beispiel durch Ozon oder die Zersetzungsprodukte von Schwefelhexafluorid SF<sub>6</sub>;
- Lichtwirkung:  
Verblitzen der Augen.

Bezüglich der Aufstellungsräume der Hochspannungsschaltanlagen (betrifft die Beton-Fertigteil-Kompaktstationen) ist spätestens nach Fertigstellung ein Nachweis zu führen, dass diese gemäß 6.5.2.1 der ÖVE/ÖNORM E 8383 folgende Bedingung erfüllen:

*„Die Konstruktion des Gebäudes muss der zu erwartenden mechanischen Belastung und dem durch einen Kurzschluss-Lichtbogen verursachten Innendruck standhalten.“*

Für Schaltanlagenräume gilt nach 6.5.3:

*„Die Abmessungen des Raums und der erforderlichen Druckausgleichsöffnungen sind von der Art der Schaltanlage und vom Kurzschlussstrom abhängig und sind vom Hersteller anzugeben. Wenn Druckausgleichsöffnungen erforderlich sind, müssen diese so ausgeführt und angeordnet sein, dass während des Ansprechens (Ausblasen infolge eines Kurzschluss-Lichtbogens) Personen und Sachgüter nicht gefährdet werden.“*

Bezogen auf das Projekt Windpark Pretul ist daher sicherzustellen, dass durch die Konzeption der Beton-Fertigteil-Kompaktstationen (Stationen mit integrierter Hochspannungsschaltanlage), welche öffentlich zugänglich sind, sichergestellt ist, dass das Bedienpersonal und die Allgemeinbevölkerung gegen die schädlichen Auswirkungen von Störlichtbögen geschützt sind.

Für die Aufstellung von Öltransformatoren gilt:

Im Punkt 7.6.2.2 „Innenraumanlagen in abgeschlossenen elektrischen Betriebsstätten“ der ÖVE/ÖNORM E 8383 ist festgelegt, dass ins Freie öffnende Türen von Transformatoraufstellungsräumen „feuerhemmend“ auszuführen sind.

Im gegenständlichen Fall werden Beton-Fertigteilstationen (jeweils mit 3500-kVA-Transformator) mit Türen aus Stahlblech errichtet, welches als „nicht brennbar“ anzusehen ist. In einem seitlichen Abstand von 3 m (links, rechts und nach vorne) von der Transformatorstation sind als Ersatzmaßnahme keine anderen Gebäude/Gebäudeöffnungen/Objekte zulässig bzw. dürfen keine brennbaren Lagerun-

gen erfolgen. Eine Feuergefährdung nach oben ist im gegenständlichen Fall durch den Transformator nicht gegeben.

Es ist Sorge zu tragen, dass jener zufolge Brandschutz einzuhaltende Sicherheitsbereich (3m) im Umkreis der Stationen auf Dauer von anderen Gebäuden/Gebäudeöffnungen/Objekten bzw. brennbaren Lagerungen frei bleibt. Dies ist nur möglich, wenn die Konsenswerberin als Eigentümerin oder abgesichert durch privatrechtliche Verträge über die erforderlichen Grundstücksflächen verfügen kann. Die Zugänge selbst sind frei zu halten. Unbenommen davon kann es für ein gefahrloses Bedienen einer von außen bedienbaren Station erforderlich sein, größere Bereiche vor der Station freizuhalten. Z.B. dürfen offene Türen den Zugang zur bzw. die Flucht von der Station nicht behindern (erforderlich gemäß ÖVE/ÖNORM E 8383: 2000-03-01: „Starkstromanlagen mit Nennwechselspannung über 1 kV, Punkt 6.5.4. Betriebs- und Instandhaltungsbereich: Die Fluchtwegbreite muss mindestens 500 mm betragen, auch wenn in Endstellung geöffnete Türen in den Fluchtweg ragen.“).

Für die Verlegung von **Starkstromkabelleitungen** stellt derzeit die ÖVE/ÖNORM E 8120\_01-08-2013 den Stand der Technik dar. Diese Vorschrift wurde vom Österreichischen Verband für Elektrotechnik als Norm veröffentlicht. Zur Sicherstellung der Einhaltung dieser Vorschrift bei der Kabelverlegung ist die entsprechende Ausführung von der ausführenden Fachfirma zu bescheinigen. Nach Punkt 34 dieser Vorschrift müssen Kabelpläne für Kabelleitungen vorhanden sein, um deren genaue Lage jederzeit feststellen zu können. Diese Pläne wurden in den Projektunterlagen in ihrem ungefähren Verlauf dargestellt. Zur besseren Darstellung der Lage der Kabelleitungen sind Trassenpläne im Maßstab 1:1000 anzufertigen und darin die eingemessene Lage einzutragen. Allfällige Abweichungen von den projektierten Trassen sind zu dokumentieren und es sind die geänderten Trassenpläne vorzulegen.

Es wird darauf hingewiesen, dass mit den von den Kabelleitungen betroffenen Grundeigentümern hinsichtlich der Grundinanspruchnahmen privatrechtliche Verträge bzw. Gestattungsverträge mit den betroffenen öffentlichen Stellen (Gemeinden, Verwalter des öffentlichen Wassergutes, Landesstraßenverwaltung) abzuschließen sind.

Festgehalten wird, dass die Planung der Hochspannungsanlagen grundsätzlich den gültigen Vorschriften entspricht.

Der Betrieb von elektrischen Anlagen ist in der ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 geregelt. Obwohl diese Vorschrift laut Elektrotechnikverordnung 2002 i.d.F. BGBl. II Nr.229/2014 aus der Verbindlichkeit genommen wurde, ist sie als Stand der Technik zu sehen. Auf Grund des Gefährdungspotenzials der Hochspannungsanlagen ist es aus elektrotechnischer Sicht erforderlich, dass für die Hochspannungsanlagen eine Elektrofachkraft als Anlagenverantwortlicher fungiert. Dieser Anlagenverantwortliche muss über ausreichende Kenntnisse von Hochspannungsanlagen verfügen. Ausreichende Kenntnisse sind anzunehmen, wenn der Anlagenverantwortliche die erforderlichen Voraussetzungen zur Ausübung des reglementierten Gewerbes der Elektrotechnik - entsprechend der Elektrotechnikzugangsverordnung, BGBl.II Nr.41/2003 i.d.F. BGBl.II Nr.399/2008 – erfüllt.

Beim Anlagenverantwortlichen für die Hochspannungsanlagen liegt auf Grund seiner Qualifikation die Verantwortung für den ordnungsgemäßen Zustand und Betrieb der Hochspannungsanlagen. Dieser hat die Ausführungen der Anlagelieferanten und den Betrieb der Hochspannungsanlagen zu kontrollieren.

### **3.1.1.3 Stromerzeugungsanlagen**

Der Betrieb einer Stromerzeugungsanlage kann im Sinne des §17 (2) UVP-G 2000 nur durch eine **fachlich geeignete Person** erfolgen. Analog zur Bestimmung in §12 Steiermärkisches Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2005 ist es daher erforderlich, dass nach Fertigstellung eine **fachlich geeignete Person** zum Betrieb der Stromerzeugungsanlagen genannt wird.

Die Qualifikation dieser Person ist auf Grund der Betriebsspannung und der Leistung des Generators mit jener des Anlagenverantwortlichen für die Hochspannungsanlagen gleich zu setzen (siehe Abschnitt „Hochspannungsanlagen“).

Ein entsprechendes Betriebsführungsübereinkommen ist abzuschließen, in das klare Kompetenzabgrenzungen aufzunehmen sind.

Gemäß **Artikel 5** der Richtlinie 2006/42/EG („Maschinenrichtlinie“, umgesetzt in Österreich durch die Maschinensicherheitsverordnung - MSV) muss der Hersteller oder sein in der Gemeinschaft niedergelassener Bevollmächtigter für jede hergestellte Maschine bzw. jedes hergestellte Sicherheitsbauteil die zutreffenden Konformitätsbewertungsverfahren durchführen, die EG-Konformitätserklärung ausstellen (und sicherstellen, dass sie der Maschine beiliegt) und die CE-Kennzeichnung anbringen.

Im Sinne des **Artikels 2(a)** der Richtlinie 2006/42/EG ist eine Energieerzeugungsanlage als „Maschine“ anzusehen (**„eine Gesamtheit von Maschinen die, damit sie zusammenwirken, so angeordnet sind und betätigt werden, dass sie als Gesamtheit funktionieren“**).

Daher ist für eine Energieerzeugungsanlage, bestehend aus Rotor, Generator, diversen Stellantrieben und der Steuerung eine Gesamtkonformitätserklärung auszustellen.

In dieser Konformitätserklärung ist auch die Einhaltung der ÖVE/ÖNORM EN 61400-1, der ÖVE/ÖNORM EN 61400-21 und der ÖVE/ÖNORM EN 50308 zu bestätigen.

### **3.1.1.4 Niederspannungsanlagen**

Zum Nachweis, dass die Niederspannungsanlagen ordnungsgemäß errichtet wurden, ist die Dokumentation der Erstprüfung gemäß der ÖVE/ÖNORM 8001-6-61 durch ein konzessioniertes Elektroinstallationsunternehmen erforderlich. Die Erstprüfung nach dieser SNT-Vorschrift ist durch die Elektrotechnikverordnung 2002 verbindlich vorgeschrieben.

Die elektrischen Niederspannungsanlagen sind durch die Umgebung (Mittelgebirgslage, hohe Temperaturschwankungen, starke Luftfeuchtigkeitsunterschiede) einer erhöhten Belastung ausgesetzt, es ergibt sich daher grundsätzlich ein Intervall für die wiederkehrende Überprüfung zur Sicherstellung des Erhaltes des ordnungsgemäßen Zustandes von längstens drei Jahren.

Für die Durchführung von wiederkehrenden Prüfungen gilt die ÖVE/ÖNORM E 8001-6-62 als Stand der Technik. Zur Dokumentation der durchgeführten Prüfungen und der Ausführung der Anlagen ist ein Anlagenbuch gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-6-63 zu führen.

### **3.1.2 BLITZSCHUTZ**

Zum Schutz vor Gefährdungen durch Blitzschläge sind die Windenergieanlagen mit einer Blitzschutzanlage auszustatten.

Die Elektrotechnikverordnung 2002 schreibt für die Errichtung von Blitzschutzsystemen die ÖVE/ÖNORM EN 62305-3/2008 verbindlich vor und ist daher grundsätzlich für alle Neuanlagen heranzuziehen.

Die ÖVE/ÖNORM EN 62305 unterscheidet zwischen 4 Blitzschutzklassen, wobei die Schutzklasse IV in Österreich laut Elektrotechnikverordnung als nicht ausreichend anzusehen ist. Das heißt, wenn eine Blitzschutzanlage erforderlich ist bzw. ausgeführt wird, ist diese mindestens in Schutzklasse III zu errichten.

Die Ausstattung der Windenergieanlagen mit Blitzschutzsystemen der Schutzklasse I ist jedenfalls als ausreichend zu bezeichnen (siehe Befund).

Gemäß Elektroschutzverordnung 2012 §15 (3) sind die Blitzschutzanlagen wiederkehrend auf ordnungsgemäßen Zustand zu prüfen. Die Prüffrist beträgt grundsätzlich **3 Jahre**. Nach erfolgten Blitzeinschlägen ist jedoch eine umgehende Überprüfung erforderlich.

Der Windenergieanlagenhersteller gibt in der Anleitung „Elektrische Wartung“ für das Erdungssystem eine Messung des Erdungswiderstandes alle vier Jahre vor. Da dieses Intervall größer als das in der Elektroschutzverordnung vorgesehene Intervall für die Blitzschutzanlage ist (die Erdungsanlage ist Teil des Blitzschutzsystems!), ist für die regelmäßige Überprüfung der Erdungsanlage das Intervall aus der Elektroschutzverordnung heranzuziehen.

### **3.1.3 FLUCHTWEGORIENTIERUNGSBELEUCHTUNG**

Für die Ausführung einer Fluchtwegorientierungsbeleuchtung ist die TRVB E 102/2005 als Stand der Technik anzusehen. Entsprechend den Vorgaben der TRVB E 102/2005 sind Fluchtwegorientierungsbeleuchtungen grundsätzlich in Dauerschaltung zu betreiben.

#### Prüfdokumentation:

Zur Sicherstellung der ordnungsgemäßen Errichtung der Fluchtwegorientierungsbeleuchtung ist die Erstprüfung zu dokumentieren. Die wiederkehrende Prüfung ist gemäß TRVB E 102/2005 jährlich durchzuführen. Darüber hinaus sind Eigenkontrollen in kürzeren Abständen im Sinne der Richtlinie durchzuführen.

Der Wartungsanleitung „Elektrische Wartung“ ist zu entnehmen, dass zumindest einmal jährlich die Überprüfung der Fluchtwegorientierungsbeleuchtung vorgesehen ist.

### **3.1.4 KENNZEICHNUNG DER ELEKTRISCHEN BETRIEBSRÄUME UND ANLAGEN, VERHALTEN IM BRANDFALL, VERHALTEN BEI ELEKTROUNFÄLLEN**

Die Energieerzeugungsanlagen und die zugehörigen elektrischen Schaltanlagen sind in abgeschlossenen elektrischen Betriebsräumen zu betreiben und dürfen nur Fachpersonal zugänglich sein. Die elektrischen Betriebsräume sind zu kennzeichnen und es ist auf die Gefahren durch elektrischen Strom mittels Warntafeln (Warnzeichen gemäß Kennzeichnungsverordnung BGBl. II Nr. 101/1997) hinzuweisen. Ebenso sind die Sicherheitsregeln zum Herstellen und Sicherstellen des spannungsfreien Zustandes vor Arbeiten gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 (EN 50110-2-100 eingearbeitet) in der Nähe der Schaltanlagen anzuschlagen. Hinsichtlich der Durchführung von Arbeiten unter Spannung wird ebenfalls auf die Einhaltung dieser Vorschrift verwiesen.

Beim Brand in elektrischen Anlagen sind besondere Verhaltensregeln einzuhalten, ebenso bei Erster Hilfe bei Unfällen durch Elektrizität.

Die jeweils erforderlichen Maßnahmen sind in der ÖVE/ÖNORM E 8350 „Bekämpfung von Bränden in elektrischen Anlagen und in deren Nähe“ und in der ÖVE/ÖNORM E 8351 „Erste Hilfe bei Unfällen durch Elektrizität“ angegeben. Diese Vorschriften sind auch als Wandtafeln erhältlich und sind entweder die Wandtafeln in der Nähe der elektrischen Anlagen auszuhängen oder die Vorschriften bei den elektrischen Anlagen (in der Windenergieanlage) aufzulegen.

### **3.1.5 NETZAUSFALL, TOTALER STROMAUSFALL**

Bei Netzausfall werden die Windenergieanlagen von der Steuerung automatisch abgeschaltet (vom Netz genommen). Die Steuerung signalisiert die Störung „Netzausfall“ und gibt eine Störmeldung per Funk (SMS per Mobilfunknetz) an den Betreiber bzw. Mühlenwart oder Anlagenwärter. Die Windenergieanlagen gehen in diesem Fall in den Trudelbetrieb über.

Bei Netzwiederkehr überprüft die Steuerung, ob alle Systeme der Windenergieanlage betriebsbereit sind und schaltet bei ausreichender Windgeschwindigkeit die Anlage wieder ans Netz.

### **3.1.6 ELEKTRISCHE, MAGNETISCHE UND ELEKTROMAGNETISCHE FELDER**

#### **3.1.6.1 Allgemeines**

Die bei den geplanten Windenergieanlagen zu erwartenden elektromagnetischen Felder werden wie folgt zusammengefasst:

- magnetische Felder mit der dominierenden Frequenz 50Hz und zusätzlichen niederfrequenten Magnetfeldanteilen (Oberwellen).

Keine Relevanz haben:

- netzfrequentes (50Hz-) elektrisches Feld
- höherfrequente elektromagnetische Felder.

### **3.1.6.2 Elektrisches Feld**

Die Energieableitung im beantragten Projekt erfolgt in Form von in Erde verlegten 30-kV-Hochspannungskabelsystemen. Diese verfügen über einen elektrisch leitfähigen Schirm aus Kupfergeflecht, der wie ein Faraday-Käfig die elektrischen Felder nach außen hin abschirmt. Eine relevante Exposition durch elektrische Felder tritt daher nicht auf.

### **3.1.6.3 Magnetisches Feld**

Hinsichtlich der Bewertung der auftretenden magnetischen Felder wird festgehalten, dass die zu erwartenden Werte den Referenzwerten aus der Vornorm ÖVE/ÖNORM E 8850/2006: „Elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder im Frequenzbereich von 0-300 GHz – Beschränkung der Exposition von Personen“ gegenübergestellt wurden. Diese Norm ist als Stand der Technik anzusehen.

Im Freien ist, wie Berechnungen ähnlich gelagerter Projekte ergeben haben, bei keinem Betriebszustand eine Exposition der Allgemeinbevölkerung im Bereich des Referenzwertes gegeben.

Im Inneren einer Windenergieanlage ist an exponierten Stellen (z.B. in unmittelbarer Nähe des Generators oder in der Nähe der Energieableitung von der Gondel in den Turm) mit dem Auftreten nicht (gänzlich) unbedeutender magnetischer Felder zu rechnen. Allerdings ist das Benützen der Turmleiter bei Vollastbetrieb nicht üblich bzw. laut Betriebsanleitung nicht gestattet. Dies gilt auch für den Aufenthalt in der unmittelbaren Nähe des Generators.

### **3.1.6.4 Elektromagnetische Felder**

Bei Hochspannungs-Freileitungen kann es an den Leiterseilen wegen der hohen Oberflächenfeldstärken zu Funkenentladungen kommen, was mit der Aussendung hochfrequenter elektromagnetischer Felder verbunden ist. Bei Kabelleitungen wird dies durch die elektrische Isolation der Leiter verhindert. Hochfrequente elektromagnetische Aussendungen sind daher vernachlässigbar.

### **3.1.6.5 Beeinflussungen von Personen, Fauna und Flora**

Die Beurteilung, ob Menschen, Pflanzen oder Tiere durch die auftretenden magnetischen Felder belästigt, beeinflusst oder gefährdet werden, kann in diesem Gutachten nicht erfolgen. Der Sachverständige für Elektrotechnik kann Aussagen hinsichtlich des Auftretens und der Größe von oben erwähnten Feldern treffen, nicht jedoch hinsichtlich der Auswirkungen dieser Felder. Dafür sind Sachverständige für Medizin (Humanmedizin, Veterinärmedizin, eventuell Biologie) zuständig.

## **3.1.7 LICHT**

Für die lichttechnische Beurteilung ist die ÖNORM O 1052 Ausgabe 2012-10-01 „Lichtimmissionen Messung und Beurteilung“ als Stand der Technik anzusehen.

Aus den vorgelegten Projektunterlagen geht hervor, dass während der Betriebsphase keine relevanten Lichtimmissionen zu erwarten sind. Dies ist grundsätzlich nachvollziehbar, da kein Erfordernis besteht, eine in Betrieb befindliche vollautomatisierte Windenergieanlage während der Nachtstunden zu beleuchten. Als nicht relevant sind dabei die Warnleuchten zu betrachten, die nur bei vereisten Windenergieanlagen in Betrieb sind. Die roten Blinkleuchten an der Oberseite der Gondeln (Flugbefehrerung) sind vom Boden aus kaum wahrnehmbar.

Da die nächstgelegenen Wohnhäuser zumindest mehrere hundert Meter entfernt sind, ist nicht mit dem Auftreten von störenden Lichtimmissionen zu rechnen.

Auch während der Bauphase ist nicht mit dem Auftreten relevanter Emissionen, verursacht durch Baustellenscheinwerfer etc., zu rechnen.

### **3.1.8 SCHATTENWURF**

Die Darstellungen in den Projektunterlagen zum Thema Schattenwurf sind plausibel. Da die in Österreich angewendeten Grenzwerte (maximal 30 Minuten pro Tag bzw. maximal 30 Stunden pro Jahr) nicht überschritten werden, sind keine Maßnahmen bzw. Auflagenvorschläge erforderlich.

### **3.1.9 EISFALL**

Da im Gefährdungsbereich für Eisfall Wanderwege verlaufen, ist eine temporäre Verlegung bzw. eine Markierung für Umgehungswege außerhalb des Gefährdungsbereiches erforderlich.

Es ist gängige Praxis, einen Gefährdungsbereich durch Eisfall rund um eine Windenergieanlage festzulegen. Als ausreichend wird derzeit ein kreisförmiger Bereich mit einem Radius von 1,3mal der Gesamthöhe (Blattspitzenhöhe = Nabenhöhe + halber Rotorkreisdurchmesser) rund um die Windenergieanlage angesehen. Bei den gegenständlichen Anlagen mit einer Nabenhöhe von 78,3m und einem Rotordurchmesser von 82m ist der Kreisradius des Gefährdungsbereiches annähernd 156m bzw. aufgerundet 160m. Außerhalb dieser Entfernung ist bei Eisfall und Windgeschwindigkeiten bis etwa 20m/s, das sind 72km/h, mit keinem erhöhten Risiko zu rechnen.

Im gegenständlichen Projekt wird um jede Windenergieanlage der Gefährdungsbereich als Kreis mit einem Radius von 155m dargestellt.

Die geplante Aufstellung der Warntafeln und Warnleuchten erfolgt außerhalb dieses Bereiches, sodass bei vereisten Anlagen ein Betretungsverbot für die dargestellten Gefährdungsbereiche als ausreichend angesehen werden kann.

Um Eisansatz an den Rotorblättern mit hoher Wahrscheinlichkeit (Genauigkeit) feststellen zu können, ist das Vorhandensein zuverlässiger Detektoren erforderlich. Aus den Unterlagen des Windenergieanlagenerzeugers geht hervor, dass die Leistungskurven-Methode erst bei Leistungsabweichungen von etwa 15% aufwärts anspricht. Zudem funktioniert die Leistungskurvenmethode nur bei drehendem Rotor.

Eine empfindlichere Eisdetektion ist nach Herstellerangaben durch den LABKO-Eissensor möglich.

Außerdem ergibt sich bei Verwendung beider Methoden eine Erhöhung der Sicherheit.

Daher ist die Ausstattung der Windenergieanlagen 3, 6, 9 und 14 mit LABKO-Eisdetektoren erforderlich, um mit ausreichender Sicherheit Eisansatz detektieren zu können.

Für die Sicherheit von Bedeutung ist außer der zuverlässigen Erkennung von Eisansatz bzw. von Vereisung der Rotorblätter auch das sofortige Stillsetzen der Windenergieanlagen bei Vereisung. Daher sind bei Ansprechen eines Eisdetektors bzw. wenn durch die Leistungskurvenmethode Vereisung erkannt wird, alle Windenergieanlagen still zu setzen (außer Betrieb zu nehmen) und die Warnleuchten einzuschalten.

Warnleuchten sind Blinkleuchten, die nur bei vereisten Windenergieanlagen in Betrieb sind. Diese Warnleuchten sollen an den Zugängen zum Windpark auf massiven Halterungen in einer Höhe von 1,5m bis 2m am jeweiligen Wegrand angebracht werden. Der Abstand zur nächstgelegenen Windenergieanlage soll nicht weniger als 160m sein.

Die Orte, wo Blinkleuchten aufzustellen sind, sind folgende:

Im Bereich des Roseggerhauses, beim Wanderweg 742 bei der Abzweigung auf die Amundsenhöhe, beim Wanderweg 741 bei der Abzweigung vom Sturmfreien Weg auf die neu errichtete Forststraße

(Brunngrabenstraße), nördlich der WEA 14 (Zugang vom Schwarzriegelmoor bzw. WW743, bei der Peter-Bergner-Warte und zwischen WEA 8 und WEA 9 auf dem Geiereck.

Derzeitiger Stand der Technik ist das Aufstellen von Warnleuchten mit zusätzlichen Hinweistafeln (Warntafeln). Die Blinkleuchten werden bei Vereisung von Windenergieanlagen in Betrieb genommen (beginnen zu blinken) und die Warntafeln geben Hinweise, dass das Betreten des Windparks bei Blinklicht lebensgefährlich und daher verboten ist.

Die Warnleuchten sollen gelbes, gelb-rotes oder orange-rotes Licht ausstrahlen.

Da die geplanten Windenergieanlagen mit einer Rotorblattheizung ausgestattet werden, können durch diese Heizung die Stillstandzeiten durch Vereisung verkürzt werden und damit auch die Zeiten, in denen Gefahr durch Eisfall in der Nähe der Anlagen besteht. Um während des Abtauvorganges die Gefährdung eventuell im Windpark anwesender Personen zu vermeiden, ist es erforderlich, dass der Mühlenwart vor Ort anwesend ist und den durch die Rotorblattheizung verursachten Abtauvorgang überwacht. Es dürfen nur vollständig enteiste Windenergieanlagen wieder in Betrieb genommen werden.

Wenn in späterer Zeit zusätzliche Wanderwege errichtet werden oder sich andere Gründe ergeben, die es erfordern, zusätzliche Warntafeln und Warnleuchten zu errichten, so muss das ermöglicht werden, um die Sicherheit zu gewährleisten.

### **3.1.10 VORSCHLÄGE ZUR NACHSORGENDEN KONTROLLE NACH STILLLEGUNG**

Die Bestanddauer von Windenergieanlagen wird vom Hersteller mit mindestens 20 Jahren angegeben. Sollten die Anlagen über diesen Zeitraum hinaus betrieben werden, wird vom Hersteller die Begutachtung durch eine fachlich autorisierte Prüfstelle vorgeschrieben.

Im Falle der Stilllegung der Windenergieanlagen (aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen) ist im Projekt folgende Vorgangsweise angeführt:

Bei Stilllegung der Windenergieanlagen ist aus heutiger Sicht folgende Vorgangsweise denkbar:

- Vollständiger Abbau der Windenergieanlage mit Trennung der anfallenden Stoffe in Fraktionen, die wiederverwertet werden können und Reststoffe, die der thermischen Verwertung oder Deponierung zugeführt werden.
- Abbau der Fundamente: Die Betonfundamente sind bis auf die Bodenplatte zu entfernen (das ist bis auf etwa 1m unter Erdniveau) und die entstehende Baugrube ist standortgerecht aufzufüllen.

Die dabei anfallenden Baurestmassen, Abfälle und Reststoffe werden nach den zu diesem Zeitpunkt gültigen gesetzlichen Grundlagen verwertet und entsorgt. Die Art und Menge entspricht den in der Bauphase verwendeten Materialien.

Aus elektrotechnischer Sicht ist darauf zu achten, die elektrischen Anlagen nach deren Stilllegung spannungsfrei zu schalten und zu erden. Werden die Anlagen nicht mehr in Betrieb genommen, so sind sie vollständig abzubauen und ordnungsgemäß zu entsorgen.

## **3.2 GUTACHTEN NACH WEITEREN VERWALTUNGSVORSCHRIFTEN**

Grundsätzlich ist zu beurteilen, ob aus elektrotechnischer Sicht die Genehmigungsvoraussetzungen folgender Materiengesetze eingehalten werden:

- Stmk. EIWOG 2005 §10 (Stromerzeugungsanlagen)
- Steiermärkisches Starkstromwegegesetz §7

- ArbeitnehmerInnenschutzgesetz §92

Mit Bezug auf diese Materiengesetze sind dabei folgende Punkte zu behandeln:

- Beurteilung, ob aus elektrotechnischer Sicht gemäß § 10 Abs. 1 des Stmk. ElWOG das Leben oder die Gesundheit von Menschen nicht gefährdet und Belästigungen auf ein zumutbares Maß beschränkt werden;
- Beurteilung, ob im Sinne des §3(1) Elektrotechnikgesetz bzw. des §7(1) Steiermärkisches Starkstromweegegesetz aus elektrotechnischer Sicht aus dem vorgelegten Projekt zu schließen ist,
  - dass für die projektierten elektrischen Anlagen im Betrieb eine ausreichende Betriebssicherheit gewährleistet sein wird,
  - dass die Sicherheit von Personen und Sachen gewährleistet sein wird,
  - dass in ihrem Gefährdungs- und Störungsbereich der sichere und ungestörte Betrieb anderer elektrischer Anlagen und Betriebsmittel sowie sonstiger Anlagen gewährleistet sein wird,
  - dass die projektierten elektrischen Anlagen und Einrichtungen vom Standpunkt der Sicherheit, Normalisierung und Typisierung den Bestimmungen des Elektrotechnikgesetzes 1992, BGBl.Nr.106/1993 und der Elektrotechnikverordnung 2002 (ETV 2002) i.d.F. BGBl. II Nr.229/2014 entsprechen und
  - dass die elektrische Leitungsanlage dem öffentlichen Interesse an der Versorgung der Bevölkerung oder eines Teiles derselben mit elektrischer Energie entspricht.
- Maßnahmenvorschläge auch unter Berücksichtigung des Arbeitnehmer/innen/schutzes.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass mit Verweis auf das Gutachten nach UVP-G auch die Anforderungen der genannten Materiengesetze erfüllt werden, wenn den Anforderungen gemäß UVP-G entsprochen wird.

## 4 MAßNAHMEN UND AUFLAGENVORSCHLÄGE

Hinweise:

1. Elektrische Anlagen (hier: Niederspannungsanlagen) sind ex lege (ESV 2012 § 8) vor Inbetriebnahme einer Prüfung zu unterziehen; die Prüfung hat gemäß den Bestimmungen der ÖVE/ÖNORM E 8001-6-61: 2001-07-01 durch eine Elektrofachkraft zu erfolgen (verbindlich erklärt in der ETV 2002 i.d.F. BGBl. II Nr. 229/2014).
2. Es wird darauf hingewiesen, dass elektrische Anlagen und elektrische Betriebsmittel ex lege (§2(1) ESV 2012) sich stets in sicherem Zustand befinden müssen und Mängel unverzüglich behoben werden müssen. Der Nachweis des sicheren Zustandes erfolgt durch wiederkehrende Prüfungen. Für die wiederkehrenden Prüfungen ist die ÖVE/ÖNORM E 8001-6-62 „Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis ~1000 V und =1500 V; Teil 6-62: Prüfungen – Wiederkehrende Prüfung“ als Stand der Technik anzuwenden.
3. Die Prüfungen der elektrischen Anlagen sind ex lege (ESV 2012 § 11) mit Prüfbefunden zu dokumentieren und sind Schaltpläne und Unterlagen bis zum Stilllegen der elektrischen Anlagen oder Ausscheiden der elektrischen Betriebsmittel aufzubewahren.
4. Blitzschutzanlagen sind ex lege (ESV 2012 § 15) vor Inbetriebnahme einer Prüfung zu unterziehen; die Prüfung hat durch eine Elektrofachkraft zu erfolgen.
5. Die Prüfungen der Blitzschutzanlagen sind ex lege (ESV 2012 § 15) mit Prüfbefunden zu dokumentieren und sind Pläne und Unterlagen bis zum Stilllegen der Blitzschutzanlage aufzubewahren.
6. Das Blitzschutzsystem ist ex lege (ESV 2012 § 15 Abs. 3 Z 1) in Zeiträumen von längstens drei Jahren wiederkehrend zu prüfen.

Folgende Maßnahmen werden aus Sicht der Elektrotechnik vorgeschlagen:

- 1) Über die Herstellung der (Fundament-)Erdungsanlage entsprechend ÖVE/ÖNORM E 8014-Serie ist von der ausführenden Firma eine Bestätigung auszustellen. Der vom Anlagenhersteller ENERCON geforderte Gesamterdungswiderstand von kleiner gleich 2 Ohm ist ausdrücklich zu bestätigen und der gemessene Wert anzugeben.
- 2) Die Verlegung der Hochspannungskabel sowie von Energie-, Steuer- und Messkabeln hat nach den Richtlinien der ÖVE/ÖNORM E 8120 (als Regel der Technik) zu erfolgen. Die genaue Lage der Kabeltrasse ist in Bezug zu Fixpunkten in der Natur einzumessen und in Ausführungsplänen (Maßstab 1:1000) zu verzeichnen. In diese Pläne sind Querschnitte der Kabeltrasse mit Verlegungstiefe und Anordnung der Kabel einzutragen. Diese Pläne sind einerseits der Behörde bei der Abnahmeverhandlung vorzulegen, andererseits zur späteren Einsichtnahme in der Anlage aufzubewahren. Kopien sind den Grundbesitzern nachweislich zu übergeben.
- 3) Durch Atteste der ausführenden Fachfirmen ist nachzuweisen:
  - a) Die ordnungsgemäße Ausführung der Hochspannungsanlagen (WEA-Transformatorstationen) gemäß der ÖVE/ÖNORM E 8383 bzw. hinsichtlich der Störlichtbogenqualifikation IAC-AB nach ÖVE/ÖNORM EN 62271-202.
  - b) Die Ausführung der Fluchtwegorientierungsbeleuchtung gemäß der TRVB E-102/2005.
  - c) Die ordnungsgemäße Verlegung der Kabelleitungen gemäß ÖVE/ÖNORM E 8120.
- 4) Für jede Windenergieanlage ist ein Anlagenbuch zu führen, in dem zusätzlich folgende Angaben enthalten sind:
  - EG-Konformitätserklärung des Herstellers mit Bestätigung der Einhaltung der anzuwendenden EG-Richtlinien ( Maschinensicherheitsrichtlinie, EMV-Richtlinie u.dgl.);
  - Abnahmeprotokoll des Errichters;
  - Abnahmeprotokoll (Erstprüfung) der elektrotechnischen Anlagen durch Befugte;
  - Angaben über die laufenden Kontrollen der Windenergieanlage und Instandhaltung;
  - Angaben der Betriebszeiten bzw. der Ausfallszeiten mit den zugehörigen Ursachen;
  - Wartungsangaben und Instandsetzungsangaben;
  - Führung einer Statistik über Blitzeinschläge/Schäden;
  - Führung einer Statistik über Stillstandzeiten durch Vereisung.
- 5) Die elektrischen Niederspannungsanlagen sind in Zeiträumen von längstens drei Jahren wiederkehrend zu überprüfen.

Mit den wiederkehrenden Prüfungen der elektrischen Anlagen ist eine Elektrofachkraft zu beauftragen. Von dieser ist eine Bescheinigung auszustellen, aus der hervorgeht,

- dass die Prüfung gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-6-62 i.d.g.F. erfolgt ist,
  - dass keine Mängel festgestellt wurden bzw. bei Mängeln die Bestätigung ihrer Behebung und
  - dass für die elektrischen Anlagen im Betrieb ein vollständiges und aktuelles Anlagenbuch gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-6-63 i.d.g.F. vorhanden ist.
- 6) Die im Eigentum der Betreibergesellschaft befindlichen Hochspannungsanlagen sind ständig unter der Verantwortung eines Befugten zu betreiben. Dieser Befugte ist für den ordnungsgemäßen Zustand der Hochspannungsanlagen verantwortlich. Dieser Befugte ist der Behörde vor Inbetriebnahme der Anlagen und bei Änderungen in der Person des Befugten unter Vorlage der Befugnisnachweise und des Betriebsführungsübereinkommens namhaft zu machen. Bei Netzbetreibern nach dem Stmk. EIWOG kann dieser Befugnisnachweis entfallen.

- 7) Die Erdungsanlagen der Windenergieanlagen sind in Zeitabständen von längstens drei Jahren wiederkehrend zu überprüfen. Dabei ist der Erdungswiderstand zu messen und bei Überschreiten des Wertes von 2 Ohm durch Verbesserungsmaßnahmen dieser Wert wiederherzustellen oder vom Anlagenhersteller ENERCON bestätigen zu lassen, dass trotz des höheren Erdungswiderstandes die ordnungsgemäße Funktion der Blitzschutzanlage gegeben ist.
- 8) Die Wanderwege durch den Windpark sind im Winter durch Stangenmarkierungen so zu kennzeichnen, dass sie stets außerhalb der Gefahrenbereiche durch Eisfall verlaufen.
- 9) Bei den Zugängen zum Windpark (wie in 7.1.1 der Vorhabensbeschreibung dargestellt) sind zumindest 160m vor den jeweiligen Windenergieanlagen am Straßenrand/Wegrand Warnleuchten aufzustellen, die bei Eisansatz an den WEA oder bei Vereisung der WEA gelbes oder orange-rotes Blinklicht aussenden. Zusätzlich sind daneben Hinweistafeln anzubringen, die deutlich darauf hinweisen, dass das Betreten des Windparks in diesem Fall lebensgefährlich ist und auf eigene Gefahr erfolgt.
- 10) Die Windenergieanlagen 3, 6, 9 und 14 sind zusätzlich (zum serienmäßigen Eiserkennungssystem) mit dem LABKO-Eisdetektor auszurüsten.
- 11) Sobald bei einer Windenergieanlage Eisansatz oder Vereisung detektiert wird, sind alle Warnleuchten einzuschalten. Die Warnleuchten dürfen nur durch den Mühlenwart oder Anlagenwärter ausgeschaltet werden, wenn er vor Ort festgestellt hat, dass keine Gefahr durch Eisfall besteht.
- 12) Zur Erhaltung des betriebssicheren Anlagenzustandes ist der Betrieb der Windenergieanlagen nur unter Wartung durch eine fachlich geeignete Firma unter exakter Einhaltung der Vorgaben des Herstellers zulässig. Für diese Wartungsaufgaben ist ein Wartungsvertrag abzuschließen. Rechtzeitig vor Ablauf eines Wartungsvertrages ist dieser zu verlängern oder mit einer ebenfalls fachlich geeigneten Firma (hinsichtlich der fachlichen Eignung muss die Zustimmung der Herstellerfirma bestehen) ein neuer Wartungsvertrag abzuschließen. Die Wartungsverträge sind zur Einsichtnahme durch die Behörde aufzubewahren.
- 13) Die Wartung und Instandhaltung der Windenergieanlagen hat entsprechend den Wartungsrichtlinien der Herstellerfirma und den Anforderungen der Typenprüfungen zu erfolgen.
- 14) Die Bedienung der Anlagen darf nur durch entsprechend unterwiesene Personen erfolgen. Die Betriebsanleitung, in welche auch Hinweise über Verhaltensmaßnahmen bei gefährlichen Betriebszuständen aufzunehmen sind, ist bei jeder Windenergieanlage aufzubewahren, ebenso ein Servicebuch. In dieses Servicebuch sind jene Personen oder Firmen einzutragen, die zu Eingriffen an der Windenergieanlage entsprechend unterwiesen und berechtigt sind.
- 15) Der Betreiber der Windenergieanlagen hat für die technische Leitung und Überwachung eine fachlich geeignete Person im Sinne des §12 Stmk. ElWOG 2005 der Behörde bekannt zu geben.
- 16) An den Zugangstüren der Windenergieanlagen sind Hinweisschilder (evt. Piktogramme) anzubringen, die die WEA als elektrische Betriebsstätten kennzeichnen und den Zugang für Unbefugte verbieten.
- 17) Bei den Schaltanlagen in der Windenergieanlage sind die fünf Sicherheitsregeln für das Herstellen und Sicherstellen des spannungsfreien Zustandes anzubringen.
- 18) In jeder Windenergieanlage sind die Vorschriften der ÖVE/ÖNORM E 8350 („Bekämpfung von Bränden in elektrischen Anlagen und in deren Nähe“) und der ÖVE/ÖNORM E 8351

(„Erste Hilfe bei Unfällen durch Elektrizität“) entweder als Hinweistafel anzubringen oder als Broschüre aufzulegen.

- 19) Die Windenergieanlagen sind so zu betreiben, dass Personen nicht durch Eisfall gefährdet werden. Der Betrieb der Windenergieanlagen bei Eisansatz ist nicht zulässig. Aus Sicherheitsgründen darf die Wiederinbetriebnahme nach Abschaltung durch Vereisung nur durch eine befugte Person (Mühlenwart, Anlagenwärter) nach vorheriger Kontrolle durch eine Vor-Ort-Besichtigung erfolgen.
- 20) Die Konsenswerberin hat durch privatrechtliche Verträge bzw. durch Erwerb der erforderlichen Grundstücksflächen sicherzustellen, dass jene zufolge Brandschutz einzuhaltenden Sicherheitsbereiche (das sind 3m) im Umkreis der Transformatorstationen auf Dauer von anderen Objekten bzw. brennbaren Lagerungen freigehalten werden können.
- 21) Für die Einspeisung in das öffentliche Stromnetz ist ein Netzzugangsvertrag mit dem Verteilnetzbetreiber Energienetze Steiermark GmbH abzuschließen.
- 22) Nach dem Erreichen der vom Hersteller angegebenen Bemessungslbensdauer von 20 Jahren sind die Windenergieanlagen von einer fachlich autorisierten Prüfstelle auf ihre Weiterverwendbarkeit zu begutachten und ist gegebenenfalls die weitere Nutzungsdauer festzulegen.
- 23) Der beabsichtigte Weiterbetrieb der Windenergieanlagen ist der Behörde unter Anschluss des positiven Gutachtens der Prüfstelle anzuzeigen.

## **5            ZU DEN VARIANTEN UND ALTERNATIVEN**

Die in der UVE angeführten Varianten weisen keine elektrotechnische Relevanz auf.

## **6            ZU DEN STELLUNGNAHMEN UND EINWENDUNGEN**

### **6.1        STELLUNGNAHME ZUR EINWENDUNG DER NATURFREUNDE ÖSTERREICH:**

Hinsichtlich des Einwandes wegen Schattenwurf beim Roseggerhaus wird darauf hingewiesen, dass die vorliegenden Berechnungen Werte ergeben, die deutlich unterhalb der Richtwerte der angewendeten Richtlinien liegen.

Hinsichtlich eventueller Einschränkungen der touristischen Freizeitaktivitäten wegen Eisfall wird auf das geplante Besucherlenkungskonzept verwiesen, das bei Gefahr durch Eisfall einerseits großräumige Warnung und andererseits sichere Ersatzwege vorsieht.

### **6.2        STELLUNGNAHME ZUR EINWENDUNG DER WIEN-ENERGIE:**

In der Stellungnahme wird ein Abstand zwischen den Kabelleitungsanlagen zur Energieableitung einerseits des WP Steinriegel I und andererseits des geplanten WP Pretul von 3,0 Meter gefordert.

Für die Verlegung von Energie-, Steuer- und Messkabeln stellt derzeit die Norm ÖVE/ÖNORM E 8120\_2013-08-01 den Stand der Technik dar. In dieser Norm, die als Regel der Technik anzuwenden ist, ist in Abschnitt 27 unter 27.2 „ein lichter waagrechter Abstand von mindestens 0,3 m“ angegeben.

### **6.3 STELLUNGNAHME ZUR EINWENDUNG DES ARBEITSINSPEKTORATES LEOBEN:**

Hier kann kein relevanter Bezug zum Fachbereich Elektrotechnik gesehen werden.

## **7 ZUSAMMENFASSUNG**

Die Planung der elektrischen Einrichtungen des Windparks Pretul sowie der elektrischen Leitungsanlagen zur Energieableitung entspricht dem Stand der Technik. Es sind im Projekt geeignete Maßnahmen dargestellt, welche grundsätzlich geeignet sind, Gefährdungen für Personen auf ein ausreichendes Maß zu beschränken.

In einigen Punkten sind zur Herstellung bzw. zur Aufrechterhaltung der erforderlichen Sicherheit zusätzliche Maßnahmen notwendig. Diese wurden in Form von begründeten Maßnahmenvorschlägen in diesem Fachgutachten festgehalten.

Zur Sicherstellung der ordnungsgemäßen „Erst-Ausführung“ bzw. zur Erhaltung des ordnungsgemäßen und sicheren Zustandes durch wiederkehrende Prüfungen wurden im Fachgutachten ebenfalls geeignete Maßnahmen vorgeschlagen.

Die Belästigungen bzw. Gefährdungen durch elektromagnetische Felder werden nicht beurteilt – hier wird auf das Gutachten für Umweltmedizin verwiesen. Es können jedoch die im Projekt dargestellten Angaben und Aussagen zu den elektrischen und magnetischen Feldstärken als nachvollziehbar bewertet werden.

Die Belästigungen durch Licht werden nicht beurteilt – hier wird ebenfalls auf das Gutachten für Umweltmedizin verwiesen.

Aus Sicht der Elektrotechnik sind bei projektgemäßer Errichtung und ordnungsgemäßem Betrieb der gegenständlichen Anlagen die Genehmigungsvoraussetzungen gemäß §17 UVP-G 2000 gegeben, sofern die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Vorschreibung gelangen.

Graz, 2014-10-27

Dipl.-Ing. Josef Krenn