



Das Land
Steiermark

AMT DER STEIERMÄRKISCHEN LANDESREGIERUNG

Abteilung 15 Energie, Wohnbau, Technik

Abteilung 13 Umwelt und Raumordnung
Stempfergasse 7
8010 Graz

→ **Fachabteilung Energie
und Wohnbau**

**Referat Energietechnik und
Klimaschutz**

Bearb.: Dipl.-Ing. Josef Krenn
Tel.: +43 (316) 877-4075
Fax: +43 (316) 877-4569
E-Mail: wohnbau@stmk.gv.at

Bei Antwortschreiben bitte
Geschäftszeichen (GZ) anführen

Graz, am 12.01.2018

GZ: ABT15-7529/2018-7

Ggst.: ABT13, Windpark Stubalpe, Hirscheegg-Pack, Maria Lankowitz,
UVP Verfahren, konsolidiertes Fachgutachten Elektrotechnik

KONSOLIDIERTES FACHGUTACHTEN ZUR UVP WINDPARK STUBALPE

FACHBEREICH ELEKTROTECHNIK

8010 Graz • Landhausgasse 7
Montag bis Freitag von 8:00 bis 12:30 Uhr und nach Terminvereinbarung
Öffentliche Verkehrsmittel: Straßenbahn/Buslinie(n) 1,3,4,5,6,7/67 Haltestelle Hauptplatz/Andreas-Hofer-Platz
DVR 0087122 • UID ATU37001007
Landes-Hypothekenbank Steiermark AG: IBAN AT375600020141005201 • BIC HYSTAT2G

1 INHALTSVERZEICHNIS

| | | |
|-------------|--|----------|
| 1 | INHALTSVERZEICHNIS | 2 |
| 2 | FACHBEFUND | 6 |
| 2.1 | Vorhaben | 6 |
| 2.2 | Projektunterlagen | 6 |
| 2.3 | Gemeinsamer Befund | 6 |
| 2.4 | Fachspezifischer Befund | 6 |
| 2.4.1 | Lage der Windenergieanlagen und Winddaten | 7 |
| 2.4.2 | Allgemeine und spezifische Beschreibung der Windenergieanlagen | 8 |
| 2.4.2.1 | Allgemeines: | 8 |
| 2.4.2.2 | Hauptdaten und Komponenten einer Windenergieanlage SIEMENS SWT-3.2-113 | 8 |
| 2.4.2.3 | Sicherheitssysteme | 8 |
| 2.4.2.4 | Rotorblattheizung (Rotorblattenteisung) | 8 |
| 2.4.3 | 30/0,69-kV-Transformatorstation (bei jeder WEA) | 10 |
| 2.4.3.1 | Baulicher Teil der Trafostation | 10 |
| 2.4.3.2 | Positionierung der Trafostationen | 11 |
| 2.4.3.3 | Einrichtung der Trafostationen | 11 |
| 2.4.4 | 30-kV-Schaltstationen | 14 |
| 2.4.4.1 | Baulicher Teil der Stationen (Stationsgehäuse) | 14 |
| 2.4.4.2 | Aufstellungsort der Schaltstationen | 15 |
| 2.4.4.3 | Einrichtung der Schaltstationen | 15 |
| 2.4.5 | Interne Windparkverkabelung (30-kV-Energieableitung) und Übergabeschaltstellen | 16 |
| 2.4.5.1 | Allgemeine Beschreibung des internen Windparknetzes | 16 |
| 2.4.5.2 | Technische Kenndaten des internen Windparknetzes | 17 |
| 2.4.5.3 | Kabelverlegung | 18 |
| 2.4.6 | Netzableitung ins UW Baumkirchen | 18 |
| 2.4.6.1 | Allgemeine Beschreibung der Netzableitung | 18 |
| 2.4.6.2 | Netzableitungstrasse | 18 |
| 2.4.6.2.1 | Kurzbeschreibung des Trassenverlaufs | 18 |
| 2.4.6.2.2 | Technische Kenndaten der Netzableitung | 19 |
| 2.4.6.2.3 | Kabelverlegung | 19 |
| 2.4.6.2.4 | Querungen und Entlangführungen | 20 |
| 2.4.6.3 | Einbindung ins UW Baumkirchen | 21 |
| 2.4.7 | Eigentumsverhältnisse und Betriebsführung | 21 |
| 2.4.8 | Elektrische und magnetische Felder | 21 |
| 2.4.8.1 | Allgemeines und Vorschriften | 21 |
| 2.4.8.2 | Elektrische und magnetische Felder bei den WEA und der 30-kV-Energieableitung | 22 |
| 2.4.8.2.1 | Bauphase | 22 |
| 2.4.8.2.2 | Betrieb | 22 |
| 2.4.8.2.2.1 | Elektrische Felder: | 22 |
| 2.4.8.2.2.2 | Magnetische Felder: | 23 |
| 2.4.8.2.2.3 | Magnetische Felder in der Windenergieanlage | 23 |
| 2.4.9 | Schattenwurf | 24 |
| 2.4.9.1 | Methodik | 24 |
| 2.4.9.1.1 | Untersuchungsraum | 24 |
| 2.4.9.1.2 | Normative Grundlagen | 24 |

| | | |
|--------------|--|----|
| 2.4.9.1.3 | Untersuchungsmethodik | 25 |
| 2.4.9.2 | IST-Zustand: | 25 |
| 2.4.9.2.1 | Bestimmung der zu untersuchenden Objekte: | 25 |
| 2.4.9.3 | Projektauswirkungen | 27 |
| 2.4.9.3.1 | Projektauswirkungen in der Bauphase | 27 |
| 2.4.9.3.2 | Projektauswirkungen in der Betriebsphase | 27 |
| 2.4.9.3.2.1 | Detailbetrachtung der Schattenwurfimmissionen an den Immissionspunkten | 28 |
| 2.4.9.3.2.2 | Detailbetrachtung der Schattenwurfimmissionen an den saisonal bewohnten Hütten | 28 |
| 2.4.9.3.2.3 | Schattenwurfimmissionen an den nicht bewohnten Hütten | 29 |
| 2.4.9.3.2.4 | Bewertung der real möglichen Schattenwurfdauer | 30 |
| 2.4.9.3.2.5 | Beurteilung der real möglichen Schattenwurfdauer | 30 |
| 2.4.9.4 | Maßnahmen | 31 |
| 2.4.9.4.1 | Beweissicherungs- und Kontrollmaßnahmen | 31 |
| 2.4.9.4.2 | Vermeidungs-, Verminderungs- und Ausgleichsmaßnahmen | 31 |
| 2.4.9.4.3 | Schattenwurfmodul | 31 |
| 2.4.10 | Vereisung der Rotorblätter, Eisfall | 32 |
| 2.4.10.1 | Vereisungsgefahren und Enteisungssysteme | 32 |
| 2.4.10.1.1 | Allgemeines | 32 |
| 2.4.10.1.2 | Vereisungsarten | 32 |
| 2.4.10.1.3 | Sicherheitsmaßnahmen | 32 |
| 2.4.10.1.4 | Meteorologische Messinstrumente mit oder ohne Enteisung | 33 |
| 2.4.10.1.5 | Ausgangsleistung und Rotorblatt-Schwingungspegel | 33 |
| 2.4.10.1.6 | Siemens Wind Power Überwachung | 34 |
| 2.4.10.2 | Funktionsweise der Eiserkennungssysteme | 34 |
| 2.4.10.2.1 | Einfrieren der Windmessgeräte als natürliche Sicherheitsfunktion | 34 |
| 2.4.10.2.2 | Leistungsvergleich (Ist- und Sollleistung) | 35 |
| 2.4.10.2.3 | Schwingungsüberwachung am Rotor | 35 |
| 2.4.10.2.4 | Bestätigung von DNV GL für Siemens-Eiserkennungssysteme | 36 |
| 2.4.10.2.5 | Start der WEA bei Eisfreiheit | 36 |
| 2.4.10.3 | Eissensor (Eiserkennung bei Stillstand des Rotors) | 36 |
| 2.4.10.3.1 | Vorbemerkung | 36 |
| 2.4.10.3.2 | Allgemeine Informationen | 37 |
| 2.4.10.3.3 | System | 37 |
| 2.4.10.3.4 | Elektrische Beschreibung | 37 |
| 2.4.10.3.5 | Funktionsweise | 37 |
| 2.4.10.3.6 | Integration in das SCADA-System | 38 |
| 2.4.10.3.7 | Technische Daten | 38 |
| 2.4.10.4 | Reduzierung der Vereisungszeiten | 38 |
| 2.4.10.5 | Eisfallgutachten | 38 |
| 2.4.10.5.1 | Aufgabenstellung, Methodik | 38 |
| 2.4.10.5.2 | Vermeidungs-, Verminderungs- und Ausgleichsmaßnahmen | 38 |
| 2.4.10.5.3 | Gesamtbewertung | 39 |
| 2.4.10.6 | Ausrüstung ausgewählter Windenergieanlagen mit Labko-Sensoren | 39 |
| 2.4.10.7 | Ergänzungsunterlagen zum Fachbericht Eisfall (Einlage 0302) | 40 |
| 2.4.11 | Lichtemissionen | 40 |
| 2.4.11.1 | Lichtquellen in der Bauphase | 40 |
| 2.4.11.2 | Lichtquellen in der Betriebsphase | 40 |
| 2.4.11.2.1 | Nachtkennzeichnung von WEA | 40 |
| 2.4.11.2.2 | Tageskennzeichnung von WEA | 41 |
| 2.4.11.2.3 | Lichtreflexion durch die Rotorblätter | 42 |
| 2.4.11.2.4 | Eiswarnlampen | 42 |
| 2.4.11.3 | Projektauswirkungen | 42 |
| 2.4.11.3.1 | Bauphase | 42 |
| 2.4.11.3.2 | Betriebsphase | 42 |
| 2.4.11.3.2.1 | Datengrundlage | 42 |
| 2.4.11.3.2.2 | Berechnungsergebnis Sichtbeziehung | 43 |

| | | |
|--------------|---|-----------|
| 2.4.11.3.2.3 | Berechnungsergebnis für die Raumaufhellung | 43 |
| 2.4.11.3.2.4 | Berechnungsergebnis für die psychologische Blendung | 44 |
| 2.4.11.4 | Zusammenfassende Bewertung der Ergebnisse | 45 |
| 2.4.11.5 | Auswirkungen der Tageskennzeichnung | 46 |
| 2.4.12 | Sicherheitsbeleuchtung | 48 |
| 3 | GUTACHTEN IM ENGEREN SINN | 48 |
| 3.1 | Gutachten nach UVP-G | 48 |
| 3.1.1 | Elektrische Anlagen | 48 |
| 3.1.1.1 | Vorschriften | 48 |
| 3.1.1.2 | Hochspannungsanlagen | 49 |
| 3.1.1.3 | Stromerzeugungsanlagen | 51 |
| 3.1.1.4 | Niederspannungsanlagen | 52 |
| 3.1.2 | Blitzschutz | 52 |
| 3.1.3 | Fluchtwegorientierungsbeleuchtung | 52 |
| 3.1.4 | Kennzeichnung der elektrischen Betriebsräume und Anlagen, Verhalten im Brandfall, Verhalten bei Elektrounfällen | 53 |
| 3.1.5 | Netzausfall, totaler Stromausfall | 53 |
| 3.1.6 | Elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder | 53 |
| 3.1.6.1 | Allgemeines | 53 |
| 3.1.6.2 | Elektrisches Feld | 54 |
| 3.1.6.3 | Magnetisches Feld | 54 |
| 3.1.6.4 | Elektromagnetische Felder | 54 |
| 3.1.6.5 | Beeinflussungen von Personen, Fauna und Flora | 54 |
| 3.1.7 | Lichtimmissionen | 54 |
| 3.1.8 | Eisfall | 56 |
| 3.1.9 | Schattenwurf | 57 |
| 3.1.10 | Vorschläge zur nachsorgenden Kontrolle nach Stilllegung | 58 |
| 3.2 | Gutachten nach weiteren Verwaltungsvorschriften | 58 |
| 4 | MABNAHMEN UND AUFLAGENVORSCHLÄGE | 59 |
| 5 | ZU DEN VARIANTEN UND ALTERNATIVEN | 63 |
| 6 | ZU DEN STELLUNGNAHMEN UND EINWENDUNGEN | 63 |
| 6.1 | Stellungnahme zur Mitteilung des Arbeitsinspektorates Graz (OZ 39) | 63 |
| 6.2 | Stellungnahme zur Einwendung der Herrn Dr. Michael Maurer (OZ 42) | 63 |
| 6.3 | Stellungnahme zur Stellungnahme des Bundesministeriums für Landesverteidigung (OZ 44) | 64 |
| 6.4 | Stellungnahme zur Einwendung des Herrn Siegfried Steurer | 64 |
| 6.5 | Stellungnahme zu den Einwendungen Kluver KG, Hanspeter Klug, Almwirtshaus Altes Almhaus GmbH, Petros Charitidis und Waltraud Köck | 64 |
| 6.6 | Stellungnahme zur Einwendung der Gemeinde Maria Lankowitz | 64 |
| 6.7 | Stellungnahme zur Einwendung des Herrn Heimo Kos | 65 |
| 6.8 | Stellungnahme zur Einwendung der Umweltschützerin MMag. Ute Pöllinger | 65 |

| | | |
|-------------|---|-----------|
| 6.9 | Stellungnahme zu den Einwendungen der Gemeinde Weißkirchen | 65 |
| 6.10 | Stellungnahme zu den Einwendungen der Alliance for Nature | 65 |
| 7 | ZUSAMMENFASSUNG | 65 |

2 FACHBEFUND

2.1 VORHABEN

Das Vorhaben der Stubalm Windpark Penz GmbH umfasst die Errichtung und den Betrieb des Windparks Stubalpe im weststeirischen Stubalpengebiet im Bereich des Alten Almhauses. Entsprechend dem vorliegenden Projekt sind die Errichtung und der Betrieb von 20 Windenergieanlagen der Type SIEMENS SWT-3.2-113 mit einer Nabenhöhe von 92,5m (11 Anlagen) bzw. 127,5m (9 Anlagen) und einer Nennleistung von je 3,2 Megawatt geplant.

Das Projekt besteht im Wesentlichen aus folgenden Teilen:

- 20 Windenergieanlagen (WEA), jeweils Type SIEMENS SWT-3.2-113 mit Rotorblattheizung, Nabenhöhe 92,5m (11 Anlagen) bzw. 127,5m (9 Anlagen), Rotordurchmesser 113m, Nennleistung 3,2MW;
- 20 Transformatorstationen mit Hochspannungsschaltanlagen (jeweils neben einer WEA);
- der internen Windparkverkabelung,
- zwei Schaltstationen, jeweils mit Eigenbedarfstransformator und Hochspannungsschaltanlage
- und der 17,25km langen Energieableitung ins Umspannwerk Baumkirchen.

2.2 PROJEKTUNTERLAGEN

Das zu beurteilende UVP-Projekt umfasst folgende Unterlagen:

- Umweltverträglichkeitserklärung mit der Bezeichnung „Einlage 0103, Umweltverträglichkeitserklärung – Synthesebericht – Allgemein verständliche Zusammenfassung“, Ersteller: PLANUM Fallast Tischler & Partner GmbH, Gartengasse 29, 8010 Graz; Rev. 00, 21.12.2015;
- Einreichoperat in 6 Ordnern, davon relevante Inhalte für die gegenständliche Beurteilung in den Ordnern 1 bis 4;
- Nachbesserung vom 25.02.2016;
- Nachbesserung vom 02.12.2016;
- Nachreichung vom 27.07.2017 (Bericht „Ergänzungsunterlagen zum Fachbereich Eisfall).

2.3 GEMEINSAMER BEFUND

Eine grundlegende Beschreibung des gegenständlichen Vorhabens wird im „Basisbefund“, erstellt durch den 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, welche aus Sicht der Elektrotechnik von Bedeutung sind, sind in folgenden Teilen der Projektunterlagen enthalten: Ordner 1, Band 1, 0102 Vorhabensbeschreibung

Ordner 1, Band 1, 0103 Umweltverträglichkeitserklärung
 Ordner 1, Band 2, 0202 Fachbericht Windenergieanlagentechnik (mit diversen Teilberichten)
 Ordner 1, Band 2, 0204 Fachbericht Netzableitung (mit diversen Teilberichten)
 Ordner 2, Band 2, 0251 Übersichtslagepläne Windpark und Energieableitung
 Ordner 2, Band 2, 0261 Lagepläne
 Ordner 3, Band 2, 0291.4 Typenplan Bachquerung
 Ordner 4, Band 3, Schattenwurf, Eisfall, Meteorologie
 Ordner 4, Band 7, 0701 Fachbericht Umweltmedizin
 Ordner 4, Band 8, 0801 Fachbericht Raumordnung
 Ergänzungen (gemäß Evaluierung vom 25.02.2016):
 Ordner 1, Band 1E, 0102E Ergänzung Vorhabensbeschreibung
 Ordner 1, Band 2E, 0202E Ergänzung FB WEA-Technik
 Ordner 1, Band 2E, 0202.14E Windpark HSE Arbeitssicherheit, Gesundheits- und Umweltschutz
 Ordner 1, Band 2E, 0203.1E Ergänzung Trafogebäude Kranstellflächen
 Ordner 1, Band 2E, 0204E Ergänzung FB Netzableitung
 Ordner 1, Band 2E, 0204.12E Übersichtslageplan interne Windparkverkabelung
 Ordner 1, Band 2E, 0204.13E Bericht Magnetfeldberechnung
 Ordner 1, Band 2E, 0205.2E Ergänzung Data sheet L450-63A-GFW-G r2
 Ordner 1, Band 2E, 0205.3E Ergänzung Sichtweitenmessgeräte
 Ordner 3, Band 3E Schattenwurf, Eisfall, Meteorologie
 Ordner 3, Band 7E, 0701E Ergänzung FB Umweltmedizin

Ergänzungen (Stand: 14.12.2016): Ordner 1, Band 2, Stellungnahmen zu Elektrotechnik
 Nachreichung vom 27.07.2017: Ergänzungsunterlagen zum Fachbericht Eisfall (Einlage 0302)

Sie werden im Folgenden – soweit relevant – wiedergegeben.

2.4.1 LAGE DER WINDENERGIEANLAGEN UND WINDDATEN

Die zwanzig Windenergieanlagen (WEA) werden auf dem Höhenzug der Stubalpe im Bereich südwestlich des Rappoldkogels (3 Anlagen), im Bereich des Schwarzkogels und des Wölkerkogels (11 Anlagen) und im Bereich des Ochsenstandes (3 Anlagen) sowie des Spengerkogels (3 Anlagen) errichtet. Die Fußpunkthöhen der Windenergieanlagen sind in einer Seehöhe von etwa 1413m bis etwa 1705m. Das Projektgebiet erstreckt sich auf Teile des Gebietes der Gemeinden Hirscheegg-Pack, Maria Lankowitz und Weißkirchen und ist entweder über die Landesstraße L343 (Hirscheegger Straße) vom Südosten her oder über die B77 und die L542 (Feistritzer Straße) vom Nordwesten her (oberes Murtal, Weißkirchen) erreichbar. Südwestlich vom Projektgebiet ist der bestehende Windpark Salzstiegl (zwei Windenergieanlagen), nördlich ist der bestehende Windpark Gaberl mit fünf WEA. Die exakte Lage der geplanten Windenergieanlagen ist in den Projektunterlagen angeführt und im Basisbefund wiedergegeben.

Im Fachbericht Meteorologie werden die Windverhältnisse am Windpark-Standort Stubalpe dargestellt.

Die vorherrschenden Windrichtungen sind Nordnordwest und Westnordwest (zwei Sektoren mit je 30°), aber auch West und Westsüdwest. Aus diesen vier Sektoren strömt der Wind in annähernd 50% der Windbewegung, wobei Windgeschwindigkeiten mit mehr als 10m/s aus diesen Windrichtungen den weitaus überwiegenden Anteil der höheren Windgeschwindigkeiten darstellen. Winde aus Südost bis Ost treten wesentlich seltener auf und auch dann vorwiegend mit niedrigeren Geschwindigkeiten (unter 6m/s).

2.4.2 ALLGEMEINE UND SPEZIFISCHE BESCHREIBUNG DER WINDENERGIEANLAGEN

2.4.2.1 Allgemeines:

Die Anlage des Typs SIEMENS SWT-3.2-113 ist eine Windenergieanlage mit Dreiblattrotor, aktiver Blattverstellung (Pitchregelung), drehzahlvariabler Betriebsweise und einer Nennleistung von 3200kW. Der Rotordurchmesser ist 113m, die gewählte Nabenhöhe beträgt hier 92,5m bzw. 127,5m, damit ergibt sich eine Gesamthöhe der Anlage von 149m bzw. 184m. Die Rotorblätter werden mit einer Rotorblattheizung ausgestattet, um die bevorzugt im Winterhalbjahr auftretende Vereisung der Rotorblätter zu verringern bzw. die Stillstandzeiten von vereisten Anlagen zu verringern.

2.4.2.2 Hauptdaten und Komponenten einer Windenergieanlage SIEMENS SWT-3.2-113

Die Hauptdaten und Komponenten der gegenständlichen SIEMENS-Windenergieanlage sind im Basisbefund ausreichend beschrieben, weshalb hier auf eine Wiederholung verzichtet wird.

2.4.2.3 Sicherheitssysteme

Als Ergebnis einer SIEMENS-internen Risikobewertung nach EN ISO 12100:2010 wurden folgende Sicherheitssysteme ermittelt:

- System zum Schutz vor Überdrehzahl und vor übermäßiger Pitchwinkelverstellung
- System zum Schutz vor übermäßigen Schwingungen und Stößen
- Not-Aus
- System zum Schutz vor übermäßigem Verdrillen von Kabeln

Diese Sicherheitssysteme werden in den Projektunterlagen beschrieben, auf die Wiedergabe wird verzichtet.

Ein weiteres wesentliches Sicherheitssystem ist das Blitzschutz- und Erdungssystem, das in den Projektunterlagen ausführlich beschrieben ist.

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 den Blitzen besonders ausgesetzt sind. Damit das Blitzschutzsystem funktioniert, ist ein entsprechendes Erdungssystem erforderlich. Diesbezüglich wird vom Anlagenhersteller SIEMENS für das Erdungssystem der Umspannstation und der Windenergieanlage ein Erdungswiderstand von kleiner gleich 10 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 an, die im Folgenden beschrieben wird.

Funktionsweise der Rotorblattheizung:

Das SIEMENS-Blattenteisungssystem basiert auf Kohlefasermatten, die sich bei Stromfluss erwärmen.

Bereits während der Produktion eines Rotorblattes werden Heizmatten aus Kohlefaser in die Vorderkante des Blattes integriert. Diese Heizmatten ermöglichen ein kontrolliertes Heizen. Zwei Heizmatten decken die Blattvorderkante von nahe der Wurzel bis fast zur Spitze komplett ab. Die Spitze kann wegen der Blitzschutzvorrichtung nicht komplett abgedeckt werden.

Die beiden Heizmatten sind im Bereich der Blattspitze miteinander verbunden, um einen geschlossenen elektrischen Kreis vom Blattwurzelanschluss an der Druckseite bis zum Blattwurzelanschluss an der Saugseite zu bilden. Im Bereich der Blattspitze, kurz bevor die Matten verbunden sind, sind die Matten durch einen geringen Abstand an der Vorderkante voneinander isoliert. Zur Wurzel hin vergrößert sich dieser Abstand.

Ein Überhitzen der Blätter wird durch eine automatische Kontrolle der Umgebungstemperaturen auf Nabenhöhe verhindert. Die Anlagensteuerung erlaubt ein Einschalten des Blattenteisungssystems erst ab Temperaturen unter +5°C.

Enteisungsmethodik:

Die Enteisung erfolgt in zwei Schritten:

- Erkennung von Eisansatz an den Rotorblättern:

Die Erkennung des Eisansatzes an den Blättern basiert auf Betriebsparametern wie der Umgebungstemperatur, der Windgeschwindigkeit und der Leistungskurve. Wenn bei einer Temperatur unterhalb von +5°C die Leistungskurve deutlich und fortwährend unterhalb des entsprechenden Erwartungswertes bei dieser Windgeschwindigkeit liegt, wird angenommen, dass dies durch Eisansatz verursacht ist. Entsprechend wird das Enteisungssystem eingeschaltet.

- Kontrolliertes Erwärmen der Rotorblätter zur Enteisung:

Während des Enteisungsprozesses ist die WEA angehalten oder trudelt langsam. Nach der Enteisungsdauer (definiert durch einen Timer in der Software) wird die WEA wieder gestartet. Die Anlagensteuerung kann durch Siemens auf Wunsch des Kunden an standortspezifische Anforderungen angepasst werden (innerhalb des sicheren Betriebes des Enteisungssystems).

Steuerungssystem:

Das Steuerungssystem der Rotorblattenteisung ist lokal in der SICS-Anlagensteuerung implementiert. Die Überwachung des Enteisungssystems kann sowohl manuell in der WEA (vor Ort) als auch ferngesteuert über das SCADA-System erfolgen. Die Aktivierung und Deaktivierung des Enteisungssystems kann manuell in der WEA (vor Ort) vorgenommen werden.

Stromversorgung:

Die Stromversorgung für das Blattenteisungssystem ist an die Leistungseinheit im Turmfuß angeschlossen und wird anschließend durch den Turm und die Gondel über ein Schleifringssystem in die Nabe geführt. Das Schleifringssystem ist das einzige bewegliche Teil des Systems.

Sämtliche Kabel, das Schleifringssystem und alle weiteren elektrischen Komponenten sind auf die kontinuierliche Stromversorgung der Rotorblätter bei einer Nennnetzspannung von 690VAC bei 50 oder 60Hz ausgelegt. Die durchschnittliche Wärme, welche pro m² Kohlefaserheizmatte (zirka 0,6m breit auf jeder Blattseite angefangen bei 1m an der Blattvorderkante von der Blattwurzel aus bis 1,5m vor der Blattspitze) erzeugt wird, liegt bei 0,48kW/m². Zu beachten ist, dass die generelle Netzspannungstoleranz von +/-10% die Stromversorgung des Enteisungssystems entsprechend beeinflusst.

Über Nachfrage wird von der Firma Siemens bekannt gegeben, dass der Leistungsbedarf der Rotorblattheizung zwischen 27kW und 33kW pro Rotorblatt bei der hier eingesetzten Type B55-Blatt liegt. Daraus ergibt sich ein Leistungsbedarf zwischen 81kW und 99kW für die Rotorblattheizung einer WEA.

Schutz und Sicherheit:

Leistungsschalter im AA33-Schaltschrank in der Gondel schützen das Enteisungssystem vor Kurz- und Erdschluss. Ein weiterer Leistungsschalter befindet sich in der Leistungseinheit. Überlastschutz wird über die Anlagensteuerung sichergestellt. Überspannungs- und Blitzschutzsysteme befinden sich innerhalb der Nabe.

Wartung:

Die Wartung beschränkt sich auf die jährliche visuelle Kontrolle der Kohlefasermatten. Der Funktionsverlust wird über die Steuerungssoftware erkannt und entsprechende Alarmcodes werden generiert. Die Leistungsschalter in der Leistungseinheit und der Gondel können manuell geschaltet und in der Position festgesetzt werden, so dass eine sichere Inspektion und Wartung des Systems möglich ist. Alle Komponenten des Systems können im Feld repariert oder ersetzt werden.

2.4.3 30/0,69-KV-TRANSFORMATORSTATION (BEI JEDER WEA)

Neben jeder Windenergieanlage wird 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 Baumkirchen zu transportieren.

2.4.3.1 Baulicher Teil der Trafostation

Die Unterbringung der 30-kV-Schaltanlage, des Transformators und der Niederspannungsverteilung erfolgt in einer Kompaktstation in Beton-Fertigteil-Bauweise, die jeweils neben den Windenergieanlagen errichtet werden. Die Einbringung der Schaltanlagen und des Transformators erfolgt über das abnehmbare Dach.

Die Aufstellung erfolgt auf befestigtem Untergrund oder auf einer betonierten Fundamentplatte.

Die Außenmaße der Stationen unterscheiden sich in Abhängigkeit davon, ob eine zwei-/dreifeldrige oder eine vierfeldrige Schaltanlage untergebracht wird.

Außenabmessungen der Stationsgebäude WEA STA 01-10 und STA 13-20 (dreifeldrige Schaltanlage):

| | |
|--------------------------|------------|
| Länge: | ca. 5,10 m |
| Breite: | ca. 3,00 m |
| Höhe (inkl. Kabelkeller) | ca. 3,53 m |

Außenabmessungen der Stationsgebäude WEA STA11 und STA12 (vierfeldrige Schaltanlage):

| | |
|--------------------------|------------|
| Länge: | ca. 5,60 m |
| Breite: | ca. 3,00 m |
| Höhe (inkl. Kabelkeller) | ca. 3,53 m |

Konstruktive Details zu diesen beiden Stationen sind in den Plänen 0204.3 und 0204.4 der Projektunterlagen ersichtlich.

Der Zugang zum Schaltanlagenraum sowie zur Trafobox erfolgt über versperrbare Türen von außen. Der Anlagenraum ist mit einem ca. 700 mm tiefen Kabelkeller ausgestattet. Die Kabeleinführungen erfolgen über dichte Durchführungen direkt in den Kabelkeller.

Im Traforaum wird jeweils ein Transformator mit einer max. Leistung von 3400 kVA auf einer öldichten Wanne errichtet.

Die Ableitung der Verlustwärme des Transformators wird über entsprechend dimensionierte stocheisichere Zu- und Abluftjalousien in der Tür bzw. in den Wänden der Trafobox gewährleistet. Zum Schutz gegen direktes Berühren in abgeschlossenen elektrischen Betriebsstätten wird eine Schutzleiste als Hindernis, gekennzeichnet nach der Kennzeichnungsverordnung (BGBl Teil II Nr. 101/1997), hinter der Doppelflügeltür montiert.

Die Türen aller begehbaren Bereiche sind mit Panikschlössern sowie mit Türfeststellern und Türkontaktschaltern versehen. Schutzgrad der zum Einsatz kommenden Türen und Lüftungsgitter ist IP 43. Sämtliche beim Einbau verwendeten Metallteile, wie zum Beispiel oberflächenbündig einbetonierte C-Profileschienen und Türzargen sind mit der Stahlarmierung des Baukörpers elektrisch leitend verbunden.

Brandschutz:

Die Errichtung der Stationen erfolgt gemäß den Bestimmungen der ÖVE/ÖNORM E 8383 mit nachstehender Abweichung:

Als Ersatzmaßnahme zur fehlenden brandschutztechnischen Qualifikation der ins Freie öffnenden Türen wird ein Sicherheitsabstand von 3,0 m zu anderen Gebäuden/Gebäudeöffnungen/Objekten (sofern nicht EI 90 abgeschlossen) eingehalten. Weiters werden sich in den festgelegten Brandschutzbereichen keine gesicherten Fluchtbereiche befinden und es darf keine Lagerung brennbarer Stoffe erfolgen.

Erdung:

Sämtliche nicht spannungsführenden Metallteile und Eisenkonstruktionen werden zusammengeschlossen. Für den Potentialausgleich und die Erdungsanlage wird ein horizontaler Ringerder in einer Tiefe von ca. 0,8 m im Abstand von ca. 1 m um das Stationsgehäuse verlegt und mit den in der Kabelkүнette verlegten Erdungsseilen sowie mit der Erdungsanlage der Windkraftanlagen verbunden.

2.4.3.2 Positionierung der Trafostationen

Die Stationsgehäuse werden unmittelbar neben den Fundamenten der Windenergieanlagen errichtet, um die Längen der von den Anlagen kommenden Niederspannungskabel möglichst kurz zu halten. Die Positionierung erfolgt entsprechend der Vorgabe der Firma SIEMENS Wind Energy an der Längsseite des Montageplatzes außerhalb des Schwenkkreises des Montagekranes. Die 30-kV-Hochspannungskabel werden außerhalb des Montageplatzes geführt, damit infolge der Bodenpressung durch die Stützen des Montagekranes keine Beschädigungen entstehen.

2.4.3.3 Einrichtung der Trafostationen

30-kV-Schaltanlage Siemens, Typ NXPLUS C Wind:

Die geplanten Hochspannungsschaltanlagen werden als wartungsfreie, fabrikfertige und typgeprüfte (gemäß IEC/EN 62271-200) SF6-Schaltanlagen der Type SIEMENS NXPLUS C Wind ausgeführt und besitzen folgende technische Daten:

Spannungen:

| | |
|---|--------|
| Bemessungs-Spannung: | 36kV |
| Betriebsspannung: | 33,3kV |
| Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselfspannung: | 70kV |
| Bemessungs-Stehblitzstoßspannung: | 170kV |
| Bemessungs-Frequenz: | 50Hz |

Kurzschlusswerte:

| | |
|------------------------------|---------|
| Bemessungs-Kurzzeitstrom Ik: | 20kA/1s |
| Bemessungs-Stoßstrom Ip: | 50kA |

Stromwerte:

Bemessungs-Betriebsstrom der Sammelschiene: 630A

Anlagenkapselung:

| | |
|------------------------------|-------------------|
| Störlichtbogenqualifikation: | IAC A FLR 25kA/1s |
| Druckentlastung: | nach unten |

Abmessungen:

| | |
|---------------|-----------------|
| Anlagenhöhe: | 1900mm |
| Feldtiefe: | 1000mm |
| Gesamtbreite: | 1950 und 1500mm |

Die vorgenannten Nenndaten beziehen sich auf eine Umgebungstemperatur von -25°C bis +60°C.

Ringkabelfelder (Windparkverkabelung):

Abmessungen B/T:450/1000mm

Bemessungs-Abzweigstrom: 630 A

Dreistellungs-Trennschalter, Sprung-Antrieb außerhalb des SF6-gefüllten Anlagenbehälters. Handantrieb für Funktion TRENNEN und ERDEN, mit Vorwahlschieber mit Abschließvorrichtung.

Verriegelung zwischen Dreistellungs-Trennschalter und Kabelraumabdeckung.

Kabelanschlussraum

Außenkonus-Durchführungen Anschlusstyp "C" mit Schraubkontakt M16 mit Kabeltragschienen.

Feldanschluss

Anschlussmöglichkeit für feststoffisolierte Kabelstecker an die Behälterdurchführungen im Anschlussraum für die Ausleitung pro Phase von 1 Kabel nach unten.

Anschluss an Durchführung (Außenkonus-System)

Kapazitives Spannungsanzeigesystem in der Bedienfront

Kurzschlussanzeiger in der Bedienfront

Bei der letzten Station je Stickleitung werden zusätzlich steckbare Überspannungsableiter oder Überspannungsbegrenzer eingesetzt.

Niederspannungsschrank

Zur Aufnahme von div. Geräten, z.B. Überspannungsschutz, Distanzschutz, Steuerung, Messung und Zählung. Berührungssicher vom Hochspannungsteil des Feldes abgeschottet, abnehmbar.

Leistungsschalterfelder (Trafo 3,4MVA):

Abmessungen B/T:600/1000mm

Bemessungs-Abzweigstrom: 630 A

Dreistellungs-Trennschalter mit Handantrieb für Funktion TRENNEN und ERDEN

Mit mechanischer Verriegelung zwischen Dreistellungs-Trennschalter und Leistungsschalter und Vorwahlschieber mit Abschließvorrichtung.

Vakuum-Leistungsschalter mit Motor-Speicherantrieb außerhalb des SF6-gefüllten Anlagenbehälters mit Motor-Speicherantrieb.

Abschließvorrichtung für Abzweig mit Verriegelung gegenüber Dreistellungs-Trennschalter und Kabelraumabdeckung

Kabelanschlussraum

Außenkonus-Durchführungen Anschlusstyp "C" mit Schraubkontakt M16.

Kabelanschlusshöhe 500mm mit Kabeltragschienen

Feldanschluss

Anschlussmöglichkeit für feststoffisolierte Kabelstecker an die Behälterdurchführungen im Anschlussraum für die Ausleitung pro Phase von 1 Kabel nach unten (Außenkonus-System)

Kapazitives Spannungsanzeigesystem in der Bedienfront

Niederspannungsschrank

Zur Aufnahme von div. Geräten, z.B. Überspannungsschutz, Distanzschutz, Steuerung, Messung und Zählung. Berührungssicher vom Hochspannungsteil des Feldes abgeschottet, abnehmbar.

Im Falle eines internen Störlichtbogens erfolgt die Druckentlastung nach unten in den Kabelkeller. Anschließend erfolgt die Ableitung des Druckes über ein Streckblech in die Trafobox, nach oben und über die Zu- und Abluftjalousien ins Freie.

30/0,69-kV-Transformator:

Drehstrom-Öl-Leistungstransformator in Dehngefäßausführung für Innenraum- und Freiluftaufstellung (Aufstellungshöhe bis 1500m NN berücksichtigt).

| | |
|-------------------------|----------------------|
| Nennleistung: | 3400kVA |
| Leerlauf-OS: | 33300V |
| Leerlauf-US: | 690V |
| Schaltgruppe: | Dyn 11 |
| Kurzschlussspannung uk: | 6 % |
| Kühlung: | ONAN |
| Leerlaufverluste P0: | ca. 2300W |
| Kurzschlussverluste Pk: | ca. 28000W |
| Isolieröl: | Nynas Nytro |
| Abmessungen: (L/B/H) | ca. 2500/1400/2700mm |
| Gesamtmasse: | ca. 8500kg |
| Ölgewicht: | ca. 1400kg |

Schutz- und Überwachungsgeräte: Zeigerthermometer mit 2 Kontakten

Druckentlastungsventil

OS-seitig Außenkonus-Steckdurchführungen.

US-seitig Porzellandurchführungen.

Kabelverbindungen:

Die Verbindung zwischen dem Leistungsschalterfeld und dem Transformator wird jeweils mit entsprechend dimensioniertem VPE-isolierten Hochspannungskabel hergestellt. Der Anschluss am Leistungsschalterfeld und am Trafo erfolgt mittels geschirmter steckbarer Kabelanschlüsse.

Niederspannungsanlagen:

Bei allen Stationen erfolgt die Einspeisung der erzeugten WEA-Leistung über (nach ÖVE/ÖNORM EN1) dimensionierte 690-V-Kabelleitungen. Der Überlast- und Kurzschlusschutz wird trafoseitig mit einem Leistungsschalter und entsprechender Auslösefunktion realisiert.

Die maximale Leistung je Windkraftanlage beträgt 3,2 MW.

Bei allen Niederspannungsanlagen wird die Schutzmaßnahme Nullung angewandt.

2.4.4 30-KV-SCHALTSTATIONEN**2.4.4.1 Baulicher Teil der Stationen (Stationsgehäuse)**

Die Unterbringung der 30-kV-Schaltanlagen, des EB-Transformators, des Schrankes für die AC/DC-Verteilung und der Fernwirkanlagen, sowie eines AP-Wandschranks für das WP-Management erfolgt in einem begehbaren Gehäuse in Beton-Fertigteil-Bauweise.

Der Zugang zum Anlagenraum erfolgt über eine versperrbare Tür (mit Panikschloss) von außen.

Vor dem EB-Trafo wird zum Schutz gegen direktes Berühren in abgeschlossenen elektrischen Betriebsstätten eine Schutzleiste als Hindernis, gekennzeichnet nach der Kennzeichnungsverordnung (BGBl Teil II Nr. 101/1997), montiert.

Der gesamte Bereich ist mit einem ca. 700 mm tiefen Kabelkeller ausgestattet. Die Kabeleinführungen erfolgen über dichte Durchführungen direkt in den Kabelkeller.

Die Ableitung der Verlustwärme des Transformators bzw. die erforderliche Belüftung im Schaltanlagenraum wird über entsprechend dimensionierte stochersichere Zu- und Abluftjalousien in der Tür bzw. in den Wänden gewährleistet.

Im Falle eines Störlichtbogens im Schaltanlagenraum erfolgt die Druckentlastung über ein Entlastungsklappenelement gem. ÖVE/ÖNORM E8383 im Mauerwerk ins Freie.

Die Aufstellung erfolgt auf befestigtem Untergrund oder auf einer betonierten Fundamentplatte.

Sämtliche, beim Einbau verwendeten Metallteile, wie zum Beispiel oberflächenbündig einbetonierte C-Profileschienen und Türzargen sind mit der Stahlarmierung des Baukörpers elektrisch leitend verbunden.

Außenabmessungen des Stationsgebäudes Schaltstation I (West):

| | |
|---------------------------|------------|
| Länge: | ca. 4,70 m |
| Breite: | ca. 3,50 m |
| Höhe (inkl. Kabelkeller): | ca. 4,20 m |

Außenabmessungen des Stationsgebäudes Schaltstation II (Ost):

| | |
|---------------------------|------------|
| Länge: | ca. 5,90 m |
| Breite: | ca. 3,50 m |
| Höhe (inkl. Kabelkeller): | ca. 4,20 m |

Konstruktive Details zu diesen beiden Stationen sind den Plänen 0204.5 und 0204.6 der Projektunterlagen zu entnehmen.

2.4.4.2 **Aufstellungsort der Schaltstationen**

Die 30-kV-Schaltstelle I (West) wird in unmittelbarer Nähe der Windenergie STA20 auf Gst.Nr. 295/1 KG Kothgraben, die 30-kV-Schaltstelle II (Ost) in der Nähe zur Windenergieanlage STA12 auf Gst.Nr. 407 KG Reisstraße als Kabelstation in Beton-Fertigteil-Bauweise errichtet und jeweils mit 30-kV-Schaltanlage, EB-Transformator und Niederspannungsverteilung ausgerüstet.

2.4.4.3 **Einrichtung der Schaltstationen**

30-kV-Schaltanlage Siemens, Typ NXPLUS:

Die geplanten 4- und 6-feldrigen Leistungsschalter-Festeinbauanlagen werden als fabrikfertige, typgeprüfte (gemäß IEC/EN 62271-200), metallgekapselte SF6-isolierte Schaltanlagen mit metallischen Zwischenwänden mit Einfach-Sammelschienensystem der Type Siemens, NXPLUS ausgeführt und besitzen folgende technischen Daten:

Spannungen:

| | |
|--|--------|
| Bemessungs-Spannung: | 36kV |
| Betriebsspannung: | 33,3kV |
| Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselspannung: | 70kV |
| Bemessungs-Stehblitzstoßspannung: | 170kV |
| Bemessungs-Frequenz: | 50Hz |

Kurzschlusswerte:

| | |
|----------------------------------|---------|
| Bemessungs-Kurzzeitstrom I_k : | 25kA/3s |
| Bemessungs-Stoßstrom I_p : | 80kA |

Stromwerte:

| | |
|---|-------|
| Bemessungs-Betriebsstrom der Sammelschiene: | 1600A |
|---|-------|

Anlagenkapselung:

| | |
|------------------------------|---------------------|
| Störlichtbogenqualifikation: | IAC A FLR 31,5kA/1s |
|------------------------------|---------------------|

Druckentlastung:

Horizontaler Druckentlastungskanal oberhalb der Schaltanlage, Ausleitung ins Freie.

Abmessungen:

| | |
|---------------|--------------------------------------|
| Anlagenhöhe: | 2450mm+397mm (Druckentlastungskanal) |
| Feldtiefe: | 1585mm |
| Gesamtbreite: | 2560 und 3760mm |

Die vorgenannten Nenndaten beziehen sich auf eine Umgebungstemperatur von -25°C bis $+60^{\circ}\text{C}$.

+H01 bis +H04 bzw. +H01 bis +H06: Leistungsschalterfelder:

Bemessungs-Abzweigstrom: 1600A

Dreistellungs-Lasttrennschalter mit Motorantrieb, für Funktion EIN-AUS-GEERDET

Vakuumleistungsschalter mit Motorantrieb.

Mechanische Verriegelung zwischen Leistungsschalter und Dreistellungsschalter; während Betätigung des Dreistellungsschalters ist der Vakuumleistungsschalter nicht schaltbar.

Kabelanschluss Innenkonus

Feldanschluss mit Innenkonus-Stecksystem nach DIN EN 501081, für Querschnitte bis 630mm^2 .

Bis zu 4 Kabel mit Innenkonus-Stecker. Kabelführung nach unten.

Bei den Abgangsfeldern zum EB-Trafo und zu den WKA in Verbindung mit Überspannungsableiter.

Kapazitives Spannungsprüfsystem in der Bedienfront.

Niederspannungsschrank für Multifunktionsschutz, Automatische Netztrenneinrichtung nach Netzstörung, Erdschlusserfassung.

Strom- und Spannungswandler bei den Abgangsfeldern ins UW Baumkirchen und zur Schaltstation II.

Druckentlastung:

Im Falle eines Störlichtbogens im Schaltanlagenraum erfolgt die Druckentlastung über den horizontalen Druckentlastungskanal oberhalb der Schaltanlage und über ein Entlastungsklappenelement im Mauerwerk ins Freie.

30/0,4-kV-EB-Transformator:

Es handelt sich um einen Drehstrom-Öl-Leistungstransformator in Hermetikausführung für Freiluft- und Innenraumaufstellung (Aufstellungshöhe bis 1500m NN berücksichtigt)

| | |
|---------------------------------|--|
| Nennleistung: | 50kVA |
| OS-Leerlaufspannung: | 33300V |
| US-Leerlaufspannung: | 400/231V |
| Schaltung: | Dyn5 |
| Frequenz: | 50 Hz |
| Schutz- und Überwachungsgeräte: | Ziffernblatt-Thermometer mit 2 Kontakten |

Druckentlastungsventil

OS-seitig Außenkonus-Steckdurchführungen.

US-seitig Porzellandurchführungen zur Isolierung mit Abdeckhauben (Berührungsschutz).

Kabelverbindungen:

Die Verbindung zwischen dem Leistungsschalterfeld und dem EB-Transformator wird jeweils mit VPE-isoliertem Mittelspannungskabel der Type 3x NA2XS2Y 1x70 RM/16 18/30kV hergestellt. Der Anschluss am Leistungsschalterfeld und am Trafo erfolgt mittels geschirmter steckbarer Kabelanschlüsse.

Verwendungszweck des EB-Transformators:

Der Eigenbedarfstransformator dient zur Versorgung von Stationslicht, Schukosteckdose und Kraftsteckdose sowie zur Versorgung des Gleichrichters 24VDC, welcher den Motorantrieb und die Schutzgeräte an den Leistungsschaltern versorgt. Diese benötigte Leistung kann (darf) nicht aus einer Windenergieanlage bezogen werden.

2.4.5 INTERNE WINDPARKVERKABELUNG (30-kV-ENERGIEABLEITUNG) UND ÜBERGABESCHALTSTELLEN

2.4.5.1 Allgemeine Beschreibung des internen Windparknetzes

Die einzelnen Trafostationen bei den Windenergieanlagen sind über eine windparkinterne 30-kV-Verkabelung (inkl. Datenleitungen) miteinander verbunden. Das interne Windparknetz hat eine Trassenlänge von 17,6 Kilometern und besteht aus fünf Stichleitungen (in den Projektunterlagen als Schaltkreise bezeichnet), welche als 30-kV-Erdkabelsysteme ausgeführt werden. Die internen Stichleitungen werden über zwei 30-kV-Schaltstationen verbunden.

Die Konzeption der internen Stickleitungen und der Netzableitung und die Ausstattung der Trafostationen und Schaltanlagen sind aus dem Schaltschema des Planes 0204.2_Gesamtschaltschema der Netzableitung der Projektunterlagen zu ersehen. Die einzelnen Stickleitungen werden folgendermaßen gebildet (in Energieflussrichtung gesehen):

Stichleitung 1 beginnt bei WEA STA18 über STA19 zu STA20 und endet in Schaltstation West (SST I). (Anmerkung: Die Nummerierung der Schaltstationen ist in den Projektunterlagen teils mit römischen, teils mit arabischen Ziffern).

Stichleitung 2 beginnt bei WEA STA08, weiter über STA09 zu STA11, hier kommt eine Leitung von STA10 dazu, dann weiter in Schaltstation II (SST II).

Stichleitung 3 beginnt bei STA04, weiter geht's über STA05 zu STA06 und STA07 und endet in SST II.

Stichleitung 4 beginnt bei STA01, läuft weiter zu STA02, dann zu STA03 und weiter zu STA12, hier kommt die Leitung von STA17 dazu und gemeinsam geht es weiter zur SST II.

Stichleitung 5 beginnt bei STA16, über STA15 geht's weiter zu STA14 und STA13 und schließlich in die SST II (Schaltstation Ost).

2.4.5.2 Technische Kenndaten des internen Windparknetzes

Als Stromleitung für die Ableitung der elektrischen Energie von den Windenergieanlagen zu den Schaltstationen kommen einadrige Kabelleitungen mit Aluminiumleiter mit 400mm² Leiterquerschnitt zum Einsatz. Pro Drehstromsystem werden drei Einzelleiter benötigt.

Die Verbindung von der 30-kV-Schaltstelle I (West) zur Schaltstelle II (Ost) wird über eine ca. 4,2 Kilometer lange Erdkabelleitung (3 Systeme parallel) realisiert.

Aus wirtschaftlichen Überlegungen wird bei geologisch günstigen Verhältnissen ein Großteil der Windparkverkabelung mit dem grabungslosen Verlegepflug-System durchgeführt. Nur die Abzweige zu den jeweiligen Windkraftanlagen werden in offener Bauweise (Künette) errichtet.

Längen der Kabelsysteme der einzelnen Stickleitungen:

| | Kabelquerschnitt | Trassenlänge | Länge Kabelsystem |
|------------------------|--------------------------------|--------------|-------------------|
| Stichleitung 1: | 3 x 1 x 400mm ² | 978 m | 978 m |
| Stichleitung 2: | 3 x 1 x 400mm ² | 3.231 m | 3.231 m |
| Stichleitung 3: | 3 x 1 x 400mm ² | 2.651 m | 3.981 m |
| Stichleitung 4: | 3 x 1 x 400mm ² | 4.883 m | 4.883 m |
| Stichleitung 5: | 3 x 1 x 400mm ² | 1.668 m | 1.744 m |
| Verbindung SST1–SST2 | 3 x 3 x 1 x 500mm ² | 4.214 m | 3 x 4.214 m |
| Gesamtes internes Netz | | 17.625 m | 27.459 m |

Ausführung der 30-kV-Windpark-Verkabelung zwischen den Trafostationen:

Nenn- und Betriebsspannung: 33,3kV;

Kabeltype: Einadrige längswasserdichte VPE-isolierte Kabel mit PE-Außenmantel der Type:

3x NA2XS(F)2Y 1x400 RM/35 18/30kV;

Nennstromstärke: 541A (bei Verlegung in Erde (EVU-Last) und Dreieckanordnung ohne Abminderung bei Führung in Rohrleitungen oder bei Parallelführung zu anderen Energiekabeln).

Ausführung der 30-kV-Windpark-Verkabelung zwischen Schaltstation West und Schaltstation Ost:

Nenn- und Betriebsspannung: 33,3kV;

Kabeltype: 3 Systeme,
 Einadrige längswasserdichte VPE-isolierte Kabel mit PE-Außen-mantel der Type:
 3x NA2XS(F)2Y 1x500 RM/35 18/30kV;
 Nennstromstärke: 609A (bei Verlegung in Erde (EVU-Last) und Dreieckanordnung ohne Abminderung bei Führung in Rohrleitungen oder bei Parallelführung zu anderen Energiekabeln).

2.4.5.3 Kabelverlegung

Die Kabelwege der internen Verkabelung verlaufen, wie im Plan 0204.12 „Übersichtslageplan interne Windparkverkabelung“ (Projektunterlagen) ersichtlich, großteils auf den zu ertüchtigenden bzw. neu zu errichtenden Forstwegen und zu einem geringen Anteil auf Freiflächen. Die Kabelverlegung im Windpark erfolgt über einen Großteil mit dem grabungslosen Verlegepflug-System in einer Tiefe von mind. 0,8 m gemessen von der Oberfläche bis zur Kabeloberkante.

Bei der Verlegung in einem Kabelgraben werden die 30-kV-Kabel in einer Tiefe von mind. 1,0 m (0,8m Überdeckung) verlegt, im Dreieck gebündelt, gebettet und mit Kunststoffplatten abgedeckt. Die Trasse wird ca. 0,3 m unter Geländeniveau mit Warnbändern belegt.

In Bereichen mit erhöhter mechanischer Gefährdung durch Verkehrsbelastung sowie bei Annäherungen und Querungen von div. Einbauten werden die gegenständlichen 30-kV-Kabel in einer Tiefe von mind. 1,0 m (Überdeckung) verlegt.

Im Zusammenhang mit der gegenständlichen 30-kV-Kabelverlegung wird parallel zum 30-kV-Kabel über die gesamte Länge ein LWL-Leerschlauch (KSR-PE 50/4) für das spätere Einziehen eines Lichtwellenleiters, sowie über Teillängen ein Cu-Erdseil in einer Tiefe von ca. 0,5 m mitverlegt. Bei der Parallelverlegung der netzeigenen 30-kV-Kabel wird ein Abstand von mind. 25 cm eingehalten.

Ein Gesamtschaltbild mit der Darstellung der internen Verschaltung und Kabelführung im Windparknetz ist auf dem Plan 0204.3 „Gesamtschaltschema der Netzableitung“ ersichtlich.

Details zu den Verlegearbeiten sind aus den Grafiken und den Plänen der Projektunterlagen, insbesondere 0204.8_Schema_Kabelgraben Windparknetz (2 Systeme), 0204.10_Schema_Pflugverlegung SST 1 - SST 2 und 0204.11_Schema_Pflugverlegungen Windparknetz (2 Systeme) ersichtlich.

Nach Angabe der Konsenswerberin werden bei der Kabelverlegung die Bestimmungen der ÖVE/ÖNORM E 8120 eingehalten.

2.4.6 NETZABLEITUNG INS UW BAUMKIRCHEN

2.4.6.1 Allgemeine Beschreibung der Netzableitung

Die Anbindung an das 110-kV-Verteilernetz der Energienetze Steiermark GmbH erfolgt von der Schaltstation I bei Windenergieanlage STA 20 über eine 17,25 Kilometer lange 30-kV-Erdkabelleitung zum Umspannwerk Baumkirchen. Errichtung und Betrieb dieser Leitung zwischen der Schaltstation im Windpark und der Eigentumsgrenze im Umspannwerk erfolgen durch den Konsenswerber. Die Messung der im Windpark erzeugten elektrischen Energie erfolgt auf der Messebene 4 im Umspannwerk Baumkirchen.

2.4.6.2 Netzableitungstrasse

2.4.6.2.1 Kurzbeschreibung des Trassenverlaufs

Die Energieableitung zum Umspannwerk verläuft ausgehend von der Schaltstation I (West) bei der Windenergieanlage STA20 in nordwestliche Richtung zur Salzstieglstraße. Die

Salzstieglstraße wird zweimal gequert und die Energieableitung folgt anschließend dem Straßenverlauf, um diesen nach der dritten Kehre zu verlassen und nach einem kurzen Waldstück wiederum einem Forstweg zu folgen. Von dort geht es über einen Wald und eine landwirtschaftliche Wiese in der Falllinie zur Koth-grabenstraße um dieser ca. zwei Kilometer zu folgen. Etwa einem Kilometer nach der Querung des Kothgrabenbaches verläuft die Energieableitung auf einem Forstweg in nordwestliche Richtung vom Tal weg und führt dann über Forstwege und Waldgrundstücke bis zur Planalpe. Von dort führt die Kabeltrasse in Forstwegen bzw. kleinen Waldstücken Richtung Norden, wobei die Energieableitung dann ca. 8 km vor dem Umspannwerk Baumkirchen auf einen Gemeindeweg trifft und diesem dann bis knapp vor dem Umspannwerk folgt. Das letzte Stück der Energieableitung quert einen landwirtschaftlichen Acker (parallel zur Gaberlstraße), wo bereits eine 30-kV-Erdleitung der Energie Steiermark verlegt ist.

Pläne betreffend die Energieableitung sind im Band 2 der Projektunterlagen in folgenden Teilen zu finden:

- Übersichtslagepläne: EZ 0251.2, 0251.3
- Detaillagepläne: EZ 0261.17 bis 0261.25

Die Trassenführung der Energieableitung ist in den Übersichtslageplänen und Detaillageplänen dargestellt.

In der folgenden Aufzählung sind die durch die Kabeltrasse in Anspruch genommenen Grundstücke in der Reihenfolge der Energieflussrichtung (vom WP bis ins UW) genannt: Gst.Nr. 295/1, 410/10, 320, 328, 420, 410/8, 410/7, 373/1, 373/2, 367 und 389 (alle KG Kothgraben); 373/3, 373/2, 374/14, 374/1, 374/6, 374/2, 365, 142/1, 742/1, 741/1, 167, 175, 169, 172, 759, 176, 741/2, 53 und 1020 (alle KG Schoberegge); 217, 231, 51/2, 51/3, 51/1 und 57 (alle KG Allersdorf).

2.4.6.2.2 Technische Kenndaten der Netzableitung

| | |
|--------------------|---|
| Trassenlänge: | 17,25km |
| Verwaltungsbezirk: | Murtal |
| Berührte Gemeinde: | Weißkirchen |
| Nennspannung: | 36kV |
| Betriebsspannung: | 33,3kV |
| Kabelart: | Einadriges, längswasserdichtes VPE-isoliertes Kabel mit PE-Außenmantel |
| Type: | 4 Systeme zu je 3x NA2XS(F)2Y 1x500 RM/35 18/30kV |
| Nennstromstärke: | 609A (bei Verlegung in Erde (EVU-Last) und Dreiecksanordnung ohne Abminderung bei Führung in Rohrleitungen oder bei Parallelführung zu anderen Energiekabeln) |
| Mitverlegung: | Begleiterder, PE-Rohr inkl. Lichtwellenleiter, Leitungswarnband. |

2.4.6.2.3 Kabelverlegung

Die Kabelwege der Netzableitung verlaufen (wie in den Detailplänen der Projektunterlagen ersichtlich) größtenteils auf bestehenden Forstwegen und zu einem geringen Anteil auf Freiflächen. Die Kabelverlegung erfolgt über einen Großteil mit dem grabungslosen Verlegepflug-System in einer Tiefe von mind. 0,8 m gemessen von der Oberfläche bis zur Kabeloberkante.

Aus verlegungstechnischen Gründen erfolgt die Verlegung in zwei parallel geführten Kabelkünetten bzw. Verlegepflugtrassen mit jeweils zwei Kabelsystemen. Bei der Verlegung in einem Kabelgraben werden die 30-kV-Kabel in einer Tiefe von mind. 1,0 m (0,8 m Überdeckung) verlegt, im Dreieck gebündelt, gebettet und mit Kunststoffplatten abgedeckt. Die Trasse wird ca. 0,3 m unter Geländeniveau mit Warnbändern belegt.

In Bereichen mit erhöhter mechanischer Gefährdung durch Verkehrsbelastung sowie bei Annäherungen und Querungen von diversen Einbauten werden die gegenständlichen 30-kV-Kabel in einer Tiefe von mind. 1,0 m (Überdeckung) verlegt.

Im Zusammenhang mit der gegenständlichen Kabelverlegung wird parallel zu den 30-kV-Kabeln über die gesamte Länge ein LWL-Leerschlauch (KSR-PE 50/4) für das spätere Einziehen eines Lichtwellenleiters mitverlegt.

Bei den Parallelführungen der 30-kV-Kabelsysteme wird ein Abstand von mind. 25 cm eingehalten.

Mit den betroffenen Grundeigentümern werden vor Baubeginn privatrechtliche Übereinkommen abgeschlossen.

Ein Gesamtschaltbild mit der Darstellung der Einrichtung der Schaltstation I (West) und der Einbindung in das UW Baumkirchen ist auf dem Plan

0204.3_Gesamtschaltschema_der_Netzableitung ersichtlich.

Nach Angabe der Konsenswerberin erfolgt die Verlegung der 30-kV-Kabel sowie der Steuer-, Mess- und Datenkabel nach den Richtlinien der ÖVE/ÖNORM E 8120.

Details zu den Verlegearbeiten sind aus den Grafiken und den Plänen der Projektunterlagen (0204.9_Schema_Pflugverlegung Netzableitung und 0204.7_Schema_Kabelgraben Netzableitung) ersichtlich.

2.4.6.2.4 Querungen und Entlangführungen

Querungen Gemeindestraßen:

Mit dem Bau der Energieableitung vom Standort STA20 zum Einspeisepunkt (Umspannwerk Baumkirchen) sind mehrere Gemeindestraßenquerungen und -längsführungen vorgesehen.

Die Querungen erfolgen in offener Bauweise mit folgenden Arbeitsschritten:

- Errichtung einer lokalen Verkehrsumleitung
- Entfernung der Vegetationsschicht (Böschungsbereich)
- Herstellung eines Rohrgrabens und Verlegen der Energieableitungen und des LWL-Leerschlauchs
- Umhüllung der Energieableitung mit Bettungssand
- Einbau eines Kabelwarnbandes
- Auffüllung der Rohrgräben mit Aushubmaterial
- Neuherstellung des Straßenoberbaues
- Rekultivierung und Begrünung der Böschungsbereiche

Die Längsführungen erfolgen mittels Verlegepflugverfahren wie vorhin beschrieben.

Gewässerquerungen:

Mit dem Bau der Energieableitung vom Standort STA20 zum Einspeisepunkt (Umspannwerk Baumkirchen) sind zwei unterirdische Gewässerquerungen vorgesehen. Dabei werden der Kothgraben und der orographisch rechte Zubringer des Kothgrabens gequert. Die Querung der Gewässer erfolgt in offener Bauweise mit folgenden Arbeitsschritten:

- Einrichten einer lokalen Wasserumleitung über Rohrleitungen DN 300 bis DN 500
- Entfernen der Vegetationsschicht auf einer Bachlänge von ca. 3,0 m zwischen den beiden Bachufern
- Herstellung eines Rohrgrabens für das Einlegen der Kabel und Kabelschutzrohre
- Einbau von Kabelschutzrohren DN 50 sowie von 4x3 Kabelleitungen

- Umhüllung der Kabelschutzrohre und Kabel mit Bettungssand
- Einbau der Kabelwarnbänder
- Auffüllung der Rohrgräben mit Aushubmaterial
- Sicherung des Künettenbereichs mit einer Steinschichtung, mind. 0,3 m stark
- Rekultivierung der Uferböschungen und Begrünung
- Markierung der Gerinnequerungen mit je 2 Warntafeln

Die Überdeckung der Kabelschutzrohre unter der Bachsohle wird mind. 1,5 m zu betragen.

2.4.6.3 Einbindung ins UW Baumkirchen

Die erforderlichen Adaptionen im Umspannwerk Baumkirchen werden von der Energienetze Steiermark GmbH durchgeführt und sind nicht Teil des gegenständlichen Vorhabens:

- Verstärkung der 110-kV-Sammelschiene im UW Baumkirchen samt Anpassung der bestehenden 110-kV-Schaltanlage
- Ausbau von einem oder zwei 110-kV-Umspannerabzweigen samt 110/30-kV-Umspanner mit den notwendigen Sekundär-, Schutz- und Leittechnikeinrichtungen
- Ausbau einer 30-kV-Doppelsammelschienenanlage im erforderlichen Umfang samt den Sekundär-, Schutz- und Leittechnikeinrichtungen.

2.4.7 EIGENTUMSVERHÄLTNISSE UND BETRIEBSFÜHRUNG

Im Eigentum und Besitz der Stubalm Windpark Penz GmbH befinden sich die Windenergieanlagen WEA STA01 bis WEA STA20 inklusive der zugehörigen Umspannstationen, die 30-kV-Windparkkabelleitung mit den beiden Schaltstellen und die Energieableitung bis zu den Kabelendverschlüssen im Umspannwerk Baumkirchen.

Die Betriebsführung der Windenergieanlagen und der 30-kV-Hochspannungsanlagen (Transformatorstationen, Schaltanlagen, Kabelleitungen) wird durch befugte Personen, die vor Betriebsaufnahme genannt werden, erfolgen. Die Überwachung des Betriebes der Windenergieanlagen und die Beseitigung geringfügiger Störungen werden durch den Mühlenwart erledigt. Als Anlagenverantwortlicher für die Hochspannungsanlagen wird eine elektrotechnische Fachkraft mit Konzessionsfähigkeit entsprechend der Elektrotechnikzugangs-Verordnung tätig sein.

2.4.8 ELEKTRISCHE UND MAGNETISCHE FELDER

2.4.8.1 Allgemeines und Vorschriften

Wird elektrische Spannung an elektrisch leitfähige Materialien geschaltet, entsteht ein elektrisches Feld. Wird zusätzlich ein Verbraucher eingeschaltet oder auf andere Weise ein elektrischer Kreis gebildet (z.B. durch Leiterschluss (Kurzschluss)), entsteht ein magnetisches Feld. Die Stärke des magnetischen Feldes ist vor allem von der Stromstärke abhängig.

Während elektrische Felder relativ leicht abgeschirmt werden können, ist dies bei magnetischen Feldern wesentlich schwieriger, allerdings durch die Anordnung der stromführenden Leiter stark beeinflussbar (Vergleich Freileitung – (erdverlegte) Kabelleitung). Die Trennung in elektrisches und magnetisches Feld gilt vor allem in unteren Frequenzbereich; bei Frequenzen ab einigen hundert Kilohertz sind elektrisches und magnetisches Feld miteinander verbunden und man spricht vom elektromagnetischen Feld.

Vorschriften und Normen:

Seit Anfang September 2016 legt die „Verordnung elektromagnetische Felder - VEMF“ (BGBl.II Nr.179/2016) sogenannte Auslösewerte für elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder fest, denen Arbeitnehmer am Arbeitsplatz ausgesetzt sein dürfen. Bei Einhaltung dieser Auslösewerte ist davon auszugehen, dass auch die Expositionsgrenzwerte nicht überschritten werden.

Als Auslösewert für das elektrische Feld bei 50Hz ist angegeben: 10kV/m; der Auslösewert für das magnetische Feld (die magnetische Flussdichte) ist 1000 μ T (Kopf), 6mT (Rumpf) bzw. 18mT (Extremitäten).

Für die Allgemeinbevölkerung gelten in Österreich für elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder die Grenzwerte der VORNORM ÖVE/ÖNORM E 8850. Diese – für Österreich gültige – Norm wurde am 01. Februar 2006 für den gesamten Frequenzbereich bis 300 GHz nach dem Stand der Technik veröffentlicht.

Zulässige Expositionswerte bei der Frequenz der Elektrizitätsversorgung von 50Hz (Hertz): für „Allgemeinbevölkerung“

- für das elektrische Feld: 5kV/m (Kilovolt je Meter) und
- für das magnetische Feld: 100 μ T (Mikro-Tesla)

Basis für diese Norm sind die

- ICNIRP-Richtlinie 1998 (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection) sowie die
- Richtlinie 2004/40/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29.April 2004 über Mindestvorschriften zum Schutz von Sicherheit und Gesundheit der Arbeitnehmer vor der Gefährdung durch physikalische Einwirkungen (elektromagnetische Felder).

Weiters wird die Anwendung der Grenzwertfestlegung gemäß ICNIRP-Richtlinie 1998 seitens der Weltgesundheitsorganisation (WHO) empfohlen.

2.4.8.2 Elektrische und magnetische Felder bei den WEA und der 30-kV-Energieableitung

2.4.8.2.1 Bauphase

In der Bauphase sind elektrische Betriebsmittel (Kabel etc.) und Maschinen (Generator, Transformator) bzw. Anlagen (Schaltanlagen) nicht unter Spannung und verursachen daher keine elektrischen und magnetischen Felder. Im Zug der Inbetriebnahme werden elektrische Betriebsmittel und Anlagen unter Spannung gesetzt und auf ihre korrekte Funktion erprobt und getestet, die handelnden Personen dabei sind elektrotechnische Fachkräfte. Sie verfügen über Fachwissen zur Vermeidung von Gefahren durch elektrische und magnetische Felder.

2.4.8.2.2 Betrieb

Beim Betrieb von elektrischen Anlagen können elektrische und magnetische Feldwirkungen entstehen, welche sich bei Überschreitung gewisser Grenzwerte negativ auf die Gesundheit von Personen auswirken können.

2.4.8.2.2.1 Elektrische Felder:

Mit dem Auftreten von elektrischen Feldern entlang der Kabeltrasse ist nicht zu rechnen, da die elektrischen Felder durch den geerdeten Metallschirm vollständig abgeschirmt werden.

Für die Größe der elektrischen Feldstärke ist vor allem die Spannungshöhe maßgebend. Beim Generator und bei den unter Spannung stehenden Leitungen innerhalb der WEA treten nur Spannungen unter ca. 700 Volt auf. Sämtliche Leistungs- und Steuerschränke sind aus Stahlblech, das abschirmende Wirkung für elektrische Felder hat. Daher ist das Auftreten von elektrischen Feldstärken nennenswerter Größe (über 1kV/m, bei einem Referenzwert von 5kV/m) nicht zu erwarten.

2.4.8.2.2 Magnetische Felder:

Die magnetischen Felder werden durch die Bündelung der Kabel im Dreieck und gegebenenfalls auch durch Verdrillung auf das technisch machbare Minimum reduziert. Das Auskreuzen der Kabel erfolgt erst unmittelbar vor den Anschlüssen (Trafo, Schaltanlage), um auch hier den Wert so gering wie möglich zu halten.

In einer Grafik in den Projektunterlagen (Einlage 0204, S.33, Abb.21) wird beispielhaft eine Anordnung mit einem Doppelkabelsystem dargestellt (die drei Phasenleiter sind jeweils zum Dreieck gebündelt) und verlegt mit einem Abstand zwischen den beiden Systemen von ca. 30 cm in einer Tiefe von 80cm mit einer Strombelastung von 365A je Leiter.

Aus dieser Grafik geht hervor, dass an der Erdoberfläche eine magnetische Flussdichte von ca. 15 μT vorhanden ist, was etwas weniger als einem Sechstel des zulässigen Grenzwertes des Magnetfeldes für die Allgemeinbevölkerung nach der Norm ÖVE/ÖNORM E 8850 entspricht.

Die Energieableitung aus der Windkraftanlage in die daneben befindliche Trafostation erfolgt auf der Niederspannungsebene von 690V. Um die maximale Leistung einer Windkraftanlage von 3,2 MW zu übertragen, werden sieben Kabelsysteme (gebündelt verlegt mit einem Abstand zwischen den Systemen von ca. 15cm und in einer Tiefe von 80cm, mit einer Strombelastung von 475A je Leiter) mit einem Leiterquerschnitt von 300mm² pro Phasenleiter verwendet. Bei normgemäßer Verlegung in 80cm Tiefe ergibt sich eine maximale magnetische Flussdichte von 16 μT an der Erdoberfläche.

Für die Energieableitungstrasse (bestehend aus vier parallel verlegten Systemen) ergeben Berechnungen, dass an der Erdoberfläche die Werte der magnetischen Flussdichte Größen von 6,6 μT (bei Verlegung mit dem Kabelpflug) bzw. 9,3 μT (bei Verlegung in offener Künette) erreichen. Dies entspricht weniger als einem Zehntel des Referenzwertes für die Allgemeinbevölkerung nach der VORNORM ÖVE/ÖNORM E 8850.

2.4.8.2.3 Magnetische Felder in der Windenergieanlage

Magnetische Felder in der Windenergieanlage treten vor allem im Bereich des Generators und der Starkstromleitungen von der Gondel entlang des Turmes zum Turmfuß der WEA auf. Bei Vollast fließen infolge der relativ niedrigen Generatorspannung (500 bis 600 Volt) beträchtliche Ströme von einigen hundert Ampere pro Phase.

Vom Windenergieanlagenhersteller gibt es Arbeitsunterweisungen für die Servicetechniker, dass während des Auf- und Absteigens im Turm die Windenergieanlage außer Betrieb zu setzen ist. Sie läuft dann im Trudelbetrieb und erzeugt keine nennenswerte Leistung (also auch kein nennenswertes Magnetfeld). Während der Servicearbeiten in der Gondel ist die Windenergieanlage normalerweise ebenfalls nicht in Betrieb.

Untersuchungen an Windenergieanlagen in Deutschland brachten das Ergebnis, dass bei einer mit Nennleistung betriebenen Windenergieanlage der Grenzwert für beruflich exponierte Personen zu 25% (bei den Leistungsschränken, wo die vorherrschende Frequenz 180Hz betrug), in der Gondel zu 10% (vorherrschende Frequenz 11Hz) und im Turmfuß ebenfalls zu 10% (bei 50Hz) erreicht wird und die nach ÖVE/ÖNORM E 8850-2006 gültigen Grenzwerte der elektrischen und magnetischen Feldgrößen für berufliche Exposition in keinem Bereich der Windenergieanlagen überschritten werden.

2.4.9 SCHATTENWURF

Zum Fachbeitrag Schattenwurf wurde vom Verein Energiewerkstatt ein Gutachten erstellt, das im Folgenden großteils wiedergegeben wird (ohne Fotos, Tabellen und Zeichnungen).

2.4.9.1 Methodik

Aufgabenstellung ist die Beurteilung der Auswirkungen des Schattenwurfes der geplanten Anlagen auf die nächst gelegenen, bewohnten Gebäude. Da es in Österreich keine gesetzlich geregelten Vorgaben zum Schattenwurf von Windenergieanlagen gibt, wurden die Auswirkungen auf den bestehenden Siedlungsraum nach einer Empfehlung des Länderausschusses für Immissionsschutz in Deutschland bewertet. Die zu erwartenden Schattenimmissionen für die nächst gelegenen Gebäude wurden mit dem Programm „Windpro/Shadow“ berechnet und eine Schattenwurfkarte für die Umgebung des Windparks ausgearbeitet. Im Anschluss werden die Ergebnisse tabellarisch dargestellt und bewertet.

2.4.9.1.1 Untersuchungsraum

Zum Untersuchungsraum zählen die nächst gelegenen und möglicherweise vom Schattenwurf betroffenen Gebäude in der Umgebung des geplanten Windparks. Bei dem für das Projekt verwendeten Windenergieanlagentyp SIEMENS SWT-3.2-113 mit einer Blattspitzenhöhe von 149m bzw. 184m liegt der theoretisch maximal mögliche Beschattungsbereich bei ca. 1.650 m. Dieser Einwirkbereich des Schattenwurfs lässt sich in zwei Zonen unterteilen. Im unmittelbaren Nahbereich der Anlage wird der Schatten scharf abgrenzend als so genannter Kernschatten wahrgenommen. In größeren Entfernungen wird bei der Betrachtung der Windenergieanlage die Sonne von den Rotorblättern nicht mehr vollständig verdeckt. In diesem Bereich tritt ein Halbschatten auf, der aufgrund der Streuung des Sonnenlichts mit zunehmendem Abstand immer diffuser wird. Daher sind bei den verwendeten Windenergieanlagen die Helligkeitsschwankungen ab einem Abstand von 1.000 m bzw. 1.200m nicht mehr wahrnehmbar (siehe auch: Bayerisches Landesamt für Umweltschutz (2013): Schattenwurf von Windkraftanlagen- Erläuterung zur Simulation)

Als Untersuchungsraum wurden die nächst gelegenen und möglicherweise vom Schattenwurf betroffenen Gebäude oder als Bauland gewidmeten Flächen im Umkreis von 1.200 m definiert. Die untersuchten Immissionspunkte wurden in drei unterschiedliche Kategorien gegliedert:

- Dauerhaft bewohnte Objekte bzw. Grundstücke („IP“ Immissionspunkt dauerhaft bewohnt)
- Saisonal bewohnte Objekte wie z.B. Viehhalterhütten im Sommer („RPS“ Rechenpunkt saisonal bewohnt)
- Nicht bewohnte Objekte wie z.B. Jagdhütten oder Notunterkünfte („RPN“ Rechenpunkt nicht bewohnt).

2.4.9.1.2 Normative Grundlagen

In Österreich gibt es keine gesetzlich geregelten Vorgaben zum Schattenwurf von Windenergieanlagen. In Deutschland wird der periodische Schattenwurf von Windenergieanlagen als Immission im Sinne des Bundes-Immissionsschutzgesetzes betrachtet. Der Länderausschuss für Immissionsschutz hat hierfür das Dokument „Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen“ veröffentlicht [Länderausschuss für Immissionsschutz – Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft (2002): Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen]. Dieses Dokument wurde auch als Grundlage für die Ermittlung des Schattenwurfs im vorliegenden Gutachten herangezogen.

Entsprechend diesem Dokument, wird eine Einwirkung durch den zu erwartenden periodischen Schattenwurf dann als belästigend angesehen, wenn die astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer unter kumulativer Berücksichtigung aller Windenergieanlagen am jeweiligen Immissionsort höher als 30 Stunden pro Kalenderjahr und darüber hinaus mehr als 30 Minuten pro Kalendertag beträgt. Bei Überschreitung dieser Dauer müssen Vermeidungsmaßnahmen gesetzt werden.

2.4.9.1.3 Untersuchungsmethodik

Die sich drehenden Rotorblätter einer Windenergieanlage verursachen einen bewegten periodischen Schattenwurf in der Umgebung. Dieser Effekt wird vom Menschen als unangenehm empfunden und gilt deshalb als störende optische Immission. Im vorliegenden Gutachten erfolgte eine Berechnung und Bewertung dieses optischen Schattenwurfs innerhalb eines definierten Untersuchungsraums für Gebäude oder als Bauland gewidmete Flächen. Dabei wurden die den Windenergieanlagen nächst gelegenen Objekte herangezogen. Das zur Berechnung verwendete Programm ist eine bewährte und anerkannte Software zur Berechnung des Schattenwurfs von Windenergieanlagen. Die Ermittlung der maximal möglichen Schattenwurfzeiten erfolgte mit dem Programm WINDPRO Modul SHADOW Version 2.9.285 (Fa. EMD). Die Berechnung wurde für die dem Windpark nächst gelegenen bewohnten Gebäude durchgeführt.

Es wurde eine „Worst case“-Betrachtung mit folgenden Annahmen durchgeführt:

- Die Sonne scheint ganztägig an allen Tagen im Jahr (wolkenloser Himmel).
- Die Windrichtung entspricht dem Azimutwinkel der Sonne, d.h. die Sonneneinstrahlung steht senkrecht zur Rotorkreisfläche (max. Schatten).
- Die Windenergieanlagen sind durchgehend in Betrieb und drehen sich.
- Sonnenstand ab 3° (Kappungswinkel) über dem Horizont wird berücksichtigt.

Diese Untersuchung bezieht sich auf die Betriebsphase der Anlage. In allen anderen Fällen (Bauphase, Störfälle, Nachsorgephase, Null-Variante) ist keine Untersuchung nötig, weil kein periodischer Schattenwurf emittiert wird.

2.4.9.2 IST-Zustand:

Das Projektgebiet des geplanten Windparks Stubalpe befindet sich auf einer vom Land Steiermark über das Sachprogramm Windenergie festgelegten Vorrangzone. Innerhalb der ausgewiesenen Vorrangzone befinden sich bereits zwei Windparks in Betrieb.

Nördlich des geplanten Windparks Stubalpe befindet sich der Windpark Gaberl mit insgesamt fünf WEA, wobei die nächstgelegene WEA einen Abstand von 600m hat. Störender Schattenwurf auf Wohnobjekte im WP Stubalpe ist vom WP Gaberl auf Grund der nördlichen Lage nicht möglich.

Südwestlich des Projektgebietes liegt der WP Salzstiegl mit zwei Windenergieanlagen.

Berechnungen im gegenständlichen Fachbericht haben ergeben, dass es zu keinen Vorbelastungen durch diesen Windpark auf Objekte im Projektgebiet kommt.

2.4.9.2.1 Bestimmung der zu untersuchenden Objekte:

Innerhalb des definierten Untersuchungsraumes befinden sich keine Siedlungsgebiete oder als Bauland gewidmeten Flächen. Bei den als mögliche Immissionspunkte definierten Objekten handelt es sich ausschließlich um bewirtschaftete oder teilweise bewohnte Gebäude im Freiland.

Die Ermittlung der maximal möglichen Schattenwurfzeiten erfolgte für die dem Windpark nächst gelegenen Objekte, welche in den Berechnungsunterlagen mit den Buchstaben A bis L gekennzeichnet sind. In den folgenden Unterkapiteln erfolgt eine Kurzbeschreibung der Objekte.

Altes Almhaus (Immissionspunkt IP A):

Das Alte Almhaus im nördlichen Bereich des Windparks bildet den Immissionspunkt A. Das Almhaus mit der Anschrift Kemetberg 60 ist 526 m von der nächst gelegenen Windenergieanlage STA11 entfernt und liegt etwa 14 Höhenmeter tiefer als diese Anlage. Das Grundstück ist im Flächenwidmungsplan als land- und forstwirtschaftliches Freiland verzeichnet. Im Umkreis des Alten Almhauses befinden sich vier Objekte. Für die Berechnung wurde das Hauptgebäude herangezogen, da dieses ganzjährig Gastronomie- und Übernachtungsmöglichkeiten anbietet.

Salzstiegelhaus (Immissionspunkt IP B):

Das Alpengasthaus „Salzstiegelhaus“ im westlichsten Teil des Windparkgebietes bildet den Immissionspunkt B. Das Gebäude befindet sich 728 m südlich der geplanten Windenergieanlage STA20 und liegt 84 m tiefer als die Anlage. Es ist eine Blickbeziehung zum Windpark gegeben. Das Grundstück trägt die Widmung „ländliche Gebiete“. Das bewirtschaftete Gebäude wird auch für Nächtigungen verwendet.

Hochgößler (Immissionspunkt IP C):

Der Immissionspunkt C wird durch das Gebäude „Hochgößler“ am Fuß des Spengerkogels gebildet. Das Gebäude befindet sich 1.111 m westlich der geplanten Windenergieanlage STA02 und liegt 154 m tiefer als diese Anlage. Das Grundstück trägt die Widmung „Land- und forstwirtschaftliche Nutzung im Freiland“. Aufgrund des dem Immissionspunkt vorgelagerten Waldes ist voraussichtlich eine eingeschränkte Sichtbeziehung zum geplanten Windpark gegeben. Das landwirtschaftliche Anwesen wird ganzjährig bewirtschaftet und ist dauerhaft bewohnt.

Saisonal bewohnte Objekte und Notunterkünfte:

Neue Gmoahütte (Rechenpunkt RPS D)

Die Gmoahütte in Gößnitz ist 709 m von der geplanten Windenergieanlage STA04 entfernt und liegt etwa 158 m tiefer als diese Anlage. Das Gebäude befindet sich auf einer Fläche, die als „Landwirtschaftsgebiet“ gewidmet ist. Eine Sichtbeziehung zum geplanten Windpark ist voraussichtlich gegeben. Die Hütte wird nur saisonal für Wohnzwecke verwendet.

Großebenhütte (Rechenpunkt RPS E)

Die südlich des Schwarzkogels gelegene Großebenhütte ist 294 m westlich der geplanten Windenergieanlage STA16 situiert und liegt 9m höher als diese Anlage. Das Grundstück trägt die Widmung „Land- und forstwirtschaftliche Nutzung im Freiland“. Eine Sichtbeziehung zum geplanten Windpark ist gegeben. In den Sommermonaten wird die Hütte für gastronomische Zwecke und teilweise für Nächtigungen der Pächter genutzt.

Zapflhütte (Rechenpunkt RPS F)

Die Zapflhütte bildet den Rechenpunkt F. Das Gebäude befindet sich 425 m westlich der geplanten Windenergieanlage STA11 und liegt 68 m tiefer als diese Anlage. Das Grundstück trägt die Widmung „ländliche Gebiete“. Eine Sichtbeziehung zum geplanten Windpark ist gegeben. Die Hütte ist nicht bewirtschaftet und wird als Jagdhütte genutzt, wobei vereinzelt auch darin genächtigt wird.

Rappoldhütte (Rechenpunkt RPS G)

Die Rappoldhütte befindet sich 431 m südlich der geplanten Windenergieanlage STA20 und liegt 120 m tiefer als die Anlage. Das Grundstück trägt die Widmung „Land- und forstwirtschaftliche Nutzung im

Freiland“. Eine Sichtbeziehung zum geplanten Windpark ist gegeben. Die Hütte ist nicht dauernd bewohnt, wird aber teilweise für Nächtigungszwecke genutzt.

Waldbaueralm (Rechenpunkt RPN H)

Das zwischen Ochsenstand und Wölkerbach gelegene Gebäude der Waldbaueralm befindet sich 708 m südlich der geplanten Windenergieanlage STA04 und liegt etwa 249 m tiefer als diese Anlage. Das Grundstück trägt die Widmung „Landwirtschaftsgebiet“. Aufgrund des dem Rechenpunkt vorgelagerten Waldes ist voraussichtlich eine eingeschränkte Sichtbeziehung zum geplanten Windpark gegeben. Das Gebäude ist nicht dauerhaft bewohnt und wird nicht für Nächtigungszwecke genutzt.

Bergrettungshütte (Rechenpunkt RPN I)

Unterhalb des Ochsenstandes befindet sich die Bergrettungshütte, welche 252 m westlich der geplanten Windenergieanlage STA06 und 42 m tiefer als diese Anlage liegt. Das Grundstück trägt die Widmung „Landwirtschaftsgebiet“. Eine Sichtbeziehung zum geplanten Windpark ist gegeben. Die Hütte ist nicht dauernd bewohnt und wird nicht für Nächtigungszwecke genutzt.

Jagdhütte Großeiben (Rechenpunkt RPN J)

Den Rechenpunkt J bildet eine am Fuß des Rappoldkogels gelegene Jägerhütte. Der Rechenpunkt liegt 1.324 m östlich der geplanten Windenergieanlage STA15 und liegt 242 m tiefer als die Anlage. Das Grundstück ist als „Land- und forstwirtschaftliche Nutzung im Freiland“ gewidmet. Eine Sichtbeziehung zum geplanten Windpark ist aufgrund der dichten Bewaldung um die Jagdhütte voraussichtlich nicht gegeben. Die Hütte ist nicht dauerhaft bewohnt und wird nicht für Nächtigungszwecke genutzt.

Jagdhütte Steiner (Rechenpunkt RPN K)

Die Jagdhütte Steiner am westlichen Hang der Stubalpe oberhalb der Ortschaft Steiner bildet den Rechenpunkt K. Das Gebäude ist 252 m von der geplanten Windenergieanlage STA19 entfernt und liegt 80 Meter tiefer als diese Anlage. Das Grundstück trägt die Widmung „ländliche Gebiete“. Eine Sichtbeziehung zum geplanten Windpark ist voraussichtlich gegeben. Diese Jagdhütte ist nicht dauerhaft bewohnt und wird nicht für Nächtigungszwecke genutzt.

Hütte am Spengerkogel (Rechenpunkt RPN L)

Die Hütte am Spengerkogel bildet den Rechenpunkt L. Das Gebäude befindet sich 422 m westlich der geplanten Windenergieanlage STA01 und liegt 157 m tiefer als diese Anlage. Das Grundstück trägt die Widmung „Land- und forstwirtschaftliche Nutzung im Freiland“. Aufgrund des dem Rechenpunkt vorgelagerten Waldes ist voraussichtlich eine eingeschränkte Sichtbeziehung zum geplanten Windpark gegeben. Das Gebäude ist nicht dauerhaft bewohnt und wird nicht für Nächtigungszwecke genutzt.

2.4.9.3 Projektauswirkungen

2.4.9.3.1 Projektauswirkungen in der Bauphase

Alle größeren Objekte werfen einen natürlichen Schatten auf die Umgebung, so auch Windenergieanlagen in der Bauphase. Als unangenehm wird jedoch der bewegte, periodische Schattenwurf empfunden. Da sich die Anlagen in der Bauphase nicht in Betrieb befinden, entsteht kein periodischer Schattenwurf.

2.4.9.3.2 Projektauswirkungen in der Betriebsphase

Das Auftreten des Schattenwurfes hängt von der Lage und Größe der Windenergieanlage, der Lage des Immissionspunktes, der Sonnenscheindauer und den auftretenden Häufigkeiten von Windgeschwindigkeit und Windrichtung am Standort der Anlage ab. Berechnet wurde die maximale astronomisch mögliche Beschattungsdauer. Die Berechnung wurde für einen

Rezeptor (z.B. Fenster) mit ein mal ein Meter und einem Meter über Grund durchgeführt. Die Rezeptorfläche ist 90° geneigt (entspricht einem normalen Fenster) und in Richtung Windenergieanlagen ausgerichtet. Hindernisse wie Wald oder Gebäude wurden nicht beachtet. In der folgenden Tabelle sind die Berechnungsergebnisse der astronomisch maximal möglichen Schattenwurfdauer für die einzelnen Immissionspunkte dargestellt.

| Bezeichnung | Höhe d. Rezeptorfläche [m] | Schattenwurf | | |
|------------------------------|----------------------------|--------------|--------------|---------|
| | | [h/Jahr] | [Tage/Jahr] | [h/Tag] |
| IP A_Altes Almhaus | 4 | 125:24:00 | 195 | 00:50 |
| IP B_Salzstiegelhaus | 4 | 00:00 | 0 | 00:00 |
| IP C_Hochgöbller | 4 | 27:21:00 | 98 | 00:24 |
| RPS D_Neue Gmoahütte | 1 | 65:23:00 | 126 | 00:56 |
| RPS E_Großebehnütte | 1 | 122:34:00 | 139 | 01:21 |
| RPS F_Zapflhütte | 1 | 101:44:00 | 159 | 00:57 |
| RPS G_Rappoldhütte | 1 | 00:00 | 0 | 00:00 |
| RPN H_Waldbaueralm | 1 | 00:00 | 0 | 00:00 |
| RPN I_Bergrettungshütte | 1 | 250:41:00 | 222 | 02:21 |
| RPN J_Jagdhütte Großebehn | 1 | 17:25 | 61 | 00:20 |
| RPN K_Jagdhütte Steiner | 1 | 240:16:00 | 268 | 01:21 |
| RPN L_Hütte am Spengerk. | 1 | 00:00 | 0 | 00:00 |

2.4.9.3.2.1 Detailbetrachtung der Schattenwurfimmissionen an den Immissionspunkten

IP A_Altes Almhaus

Das Berechnungsergebnis für den Immissionspunkt A „Altes Almhaus“ zeigt, dass bei der „Worst Case“-Berechnung mit einer Belastung von 125 Stunden pro Jahr im Zeitraum von 195 Tagen mit einer maximalen täglichen Dauer von 50 Minuten gerechnet werden kann. Diese Werte liegen über den empfohlenen Grenzwerten von 30 Stunden pro Jahr bzw. 30 Minuten pro Tag. In der in den Projektunterlagen dargestellten Grafik ist ersichtlich, dass die Immissionen von der Anlage STA 11 in den Monaten November, Dezember und Jänner in den Nachmittagsstunden (ca. 15 Uhr) und von der Anlage STA 10 in den Monaten Mai, Juni und Juli in den Abendstunden zwischen 19.00 und 20.00 verursacht werden.

IP B_Salzstiegelhaus

Für das Salzstiegelhaus hat die Berechnung ergeben, dass keine Beschattung durch den geplanten Windpark möglich ist.

IP C_Hochgössler

Am betrachteten Immissionspunkt C „Hochgössler“ ist mit einer Gesamtbelastung von 27 Stunden pro Jahr und einer maximalen täglichen Belastung von 24 Minuten zu rechnen. Somit liegen die berechneten Werte für diesen Immissionspunkt unter den empfohlenen Grenzwerten.

Im Detail betrachtet, werden die Immissionen am IP C_Hochgössler durch die WEA STA 01 und STA 02 in den frühen Morgenstunden verursacht.

2.4.9.3.2.2 Detailbetrachtung der Schattenwurfimmissionen an den saisonal bewohnten Hütten

Die Berechnungsergebnisse für die nur teilweise bewohnten Hütten und Jagdhäuser (D bis G) zeigen ebenfalls Schattenwurfzeiten auf, die zum Teil über den Empfehlungen des deutschen Länderausschusses für Immissionsschutz liegen. Da es sich bei diesen Objekten um keine dauerhaft bewohnten Objekte handelt, sollten bei der Bewertung der Auswirkung des Schattenwurfs an diesen Objekten die tatsächlichen Nutzungsgewohnheiten der Besitzer bzw. Pächter berücksichtigt werden.

RPS D_Neue Gmoahütte

Diese Hütte befindet sich auf einer Weidefläche am abfallenden Hang des Ochsenstandes. Es ist eine Sichtbeziehung zu den Windenergieanlagen gegeben und es besteht gegenüber den Anlagen keine Abschirmung durch Bäume. Die theoretische Beschattungsdauer liegt hier bei etwa 65 Stunden pro Jahr.

Im Detail betrachtet, werden die Immissionen am RPS D_Neue Gmoahütte durch die WEA STA 04, STA 05 und STA 06 in den Sommermonaten während der Abendstunden verursacht. Da diese Hütte nur fallweise bewohnt wird, ist nicht davon auszugehen, dass durch die Schattenimmissionen maßgebliche Beeinträchtigungen für die Bewohner entstehen.

RPS E_Großebenhütte

Diese Hütte befindet sich südlich des Schwarzkogels und es ist eine Sichtbeziehung zur Windenergieanlage STA 16 gegeben. Die Hütte ist Richtung Norden und Osten von Bäumen umgeben, welche die Beschattung teilweise einschränken. Die theoretische Beschattungsdauer liegt hier bei etwa 122 Stunden pro Jahr.

Im Detail betrachtet, werden die Immissionen hauptsächlich durch die Anlage STA 16 und zu einem geringen Anteil durch die Anlage STA 17 in den Morgenstunden verursacht. Nachdem die Bewirtung von Wanderern hauptsächlich in den Mittags- und Nachmittagsstunden stattfindet, kann davon ausgegangen werden, dass durch die Beschattung keine negativen Auswirkungen gegeben sind.

RPS F_Zapflhütte

Diese Hütte befindet sich westlich des Wölkerkogels und es ist eine Sichtbeziehung zu den Windenergieanlagen gegeben. Im Nahbereich der Hütte befinden sich zwei Wirtschaftsgebäude, welche die Beschattungswirkung auf das Hauptgebäude teilweise einschränken. Die theoretische Beschattungsdauer liegt hier bei etwa 101 Stunden pro Jahr.

Im Detail betrachtet, werden die Immissionen durch die Anlagen STA 09, STA 11 und STA 12 in den Morgenstunden zwischen 7.00 und 10.00 Uhr verursacht. Nachdem die Beschattung teilweise in den Wintermonaten und im Herbst und Frühjahr stattfindet und die Hütte nur fallweise für Jagdzwecke bewohnt wird, kann davon ausgegangen werden, dass durch die Beschattung keine negativen Auswirkungen auf die Benutzer der Hütte gegeben sind.

RPS G_Rappoldhütte

Für die Rappoldhütte hat die Berechnung ergeben, dass keine Beschattung durch den geplanten Windpark möglich ist.

2.4.9.3.2.3 Schattenwurfimmissionen an den nicht bewohnten Hütten

Die Berechnungsergebnisse für die nicht bewohnten Hütten und Jagdhäuser (F bis L) weisen ebenfalls Schattenwurfzeiten aus, die über den Empfehlungen des deutschen Länderausschusses für Immissionsschutz liegen. Insbesondere werden an den Rechenpunkten RPN I_Bergrettungshütte und RPN K_Jagdhütte Steiner theoretische Schattenwurfzeiten über 200 Stunden erreicht (siehe Grafiken und Tabellen im Anhang des Fachbeitrages in den Projektunterlagen). Nachdem diese Hütten nicht bewohnt oder bewirtschaftet sind

(Bergrettungshütte) bzw. großteils von Bäumen abgeschirmt werden (Jagdhütte Steiner) wird nicht näher auf die örtlichen Gegebenheiten eingegangen. Details zu den Berechnungsergebnissen können den Tabellen und Grafiken im Anhang 1 (Einlage 0301.1 der Projektunterlagen) entnommen werden.

2.4.9.3.2.4 Bewertung der real möglichen Schattenwurfdauer

Die Schattenwurfberechnung führte zum Ergebnis, dass eine theoretische Beschattung durch den drehenden Rotor an einigen Immissions- und Rechenpunkten möglich ist.

Da in der Praxis nicht mit einer durchgehenden Sonneneinstrahlung zu rechnen ist und die vorherrschende Windrichtung nicht immer dem Azimutwinkel der Sonne entspricht, ist der wirkliche Schattenwurf durch die Windenergieanlagen deutlich geringer. Um die Differenz zwischen theoretischer und praktischer Sonnenscheindauer bewerten zu können, wurde die meteorologisch wahrscheinliche Beschattungsdauer berechnet. Dabei wurden Aufzeichnungen der Universität Graz über die mittleren täglichen Sonnenstunden pro Monat und die Windrichtungsdaten der Windmessung Schwarzkogel herangezogen.

Die Berechnung zeigt, dass sich die Belastung durch den Schattenwurf auf die umliegenden Gebäude in der Realität auf 25% der astronomisch maximal möglichen Sonnenscheindauer reduzieren könnte.

Vergleich der theoretisch maximal möglichen Schattenwurfdauer und der meteorologisch wahrscheinlichen Schattenwurfdauer durch den Windpark:

| | „Worst case“ | Meteorologisch wahrscheinlich |
|--------------------------|--------------|----------------------------------|
| Bezeichnung | [h/Jahr] | [h/Jahr] |
| IP A_Altes Almhaus | 125:24:00 | 24:15 |
| IP B_Salzstiegelhaus | 00:00:00 | 00:00 |
| IP C_Hochgöbler | 27:21:00 | 07:09 |
| RPS D_Neue Gmoahütte | 65:23:00 | 18:28 |
| RPS E_Großebenhütte | 122:34:00 | 31:38 |
| RPS F_Zapflhütte | 101:44:00 | 21:48 |
| RPS G_Rappoldhütte | 00:00:00 | 00:00 |
| RPN H_Waldbaueralm | 00:00:00 | 00:00 |
| RPN I_Bergrettungshütte | 250:41:00 | 65:58 |
| RPN J_Jagdhütte Großeben | 17:25:00 | 04:50 |
| RPN K_Jagdhütte Steiner | 240:16:00 | 51:32 |
| RPN L_Hütte am Spengerk. | 00:00:00 | 00:00 |

2.4.9.3.2.5 Beurteilung der real möglichen Schattenwurfdauer

Die Berechnungen haben ergeben, dass die theoretisch maximalen Schattenwurfzeiten bei einzelnen Objekten über den empfohlenen Grenzwerten von 30 Stunden pro Jahr bzw. täglich 30 Minuten liegen. Unter Berücksichtigung der meteorologischen Gegebenheiten (Sonnenschein, Windgeschwindigkeit und Windrichtung) ergibt sich eine wahrscheinlich mögliche Schattenwurfdauer, die etwa bei einem Viertel der theoretisch maximalen Dauer liegt.

Aufgrund der Tatsache, dass die untersuchten Immissions- und Rechenpunkte keine reine Wohngebietswidmung aufweisen, großteils nur temporär bewohnt sind und im Bedarfsfall eine Abschaltung von einzelnen Windenergieanlagen in Abstimmung mit den Nutzungsgewohnheiten der Besitzer bzw. Pächter möglich ist, können die

Projektauswirkungen in der Betriebsphase nach Ansicht des Erstellers des Fachbeitrages Schattenwurf mit „Geringfügig nachteilige Auswirkungen“ bewertet werden.

2.4.9.4 Maßnahmen

2.4.9.4.1 Beweissicherungs- und Kontrollmaßnahmen

Zur Durchführung von Beweissicherungsmaßnahmen liegen Tabellenblätter mit genauen Angaben über mögliche Beschattungszeiten an den einzelnen Immissions- und Rechenpunkten vor (Einlage 0301.1 der Projektunterlagen). Mit diesen Angaben können vor Ort Überprüfungen durchgeführt werden, ob bei gegebenen Schattenwurfbedingungen auch tatsächlich Schattenwurf an den definierten Punkten besteht bzw. wie dieser Schattenwurf auf die Objekte einwirkt.

2.4.9.4.2 Vermeidungs-, Verminderungs- und Ausgleichsmaßnahmen

Verminderungs- und Vermeidungsmaßnahmen können grundsätzlich durch Abschaltmodule der Windenergieanlagen mit programmierten Abschaltzeiten erreicht werden. Die emittierende Windenergieanlage wird dabei jeweils über die Dauer des Schattenwurfs auf das betroffene Gebäude abgeschaltet.

Die Berechnungen haben ergeben, dass die theoretisch maximalen Schattenwurfzeiten bei einzelnen Objekten über den empfohlenen Grenzwerten des Länderausschusses für Immissionsschutz Deutschland von 30 Stunden pro Jahr bzw. täglich 30 Minuten liegen. Unter Berücksichtigung der meteorologischen Gegebenheiten (Sonnenschein, Windgeschwindigkeit- und Windrichtung) ergibt sich eine wahrscheinlich mögliche Schattenwurfdauer, die etwa bei einem Viertel der theoretisch möglichen Dauer liegt.

Aufgrund der Tatsache, dass die untersuchten Immissions- und Rechenpunkten keine reine Wohngebietswidmung aufweisen und großteils nur temporär bewohnt sind, wird kein fest gelegter Abschaltalgorithmus zur Einhaltung der Maximalwerte vorgesehen. Es ist geplant, dass die Anlagen nur im Bedarfsfall bei Schattenwurf abgeschaltet werden, weil die Immissionen möglicherweise im Winterhalbjahr oder während der frühen Morgenstunden auftreten und die Objekte in diesen Zeiträumen nicht bewirtschaftet oder bewohnt werden.

Zu diesem Zweck wird auf einer exponiert gelegenen Windenergieanlage im Bereich des Wölkerkogels (z.B. WEA STA 12) ein Schattenwurfmodul eingebaut, damit einzelne Anlagen über die Windparksteuerung abgeschaltet werden können, sobald die Bedingungen für Schattenwurf an einem betrachteten Immissionspunkt erfüllt sind. Dadurch besteht die Möglichkeit, dass einzelne Anlagen in Absprache mit den jeweiligen Bewohnern bzw. Pächtern der Immissionsobjekte bedarfsorientiert abgeschaltet werden.

2.4.9.4.3 Schattenwurfmodul

Da es an einigen Objekten im Untersuchungsraum zur Überschreitung der Grenzwerte für den Schattenwurf kommt, ist die Montage eines Schattenwurfmoduls an einer dafür günstig gelegenen WEA erforderlich. Als geeigneter Montageort wurde WEA STA12 vorgeschlagen. Der Lichtsensor des Schattenwurfmoduls wird an der Gondeloberseite an einem schattenfreien und blitzgeschützten Ort angebracht.

Funktionsweise:

Die Sonnenlichtintensität wird mit Hilfe von Lichtsensoren gemessen, die anzeigen, ob die Intensität des direkten Sonnenlichts hoch genug ist, um Schattenwurf auszulösen. Das Schattenwurfmodul kann auch bestimmen, ob der Sonnenstand zu Schattenwurf auf einem oder mehreren der kritischen Bereiche führen kann oder nicht.

Wird ein zuvor bestimmter Punkt vom Schatten der WEA beeinflusst und die Sonneneinstrahlung liegt über den Grenzwerten, wird die WEA abgeschaltet. Die WEA wird entweder nach dem berechneten Zeitraum wieder eingeschaltet, oder wenn die gemessene Lichtintensität zu gering ist, um Schattenbildung zu ermöglichen. Laut Herstellerangaben kann ein Schattenwurfmodul den Schattenwurf von bis zu 50 WEA an bis zu 300 kritischen Bereichen überwachen, daher sollte ein Modul auch ausreichen.

2.4.10 VEREISUNG DER ROTORBLÄTTER, EISFALL

2.4.10.1 Vereisungsgefahren und Enteisungssysteme

2.4.10.1.1 Allgemeines

Eisansatz an Rotorblättern und meteorologischen Messinstrumenten stellt ein potenzielles Risiko für den Betrieb einer Windenergieanlage (WEA) dar.

Drei Problembereiche sind hier von Bedeutung:

- Eisschlag von den Rotorblättern kann ein Sicherheitsrisiko darstellen
- Vereiste meteorologische Messinstrumente können unnötige Abschaltungen der WEA zur Folge haben
- Vereiste Rotorblätter können die Ausgangsleistung deutlich verringern und erhöhte Schwingungen hervorrufen.

2.4.10.1.2 Vereisungsarten

An Rotorblättern können drei verschiedene Vereisungsarten beobachtet werden: Raureif, Raueis und Klareis.

Raureif entsteht ähnlich wie Tau, allerdings bei Temperaturen unter dem Gefrierpunkt. Der der Raureifbildung zugrundeliegende physikalische Prozess wird als Sublimation bezeichnet (direkte Umwandlung von Wasserdampf zu Eis). Raureif kann auch durch Gefrieren bereits vorhandener Tauablagerungen entstehen. Die lockere weiße Ablagerung besteht zum größten Teil aus amorphen Kristallen. Sie stellt keine Gefahr dar.

Raueis bildet sich durch das Gefrieren unterkühlter und sehr kleiner Wassertropfen. Die milchig graue raue Oberfläche ähnelt dem Raureif, wobei die Eiskörner mehr oder weniger durch Luftporen voneinander getrennt sind. Durch das Gefrieren unterkühlter Nebelwassertropfen bildet sich an Objekten vornehmlich an der dem Wind zugewandten Seite und zumeist an Spitzen oder Kanten Raueis. In tief gelegenen Ländern sind Raueisschichten in der Regel sehr dünn und leicht und stellen deshalb keinerlei Gefahr dar. In Höhenlagen werden WEA allerdings durchaus innerhalb der Wolkendecke betrieben, sodass Raueisschichten hier häufig sehr dicht, hart und stark werden und an der Anströmkante der Rotorblätter Stärken von 10cm und mehr aufweisen können. Solche Raueis-ablagerungen stellen im Betrieb der WEA eine Gefahr dar.

Klareis weist eine homogenere Struktur auf; es bildet sich eine in der Regel durchsichtige und glatte Eisschicht durch das Gefrieren von unterkühltem Nieselregen oder unterkühlten Regentropfen auf Gegenständen, deren Oberfläche eine Temperatur von etwa 0°C aufweist. Klareis kann allerdings auch durch das Auftreffen von Tropfen mit einer Temperatur über dem Gefrierpunkt auf Oberflächen entstehen, deren Temperatur weit unter dem Gefrierpunkt liegt. Aufgrund seiner hohen Dichte und der möglichen Schichtstärke von mehreren Zentimetern stellen Eisablagerungen in Form von Klareis im Betrieb der WEA eine Gefahr dar.

2.4.10.1.3 Sicherheitsmaßnahmen

Siemens hat die Erfahrung gemacht, dass Windfahnen und/oder Windgeschwindigkeitsmesser ohne Enteisungssystem in der Regel bereits in ihrer Funktion beeinträchtigt sind, wenn die Raueis- oder Klareisschichtstärke noch keine wirkliche Gefahr darstellt. Anders gesagt, die Messinstrumente dienen als Warnsysteme.

Wenn die Windfahne in einer bestimmten Position festfriert, hält die WEA mit einer Störungsmeldung an. Wenn der Windgeschwindigkeitsmesser infolge von Eisbildung in seiner Funktion signifikant beeinträchtigt ist, wird sich die vom Controller auf der Grundlage der gemessenen Windgeschwindigkeit veranschlagte Ausgangsleistung wesentlich von der gemessenen Ist-Ausgangsleistung unterscheiden. Daraufhin wird die WEA mit einer Störungsmeldung angehalten.

Andererseits hat Siemens auch die Erfahrung gemacht, dass die Windfahne und/oder der Windgeschwindigkeitsmesser mitunter durch Auftauen oder Verdampfen der auf ihnen lagernden Eisschicht wieder betriebsbereit gemacht werden können, noch bevor sich die Eisschicht auf dem Rotorblatt auf ein unbedeutendes Maß zurückgebildet hat. Aus diesem Grund rät Siemens in der Regel zu folgenden Sicherheitsmaßnahmen:

Wenn der Windpark weniger als 150m von öffentlichen Verkehrswegen entfernt ist, muss die Gefahr von Eisschlag in Betracht gezogen werden.

- Wenn eine WEA wegen Vereisung der Windfahne und/oder des Windgeschwindigkeitsmessers angehalten hat, muss von einer potenziellen Gefährdung des Projekts ausgegangen werden. Aus diesem Grund muss ein kontrolliertes Rücksetzen der Windenergieanlagen erfolgen.
- Manuelles Rücksetzen ist unter der Voraussetzung zulässig, dass nach Sichtprüfung vom Boden durch den für das Rücksetzen zuständigen Techniker an den Rotorblättern aller WEA keine sicherheitsrelevanten Eisablagerungen festgestellt werden.
- Fernrücksetzen der WEA ist nur dann zulässig, wenn:
 - bei Sichtprüfung vom Boden durch eine Person vor Ort an den Rotorblättern aller WEA keine sicherheitsrelevanten Eisablagerungen festgestellt werden oder
 - die Umgebungstemperatur länger als 3 Stunden über +3°C bzw. länger als 1 Stunde über +5°C lag.

Nach Erfahrungen von Siemens sollten diese Sicherheitsmaßnahmen ausreichen, um den Betrieb mit gefährlichen Eisablagerungen auf den Rotorblättern zu vermeiden.

2.4.10.1.4 Meteorologische Messinstrumente mit oder ohne Enteisung

Die mechanischen, meteorologischen Messinstrumente (Windfahne und Anemometer) sind als Standard- und als beheizbare Version erhältlich. Für starke Vereisungsbedingungen empfiehlt Siemens den Einsatz von Ultraschallinstrumenten.

Die beheizbaren Versionen der mechanischen Messinstrumente sind mit äußeren Heizelementen ausgestattet, die leichten Eisansatz verhindern und dadurch gestörte Messungen vermeiden.

Die vereisungsfreien, meteorologischen Ultraschallsensoren sind mit integrierten Heizelementen ausgestattet. Integrierte Thermostate regeln die einzelnen Heizelemente und halten die Temperatur auf dem im WEA-Controller per Parametrierung festgelegten Sollwert. Somit können die wichtigen Oberflächen der Instrumente nicht vereisen. Da zum Einschalten des Enteisungssystems kein Personal vor Ort erforderlich ist, müssen besondere Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden.

2.4.10.1.5 Ausgangsleistung und Rotorblatt-Schwingungspegel

Durch zunehmende Vereisung der Rotorblätter ändern sich die aerodynamischen Eigenschaften. Dadurch sinkt die Ausgangsleistung und auch die Schwingungspegel können sich ändern.

Das integrierte Schwingungsüberwachungssystem der WEA verhindert zu starke, schädigende Schwingungen. Bei ansteigendem Schwingungspegel verringert die WEA die Rotordrehzahl und die Leistung schaltet bei zu hohen Pegeln möglicherweise sogar komplett ab. Um Schäden an den Rotorblättern oder an anderen Komponenten zu vermeiden, muss die WEA in einem solchen Fall von Hand neu angefahren werden.

2.4.10.1.6 Siemens Wind Power Überwachung

Siemens bietet zwei Arten von Überwachung während des Betriebes der WEA an: die Standardmethode und die alternative Methode.

Generell wird die Standardmethode verwendet, falls nicht die alternative Methode verlangt wird.

Standardmethode:

Die WEA wird unter allen Bedingungen mit der Begrenzung, dass die Sicherheit der Turbine bestehen bleibt, betrieben. Dies bedeutet, dass die WEA solange betrieben wird, solange die Schwingungspegel die Limits der WEA-Auslegung nicht überschreiten. Falls die WEA gestoppt wird, wird diese zurückgesetzt auf die Arbeitsweise maximaler Betrieb.

Alternative Methode:

Wie oben beschrieben, werden die standardmäßigen meteorologischen Messinstrumente zur Eiserkennung verwendet. Falls eine Abweichung zwischen den Windgeschwindigkeiten oder Windrichtungen festgestellt wird, wird die WEA mit der zugehörigen Störungsmeldung gestoppt. Die Turbine wird nicht wieder in Betrieb genommen, solange nicht eine der beiden folgenden Anforderungen erfüllt ist:

- Eine Vor-Ort-Besichtigung oder Kamerauntersuchung durch den Kunden oder eine durch den Kunden beauftragte Firma
- Die Temperatur war über drei Stunden über $+3^{\circ}\text{C}$ oder über eine Stunde über $+5^{\circ}\text{C}$.

2.4.10.2 Funktionsweise der Eiserkennungssysteme

(Hinweis: Siemens weist darauf hin, dass die nachfolgend beschriebenen Systeme zur Eiserkennung an Siemens-WEA in Deutschland ausgeführt werden.)

Zur Eiserkennung werden folgende Systeme verwendet:

- Einfrieren der Messgeräte
- Kontrolle und Vergleich zwischen Ist- und Sollleistung
- Schwingungsüberwachung am Rotor

Die drei Systeme werden unabhängig voneinander zur Eiserkennung verwendet, wodurch diese redundant ausgelegt ist.

Die vorstehend genannten Sicherheitssysteme sind (nach Ansicht des Anlagenherstellers) ausreichend, um einen Produktionsbetrieb der WEA bei Eisansatz an den Rotorblättern zu verhindern.

2.4.10.2.1 Einfrieren der Windmessgeräte als natürliche Sicherheitsfunktion

Siemens-WEA nutzen das Einfrieren der mechanischen Windmessgeräte als natürliche Sicherheitsfunktion. Zur Windmessung werden standardmäßig ein beheiztes Ultraschall-Windmessgerät und ein im Produktionsbetrieb unbeheiztes mechanisches Windmesssystem verwendet, welches aus einem Windrichtungs- und einem Windgeschwindigkeitsmessgerät

besteht. Beide Systeme sind auf dem Maschinenhaus installiert. Die mechanischen Windrichtungs- und Windgeschwindigkeitsmessgeräte sind so ausgeführt, dass sie bei Eisnebel oder Eisregen frühzeitig festfrieren. Bis zum Festfrieren der Messgeräte bildet sich nach langjähriger Erfahrung kein nennenswerter Eisansatz an den Rotorblättern. Hierzu tragen insbesondere die verwendeten Werkstoffe Messing und Edelstahl sowie ausgeformte Kanten am Übergang von rotierenden zu feststehenden Komponenten und ein nur sehr geringer Luftspalt bei.

Wenn die gemessene Außentemperatur unter 5°C fällt und die WEA sich im Produktionsbetrieb befindet, obwohl keine Bewegung eines der mechanischen Windmessgeräte mehr registriert wird, so wird eine Fehlermeldung ausgegeben und die Maschine automatisch gestoppt.

Die auftretenden Fehlermeldungen bei Vereisung der Windmessgeräte können zum Beispiel sein, dass die Windnachführung zu langsam ist, die Windfahne sperrt oder das Anemometer Fehler aufweist. Daraufhin wird die WEA mit einer Störungsmeldung gestoppt.

Zu beachten ist, dass ein Quittieren der Fehlermeldungen des Windmesssystems und ein Neustart der WEA nicht automatisch erfolgt. Es ist nicht zulässig, bei Temperaturen unterhalb von +5°C die o.g. Fehlermeldungen per Fernüberwachung zu quittieren und die WEA zu starten. Die Eisfreiheit der Rotorblätter und damit ein Neustart der WEA kann nur nach einer Sichtprüfung durch eine Person am Standort erfolgen. Nur so kann ausgeschlossen werden, dass sich ein möglicherweise vorhandener Eisansatz bei Anlauf der WEA von den Rotorblättern unkontrolliert löst.

2.4.10.2.2 Leistungsvergleich (Ist- und Sollleistung)

Der Controller von Siemens-WEA vergleicht die anhand der gemessenen Windgeschwindigkeit theoretisch errechnete Sollleistung mit der momentan gemessenen Istleistung. Wenn die Differenz zwischen Soll- und Istleistung einen definierten Wert überschreitet, wird die WEA mit einer Fehlermeldung gestoppt.

Grund hierfür kann die zunehmende Vereisung an der WEA sein, welche die aerodynamischen Eigenschaften des Blattes oder aber auch die Geschwindigkeit der mechanischen Windmessenrichtungen beeinflussen kann.

2.4.10.2.3 Schwingungsüberwachung am Rotor

Das bei Siemens-WEA als Standard integrierte Zustandsüberwachungssystem (Turbine Condition Monitoring, TCM) überwacht an verschiedenen Messpunkten jederzeit die auftretenden Schwingungen und damit den Zustand der WEA. Unter anderem wird das TCM-System genutzt, um die Schwingungen in der Rotorebene zu erfassen. In Abbildung 1 des Dokuments: E W EMEA EN-40-0000-7024-00 sind die Messpunkte des TCM-Systems in der Rotorebene schematisch dargestellt. An ähnlicher Position befinden sich die Messpunkte bei allen Siemens-WEA.

(Versuch einer Beschreibung: Die beschriebene Rotorebene ist eine senkrechte Ebene, bei der kreisförmig angeordnet drei Messpunkte jeweils 120° zueinander versetzt so angeordnet sind, dass sie (im Uhrzeigersinn auf einem Zifferblatt) bei 12 Uhr, bei 4 Uhr und bei 8 Uhr zu liegen kommen.).

Im Falle einer ungleichmäßigen Vereisung der Rotorblätter führt dies zu einer Unwucht des Rotors und damit zu einem erhöhten Schwingungspegel.

Das Schwingungsüberwachungssystem der WEA erkennt und verhindert zu starke, schädigende Schwingungen. Bei ansteigendem Schwingungspegel verringert die WEA die Rotordrehzahl und die Leistung und schaltet bei zu hohen Pegeln sogar komplett ab. Um

Schäden an den Rotorblättern oder an anderen Komponenten zu vermeiden, kann ein Neustart der WEA nur nach einer Sichtprüfung durch eine Person am Standort erfolgen.

2.4.10.2.4 Bestätigung von DNV GL für Siemens-Eiserkennungssysteme

Die Firma DNV GL (Det Norske Veritas Germanischer Lloyd) ist ein internationales Unternehmen, das insbesondere auch auf dem Gebiet Windenergie Zertifizierungen von Komponenten aber auch von Systemen durchführt. Mit dem Dokument „DNV Doc. No:1756-1SKCBQP“ vom 02.06.2015 bestätigt DNV GL, dass sie Dokumente von Siemens hinsichtlich der Gefahren von Eisabwurf und die Enteisungssysteme der Siemens AG geprüft haben. Über die drei voneinander unabhängigen Systeme zur Eiserkennung (Vereisung der Windmesseinrichtungen, Vergleich Ist- und Sollleistung (Leistungskurvenvergleich), Schwingungsüberwachung) wird folgende Aussage getroffen: „Durch diese in den Siemens Windenergieanlagen vorhandenen Systeme zur Eiserkennung kann ein Betrieb bei Eisansatz an den Rotorblättern sicher ausgeschlossen werden.“

Dieses von Siemens vorgelegte Schreiben liegt in den Projektunterlagen als Nummer 0302.8E vor.

2.4.10.2.5 Start der WEA bei Eisfreiheit

Da es vorkommen kann, dass die Windfahne und/oder der Windgeschwindigkeitsmesser mitunter durch Abtauen oder Verdampfen der auf ihnen lagernden Eisschicht wieder betriebsbereit gemacht werden können, noch bevor sich die Eisschicht auf dem Rotorblatt auf ein unbedeutendes Maß zurückgebildet hat, empfiehlt Siemens in der Regel zu folgenden Sicherheitsmaßnahmen:

- Wenn der Windpark weniger als 150m von öffentlichen Verkehrswegen entfernt ist, muss die Gefahr von Eisschlag in Betracht gezogen werden. Dies ist weniger als der üblicherweise geforderte Abstand von 1,5x(Rotordurchmesser plus Nabenhöhe) in der Liste der Technischen Baubestimmungen (Anmerkung: Deutsche Baubestimmung).
- Wenn eine WEA wegen Vereisung der Windfahne und/oder des Windgeschwindigkeitsmessers gestoppt wurde, muss von einer potenziellen Eisgefährdung durch die WEA ausgegangen werden. Aus diesem Grund darf nur ein kontrollierter manueller Neustart der Windenergieanlagen erfolgen.
- Ein manueller Neustart ist nur unter der Voraussetzung zulässig, dass eine Sichtprüfung vom Boden durch den zuständigen Techniker stattgefunden hat, und an den Rotorblättern keine sicherheitsrelevanten Eisablagerungen festgestellt wurden.
- Fernstart der WEA ist nur dann zulässig, wenn:
 - bei Sichtprüfung vom Boden durch eine Person vor Ort an den Rotorblättern aller WEA keine sicherheitsrelevanten Eisablagerungen festgestellt werden oder
 - die Umgebungstemperatur länger als 3 Stunden über +3°C bzw. länger als 1 Stunde über +5°C lag.

2.4.10.3 Eissensor (Eiserkennung bei Stillstand des Rotors)

2.4.10.3.1 Vorbemerkung

Da die Eiserkennungsmethode „Kontrolle und Vergleich zwischen Ist- und Sollleistung“ (Leistungskurvenverfahren) bei Windstille (stehender Rotor) nicht funktioniert, ist auch für diesen Fall eine Detektion von Eisansatz erforderlich.

Bei dem im Folgenden als Eissensor bezeichneten Eiserkennungssystem handelt es sich um den sogenannten LABKO-Sensor, ein Messsystem zur Erkennung von Eisansatz der Fa. Labkotec Oy, Finnland. Im Speziellen ist der Eisdetektor Labkotec LID-3300IP gemeint.

2.4.10.3.2 Allgemeine Informationen

Beim Eissensor handelt es sich um ein optionales System, das primär als Sicherheitsvorkehrung für WEA an Standorten dient, an denen es zu Eisbildung an den Rotorblättern kommen kann.

Der Zweck des Eissensors besteht darin, der WEA-Steuerung Informationen zum potenziellen Risiko einer Eisbildung an den Rotorblättern zur Verfügung zu stellen, durch die es möglicherweise zu einem Sach- und Personenschaden in der Nähe der WEA kommt. Durch Eisansammlungen an den Rotorblättern verringert sich außerdem die Produktivität der WEA, da sich die Aerodynamik des Rotorblattes verschlechtert. Darüber hinaus ist die WEA bei Vereisung erhöhten Belastungen ausgesetzt, beispielweise auf Grund von Schwingungen des Rotorblatts.

Der Eissensor kann sowohl Vereisung durch Raueis als auch durch gefrierenden Niederschlag (Klareis) erkennen.

In Abhängigkeit von den Anforderungen vor Ort kann durch den Eisalarm ein Anhalten der WEA, eine visuelle oder akustische Warnung am Standort oder (sofern vorhanden) die Einschaltung der Rotorblattheizung ausgelöst werden, bis die Standortbedingungen wieder den Normalzustand erreicht haben. Mit den standortspezifischen SCADA-Konfigurationen wird bestimmt, welche Sicherheitsanforderungen für den Standort bestehen und ob weitere WEA des Windparks angehalten werden sollten.

Vom Konsenswerber wird angegeben, dass beabsichtigt ist, die Windenergieanlagen WEA 01, WEA 05, WEA 10 und WEA 20 mit dem Labkotec LID-3300IP auszurüsten.

2.4.10.3.3 System

Die folgenden Elemente sind Bestandteile des Eissensors:

- Eissensor mit Steuereinheit

- Schnittstelle zur Siemens-WEA-Steuerung

- Schnittstelle zum Siemens-SCADA-System

- Installation und Wartung nach den geltenden Vertragsbedingungen

2.4.10.3.4 Elektrische Beschreibung

Der Eissensor besteht aus einem Sensor an der Oberseite der Gondel und einem Steuerungskasten im Innern der Gondel. Da die einzige Schnittstelle zur WEA-Steuerung in zwei Relaisausgängen besteht, die einen Eiserkennungs- bzw. einen Eiserkennungsfehlalarm anzeigen, ist das System relativ einfach zu implementieren und kann als Add-on-System betrachtet werden.

Im Eissensor integriert ist ein Alarmrelais, das bei Eiserkennung eine Alarmmeldung ausgibt. Das System wird von der WEA-Steuerung überwacht, der Status an das SCADA-System übermittelt und auf der Web-WPS angezeigt.

Der Eissensor kann über eine RS232-Schnittstelle konfiguriert werden und ermöglicht den Remote-Zugriff über eine Web-Oberfläche (Parameter für Alarmschwelle, Grenzwerte für die Eiserkennung usw.).

2.4.10.3.5 Funktionsweise

Die Eiserkennung basiert auf der Messung der Stärke eines Ultraschallsignals in einem speziellen Sensordraht. Bei Vereisung beginnt sich die Amplitude des Ultraschallsignals zu verringern und bei einer festgelegten Alarmschwelle wird ein Eisalarm ausgelöst. Bei Erreichen der Alarmschwelle wird die WEA angehalten und die Rotorblattheizung eingeschaltet oder andere standortbezogene Konfigurationen kommen zum Einsatz. Sobald Eis erkannt wird, beginnt der Sensor sich selbst zu erwärmen, damit das erkannte Eis an der

Sensoroberfläche schmilzt. Nach einem zuvor eingestellten Verzögerungs- und Abkühlungszeitraum kehrt das Eisalarmsignal in den Normalzustand zurück und steht wieder für die Eiserkennung zur Verfügung.

2.4.10.3.6 Integration in das SCADA-System

Die Fehlermeldungen werden im „Alarm Log“ (Alarmprotokoll) auf der SCADA-Web-WPS-Oberfläche angezeigt.

2.4.10.3.7 Technische Daten

| | |
|--|--|
| Spannungsversorgung: | 230VAC, 50/60Hz |
| Energieverbrauch: | Üblicherweise 7VA, max. 350W bei Sensorerwärmung |
| Relaisausgang: (potenzialfreie R-ausg.) | 2 Stück: Eisalarm und Eiserkennungsfehler |
| Serieller Ausgang: | Serieller RS232-Ausgang zur Konfiguration |
| Webserver: konfig. | RJ-45-Standardsteckverbinder; IP-Adresse wird über RS232 |

2.4.10.4 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).

2.4.10.5 Eisfallgutachten

Den Projektunterlagen ist ein Fachbericht (erstellt von „Energiewerkstatt, Verein & Technisches Büro für erneuerbare Energie“) zur möglichen Gefährdung von Personen durch Eisfall von den geplanten Windenergieanlagen („Eisfallgutachten“) beigefügt.

2.4.10.5.1 Aufgabenstellung, Methodik

In diesem Fachbericht wird die Gefährdung von Personen durch Eisfall beim Betrieb der gegenständlichen Windenergieanlagen bewertet. Ausgehend von den Standortdaten, den technischen Daten der Windenergieanlagen und den meteorologischen Daten (Temperatur- und Feuchtedaten der Windmessung am Schwarzkogel) und Berechnungen wird für exemplarisch ausgewählte Eisfragmente (vier verschiedene Größen) mit der Methodik der Risikoanalyse das Todesfallrisiko auf fünf ausgewählten Schutzobjekten (einer Langlaufloipe, drei Wanderwegen und einer Schipiste) errechnet und mit dem gesellschaftlich akzeptierten Todesfallrisiko von 10^{-6} verglichen.

Das Ergebnis zeigt, dass bei Anwendung von Vermeidungs-, Verminderungs- und Ausgleichsmaßnahmen das Risiko, durch herabfallende Eisstücke Schaden zu nehmen, geringer ist als das allgemein akzeptierte Risiko.

2.4.10.5.2 Vermeidungs-, Verminderungs- und Ausgleichsmaßnahmen

Es werden im Projektgebiet an allen Forstwegen/Zufahrtswegen sowie Wanderwegen Warntafeln mit Leuchten am Beginn des risikorelevanten Bereichs angebracht.

Wanderer/Wintersportler werden so bei Vereisungsereignissen gewarnt, den Wanderweg nicht zu benutzen. Die deutlich sichtbaren Warnleuchten und Tafeln informieren Passanten, sodass die Aufenthaltswahrscheinlichkeit während eines Eisfallereignisses am Wanderweg niedriger ist als die errechnete. Für das Risiko kann eine Reduktion um eine Zehnerpotenz angenommen werden. Die genaue Auflistung und Positionierung der Warnleuchten ist dem „Eiswarnplan“ in Anhang 4 in den Projektunterlagen zu entnehmen.

Des Weiteren sollte das Betriebspersonal geschult werden, sich nur unter Beachtung von Sicherheitsvorkehrungen den Anlagen zu nähern, falls die Warnleuchten aktiv sind. Eine entsprechende Schutzkleidung (Helm etc.) muss bei Vereisungsereignissen im Gefahrenbereich getragen werden. Hierbei ist von einer Reduktion des Risikos um zwei Zehnerpotenzen auszugehen.

Folgende risikomindernde Maßnahmen werden im gegenständlichen Projekt durchgeführt:

- Installation von Warnleuchten und Warntafeln
- Schulungen für Betriebspersonal

In den dargestellten Ergebnissen wird davon ausgegangen, dass die Windenergieanlagen bei Vereisungsbedingungen verlässlich abschalten bzw. im Trudelbetrieb verbleiben. Die Sicherheit von Personen in Bezug auf herabfallende Eisfragmente wird durch zusätzliche Maßnahmen zur Reduzierung der Eintrittswahrscheinlichkeit bzw. des Ausmaßes eines Schadensfalles gewährleistet und ggf. weiter erhöht. Diese sind:

- Schaffung von Redundanz bei der Detektion von Eisansatz.
- Keine automatische Wiederinbetriebnahme nach erfolgter Eisabschaltung, sondern manuelles Anfahren unter Anwesenheit eines Betriebswärters.

2.4.10.5.3 Gesamtbewertung

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass das Gesamtrisiko für Personen, die sich auf Zufahrtswegen oder den Schutzobjekten, unter Berücksichtigung der empfohlenen risikominimierenden Maßnahmen aufhalten, von herabfallenden Eisstücken Schaden zu nehmen, unter dem Grenzwert von $<10^{-6}$ liegt und somit geringer als das allgemein akzeptierte Risiko ist. Das Risiko für das Betriebs- und Wartungspersonal liegt mit entsprechenden Schulungen ebenfalls unter dem akzeptierten Grenzwert für Betriebspersonal von $<10^{-5}$.

2.4.10.6 Ausrüstung ausgewählter Windenergieanlagen mit Labko-Sensoren

Der Forderung des Eisfallgutachtens entsprechend, sollen ausgewählte Windenergieanlagen zusätzlich mit stationären Eissensoren ausgerüstet werden. Diese Eissensoren werden auf der Gondel im Bereich des Windmessmastes montiert.

Als Eissensoren werden Sensoren vom Fabrikat LABKOTEC, Modell LID-3300IP zum Einsatz kommen.

Die Funktionsweise des Sensors ist in Abschnitt 2.4.10.3.5 beschrieben. Für das Sensorsystem (bestehend aus Sensoreinheit und Kontrolleinheit) liegt ein Komponentenzertifikat der deutschen Akkreditierungsstelle Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH vor.

Wie bereits in 2.4.10.3.2 beschrieben, ist geplant, die vier WEA STA01, STA05, STA10 und 20 mit Labkotec LID-3300IP auszurüsten. Dies erscheint wegen der Weitläufigkeit des Windparks allerdings entschieden zu wenig.

2.4.10.7 Ergänzungsunterlagen zum Fachbericht Eisfall (Einlage 0302)

Einleitung:

Bei der mündlichen Verhandlung am 26. Juni 2017 wurde von sachverständigen Vertretern der Konsenswerberin das Projekt in Bezug auf den Fachbereich „Eisfall“ dahingehend präzisiert, dass die Wanderwege durch den Windpark durch Schaffung von Umgehungswegen auch in der eisfallgefährdeten Zeit (das ist vor allem im Winterhalbjahr) außerhalb der „Gefährdungsbereiche durch Eisfall“ zu liegen kommen. Dieses Vorhaben wird im Bericht „Ergänzungsunterlagen zum Fachbericht Eisfall (Einlage 0302)“ vom 27.07.2017 (Verfasser: Energiewerkstatt – Verein und technisches Büro für erneuerbare Energie) erläutert und beschrieben.

Da der vorhin erwähnte Bericht im Akt aufliegt, ist diese Ergänzung als projektgegenständlich anzusehen.

Ergänzender Befund:

Wie im Bericht „Ergänzungsunterlagen zum Fachbericht Eisfall (Einlage 0302)“ ersichtlich ist, sollen die bestehenden Wanderwege durch Umgehungen so ergänzt werden, dass bei „Gefahr durch Eisfall“ (das ist dann, wenn die Eiswarnleuchten blinken) die Möglichkeit besteht, die Wanderung außerhalb des Gefährdungsbereiches einer vereisten Windenergieanlage fortzusetzen. Im Bericht wird dies für die WEA 03, 09 sowie 18 bis 20 dargestellt. Außerdem wird der im südöstlichen Teil des Gefährdungsbereiches der WEA19 gelegene Teil der Loipe bzw. des Weitwanderweges zwischen Altem Almhaus und Salzstieglhaus durch Errichtung eines hangseitigen Fangnetzes zusätzlich sicher gemacht.

2.4.11 LICHEMISSIONEN

Den Projektunterlagen wurde in der Nachbesserungsphase ein Fachbeitrag Lichtemissionen hinzugefügt. Dieser Beitrag (erstellt von „Energiewerkstatt Technisches Büro & Verein“) wurde großteils übernommen (ohne Tabellen, Bilder und Grafiken). Da der Fachbeitrag die Lichtemissionen der Tageskennzeichnung „weiße Leuchten“ nicht behandelt hat, wurde dieser Teil vom unterzeichnenden Amtssachverständigen hinzugefügt.

2.4.11.1 Lichtquellen in der Bauphase

Die Arbeitszeiten während der Bauphase sind grundsätzlich übereinstimmend mit den Tageszeiten nach Sonnenaufgang und vor Sonnenuntergang, sodass der Einsatz von Arbeitsscheinwerfern normalerweise nicht erforderlich ist. Lediglich zu Zeiten starker Bewölkung oder bei Bautätigkeit in Dämmerungszeiten im Frühjahr oder 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.

2.4.11.2 Lichtquellen in der Betriebsphase

Windenergieanlagen müssen auf Grund ihrer Höhe als Luftfahrthindernisse gekennzeichnet werden. Daher werden sie mit einer Tages- und Nachtkennzeichnung ausgestattet.

2.4.11.2.1 Nachtkennzeichnung von WEA

Für den Betrieb der Windenergieanlagen in der Nacht ist als Nachtkennzeichnung die Beleuchtung „Feuer W-Rot“ vorgesehen, die mit einer Betriebslichtstärke von 2x 170 cd

ausgeführt wird. Die Beleuchtung soll getaktet betrieben werden: 1s hell - 0,5s dunkel - 1s hell - 1,5s dunkel und ist bei einer Unterschreitung einer Tageshelligkeit von 150 Lux zu aktivieren.

Laut Auskunft des Anlagenherstellers wird im gegenständlichen Projekt das Produkt L450-63A/GFW-G der Firma Orga verbaut (Produktdaten siehe Einlage 0205.2 E in den Projektunterlagen). Im Fachbericht Luftfahrttechnik sind als Gefahrenfeuer jeweils zwei Leuchten auf dem Dach des Maschinenhauses vorgesehen. Die Hindernisfeuer werden an sämtlichen Anlagen des Windparks am konstruktionsmäßig höchsten Punkt der Maschinengondel installiert und jeweils gleichzeitig (synchron blinkend) betrieben.

2.4.11.2.2 Tageskennzeichnung von WEA

Um eine Windenergieanlage tagsüber als Luftfahrthindernis zu kennzeichnen gibt es zwei Möglichkeiten:

a) Rot-weiß-rote Farbkennzeichnung der Rotorblätter

Im Deutschen Bundesanzeiger wird in der „Änderung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“ vom 26. August 2015 unter Nummer 15.2 die Rotorblattkennzeichnung folgendermaßen beschrieben: „Die Rotorblätter sind durch drei Farbstreifen zu kennzeichnen: a) Außen beginnend mit 6 Meter orange – 6 Meter weiß – 6 Meter orange oder b) Außen beginnend mit 6 Meter rot – 6 Meter weiß oder grau – 6 Meter rot. Die zu verwendenden Farben sind hinsichtlich des Farbtons in Nummer 5.2 folgendermaßen beschrieben: Grundsätzlich sind die Farben verkehrsweiß (RAL 9016) und verkehrsorange (RAL 2009) anzuwenden. Alternativ ist die Farbe verkehrsrot (RAL 3020) zulässig, bei Windenergieanlagen in Verbindung mit grauweiß (RAL 9002), achatgrau (RAL 7038) oder lichtgrau (RAL 7035).

In der Stellungnahme des Bundesministeriums für Landesverteidigung und Sport vom 11.05.2016 wird die Tagesmarkierung folgendermaßen beschrieben: „Bei der Windkraftanlage sind die äußeren Hälften jedes Rotorblattes rundum mit einer Tagesmarkierung zu versehen. Die Höhe der Farbfelder an der Windkraftanlage muss mindestens 4m betragen, wobei von der Rotorblattspitze beginnend das erste Farbfeld rot auszuführen ist. Die Anzahl der Farbfelder wird mit 5 Stück festgelegt.

Die Farbwerte für den Warnanstrich sind: rot = RAL 3020 (verkehrsrot), weiß = RAL 9010 (reinweiß).

Die Tagesmarkierungselemente (Farbfelder) sind vom Betreiber in einem Intervall von einem Jahr augenscheinlich auf ihre Farbdichte zu überprüfen. Bei einem deutlich erkennbaren Abweichen von den vorgeschriebenen Farbwerten z.B. Ausbleichen durch UV-Bestrahlung, ist eine Messung der Farbdichte erforderlich.“

Diese Farbkennzeichnung verursacht keine Lichtemissionen.

b) Tageskennzeichnung durch weiße (LED-)Lampen mit 20.000cd Lichtstärke

Alternativ zur rot-weiß-roten Farbkennzeichnung der Rotorblätter besteht die Möglichkeit, an der Gondeloberseite zwei Lampen zu installieren, die weißes Licht mit einer Lichtstärke von jeweils 20.000cd abstrahlen.

Eine Gefahrfeueranlage besteht immer aus zwei Leuchten, um die ständige Sichtbarkeit aus jeder Richtung zu gewährleisten, z.B. auch von vorne, wenn eine Leuchte durch ein Rotorblatt abgedeckt ist (z.B. bei Windstille und senkrecht nach oben stehendem Rotorblatt).

Der Anlagenhersteller gibt an, dass bei Tageskennzeichnung durch Leuchten stets kombinierte Lampen mit „Feuer W, rot“ als Nachtkennzeichnung und LED-Leuchten mit weißem Licht (beide Lampen in einem Gehäuse) verwendet werden. Es wird das Produkt L450-63A/GFW-G der Firma Orga BV aus den Niederlanden eingesetzt. Die Montagehöhe ist 3,5m über Nabenhöhe, der horizontale Abstand der beiden Leuchtenkombinationen am gemeinsamen

Leuchenträger ist bei der gegenständlichen WEA 2735mm. Montageort ist der hintere Bereich der Gondel (Maschinenhaus).

Durch den Einsatz von Sichtweitenmessgeräten besteht die Möglichkeit, die Helligkeit der Gefahrfeuer zu verringern. Gemäß der „Änderung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 26. August 2015“ darf die Lichtstärke der Nachtkennzeichnung (Feuer W, rot) bei einer Sichtweite über 5000m auf 30% reduziert werden und bei einer Sichtweite über 10.000m auf 10% der Nennlichtstärke.

2.4.11.2.3 Lichtreflexion durch die Rotorblätter

Im Fall der weißen Beschichtung von Rotorblättern kann bei direkter Sonneneinstrahlung eine Lichtreflexion entstehen, die in Innenräumen von benachbarten Wohngebäuden eine Helligkeitsschwankung (Diskoeffekt) verursacht. Diese störende Lichtreflexion kann durch die Verwendung von nicht-reflektierenden Farben minimiert werden. Die Oberflächenfarbe der Rotorblätter der Windkraftanlage SWT-3.2-113 ist lichtgrau und wird mit der RAL-Nummer 7035 bezeichnet. Diese Farbe hat eine absorbierende Wirkung und es kann daher zu keinen nennenswerten Lichtreflexionen kommen.

2.4.11.2.4 Eiswarnlampen

Auf den Zufahrtswegen im Windpark werden Warnleuchten installiert, die bei Gefahr von Eisfall in Betrieb sind und in gelbem bzw. orangerotem Licht blinken. Diese Leuchten sind an Warntafeln zwei Meter über Grund angebracht und sind durch die Orographie des Geländes und der teilweisen Bewaldung nur wenige hundert Meter weit sichtbar. Weiters ist zu beachten, dass Vereisungsbedingungen häufig mit schlechter Sicht einhergehen.

2.4.11.3 Projektauswirkungen

2.4.11.3.1 Bauphase

Sowohl die Lichtemissionen durch die Arbeitsscheinwerfer als auch durch die Positionslichter an Kränen treten nur temporär während der Bauphase und in einer vernachlässigbaren Intensität auf. Die Auswirkungen sind dementsprechend als vernachlässigbar einzustufen und wurden keiner weiteren Bewertung unterzogen.

2.4.11.3.2 Betriebsphase

Die Auswirkungen der Luftfahrtbefeuerung während der Nacht stellen für bewohnte Gebäude eine störende Immission dar und sind daher im Detail zu betrachten und zu bewerten. In diesem Zusammenhang ist die ÖNORM O 1052 Ausgabe 2012-10-01 „Lichtimmissionen Messung und Beurteilung“ als Stand der Technik anzusehen.

Die von den Eiswarnleuchten ausgestrahlten Lichtemissionen werden hingegen als nicht störend eingestuft und daher keiner Bewertung unterzogen.

2.4.11.3.2.1 Datengrundlage

Innerhalb des definierten Untersuchungsraumes befinden sich keine geschlossenen Siedlungsgebiete oder als Bauland gewidmete Flächen. Bei den als mögliche Immissionspunkte definierten Objekten handelt es sich ausschließlich um ganzjährig oder saisonal bewohnte Gebäude im Freiland.

Die Betrachtung der Lichtemissionen infolge der Luftfahrtbefeuerung erfolgte für die dem Windpark nächstgelegenen Objekte, welche in den folgenden Auswertungen mit den Buchstaben A bis G gekennzeichnet sind. Das sind dieselben Objekte, wie sie im Fachbereich Schattenwurf bezeichnet

wurden: IP A_Altes Almhaus, IP B_Salzstieglhaus, IP C_Hochgöbller, RPS D_Neue Gmoahütte, RPS E_Großebehütte, RPS F_Zapflhütte und RPS G_Rappoldhütte.

In der nachfolgend dargestellten Tabelle sind die Koordinaten und Höhenlage der Immissionspunkte, und eine Anmerkung zur Nutzung des Objektes zusammengefasst. Bei der Nutzung wurde unterschieden in ganzjährig (IP) und saisonal (RPS) bewohnte Objekte.

2.4.11.3.2.2 Berechnungsergebnis Sichtbeziehung

Für die Nachtbefeuerung kommen jeweils zwei Lampen des Typs „ORGA L450-63A/GFW-G“ zum Einsatz. Die roten Blinkleuchten an der Oberseite der Gondeln (Flugbefeuerung) sind erst in größerer Entfernung, bei guten Sichtbedingungen während der Nacht wahrnehmbar, nicht jedoch von der näheren Umgebung aus. Informationen über den vertikalen Abstrahlwinkel und die effektiven Betriebslichtstärken der Nachtbefeuerung bei negativem Abstrahlungswinkel konnten vom Hersteller der Lampe nicht erhoben werden. Aus diesem Grund wurden zur Definition der Betriebslichtstärken für die Abstrahlung nach unten Angaben aus dem Deutschen Bundesanzeiger „Änderung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“ vom 26. August 2015 verwendet (Dokument 0304.1 E der Projektunterlagen).

Für die weiteren Berechnungen wurde die Sichtbarkeit der Flugbefeuerung an den Immissionspunkten mittels des Programms WindPro ermittelt. Das Ergebnis dieser Berechnung wird in den Projektunterlagen in Form einer Karte mit unterschiedlichen Farbabstufungen dargestellt, wobei die Farbe entsprechend der Anzahl der jeweils von einem beliebigen Punkt sichtbaren Anlagen abgestuft ist.

Jene Windkraftanlagen, für welche eine Sichtbeziehung zu dem jeweiligen Immissionspunkt ermittelt wurde, die sich jedoch mehr als zwei Kilometer entfernt befinden, wurden bei den nachfolgenden Berechnungen nicht berücksichtigt, da ab dieser Entfernung keine Auswirkungen mehr nachgewiesen werden können. Des Weiteren wurden jene Standorte, von denen Sichtbeziehung zum jeweiligen Immissionspunkt unter einem Blickwinkel von mehr als 15° besteht, ebenfalls von der Bewertung ausgenommen.

Die in der Tabelle aufgelisteten Sichtbeziehungen sind jeweils für Standpunkte im Freien berechnet und enthalten keine Einschränkungen, die beim Aufenthalt in Räumen gegeben sind (Einschränkung des Blickwinkels oder z.B. Abschirmung durch Nebengebäude).

Anlagenstandorte mit Auswirkung auf die Immissionspunkte:

| | Windenergieanlage Nr. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Σ |
|-------|-----------------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|---|
| | 01 | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 | 07 | 08 | 09 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | |
| IP A | | | | | | X | | X | X | X | X | | | | | | | | | | 5 |
| IP B | | | | | | | | | | | | | | | | | | X | X | X | 3 |
| IP C | | | X | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1 |
| RPS D | | | | | X | | | | | | | | | | | | | | | | 1 |
| RPS E | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 |
| RPS F | | | | | | | | | | | | X | X | X | X | | X | | | | 5 |
| RPS G | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 |

2.4.11.3.2.3 Berechnungsergebnis für die Raumaufhellung

Die Raumaufhellung beschreibt laut ÖNORM O 1052 die Anhebung des Lichtniveaus in Räumlichkeiten durch ungewolltes, von außen eingestrahletes Licht beziehungsweise die Anhebung des Licht-niveaus der Umgebung durch eine Emission künstlicher Lichtquellen.

Für das Projektgebiet WP Stubalpe ergibt sich durch die passende Zuordnung in den Tabellen 1 (Bewertungsgebiet) und 2 (Zeitraum) der ÖNORM O 1052 die maximal zulässige vertikale Beleuchtungsstärke in der Fensterebene des zu beurteilenden Raumes, welche in diesem Fall 1

Lux beträgt. Dieser Wert darf durch die künstliche Beleuchtung der Gefahrenfeuer der Windkraftanlagen zu keiner Nachtzeit überschritten werden.

Um die vertikale Beleuchtungsstärke (E_{vert}) durch die künstliche Beleuchtung der Gefahrenfeuer zu berechnen, wird die Lichtstärke für den jeweiligen Abstrahlwinkel mit dem Cosinus des Winkels zur Horizontalen beim Immissionspunkt multipliziert und durch den Abstand zum Quadrat dividiert.

$$E_{\text{vert}} = I \times \cos\beta / r^2$$

Die Berechnung wird auf jene Windkraftanlagen angewendet, zu welchen eine Sichtbeziehung unter 2.000 m und unter einem Winkel von weniger als 15° vom jeweiligen Immissionspunkt besteht.

Die Berechnungsergebnisse sind in Tabelle 4 der Projektunterlagen ersichtlich und zeigen, dass bei der Verwendung des Gefahrenfeuers L450-63A/GFW-G die für die einzelnen Anlagen berechneten und anschließend aufsummierten Werte der Umgebungsaufhellung in der Größenordnung zwischen $2,83 \times 10^{-6}$ Lux und $6,64 \times 10^{-4}$ Lux liegen und damit den Grenzwert von 1 Lux Aufhellung an keinem Immissionspunkt überschreiten.

2.4.11.3.2.4 Berechnungsergebnis für die psychologische Blendung

Der Begriff „Psychologische Blendung“ definiert laut ÖNORM O 1052 eine Blendung, die ein unangenehmes Gefühl hervorruft, ohne dass damit eine merkbare Herabsetzung des Sehvermögens verbunden sein muss.

In der Bewertung wird zunächst der Grenzwert für die psychologische Blendung ermittelt, welcher wesentlich niedriger und schwieriger zu erreichen ist als jener für die physiologische Blendung.

Die maßgebende Größe hierbei ist die maximal zulässige Leuchtdichte (L_{zul}), welche aus dem Proportionalitätsfaktor (k , Tabelle 11 der ÖNORM O 1052) multipliziert mit der Quadratwurzel aus Umgebungsleuchtdichte (L_U) durch den Raumwinkel der Störlichtquelle (Ω_S) errechnet wird. Für das zeitlich in der Intensität veränderbare Licht kommt ein Frequenzkorrekturfaktor von 4 hinzu (Tabelle 5 der Norm).

Der Raumwinkel (Ω_S) einer Blendlichtquelle wird durch die Projektion der lichtabstrahlenden Fläche in m^2 dividiert mit dem kürzesten Abstand zwischen Lichtquelle und Immissionsort in Meter rechnerisch ermittelt. Die Gültigkeit der Gleichung für die maximal zulässige Leuchtdichte ist auf Werte von $L_U < 10 \text{ cd/m}^2$ und $10^{-6} \text{ sr} < \Omega_S < 10^{-2} \text{ sr}$ (der Raumwinkel wird dabei in der Dimension „Steradian“ [sr] angegeben) beschränkt. Für die Berechnung wurde der Wert für die Umgebungsleuchtdichte wegen fehlender anderer Lichtquellen mit $0,1 \text{ cd/m}^2$ in die Gleichung eingesetzt. Der Raumwinkel unter dem die Störlichtquelle vom Immissionspunkt aus gesehen wird, wird hier mit $1 \cdot 10^{-6} \text{ sr}$ angesetzt, da das Auflösungsvermögen des Auges bei der Größe der gegenständlichen Leuchte bereits nach geringer Entfernung erreicht ist.

Somit beträgt die maximal zulässige Leuchtdichte für das Projektgebiet Stubalpe $2,530 \text{ cd/m}^2$.

In einem zweiten Schritt wird die Leuchtdichte an den einzelnen Immissionspunkten entsprechend der ÖNORM O 1052 wie folgt berechnet:

$$L = I/A' \text{ (Quelle: ÖNORM O 1052)}$$

Die Lichtstärke für den jeweiligen Abstrahlwinkel wird mit der reflektierten Fläche (welche sich aus dem Cosinus des Winkels zur Windkraftanlage ergibt) dividiert und anschließend verdoppelt, da an der WEA jeweils zwei Gefahrenfeuer montiert sind. Da für die verwendete Leuchte kein produktspezifisches Abstrahlungsdiagramm zur Bestimmung der vertikalen Abstrahlung vorliegt, wurden die entsprechenden Betriebslichtstärken für die Abstrahlung nach einem Diagramm aus dem Deutschen Bundesanzeiger „Änderung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 26. August 2015“ verwendet.

Wandelt man das hier erwähnte Diagramm in eine Tabelle um, ergeben sich folgende Werte:

Vertikale Lichtstärkeverteilung I_{vert} für „Feuer W, rot“ gemäß Grafik (Abb.2) des Deutschen Bundesanzeigers vom 26. August 2015 „Änderung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“:

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Gra | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 7 | 6 | 5 | 4 | 3 | 2 | 1 | 0 |
| cd | 2 | 6 | 9 | 13 | 17 | 20 | 30 | 50 | 60 | 80 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |

Wie auch bei der Berechnung der Raumaufhellung, werden bei der Berechnung der psychologischen Blendung durch die Gefahrenfeuer nur jene Windkraftanlagen betrachtet, zu welchen eine Sichtbeziehung unter 2.000 m vom Immissionspunkt besteht und der Winkel nicht mehr als 15° beträgt.

Die Ergebnisse der Berechnung der von den einzelnen Anlagen verursachten Leuchtdichte bei den Immissionspunkten sind in der Tabelle 6 (Berechnung psychologische Blendung) der Einlage 0304E der Projektunterlagen ersichtlich. Die dargestellten Werte gelten für einen Punkt vor dem jeweiligen Gebäude im Freien und berücksichtigen nicht die Situation innerhalb von Schlafräumen (Ausrichtung der Fenster, Anzahl der Anlagen, welche vom Fenster sichtbar sind und allfällige Abschirmungen durch Nebengebäude).

Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass die theoretisch mögliche Leuchtdichte vor den jeweiligen Gebäuden bei fünf der sieben betrachteten Immissionspunkte nicht überschritten wird. Die bei den Immissionspunkten IPA „Altes Almhaus“ und RPS F „Zapflhütte“ ermittelten Überschreitungen ergeben sich bei Aufsummierung der Emissionen aller emittierenden Anlagen geringfügige Überschreitungen.

Die Überschreitungen am Immissionspunkt A - Altes Almhaus werden maßgeblich durch die Anlage STA 06 bestimmt, welche sich in einer Entfernung von 1.791 m südöstlich des Immissionspunktes befindet. Allerdings kann diese Anlage von den nach Südwesten ausgerichteten Fenstern der Schlafräume nicht eingesehen werden (Einlage 0304E, Abbildung 4). Die von den in Richtung Südwesten gelegenen Anlagen verursachten Immissionen liegen jeweils unter dem definierten Grenzwert von 2.530 cd/m². Dabei sind auch von den nach Südwesten orientierten Fenstern jeweils nur zwei Anlagen einsehbar, sodass davon ausgegangen werden kann, dass sich die für die einzelnen Punkte vor den Gebäuden ermittelten geringfügigen Überschreitungen der zulässigen Leuchtdichte innerhalb der Räume reduzieren und die maximal zulässigen Werte der psychologischen Blendung eingehalten werden. Am nicht dauerhaft bewohnten Immissionspunkt F - Zapflhütte liegen die von den einzelnen Anlagen verursachten Immissionen unter dem Grenzwert und können von den Fenstern der Räume nicht alle emittierenden Anlagen gleichzeitig eingesehen werden, sodass auch an diesem Standort die maximal zulässigen Werte der psychologischen Blendung eingehalten werden.

2.4.11.4 Zusammenfassende Bewertung der Ergebnisse

Die Betrachtung der durch die Luftfahrtbefeuerung verursachten Lichtimmissionen erfolgte für sieben bewohnte Gebäude im Umkreis der geplanten Anlagen. Keines dieser Objekte befindet sich auf einer Wohngebietswidmung und lediglich drei Gebäude werden auch für Dauerwohnzwecke benützt (Bezeichnung als „Immissionspunkt (IP)“). Die weiteren vier Hütten werden nur sporadisch bewohnt und für Nächtigungszwecke verwendet (Bezeichnung als „Saisonal bewohnte Objekte (RPS)“).

Die Berechnung der Lichtabstrahlungen wurde nur für jene Anlagen durchgeführt, bei denen folgende Kriterien erfüllt werden:

- Bestehende Sichtbeziehung vom betreffenden Immissionspunkt zur Anlage
- Abstand zwischen Immissionspunkt und Anlage kleiner zwei Kilometer

- Vertikaler Blickwinkel zwischen Immissionspunkt und Luftfahrtbefeuerung weniger als 15 Grad

Das Ergebnis dieser Bewertung ergibt: Der am stärksten belastete Immissionspunkt ist das Alte Almhaus (IP A), von dem aus fünf Anlagen dauerhaft sichtbar sind.

Berechnungsergebnis für die Raumaufhellung:

Die maximal zulässige vertikale Beleuchtungsstärke in der Fensterebene des zu beurteilenden Raumes wurde für das Projektgebiet Stupalpe laut ÖNORM O 1052 mit 1 Lux bestimmt. Dieser Wert darf durch die künstliche Beleuchtung der Gefahrenfeuer der Windkraftanlagen zu keiner Nachtzeit überschritten werden.

Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass bei der Verwendung des Gefahrenfeuers L450-63A/GFW-G (zwei Stück je Anlage) die Werte der Umgebungsaufhellung an allen Immissionspunkten deutlich unter dem Grenzwert von 1 Lux liegen.

Berechnungsergebnis Psychologische Blendung:

Der zulässige Grenzwert der Leuchtdichte für die psychologische Blendung wurde für das Projektgebiet Stupalpe laut ÖNORM O 1052 mit 2.530 cd/m² ermittelt.

Unter Berücksichtigung der konkreten örtlichen Situation innerhalb von Schlafräumen wie z.B. Größe und Ausrichtung der Fenster, Anzahl der Anlagen, welche auf das Fenster einwirken und allfällige Abschirmung durch Nebengebäude, kann davon ausgegangen werden, dass sich die für die einzelnen Punkte vor den Gebäuden ermittelten theoretischen Leuchtdichten innerhalb der Räume reduzieren und die maximal zulässigen Werte der psychologischen Blendung eingehalten werden können.

2.4.11.5 Auswirkungen der Tageskennzeichnung

Um die Auswirkungen der weißen Leuchten (Tageskennzeichnung) als Emissionsquellen bewerten zu können, wird analog wie oben für die Nachtkennzeichnung (Feuer W, rot) vorgegangen.

a) Raumaufhellung

Die vertikale Beleuchtungsstärke E_{vert} , das Maß für die Raumaufhellung, ist zwar direkt proportional zur Lichtstärke I , aber umgekehrt (=indirekt) proportional zum Quadrat der Entfernung. Der Cosinus des Winkels Beta (Abweichung von der Horizontalen) spielt nur eine geringe Rolle, da er im Bereich von Null bis 15 Grad um weniger als vier Prozent variiert ($\cos 0^\circ = 1$; $\cos 15^\circ = 0,966$).

Eine vertikale Beleuchtungsstärke von einem Lux tritt auf, wenn Zähler und Nenner der Gleichung gleich groß sind. Auf jeder WEA sind zwei Lampen montiert, ergibt also 40.000cd Lichtstärke. Dies entspricht dem Quadrat der Entfernung. Daraus ergibt sich, dass bei einer Entfernung von Wurzel aus 40.000 genau ein Lux Beleuchtungsstärke durch die beiden Lampen verursacht wird. Die Rechnung ergibt also: Wurzel aus 40.000 ist gleich 200m. Das heißt, ab einer Entfernung von mehr als 200m wird die Aufhellung weniger als ein Lux sein und mit zunehmender Entfernung stark abnehmen.

Hinzu kommt, dass entsprechend Tabelle 3 der ÖNORM O 1052 zu anderen Tageszeiten höhere Werte gelten, die noch weniger erreicht werden.

Der wesentlichste Faktor ist aber die Tageshelligkeit selbst. Da bei Unterschreiten einer Tageshelligkeit von 100 Lux jedenfalls die Nachtkennzeichnung (Feuer w, rot) einzuschalten ist, werden gleichzeitig die weißen Leuchten für die Tageskennzeichnung ausgeschaltet. Das

bedeutet, dass bei Tageshelligkeiten von 100 Lux und mehr eine Aufhellung von einem Lux oder weniger durch die weißen Leuchten der Tageskennzeichnung auftritt.

b) Psychologische Blendung

Bei der psychologischen Blendung wird ebenso vorgegangen, wie sie bereits unter 2.4.11.3.2.4 beschrieben wird.

Zuerst werden Werte für die zulässige Leuchtdichte berechnet, danach die Werte der von den Leuchten abgegebenen Leuchtdichte.

Die ÖNORM O 1052 lässt Werte für die Umgebungsleuchtdichte von $0,1 \text{ cd/m}^2$ (bei Dunkelheit) bis zu 10 cd/m^2 (tagsüber und Dämmerung) zu. Werte über $10 \text{ Candela pro Quadratmeter}$ gibt es nicht mehr in dieser Norm, was den Schluss zulässt, dass es dann in der Umgebung der Störlichtquelle bereits zu hell ist (geringer Kontrast zwischen Störlichtquelle und Umgebung).

Außerdem ist der Proportionalitätsfaktor k für den Zeitraum zu beachten (Tabelle 11 der Norm) und das Bewertungsgebiet laut Tabelle 1. Das Bewertungsgebiet wird hier mit Gebiet B festgelegt.

Der Proportionalitätsfaktor k ist im Zeitraum 1 (von 06:00 Uhr bis 20:00 Uhr) gleich 96, in der Zeit von 20:00 Uhr bis 22:00 Uhr (Zeitraum 2 laut Tabelle 2) gleich 64 und in der Zeit von 22:00 Uhr bis 06:00 Uhr (Zeitraum 3) ist er 32.

Ebenso wie bei der Nachtkennzeichnung kommt auch hier ein Frequenzkorrekturfaktor von 4 (Tabelle 5) für das blinkende Licht hinzu.

Damit lautet die Formel für die zulässige Leuchtdichte wieder: Zulässige Leuchtdichte L_{zul} ist kleiner gleich k dividiert durch 4, multipliziert mit (Wurzel aus Umgebungsleuchtdichte dividiert durch den Raumwinkel). Der Raumwinkel ist mit 10^{-6} konstant, da jeder Immissionsort mehr als 254m entfernt ist (bei dieser Entfernung wird die Leuchte unter einem Raumwinkel von 10^{-6} Steradian gesehen).

Variiert man nun die drei verschiedenen Proportionalitätsfaktoren k (32, 64, 96) und zwei Umgebungsleuchtdichten (1 cd/m^2 und 10 cd/m^2), so ergeben sich Werte für die zulässige Leuchtdichte von 8.000 cd/m^2 (bei $k=32$ und $L_u=1 \text{ cd/m}^2$) bis 75.895 cd/m^2 (bei $k=96$ und $L_u=10 \text{ cd/m}^2$).

Die Berechnung der Leuchtdichte ergibt mit der Lichtstärke von 20.000 cd und einer Fläche von $0,0643 \text{ m}^2$ (näherungsweise berechnete Fläche aus dem Datenblatt des Herstellers) entsprechend der Formel $L = I/A$ einen Wert von 311.042 cd/m^2 .

Aus diesen Berechnungen ergibt sich, dass es bei der Tageskennzeichnung durch weiße Leuchten mit einer Lichtstärke von 20.000 Candela offensichtlich zu einer starken Überschreitung der zulässigen Leuchtdichte bei den Immissionspunkten (also vor dem jeweiligen Objekt) kommt. Nicht berücksichtigt wurde die vertikale Lichtverteilungskurve, da sie nicht bekannt ist. Der errechnete Höchstwert tritt nur in horizontaler Richtung auf.

Es gilt jedoch Gleiches wie für die Nachtkennzeichnung (Feuer W, rot): Es wird kein Bezug zu den tatsächlichen Lichtimmissionen in den Räumlichkeiten, in denen sich Menschen vorwiegend aufhalten (Aufenthaltsräume, wie etwa Wohn- und Schlafbereiche) hergestellt.

Es handelt sich hierbei um reine Rechenwerte, die nicht Bezug auf die tatsächliche Umgebungshelligkeit nehmen. Ist bei einer Tageshelligkeit von 150 Lux eine Umgebungsleuchtdichte von 1 cd/m^2 realistisch oder sind es mindestens 15 cd/m^2 (oder nur 5 cd/m^2) und wovon ist die Umgebungsleuchtdichte abhängig?

Praktische Messungen zeigen, dass es sehr stark auf den Hintergrund der Lichtquelle (=die Umgebung) ankommt.

Dunkler Hintergrund (z.B. Wald) ergibt eine geringe Umgebungsleuchtdichte, Flächen über dem Horizont haben eine wesentlich höhere Umgebungsleuchtdichte. Der Unterschied kann durchaus in der Größenordnung von ein bis zwei Zehnerpotenzen liegen.

2.4.12 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 im Wartungsbuch).

Da diese Sicherheitsbeleuchtung im Inneren der WEA angebracht ist, verursacht sie keine Lichtemissionen nach außen.

3 GUTACHTEN IM ENGEREN SINN

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

3.1 GUTACHTEN NACH UVP-G

Der Inhalt dieses Fachgutachtens orientiert sich an den Vorgaben gemäß §12 Abs.2 bis 5 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 Verschreibung.

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 idF BGBl.II Nr.229/2014 verbindlich vorgegeben und daher ex lege einzuhalten. Aus den Projektunterlagen ist die Einhaltung dieser Vorschrift bei der Planung der gegenständlichen Umspan-, Schalt- und sonstigen Anlagen über 1 kV ersichtlich. Nach Fertigstellung ist von einem zur gewerbsmäßigen Herstellung von Hochspannungsanlagen berechtigten Unternehmen die Übereinstimmung der errichteten elektrischen Hochspannungsanlagen mit dieser Vorschrift zu bestätigen.

Störlichtbogenschutz

Im Fehlerfall können bei Hochspannungsschaltgeräten bzw. in Hochspannungsschaltanlagen Überschläge (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 SF₆
- 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 Stubalpe ist daher sicherzustellen, dass durch die Konzeption der Beton-Fertigteile-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 3400-kVA-Transformator) mit Türen aus Stahlblech errichtet, welches als „nicht brennbar“ anzusehen ist. In einem seitlichen Abstand von 3 m von der Transformatorstation sind als Ersatzmaßnahme keine anderen Gebäude/Gebäudeöffnungen/Objekte zulässig bzw. dürfen keine brennbaren Lagerungen 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 Fluchtbreite muss mindestens 500 mm betragen, auch wenn in Endstellung geöffnete Türen in den Fluchtweg ragen.“).

Für die beiden Schaltstationen West (SST I) und Ost (SST II) im Windpark sind die oben genannten Bestimmungen ebenfalls anzuwenden. Die Schaltstationen werden als Beton-Fertigteile-Stationen errichtet, in denen jeweils ein Transformator für den Eigenbedarf (insbesondere für die Versorgung von Stationslicht, Schukosteckdose und Kraftsteckdose sowie zur Versorgung des Gleichrichters 24VDC, welcher den Motorantrieb und die Schutzgeräte an den Leistungsschaltern versorgt) und eine mehrfeldrige Hochspannungsschaltanlage installiert werden. Da der Eigenbedarfstransformator nach Angaben in den Projektunterlagen eine Leistung von 50kVA aufweisen wird und damit unter 1000kVA sein wird, ist ein Abstand von einem Meter rund um die jeweilige Station zu anderen Gebäuden/Objekten bzw. brennbaren Lagerungen ausreichend.

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 dargestellt. 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 gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 (Ausgabe 01-10-2014) als Regel der Technik vorzunehmen. Nach dieser Vorschrift ist ein **Anlagenverantwortlicher** für die elektrischen Anlagen (Niederspannungs- und Hochspannungsanlagen) zu nennen.

Auf Grund des Gefährdungspotenzials von Hochspannungsanlagen ist es aus elektrotechnischer Sicht erforderlich, dass dieser Anlagenverantwortliche über ausreichende Kenntnisse von Hochspannungsanlagen verfügt. Ausreichende Kenntnisse sind anzunehmen, wenn der Anlagenverantwortliche die erforderlichen Voraussetzungen zur Ausübung des unbeschränkten Gewerbes der Elektrotechnik erfüllt. Die Voraussetzungen dazu sind in der Elektrotechnikzugangs-Verordnung idF BGBl II Nr.399/2008 festgelegt.

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 Erhalts 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 idF BGBl.II Nr.229/2014 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.

Die Erdungsanlage ist Teil des Blitzschutzsystems und ebenfalls regelmäßig zu überprüfen. Auch hier gilt ein Überprüfungsintervall von drei Jahren entsprechend der Elektroschutzverordnung.

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.

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. 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 in den Berechnungen der Projektunterlagen dargestellt ist, 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 Besteigen der Anlage bei Vollbetrieb nicht üblich bzw. entsprechend der Betriebsanleitung verboten. Dies gilt auch für den Aufenthalt in der unmittelbaren Nähe des Generators.

Für Arbeitnehmer gilt seit 1. August 2016 die „Verordnung elektromagnetische Felder“, BGBl.II Nr.179/2016 (VEMF). Die hier festgelegten Auslösewerte sind höher als die Referenzwerte für beruflich exponierte Personen in der VORNORM ÖVE/ÖNORM E 8850 und werden gemäß Angaben des Anlagenherstellers bei den gegenständlichen Anlagen wesentlich unterschritten.

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. In diesem Zusammenhang wird auf die zuständigen Gutachten für Humanmedizin, Wildökologie und Naturschutz verwiesen.

3.1.7 LICHTIMMISSIONEN

Für die lichttechnische Beurteilung ist die ÖNORM O 1052 Ausgabe 2012-10-01 „Lichtimmissionen – Messung und Beurteilung“ als Stand der Technik anzusehen. Diese Norm nimmt bei den Begriffen Raumaufhellung und psychologische Blendung ausdrücklich Bezug auf Räumlichkeiten, in denen sich Menschen überwiegend aufhalten (Aufenthaltsräume, das sind insbesondere Wohn- und Schlafbereiche).

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

Während der Betriebsphase kommt es durch die sicherheitsrelevanten Luftfahrthindernis-Kennzeichnungen (auch „Tages- und Nachtkennzeichnung zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“ genannt) zu Lichtimmissionen.

Wie im Befund beschrieben, muss hier unterschieden werden zwischen der Nachtkennzeichnung und der Tageskennzeichnung.

Die Nachtkennzeichnung erfolgt durch zwei rote Leuchten, die an der höchsten Stelle der Gondel montiert sind. Die Anzahl von zwei Leuchten ist deshalb erforderlich, damit bei ungünstiger Rotorstellung (z.B. senkrecht nach oben bei stillstehenden Rotor) zumindest eine Leuchte von sich nähernden Fluggeräten gesehen werden kann. Wie in Abschnitt 2.4.11.3 und 2.4.11.4 beschrieben, kommt es an einigen wenigen Immissionspunkten zu Überschreitungen der Grenzwerte für psychologische Blendung. Die errechneten Grenzwertüberschreitungen wurden für Immissionspunkte außerhalb der in Frage kommenden Gebäude festgestellt. Ob es im Inneren der Gebäude in den laut ÖNORM O 1052 definierten Aufenthaltsräumen (speziell Wohnräume und Schlafräume) auch zu Grenzwertüberschreitungen kommt, ist dadurch noch nicht festgelegt. Ob es für die betreffenden Räume zu Grenzwertüberschreitungen kommt, wird in Abschnitt 2.4.11.4 zu erklären versucht.

Es wird darauf hingewiesen, dass es sich bei den roten Leuchten (auch als „Feuer W, rot“ bezeichnet) um eine sicherheitsrelevante Markierung von Luftfahrthindernissen (also eine Sicherheitsbeleuchtung) handelt und keinesfalls um eine „nicht notwendige Beleuchtung (NNB)“, die auch in der oben erwähnten Norm behandelt wird.

Zu dieser Art von Nachtkennzeichnung gibt es keine Alternative.

Für die Tageskennzeichnung von Luftfahrthindernissen gibt es zwei verschiedene Möglichkeiten, die im Befund unter 2.4.11.2.2 ausführlich beschrieben sind.

Bei der rot-weiß-roten Farbkennzeichnung der Rotorblätter entstehen keine Lichtemissionen und folglich auch keine Lichtimmissionen bei den ausgewählten Immissionsorten.

Diese Art der Kennzeichnung der Luftfahrthindernisse „Windenergieanlagen“ wird in der Stellungnahme des Bundesministeriums für Landesverteidigung ausführlich beschrieben. Eine Äußerung zu den weißen Leuchten als Tageskennzeichnung findet sich nicht in der Stellungnahme.

Die Tageskennzeichnung mit zwei weißen Leuchten an der Oberseite der Gondel (in den Projektunterlagen als Kombinationsleuchte mit rotem und weißem Leuchtenteil dargestellt) ergibt rechnerisch zum Teil beträchtliche Überschreitungen der Grenzwerte für die psychologische Blendung bei den Immissionsorten. Ob es im Inneren der Gebäude bei den eigentlichen Immissionsorten „Aufenthaltsräume“ noch zu Grenzwertüberschreitungen kommt, hängt von zusätzlichen Parametern ab (der Sichtachse zu den Emissionsquellen, der gewohnten Nutzung des Raumes), aber auch von Parametern, die unter den gegebenen Umständen unbekannt sind (z.B. welche Umgebungsleuchtdichte herrscht zum Zeitpunkt des Umschaltens von Tages- auf Nachtkennzeichnung, das ist bei 150 Lux bzw. 100 Lux, bei den Emissionsquellen, gesehen vom Immissionspunkt).

Von den blinkenden Eiswarnleuchten ist nicht zu erwarten, dass es nennenswerte Lichtimmissionen gibt, da sie maximal 2 Meter über Erdniveau angebracht werden und nur bei vereisten Anlagen blinken. Da Vereisungsbedingungen hohe Luftfeuchtigkeit erfordern, werden zu diesen Zeiten häufig schlechte Sichtbedingungen vorherrschen, die die blinkenden Lichter dämpfen. Jedenfalls ist nicht zu erwarten, dass es durch die Eiswarnleuchten zu einer Überschreitung eines lichttechnischen Immissionsgrenzwerts kommt.

Im Übrigen handelt es sich auch bei den Eiswarnleuchten um eine Art „Sicherheitsbeleuchtung“, da sie die Aufgabe haben, eventuelle Windparkbesucher vor der Gefahr von herabfallenden Eisfragmenten zu warnen.

3.1.8 EISFALL

Es ist gängige Praxis, einen Gefährdungsbereich für 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 92,5m und einem Rotordurchmesser von 113m ist der Kreisradius des Gefährdungsbereiches annähernd 193,7m bzw. aufgerundet 195m. Für die WEA mit Nabenhöhe 127,5m ergibt sich ein Gefährdungsbereich mit einem Radius von 240m. Außerhalb dieser Entfernung ist bei Eisfall und Windgeschwindigkeiten bis etwa 20m/s, das sind 72km/h, mit keinem erhöhten Risiko zu rechnen.

Dieser Gefährdungsbereich darf bei vereisten Anlagen bzw. Eisansatz an den Rotorblättern und dadurch erfolgter Anlagenabschaltung nicht betreten werden.

Daher werden die Eiswarnleuchten außerhalb dieses Gefährdungsbereiches aufgestellt.

Den Projektunterlagen liegt ein eigenes Eisfallgutachten bei, in dem eine Risikobetrachtung durchgeführt wird. Unter Berücksichtigung der am Standort herrschenden Windgeschwindigkeiten und Windrichtungsverteilung sowie Vereisungsdaten, die über ein Winterhalbjahr gesammelt und standardisiert wurden und mit Hilfe der Wahrscheinlichkeitsrechnung wird für jeden WEA-Standort ein Gefährdungsbereich berechnet und grafisch dargestellt, außerhalb dessen das Risiko durch ein Eisfragment getroffen zu werden und zu Schaden zu kommen geringer ist als das gesellschaftlich akzeptierte Todesfallrisiko.

Dieses Eisfallgutachten wird vom humanmedizinischen Amtssachverständigen gewürdigt.

Um Eisansatz an den Rotorblättern mit hoher Wahrscheinlichkeit (Genauigkeit) feststellen zu können, ist das Vorhandensein zuverlässiger Detektoren erforderlich. Aus den Unterlagen des Windenergieanlagenenerzeugers geht hervor, dass standardmäßig drei verschiedene Eiserkennungsmethoden angewendet werden. Die Wirksamkeit dieser Eiserkennungsmethoden wird durch ein Zertifikat des bekannten akkreditierten Zertifizierungsunternehmens DNV GL bestätigt. In diesem Zertifikat heißt es wörtlich: „Durch diese in den Siemens Windenergieanlagen vorhandenen Systeme zur Eiserkennung kann ein Betrieb bei Eisansatz an den Blättern sicher ausgeschlossen werden“.

Die in den Projektunterlagen vom Hersteller beschriebenen und von DNV GL zertifizierten Eiserkennungsmethoden funktionieren nur bei sich drehendem Rotor.

Bei Windstille ist ein zusätzliches Eiserkennungssystem erforderlich. Ein derartiges System ist der zertifizierte Eissensor der Fa. Labkotec Oy (Finnland) in der Ausführung als Eisdetektor LID-3300IP. Dieser Sensor wird auf der Gondel zumeist in der Nähe des Windmessmastes angebracht und bringt eine sehr empfindliche Eisdetektion.

Nach Angabe der Konsenswerberin ist geplant, die WEA STA01, STA05, STA10 und STA20 mit jeweils einem Labkotec-Eisdetektor LID-3300IP auszustatten. Diese Sensoren sollen dann jeweils eine Gruppe der benachbarten Windenergieanlagen mitschalten.

Dies ist aus Sicht des unterzeichnenden Sachverständigen jedenfalls zu wenig. Zum einen kann es vorkommen, dass eine WEA ohne LABKO-Sensor vorher vereist. Dies wird dann zu spät oder gar nicht erkannt (wenn nur WEA ohne LABKO-Sensoren betroffen sind). Zum anderen ist der Windpark Stubalpe sehr weitläufig und erstreckt sich über mehrere Kilometer, außerdem ist zwischen der tiefst gelegenen und der höchst gelegenen WEA ein Höhenunterschied von etwa 260m. Das bedeutet, dass sehr unterschiedliche Vereisungsbedingungen herrschen.

Es ist daher erforderlich, jede WEA mit einem Labkotec-Eissensor LID-3300IP auszustatten, damit Eisansatz bei stehendem Rotor (Windstille) ausreichend sicher detektiert wird.

Für die Sicherheit von Bedeutung ist außer der zuverlässigen Erkennung von Eisansatz bzw. von Vereisung der Rotorblätter auch das sofortige Stillsetzen der Windenergieanlage bei Vereisung. Daher ist bei Ansprechen eines Eisdetektors bzw. wenn durch die Leistungskurvenmethode Vereisung erkannt wird, die betreffende Windenergieanlage unverzüglich still zu setzen (außer Betrieb zu nehmen) und es sind sämtliche 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 200m (bei den niedrigen Anlagen) bzw. 240m (bei den hohen Anlagen) sein.

Die Orte, wo Blinkleuchten aufzustellen sind, sind im Plan „Eisfall Übersicht“, Einlage 0302.4, eingezeichnet. Da manche Blinkleuchte allerdings nicht ausreichend weit weg von einer WEA ist, ist dieser Plan noch zu adaptieren.

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 Stillstandszeiten 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 oder Forstwege 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.

Anmerkung zu den „Ergänzungsunterlagen zum Fachbericht Eisfall (Einlage 0302)“ vom 27.07.2017:

Die Realisierung der in diesem Bericht beschriebenen Maßnahmen (Ergänzung der Wanderwege durch Umgehungen außerhalb des Gefährdungsbereiches der WEA bei den Anlagen 03, 09 sowie 18 bis 20; Errichtung eines hangseitigen Fangnetzes für jenen Teil der Loipe auf dem Weitwanderweg zwischen Altem Almhaus und Salzstiegelhaus, der im südöstlichen Teil des Gefährdungsbereiches der WEA19 verläuft.) wird als sinnvoll erachtet.

3.1.9 SCHATTENWURF

Die Darstellungen in den Projektunterlagen zum Thema Schattenwurf sind plausibel. Aus den Berechnungen geht hervor, dass beim Immissionspunkt IP A (Altes Almhaus) die theoretisch maximal mögliche Schattenwurfzeit über den empfohlenen Grenzwerten des Länderausschusses für Immissionsschutz Deutschland liegen. Diese Grenzwerte sind maximal

30 Stunden pro Jahr bzw. 30 Minuten täglich. Es wird die Installation eines Schattenwurf-Moduls vorgeschlagen, welches auf WEA STA12 montiert werden soll.

Da es sich beim „Alten Almhaus“ um einen dauernd bewirtschafteten Gastwirtschafts- und Beherbergungsbetrieb handelt, ist die Abschaltung so vorzunehmen, dass bei Überschreiten einer täglichen Schattenwurfdauer von 30 Minuten die schattenwerfende Anlage abgeschaltet wird.

Bei Objekten, die nicht dauernd, sondern nur temporär bewohnt werden, soll es auf Wunsch der Bewohner bei Überschreitung der Grenzwerte ebenfalls zur Abschaltung der entsprechenden WEA kommen.

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, unabhängige 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 Erdoberfläche) 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 Materiegesetze eingehalten werden:

- Stmk. ElWOG 2005 §10 (Stromerzeugungsanlagen)
- Steiermärkisches Starkstromwegegesetz §7
- ArbeitnehmerInnenschutzgesetz §92

Mit Bezug auf diese Materiegesetze 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 Starkstromwegegesetz 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 idF BGBl.I Nr.129/2015 und der Elektrotechnikverordnung ETV 2002 idF 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 Materiegesetze 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 mit ETV 2002/A2).
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.

Anmerkung: Unter den Bezeichnungen „fachlich geeignete Person“, „Anlagenverantwortlicher“ oder „Befugter“ ist ein und dieselbe Person zu verstehen.

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 SIEMENS geforderte Erdungswiderstand von kleiner gleich 10 Ohm bei jeder WEA 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-Transformator-stationen und die beiden Schaltstationen) 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 (in deutscher Sprache) des Herstellers mit Bestätigung der Einhaltung der angewendeten 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 ein konzessioniertes Elekrounternehmen zu beauftragen. Von diesem 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 Stubalm Windpark Penz GmbH 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. ElWOG 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 10 Ohm durch Verbesserungsmaßnahmen dieser Wert wiederherzustellen oder vom Anlagenhersteller SIEMENS bestätigen zu lassen, dass trotz des höheren Erdungswiderstandes die ordnungsgemäße Funktion der Blitzschutzanlage gegeben ist.
- 8) In den Transformatorstationen und den Übergabestationen sind die Transformatoren über berührungssichere Kabelsteckergarnituren an die Schaltanlagen anzuschließen.
- 9) Bei den Zugängen zum Windpark (siehe Plan „Eisfall Übersicht“, Einlage 0302.4) sind etwa 200m bzw. 240m vor den jeweiligen Windenergieanlagen am Straßenrand 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 und daher verboten ist.

- 10) Jede Windenergieanlage ist zusätzlich (zum serienmäßigen Eiserkennungssystem) mit dem LABKO-Eisdetektor auszurüsten.
- 11) Sobald bei einer Windenergieanlage Eisansatz oder Vereisung detektiert wird, ist die Windenergieanlage abzuschalten und sind alle Warnleuchten einzuschalten. Die Warnleuchten dürfen nur durch den Betriebswärter (Mühlenwart) ausgeschaltet werden, wenn er vor Ort festgestellt hat, dass keine Gefahr durch Eisfall besteht.
- 12) Auf WEA STA12 ist ein Schattenwurfmodul anzubringen, um bei Überschreitung der Grenzwerte für Schattenwurf bei dauernd bewohnten Objekten die den Schattenwurf verursachende/n Windenergieanlage/n abschalten zu können.
- 13) Für die Instandhaltung der Windenergieanlagen ist ein Wartungsvertrag mit dem Hersteller der Anlagen oder mit einer von ihm autorisierten Firma abzuschließen.
- 14) 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.
- 15) An den Zugangstüren der Windenergieanlagen sind Hinweisschilder (evt. Piktogramme) anzubringen, die die WEA als elektrische Betriebsstätten kennzeichnen und den Zugang für Unbefugte verbieten.
- 16) Bei den Schaltanlagen in der Windenergieanlage sind die fünf Sicherheitsregeln für das Herstellen und Sicherstellen des spannungsfreien Zustandes anzubringen.
- 17) 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.
- 18) 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 den Betriebswärter (Mühlenwart) nach vorheriger Kontrolle durch eine Vor-Ort-Besichtigung erfolgen.
- 19) 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.

- 20) Für die Einspeisung in das öffentliche Stromnetz ist ein Netzzugangsvertrag mit dem Übertragungsnetzbetreiber Energienetze Steiermark GmbH abzuschließen und in Kopie der Behörde vorzulegen.
- 21) Nach dem Erreichen der vom Hersteller angegebenen Bemessungslebensdauer von 20 Jahren sind die Windenergieanlagen von einer fachlich autorisierten, unabhängigen Prüfstelle auf ihre Weiterverwendbarkeit zu begutachten und ist gegebenenfalls die weitere Nutzungsdauer festzulegen.
- 22) 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 MITTEILUNG DES ARBEITSINSPEKTORATES GRAZ (OZ 39)

Zu dieser Mitteilung ist eine Stellungnahme des unterzeichnenden ASV nicht erforderlich.

6.2 STELLUNGNAHME ZUR EINWENDUNG DER HERRN DR. MICHAEL MAURER (OZ 42)

Im Schattenwurf-Gutachten der Projektunterlagen (Einlage 0301) wurden seitens der Konsenswerberin alle relevanten dauernd bewohnten Gebäude sowie saisonal bewohnte Gebäude erhoben und hinsichtlich Schattenwurf untersucht. Aus dem Gutachten geht hervor, dass es teilweise zu Überschreitungen der in der Richtlinie(*¹) empfohlenen Grenzwerte kommt.

Es wurde ein Maßnahmenvorschlag gemacht, so dass durch Abschaltung der betreffenden WEA eventuell belästigender Schattenwurf bei den vermieden werden kann.

Eine ähnlich lautende Einwendung wurde auch von Herrn Dipl.-Ing. Gerald Maurer (OZ 43) vorgebracht. Auch in diesen Fällen gilt das oben Geschriebene.

*¹: Länderausschuss für Immissionsschutz – Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft (2002): Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen; Stand:13.03.2002.

6.3 STELLUNGNAHME ZUR STELLUNGNAHME DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR LANDESVERTEIDIGUNG (OZ 44)

In der Stellungnahme des BMLV wird „dringend empfohlen nachfolgende Kennzeichnungsmaßnahmen in einem allfälligen Genehmigungsbescheid vorzuschreiben“. Diese Kennzeichnungsmaßnahmen sind: a) Die Nachtkennzeichnung durch das Gefahrenfeuer „Feuer W, rot“ und b) die Tageskennzeichnung in Form einer rot-weiß-roten Farbgebung der äußeren Rotorblatthälften.

Im gegenständlichen Befund wurden beide Möglichkeiten der Tageskennzeichnung (durch weiße Leuchten mit 20.000cd Lichtstärke und durch die rot-weiß-rote Farbgebung) aufgezeigt. Die mit der Tageskennzeichnung durch weiße Leuchten verbundene Problematik der Lichtimmissionen wurde ebenfalls aufgezeigt.

Zusätzlich wird auf das Gutachten des ASV für Luftfahrttechnik hingewiesen.

6.4 STELLUNGNAHME ZUR EINWENDUNG DES HERRN SIEGFRIED STEURER

In der Stellungnahme des Herrn Siegfried Steurer ist „von Warnleuchten auf den Zufahrtswegen im Windpark“ die Rede, „die in gelbem bzw. orangerotem Licht blinken. Weiters sind die Windenergieanlagen mit roten Blinklichtern, welche Tag und Nacht in Betrieb sind, ausgestattet. Auch das Betriebsgebäude ist beleuchtet, sodass ...“.

Grundsätzlich wird auf den gegenständlichen Befund verwiesen.

Die Warnleuchten auf den Zufahrtswegen sind die Eiswarnleuchten, die nur bei vereisten Windenergieanlagen in Betrieb sind und dann eine Sicherheitsfunktion haben (Warnung, dass es gefährlich ist im Windpark).

Die roten Blinklichter stellen die Nachtmarkierung für die Luftfahrt dar und sind nur in den Dämmerungsstunden und in der Nacht in Betrieb. Von einem beleuchteten Betriebsgebäude habe ich keine Kenntnis.

6.5 STELLUNGNAHME ZU DEN EINWENDUNGEN KLUVER KG, HANSPETER KLUG, ALMWIRTSCHAUS ALTES ALMHAUS GMBH, PETROS CHARITIDIS UND WALTRAUD KÖCK

Die Lichtimmissionen durch die rot blinkende Nachtmarkierung wurden im Befund ausreichend dargestellt.

Der Betrieb der orangeroten bzw. gelb blinkenden Eiswarnleuchten ist ausschließlich bei vereisten Windenergieanlagen vorgesehen und nicht „an klaren kalten Wintertagen“. In einer klaren kalten Winternacht fehlt die notwendige Luftfeuchtigkeit zur Eisbildung ebenso wie an einem klaren kalten Tag! Tagsüber ist das Blinken nicht als Belästigung wahrnehmbar, da psychologische Blendung auf Grund zu geringen Kontrastes nicht möglich ist.

Es ist im wirtschaftlichem Interesse des Betreibers, durch Einsatz der Rotorblattheizung die Vereisungszeiten so gering wie möglich zu halten.

Das Thema Schattenwurf wurde im Befund ebenfalls ausgiebig behandelt. Durch einen Maßnahmenvorschlag wird die Einhaltung des Grenzwertes möglich sein.

6.6 STELLUNGNAHME ZUR EINWENDUNG DER GEMEINDE MARIA LANKOWITZ

Die beiden roten Blinklichter auf der Gondeloberseite jeder Windenergieanlage stellen die Markierung der Windenergieanlagen als Luftfahrthindernis dar. Es handelt sich dabei um eine

Sicherheitseinrichtung, die auf Grund internationaler Abkommen für die Sicherheit der Zivilluftfahrt erforderlich ist.

6.7 STELLUNGNAHME ZUR EINWENDUNG DES HERRN HEIMO KOS

Es konnte kein Bezug zu den Themen des ASV für Elektrotechnik (inklusive der Themen Schattenwurf, Lichtimmissionen und Eisfall) festgestellt werden.

6.8 STELLUNGNAHME ZUR EINWENDUNG DER UMWELTANWÄLTIN MMAG. UTE PÖLLINGER

Schattenwurf: Die deutsche Richtlinie „Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen“ des Länderausschusses für Immissionsschutz, die in Österreich mangels eigener Normen angewendet wird, sieht primär die Menschen in den Häusern als schützenswert an. Dementsprechend wird dieses Thema auch in Befund und Gutachten behandelt.

Eisfall: Wanderwege, die durch eisfallgefährdete Bereiche führen, werden mit Eiswarnleuchten markiert. Diese Eiswarnleuchten werden bei vereisten Windenergieanlagen durch Blinklicht die Wanderer hinweisen, dass die Gefahr von herabfallenden Eisstücken von Windenergieanlagen besteht. Im Befund sind ausreichend Maßnahmen beschrieben, um diese Gefährdung zu reduzieren.

Lichtimmissionen: Auf die Problematik der Tagesbefeuerung durch weiße Leuchten wird im Befund ausdrücklich hingewiesen.

6.9 STELLUNGNAHME ZU DEN EINWENDUNGEN DER GEMEINDE WEIßKIRCHEN

Es konnte kein Bezug zu den Themen des ASV für Elektrotechnik (inklusive der Themen Schattenwurf, Lichtimmissionen und Eisfall) festgestellt werden.

6.10 STELLUNGNAHME ZU DEN EINWENDUNGEN DER ALLIANCE FOR NATURE

Die Themen Eisfall und Schattenwurf wurden im Befund ausreichend dargelegt. Durch Maßnahmenvorschläge werden negative Auswirkungen vermieden.

Licht: Die rot blinkenden Leuchten auf den WEA-Gondeln sind Sicherheitseinrichtungen für die Luftfahrt. Sicherheitseinrichtungen verursachen keine Lichtverschmutzung.

Lichtverschmutzung wird durch NNB (nicht notwendige Beleuchtung, z.B. Werbebeleuchtung) verursacht (siehe ÖNORM O 1052).

7 ZUSAMMENFASSUNG

Die Planung der elektrischen Einrichtungen des Windparks Stubalpe 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 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 Werte der elektrischen und magnetischen Feldstärken als nachvollziehbar bewertet werden.

Die Belästigungen durch Schattenwurf und durch Licht (insbesondere die zum Teil starke Überschreitung des Grenzwertes für psychologische Blendung durch die eventuell zur Ausführung kommende Tageskennzeichnung mit weißen Leuchten) werden nicht beurteilt – hier wird ebenfalls auf das Gutachten für Umweltmedizin verwiesen. Beim Schattenwurf wurde eine Minderungsmaßnahme vorgeschlagen. Für die Lichtimmissionen durch die Tageskennzeichnung wurde eine immissionsfreie Alternative aufgezeigt.

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

Der Amtssachverständige

Dipl.-Ing. Josef Krenn

(elektronisch gefertigt)