



Abteilung 15 Energie, Wohnbau, Technik

➔ FA Energie und Wohnbau

Energietechnik

Bearbeiter: Dipl.-Ing. Josef Krenn

Tel.: (0316) 877-4075

Fax: (0316) 877-4569

E-Mail: abteilung15@stmk.gv.at

Bei Antwortschreiben bitte
Geschäftszeichen (GZ) anführen

GZ: ABT15-20.20-3082/2013-22

Graz, am 07. August 2014

Ggst.: Fachgutachten zur UVP Windpark Handalm

FACHGUTACHTEN ZUR UVP WINDPARK HANDALM

FACHBEREICH ELEKTROTECHNIK

1 INHALTSVERZEICHNIS

1	INHALTSVERZEICHNIS	2
2	FACHBEFUND	5
2.1	Vorhaben	5
2.2	Projektunterlagen	5
2.3	Gemeinsamer Befund	5
2.4	Fachspezifischer Befund	5
2.4.1	Lage der Windenergieanlagen und Winddaten	6
2.4.2	Allgemeine und spezifische Beschreibung der Windenergieanlagen	6
2.4.2.1	Allgemeines:	6
2.4.2.2	Hauptdaten und Komponenten einer Windenergieanlage ENERCON E-82 E4	6
2.4.2.3	Sicherheitssystem	6
2.4.2.4	Rotorblattheizung (Rotorblattenteisung)	7
2.4.3	Transformatorstation	8
2.4.4	Interne Windparkverkabelung (30-kV-Energieableitung) und Übergabeschaltstelle	8
2.4.4.1	Interne 30-kV-Energieableitung	8
2.4.4.1.1	Variantenstudie Energieableitung	8
2.4.4.1.2	Kabelverlegung	9
2.4.4.1.3	Energieableitung der Windenergieanlagen WEA 1 bis WEA 4:	9
2.4.4.1.4	Energieableitung der Windenergieanlagen WEA 5 bis WEA 13:	10
2.4.4.1.5	Mitverlegung	10
2.4.4.2	30-kV-Übergabeschaltstelle mit Eigenbedarfstransformator	11
2.4.4.2.1	Baulicher Teil	11
2.4.4.2.2	Primär- und Sekundärtechnik:	12
2.4.4.2.3	Erdungsanlage:	16
2.4.4.2.4	Eigentumsverhältnisse und Betriebsführung der Übergabestation:	17
2.4.4.3	Automatische Schrankenanlage	17
2.4.5	Eigentumsverhältnisse und Betriebsführung beim Windpark Handalm:	17
2.4.6	Elektrische und magnetische Felder	18
2.4.6.1	Allgemein	18
2.4.6.2	Elektrische und magnetische Felder bei der 30-kV-Energieableitung	18
2.4.6.3	Magnetische Felder in der Windenergieanlage	19
2.4.7	Schattenwurf	19
2.4.7.1	Methodik	19
2.4.7.1.1	Untersuchungsraum	19
2.4.7.1.2	Normative Grundlagen	20
2.4.7.1.3	Untersuchungsmethodik	20
2.4.7.2	IST-Zustand:	20
2.4.7.2.1	Bestimmung der zu untersuchenden Objekte:	20
2.4.7.3	Projektauswirkungen	21
2.4.7.3.1	Standorte der Windenergieanlagen und technische Daten	21
2.4.7.3.2	Projektauswirkungen in der Bauphase	21
2.4.7.3.3	Projektauswirkungen in der Betriebsphase	21
2.4.7.3.4	Projektauswirkungen im Störfall und in der Nachsorgephase	22
2.4.7.4	Maßnahmen	22
2.4.7.4.1	Beweissicherungs- und Kontrollmaßnahmen	22

2.4.7.4.2	Vermeidungs-, Verminderungs- und Ausgleichsmaßnahmen	23
2.4.8	Vereisung der Rotorblätter, Eisfall	23
2.4.8.1	Meteorologische Voraussetzungen	23
2.4.8.2	Automatische Eiserkennung (Leistungskurvenverfahren)	23
2.4.8.3	Eiserkennung im Stillstand	23
2.4.8.4	Reduzierung der Vereisungszeiten.....	25
2.4.8.5	Eisfallgutachten	25
2.4.8.5.1	Aufgabenstellung, Bewertung der Auftreffwahrscheinlichkeit	25
2.4.8.5.2	Zusammenfassende Bewertung des Risikos und Empfehlungen	25
2.4.8.5.2.1	Bewertung der Aufenthaltswahrscheinlichkeit.....	25
2.4.8.5.2.2	Risikominimierende Maßnahmen.....	26
2.4.8.5.2.3	Vergleich mit gesellschaftlich akzeptierten Risiken	26
2.4.8.6	Maßnahmen zur Verringerung der Gefährdung bei vereisten Windenergieanlagen	26
2.4.8.7	Ausrüstung ausgewählter Windenergieanlagen mit Lakbo-Sensoren.....	27
2.4.9	Lichtemissionen.....	28
2.4.9.1	Bauphase.....	28
2.4.9.2	Betriebsphase.....	28
2.4.10	Sicherheitsbeleuchtung.....	28
3	GUTACHTEN IM ENGEREN SINN.....	28
3.1	Gutachten nach UVP-G.....	28
3.1.1	Elektrische Anlagen.....	29
3.1.1.1	Vorschriften	29
3.1.1.2	Hochspannungsanlagen.....	29
3.1.1.3	Stromerzeugungsanlagen	31
3.1.1.4	Niederspannungsanlagen	31
3.1.2	Blitzschutz	31
3.1.3	Fluchtwegorientierungsbeleuchtung.....	32
3.1.4	Kennzeichnung der elektrischen Betriebsräume und Anlagen, Verhalten im Brandfall, Verhalten bei Elektrounfällen	32
3.1.5	Netzausfall, totaler Stromausfall.....	32
3.1.6	Elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder	33
3.1.6.1	Allgemeines	33
3.1.6.2	Elektrisches Feld.....	33
3.1.6.3	Magnetisches Feld	33
3.1.6.4	Elektromagnetische Felder.....	33
3.1.6.5	Beeinflussungen von Personen, Fauna und Flora	33
3.1.7	Licht.....	34
3.1.8	Eisfall.....	34
3.1.9	Vorschläge zur nachsorgenden Kontrolle nach Stilllegung	35
3.2	Gutachten nach weiteren Verwaltungsvorschriften	35
4	MAßNAHMEN UND AUFLAGENVORSCHLÄGE.....	36
5	ZU DEN VARIANTEN UND ALTERNATIVEN	39
6	ZU DEN STELLUNGNAHMEN UND EINWENDUNGEN.....	39
6.1	Stellungnahme zu Einwendungen des Herrn Franz Jöbstl et al.	39
6.2	Stellungnahme zur Einwendung der Umweltschützerin Hofrat MMag. Ute Pöllinger:.....	40

7	ZUSAMMENFASSUNG.....	40
----------	-----------------------------	-----------

2 FACHBEFUND

2.1 VORHABEN

Das Vorhaben der Energie Steiermark AG umfasst die Errichtung des Windparks Handalm im weststeirischen Koralmgebiet im Bereich der Weinebene.

Entsprechend dem vorliegenden Projekt sind die Errichtung und der Betrieb von 13 Windenergieanlagen der Type ENERCON E-82 E4 mit einer Nabenhöhe von 78,3 Metern und einer Nennleistung von je 3 Megawatt geplant.

Das Projekt besteht im Wesentlichen aus folgenden Teilen:

- Dreizehn Windenergieanlagen (WEA), jeweils Type ENERCON E-82 E4, Nabenhöhe 78,3m, Rotordurchmesser 82m, Nennleistung 3MW;
- dreizehn Transformatorstationen mit Hochspannungsschaltanlagen;
- der internen Windparkverkabelung und
- einer Übergabestation mit Eigenbedarfstransformator und Hochspannungsschaltanlage.

2.2 PROJEKTUNTERLAGEN

Das zu beurteilende UVP-Projekt umfasst folgende Unterlagen:

- Umweltverträglichkeitserklärung mit der Bezeichnung „Windpark Handalm“, Ersteller: Energie Steiermark AG, Technische Innovation & Erzeugung, Dezember 2013;
- Nachbesserung vom 27.02.2014;
- Nachbesserung vom 24.03.2013.

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, 0104 Vorhabensbeschreibung

Ordner 1, Band 1, 0103 Allgemein verständliche Zusammenfassung

Ordner 1, Band 2, 0202 Maschinentechnik

Ordner 2, Band 2, 0205 Elektrotechnik, interne Energieableitung

Ordner 2, Band 2, 0215 Übersichtslageplan Projektgebiet

Ordner 2, Band 2, 0216 Übersichtslageplan interne Verkabelung

Ordner 2, Band 2, 0220 Variantenstudie Energieableitung

Ordner 2, Band 2, 0222 Übersichtskarte

Ordner 2, Band 3, 0302 Energiewirtschaft und öffentliches Interesse

Ordner 2, Band 6, 0601 Fachbericht Schattenwurf

Ordner 3, Band 7, Eisfall und Meteorologie

Ordner 3, Band 9, 0901 Fachbericht Raumordnung

Ordner 5, Band 17, Umweltverträglichkeitserklärung

Sie werden im Folgenden – soweit relevant – wiedergegeben.

2.4.1 LAGE DER WINDENERGIEANLAGEN UND WINDDATEN

Die dreizehn Windenergieanlagen werden im Bereich des unbewaldeten Höhenrückens der Handalm im nördlichen Teil der Koralpe errichtet. Dieser Höhenrücken erstreckt sich in einer Seehöhe von etwa 1800m über eine Länge von 4km von Nord nach Südost. Das Projektgebiet erstreckt sich auf Teile des Gebietes der Gemeinden Gressenberg, Osterwitz und Trahütten und ist über die Landesstraße L 619 von Deutschlandsberg aus erreichbar. Südwestlich vom Projektgebiet ist das Schigebiet Wein ebene, von wo aus man eine besonders gute Aussicht auf den zukünftigen Windpark hat. Die exakte Lage der geplanten Windenergieanlagen ist in den Projektunterlagen angeführt und im Basisbefund wiedergegeben.

Im Fachbericht Meteorologie werden die Windverhältnisse am Windpark-Standort Handalm dargestellt. Aus den Messergebnissen lässt sich ablesen, dass die mittlere Windgeschwindigkeit in 52,5m Höhe 7,41m/s beträgt und sich damit eine mittlere Leistungsdichte von 525W/m² ergibt.

Die vorherrschenden Windrichtungen sind Westsüdwest bis Westnordwest (drei Sektoren mit je 30°). Aus diesen drei Sektoren strömt der Wind in mehr als 50% der Windbewegung, wobei Windgeschwindigkeiten mit mehr als 6m/s mit einem Anteil von über 75% aus diesen Windrichtungen den überwiegenden Anteil der höheren Windgeschwindigkeiten darstellen. Winde aus Südost bis Nordost 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 ENERCON E-82 E4 ist eine Windenergieanlage mit Dreiblattrotor, aktiver Blattverstellung (Pitchregelung), drehzahlvariabler Betriebsweise und einer Nennleistung von 3020kW. Der Rotordurchmesser ist 82m, die gewählte Nabenhöhe beträgt hier 78,3m, damit ergibt sich eine Gesamthöhe der Anlage von 119,3m.

Die Rotorblätter werden mit einer Rotorblattheizung ausgestattet, um die bevorzugt im Winterhalbjahr auftretende Vereisung der Rotorblätter zu verringern bzw. die Stillstandszeiten von vereisten Anlagen zu verringern.

2.4.2.2 Hauptdaten und Komponenten einer Windenergieanlage ENERCON E-82 E4

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

2.4.2.3 Sicherheitssystem

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

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

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

2.4.2.4 Rotorblattheizung (Rotorblattenteisung)

Einleitung:

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

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

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

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

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

Funktionsweise der Rotorblattheizung:

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

Jedes Rotorblatt wird mit einer separaten Rotorblattenteisung ausgerüstet.

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

Vom Hersteller vorgesehene Betriebsarten:

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

Automatikbetrieb:

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

Manueller Betrieb:

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

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

2.4.3 TRANSFORMATORSTATION

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 Deutschlandsberg zu leiten.

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

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

Die technischen Daten des Transformators sind im Band 2 der Projektunterlagen unter 0202 Maschinentchnik in der Spezifikation ENERCON Standard 3 auf S.12 aufgelistet. Dies gilt auch für die technischen Daten der Hochspannungsschaltanlage, die auf S.15 aufgelistet sind. In beiden Tabellen sind die Daten für die Spannungsebene 30kV maßgebend.

2.4.4 INTERNE WINDPARKVERKABELUNG (30-kV-ENERGIEABLEITUNG) UND ÜBERGABESCHALTSTELLE

2.4.4.1 Interne 30-kV-Energieableitung

2.4.4.1.1 Variantenstudie Energieableitung

Für die Energieableitung der WEA 1 bis WEA 13 wurden 4 Varianten erarbeitet und analysiert, welche sich in der Trassenlänge bzw. in der Nutzung bestehender Forstwege unterscheiden (Einlage 0220 in den Projektunterlagen). Sämtliche Varianten führen von der WEA 13 über die südliche Flanke bis zur 30-kV-Übergabeschaltstelle.

- Variante 1 - Verkabelung lang zur 30-kV-Übergabeschaltstelle (Einlage 0220: Variante 1 (gelb)): Diese Variante nutzt zum größten Teil der Trasse einen bestehenden Forstweg und hat eine Trassenlänge von 3,4km.
- Variante 2 - Verkabelung mittel zur 30-kV-Übergabeschaltstelle (Einlage 0220: Variante 2 (violett)): Diese Variante nutzt nur teilweise die bestehenden Forstwege und hat eine Trassenlänge von 2,3km.
- Variante 3 - Verkabelung kurz (a) zur 30-kV-Übergabeschaltstelle (Einlage 0220: Variante 3 (orange)): Diese Variante verläuft nahezu gerade durch das Gelände von WEA 13 zur

30-kV-Übergabeschaltstelle und nutzt nur minimal die bestehenden Forstwege. Die Trassenlänge beträgt 1,5km.

- Variante 4 - Verkabelung kurz (b) zur 30kV-Übergabeschaltstelle (siehe Einlage 0220: Variante 4 (grün)): Diese Variante verläuft im oberen Teil nahezu gerade durch das Gelände von WEA 13 zur 30-kV-Übergabeschaltstelle und nutzt im unteren Teil der Trasse die bestehenden Forstwege. Die Trassenlänge beträgt 1,9km.

Die Variante 4 - Verkabelung kurz (b) zur 30-kV-Übergabeschaltstelle wird aufgrund der Trassen Kürze und teilweisen Nutzung der bestehenden Forstwege für die Trassenführung als bevorzugte Variante angesehen. Des Weiteren wird für die gegenständliche Energieableitung der WEA 1 bis WEA 13 zur 30-kV-Übergabeschaltstelle die Variante 4 in weiterer Folge verwendet und näher beschrieben.

2.4.4.1.2 Kabelverlegung

Die Hochspannungskabelsysteme werden in einer Tiefe von mind. 0,8m verlegt, im Dreieck gebündelt, in Sand gebettet und mit Kunststoffplatten abgedeckt. Der horizontale Abstand der beiden Kabelsysteme der 30-kV-Ringverbindungen (WEA 1 bis WEA 13) beträgt 25cm (Einlage 0216 Schnitt A-A in den Projektunterlagen) bzw. 8cm (Einlage 0216 Schnitt B-B).

Der horizontale Abstand der vier Kabelsysteme der 30-kV-Ringverbindung (WEA 5 bis WEA 13) beträgt 8cm (Einlage 0216 Schnitt B-B).

Der horizontale Abstand zwischen Niederspannungskabel und 30-kV-Ringverbindung beträgt 10cm (Einlage 0216 Schnitt C-C).

Die Trasse wird 0,3m unter Geländeniveau mit Warnbändern (je Kabelsystem ein Warnband) belegt. Die Breite der Künette bei der gleichzeitigen Verlegung des Niederspannungskabels und der 6 Kabelsysteme (beide 30-kV-Ringverbindungen in einer Künette) beträgt max. 1,4m. Bei Querungen von Straßen, Wegen und diversen Einbauten werden die Kabel in gebündelte Kabelschutzrohre eingezogen. Bei Berührung von Waldgrundstücken wird bei einer Künettenbreite von 1,4m ein 6m Schutzstreifen (4m linksseitig und 2m rechtsseitig der Künettenachse) beansprucht.

Beide Energieableitungen sollen bis zur Übergabestation jeweils als eigene, vollständige Ringleitung ausgeführt werden.

Nach Angabe der Konsenswerberin werden bei der Kabelverlegung die Bestimmungen der Ö-VE/ÖNORM E 8120 eingehalten.

2.4.4.1.3 Energieableitung der Windenergieanlagen WEA 1 bis WEA 4:

(Anmerkung: Die nachfolgende Beschreibung der Energieableitung beginnt bei der Übergabeschaltstelle und endet bei WEA 1, ist also entgegen der Energieflussrichtung.)

Die 30-kV-Übergabeschaltstelle Windpark Handalm (Gst. Nr. 2371/3, KG Gressenberg) wird in Höhe des km 15,115 auf Landesstraßengrund errichtet. Von der genannten Übergabeschaltstelle führt die gegenständliche 30-kV-Ringleitung kurz in nördlicher Richtung unter Berührung einer Verbindungsstraße (Gst. Nr. 2370/2), quert dann die Zufahrtsstraße (auf Gst. Nr. 73/1) zum Gasthaus „Almwirt“.

In der Folge führt die 30-kV-Energieableitung ca. 1,8km in nordwestliche Richtung unter hauptsächlich Berührung von Waldgrund: Gst. Nr. 73/1, 58, 2372/2 (Weg), 71/1, 71/2 (alle KG Gressenberg), 1/2 und 1/1 (beide KG Rostock).

Die weitere Trassenführung (ca. 2,7km) erfolgt in nordwestlicher Richtung, vorbei an den Windenergieanlagen WEA 13 bis WEA 5, hauptsächlich entlang der geplanten Zuwegungen zu den Windenergieanlagen, unter Berührung der Almgrundstücke Nr. 1/1 (KG Rostock), Nr. 251 (KG Osterwitz), Nr. 4 (KG Gressenberg), Nr. 250 (KG Osterwitz), Nr. 1055 (Weg), Nr. 201/1 und Nr. 201/2, bis zur Windenergieanlagen WEA 4 (Gst. Nr. 201/2, KG Osterwitz), bei der die 30-kV-Ringleitung eingebunden wird.

In die am letztgenannten Grundstück zu errichtenden Windenergieanlagen WEA 1 bis WEA 3, die in einem Abstand von ca. 250m zur Aufstellung gelangen, wird die gegenständliche 30-kV-Ringleitung ebenfalls eingebunden.

Betriebsspannung:	30kV
Trassenlänge:	5600m (Einbindung WEA 1 bis WEA 4)
Kabeltype:	2x3x E-A2XHCJ2Y 1x240RM/25 18/30kVHD60
Zulässige Stromstärken je System:	422A/496A (Verlegung in Erde/Luft)
Belastungsart:	EVU-Last; Anordnung der Einleiter im Dreieck

2.4.4.1.4 Energieableitung der Windenergieanlagen WEA 5 bis WEA 13:

(Anmerkung: Die nachfolgende Beschreibung der Energieableitung beginnt bei der Übergabeschaltstelle und endet bei WEA 5, ist also entgegen der Energieflussrichtung.)

Die 30-kV-Übergabeschaltstelle Windpark Handalm (Gst. Nr. 2371/3, KG Gressenberg) wird in Höhe des km 15,115 auf Landesstraßengrund errichtet. Von der genannten Übergabeschaltstelle führt die gegenständliche 30-kV-Ringleitung kurz in nördliche Richtung unter Berührung einer Verbindungsstraße (Gst. Nr. 2370/2), quert dann die Zufahrtsstraße (auf Gst. Nr. 73/1) zum Gasthaus „Almwirt“.

In der Folge führt die 30-kV-Energieableitung ca. 1,8km in nordwestliche Richtung unter hauptsächlich Berührung von Waldgrund: Gst. Nr. 73/1, 58, 2372/2 (Weg), 71/1, 71/2 (alle KG Gressenberg), 1/2 und 1/1 (beide KG Rostock).

Bei der zu errichtenden Windenergieanlage WEA 13 (Gst. Nr. 1/1, KG Rostock) wird die gegenständliche 30-kV-Ringleitung eingebunden.

In der Folge wird die 30-kV-Ringleitung unter Berührung der Grundstücke Nr. 1/1 (KG Rostock) bzw. Nr. 251 (KG Osterwitz) nach rd. 320m in die Trafostation der Windenergieanlage WEA 12 (Gst. Nr. 251, KG Osterwitz) eingeschleift.

Weiters führt die Kabeltrasse in nordwestlicher Richtung, berührt wiederum das Grundstück Nr. 1/1 (KG Rostock) und erreicht nach weiteren rd. 230m die Windenergieanlage WEA 11 (Gst. Nr. 1/1, KG Rostock), wird eingeschleift und berührt dann auf einer Gesamtlänge von ca. 945m das Grundstück Nr. 251 (KG Osterwitz), und schleift in die am selbigen Grundstück sich befindlichen Windenergieanlagen WEA 10, WEA 9 und WEA 8, ein.

Weiter in westliche Richtung, unter Berührung der Grundstücke Nr. 251 (KG Osterwitz) und Nr. 4 (KG Gressenberg) führend, schleift die Energieableitung nach ca. 300m in die Windenergieanlage WEA 7 ein.

Nach weiteren rd. 530m, unter Berührung der Grundstücke Nr. 4 (KG Gressenberg), Nr. 250, 1055 und 201/1 (alle KG Osterwitz) wird die, am letztgenannten Grundstück sich befindliche Windenergieanlage WEA 6, eingebunden.

Die letzte Windenergieanlage, WEA 5, befindet sich auf Grundstück Nr. 201/1 (KG Osterwitz) und wird nach weiteren rd. 410m in die gegenständliche 30kV-Ringleitung eingebunden.

Betriebsspannung:	30kV
Trassenlänge:	5060m (Einbindung WEA 5 bis WEA 13)
Kabeltype:	2x2x3x E-A2XHCJ2 1x300RM/25 18/30kVHD60
Zulässige Stromstärken je System:	475A/565A (Verlegung in Erde/Luft)
Belastungsart:	EVU-Last; Anordnung der Einleiter im Dreieck

2.4.4.1.5 Mitverlegung

Im Zusammenhang mit der gegenständlichen Kabelverlegung wird ein LWL-Kunststoff-Leerschlauch der Type KSR-PE 50/4 für ein LWL-Steuerkabel und ein Steuererdungsseil Cu 95mm² (verzinkt) für das Erdungssystem des Windparks über die ganze Länge der Energieableitungstrasse mitverlegt (Einlage 0216 der Projektunterlagen).

Des Weiteren wird für die Stromversorgung der automatischen Schrankenanlage ein Niederspannungskabel der Type E-AY2Y-J 4x150 SF 1kV von der 30-kV-Übergabeschaltstelle bis zur automatischen Schrankenanlage am Grundstück Nr. 71/2 (KG Gressenberg) mitverlegt.

2.4.4.2 30-kV-Übergabeschaltstelle mit Eigenbedarfstransformator

2.4.4.2.1 Baulicher Teil

Die Errichtung des baulichen Teiles erfolgt auf dem Grundstück 2371/3 der KG Gressenberg. Die 30-kV-Schaltanlage wird in einer Alu-Blechstation vom Typ FKA-3 mit Wärmedämmung (Einlage 0218) eingebaut und das Gehäuse wird wie folgt ausgeführt:

Fundament:

Das Stationsgehäuse ruht auf einer Betonfundamentplatte mit den Abmessungen

Länge: 9414mm

Breite: 3115mm

Höhe: 150mm,

welche sich 800mm unter dem Schaltraumbodenniveau befindet.

Stationsgehäuse:

Das Stationsgehäuse wird komplett aus Aluminiumprofilen und -blechen (AlMg3 F22) gefertigt. Es handelt sich um ein Aluminiumfertigfundament, in das eine Ölauffangwanne integriert ist. Das gesamte Fundament ist öl- und wasserdicht verschweißt. Die Öldichtheit der Fundamentwanne wird entsprechend EN ISO 4352 (DIN 54152) geprüft. Für die Einführung externer Kabel sind in den Seitenwänden der Fundamentwanne Rohrstützen mit Dichtmanschetten vorhanden. An der Fundamentwanne sind außen diagonal Erdungsanschlusspunkte vorhanden. Die Verkleidung der Station erfolgt mittels Paneelen und Türen in definierten Modulbreiten.

Die äußeren Dachkanten werden mit Dachblenden verkleidet. Das Stationsdach besteht aus pulverbeschichtetem Stahlblech. An den Längsseiten der Station befinden sich Regenrinnen, die einen gezielten Wasserablauf bewirken. Dachblenden und Regenrinnen bilden ein Labyrinth zur Dachrundum-entlüftung.

Die Wände und die Decke der Station werden mit Sandwichpaneelen 35mm stark ($k=0,64\text{W/m}^2\text{K}$) isoliert; der Boden und die Fundamentwanne werden nicht isoliert.

Die Errichtung eines allgemeinen Anfahrschutzes soll das Stationsgehäuse vor Anfahrkollisionen schützen.

Türen und Verschlüsse:

Die Türen der Station weisen einen Öffnungswinkel von 90° auf und sind in dieser Stellung arretierbar. Die Verriegelung erfolgt über versenkte 3-Punkt- Schwenkhebelverschlüsse, die für den Einbau von Profilhalbzylindern vorbereitet werden.

Oberflächengestaltung:

Außen wird die Station mit einem Colorplast-Streichputz (RAL 6013 schilfgrün) versehen.

Beleuchtung:

Jeder Raum wird mit einem eigenen Beleuchtungskörper ausgestattet, welcher entweder mittels Türkontaktschalter oder Ein-/Ausschalter eingeschaltet wird.

Transport:

Zum Heben der Station sind am Gehäuse Hebe-Ösen angeschweißt.

Gehäuseabmessungen:

über Dach (L x B) = 9301mm x 3001mm

Fundamentwannenhöhe (tw. unter Niveau): 800mm

Stationshöhe (Höhe über Niveau): 2780mm

Normen und Vorschriften:

Die Station des Typs FKA-3 wird nach EN 62271-202 gebaut.

Sämtliche Stationseinbauten (MS-Anlage, Transformator, NS-Verteilung) werden entsprechend ihren relevanten Normen und Vorschriften typgeprüft.

2.4.4.2.2 Primär- und Sekundärtechnik:

Die elektrische Einrichtung erfolgt gemäß dem einpoligen 30-kV-Einlinienschalt-schema mit der Zeichnungsnummer NDA3-AC-SCHE/01 (Einlage 0217).

Bei der Schaltanlage NXPLUS C Wind handelt es sich um eine wartungsfreie, fabrikfertige, dreipolig metallgekapselte, SF6-gasisolierte und typgeprüfte 11-feldrige Hochspannungsschaltanlage mit folgenden technischen Daten:

Spannungen:

Bemessungsspannung:	36,0kV
Betriebsspannung:	30,0kV
Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselfspannung:	70kV
Bemessungs-Stehblitzstoßspannung:	170kV
Bemessungs-Frequenz:	50Hz

Kurzschlusswerte:

Bemessungs-Kurzzeitstrom I _k :	25,0kA
Bemessungs-Kurzschlussdauer:	1s
Bemessungs-Stoßstrom I _p :	63kA

Stromwerte:

Bemessungs-Betriebsstrom der Sammelschiene:	1000A
Bemessungs-Betriebsstrom der Trenner-Abzweige:	1000A
Bemessungs-Betriebsstrom der Leistungsschalter-Abzweige:	630A

Abmessungen:

Anlagenhöhe:	1900mm
Feldtiefe (Standard):	1000mm
Seitlicher Wandabstand:	≥ 50mm
Rückseitiger Wandabstand bei Wandaufstellung:	≥ 50mm
Tiefe des Kabelkellers bzw. Kabelgrabens:	≥ 800mm

Anlagenkapselung:

Schottungsklasse:	PM
Störlichtbogenqualifikation:	IAC A FL 25 kA/1s
Schutzgrad der gasisolierten Felder (Primärteil):	IP3XD
Schutzgrad des Anlagenbehälters:	IP 65

Schaltfelddaufbau:

Ein Schaltfeld besteht aus folgenden Funktionsbausteinen:

- Sammelschienenraum mit 1-polig isolierten, gesteckten und verschraubten
- Sammelschienen,
- Anlagenbehälter
 - mit Vakuum-Leistungsschalter und Dreistellungs-Trennschalter,
 - mit Dreistellungs-Trennschalter
- Kabelanschlussraum,
- Niederspannungsschrank,
- Schaltfeldkapselung.

Der Anlagenbehälter aus Edelstahl ist lasergeschweißt und entspricht einem hermetisch abgeschlossenen Drucksystem.

Die Verbindung der Felder wird über die steckbaren Sammelschienen ausgeführt.

Der Kabelanschluss erfolgt über gekapselte Kabelstecker in Außenkonustechnik.

Die Druckentlastung erfolgt über einen rückseitigen Kanal nach oben.

Die Sammelschienenabdeckung enthält Streckmetalle zur Kühlung der heißen Gase.

Die Störlichtbogenqualifikation wird gemäß IEC 62271-200 angegeben.

Die Schutzart der Anlage beträgt für unter Hochspannung stehende Teile der Primärstrombahn IP65 und für die Anlagenkapselung IP3XD.

Die Schaltfeldkapselung besitzt eine Pulverbeschichtung aus widerstandsfähigem Epoxydharz im Farbton:"light-basic".

Alle oben genannten Teile des Primärteiles sind berührungssicher ausgeführt.

Die Gasisolierung mit einem Gasüberdruck von 50kPa ermöglicht die Aufstellung der Anlage in beliebiger Höhe über NN ohne Beeinträchtigung der Spannungsfestigkeit.

Anlagenbehälter:

Der Anlagenbehälter aus hermetisch dicht verschweißtem Edelstahl nimmt die aktiven, unter Hochspannung stehenden Teile der Schaltanlage auf:

- Vakuum-Schaltröhren
- Dreistellungs-Trennschalter
- Feldverschiebung
- Durchführungen mit kapazitiven Belägen

Der Bemessungsdruck des SF₆-Gases in dem Behälter beträgt 1500hPa (absolut).

Die Gasdichte wird temperaturkompensiert überwacht. Zu geringe Dichte wird kontaktlos nach außen übertragen und gemeldet.

Vakuum-Leistungsschalter:

Das Schalten der Vakuumröhren erfolgt linear über den außenliegenden Antrieb ohne kinematische Umlenkungen innerhalb der Kapselung. Durch hermetisch dichte Metallfaltenbälge, die in die Modul-Schottplatte eingeschweißt sind, werden die Vakuum-Schaltröhren dichtungslos von dem außenliegenden Antrieb betätigt.

Der Leistungsschalterantrieb wird als Motor-Sprungantrieb ausgeführt.

Bei allen Leistungsschalterfeldern wird der Abzweig durch Zuschalten des Leistungsschalters einschaltfest geerdet.

Elektrische Daten: Bemessungs-Spannung 36kV

Bemessungs-Kurzschlussausschaltung <25kA

Bemessungs-Betriebsstrom <630A

Dreistellungs-Trennschalter:

Der Dreistellungs-Trennschalter erfüllt im Leistungsschalter- und Trennschalterfeld die Funktionen TRENNEN und, in Verbindung mit dem Leistungsschalter, einschaltfestes ERDEN.

Der Primärteil ist im Anlagenbehälter eingeschweißt. Der Antrieb befindet sich außerhalb des Anlagenbehälters. Für beide Funktionen sind getrennte Betätigungswellen vorhanden. Der Dreistellungs-Trennschalter wird als Motorantrieb für die Funktionen TRENNEN und ERDEN ausgeführt.

Verriegelungen:

Bei der NXPLUS C Wind sind die Leistungsschalter und die Dreistellungs-Trennschalter gegeneinander mechanisch verriegelt.

Die Verriegelungsbedingungen sind:

- Solange der Leistungsschalter eingeschaltet ist, kann eine Betätigung des Dreistellungs-Trennschalters nicht angewählt werden.
- Mit der Auswahl "Dreistellungs-Trennschalter betätigen" wird der Leistungsschalter gegen Einschalten gesperrt.
- Die Auswahl "Trennerfunktion" oder "Erderfunktion" gibt nur die Betätigungswelle der zugehörigen Schalthandlung frei.
- Der Schalthebel kann erst nach vollständigem Abschluss der Schalthandlung abgezogen werden.
- Der Leistungsschalter kann erst betätigt werden, wenn der Schalthebel des Dreistellungs-Trennschalters abgezogen und der Vorwahlschieber in die Mittelstellung bewegt wurde.
- Die Abzweigerdung (Dreistellungs-Trennschalter auf ERDE und Leistungsschalter EIN) ist gegen "Enterden" gesichert (mit Vorhängeschloss).
- Die elektrischen Verbindungen zu den Auslösern sind durch Schalten des Dreistellungs-Trennschalters auf ERDE unterbrochen.
- Die Abschließvorrichtung des Abzweiges verhindert ein mechanisches Ausschalten des Leistungsschalters vor Ort.
- Abschließvorrichtung des Abzweiges mit Meldeschalter.

Kabelanschluss:

Im Leistungsschalterfeld werden die drei Phasen nebeneinander auf einer Höhe von 500mm angeordnet.

Im Trennschalterfeld sind die drei Phasen im Dreieck angeordnet. In den Phasen L1 und L3 beträgt die Kabelanschlusshöhe 815mm und in der Phase L2 730mm.

Abhängig von Feldvarianten können bis zu drei Kabel je Phase mit berührbaren T-Steckern nach dem Außenkonusssystem (DIN EN 50181 Anschlussstyp C) angeschlossen werden.

Stromwandler und Spannungswandler:

Die Stromwandler werden als Ringkernwandler ausgeführt. Diese werden außerhalb der Behälter auf Erdpotential montiert. Eine dielektrische Beanspruchung entfällt somit. Im Kabelanschlussbereich werden die Stromwandler um die Durchführungen vor den Endverschlüssen montiert. Die Übersetzung, die Leistungsabgabe und die Klassengenauigkeit werden den jeweiligen Erfordernissen angepasst.

Die Spannungswandler der Type 4MT5 werden in einem eigenen Messfeld bzw. im Aufführungsfeld der Längstrennung montiert.

Sammelschiene:

Die Sammelschiene befindet sich außerhalb des SF6-Raumes in einer metallischen Kapselung. Diese wird von oben auf die Anlagenbehälter gesteckt und verschraubt. Die Sammelschiene selbst besteht

aus Rundkupfer in der Länge entsprechend der Feldbreite. Die Verschraubungsstellen werden mit Kreuzadaptern ebenfalls aus Silikonkautschuk isoliert. Diese Kreuzadapter werden sowohl innen wie auch außen leitfähig beschichtet. An den Hochspannungverschraubungen können so keine Feldverzerrungen auftreten. Durch die geerdete Beschichtung des Sammelschienensystems ist die Anordnung unabhängig von Umwelteinflüssen wie Betauung und Verschmutzung.

Anlagenkapselung:

Die störlichtbogenqualifizierte Anlagenkapselung besteht aus folgenden Baugruppen:

- dreiteilige Schaltfeldfront
- druckfeste Feld-zu-Feld-Schottwände des Kabelanschlussraumes
- Rückwand mit Druckentlastungskanal
- Sammelschienenabdeckung mit integrierten Streckmetallen zur Druckreduzierung und zur Abkühlung der heißen Gase
- Anlagenabschluss bestehend aus Endwänden

Kapazitives Spannungsprüfsystem:

In den Durchführungen sind kapazitive Beläge integriert. Die kapazitive Spannungsprüfung wird mit einem LRM-Buchsenmodul durchgeführt (LRM = low resistance modified). In diesem LRM-Buchsenmodul können die handelsüblichen Spannungsanzeigergeräte gesteckt werden, um phasenweise die Spannungsfreiheit festzustellen.

Darüber hinaus werden die Felder mit dem kapazitiven Spannungsprüfsystem CAPDIS S2+ in der Schaltfeldfront ausgestattet.

Niederspannungsschrank:

Der Niederspannungsschrank ist in der Front angeordnet und abnehmbar. Die Sekundärgeräte (entsprechende Schutz-, Mess- und Steuergeräte) werden im Niederspannungsschrank auf ein rückseitiges Gerätetragblech bzw. auf ein Hutschienensystem montiert. Einzelne Geräte können in die Tür des Niederspannungsschranks integriert werden. Die elektrischen Verbindungen zum Primärteil und von Feld zu Feld erfolgen über flexible Kabelbäume mit 10-poligen Steckverbindungen. Die feldübergreifenden Ringleitungen werden in einem separaten, oben liegenden Verbindungskanal geführt. Die feldinterne Leitungsverlegung erfolgt in metallgeschotteten Kabelkanälen. Diese befinden sich links und rechts im vorderen Teil der Anlagenkapselung und sind vom Kabelanschlussraum bzw. Niederspannungsschrank her zugänglich. Im rechten Leitungskanal befindet sich die feldinterne Verdrahtung. Die kundenseitigen Steuerleitungen können durch den linken Kanal in den Niederspannungsschrank geführt werden. Die Einführung der externen Steuerkabel erfolgt von unten auf der linken Feldseite durch einen Durchbruch im Feldboden.

Transformator:

Die Transformatorbox wird mit einem Drehstrom-Öl-Leistungstransformator in Hermetik Ausführung für Innenraum- und Freiluftaufstellung ausgestattet.

Fabrikat:	SIEMENS Transformatoren Austria
Nennleistung:	160kVA
Nennspannung OS:	30000V
Nennspannung US:	420V
Frequenz:	50Hz
Schaltgruppe:	Yzn5
Kühlung:	ONAN
Kurzschlussspannung:	uk = 4,27%

Die Verbindung zwischen der 30kV-Schaltanlage und dem Transformator wird mit VPE-isoliertem Hochspannungskabel Type E-2XHC2Y 3x(1x50) RM/16 12/30kV hergestellt.

Die Verbindung vom Trafo zur Niederspannungsverteilung wird mit gummiisoliertem Energiekabel der Type NSGAFÖU 1x150mm² hergestellt (2-fach je Phase und 1-fach für Nullleiter).

Schutz- und Steuerkomponenten:

Alle Leistungsschalterabzweige werden mit Niederspannungsaufsetzkästen ausgestattet, in denen sich die Klemmen und Schutzschalter für die Steuer-, Melde- und Motorspannungsverteilung der einzelnen Schaltfelder befinden. Weiters werden in den Türen dieser Aufsatzkästen die Kombischutzgeräte eingebaut, welche in Verbindung mit der zentralen Leittechnik stehen. Die 11 Abzweige sind mit Distanz- und gerichteten Überstromzeitschutzgeräten, sowie mit einer abzweigselektiven Erdschlusssortung, Fabrikat Eberle EOR-D, ausgestattet.

Die Steuer- und Meldespannung beträgt 24V-DC und wird aus der Gleichspannungsverteilung entnommen.

AC/DC Verteilung:

Der Verteilschrank wird direkt vom Eigenbedarfstransformator an gespeist und versorgt sämtliche Licht- und Steckdosenstromkreise sowie den Ladegleichrichter. Die Gebäudeinstallation wird nach den derzeit gültigen Vorschriften, insbesondere der ÖVE/ÖNÖRM E 8001, hergestellt.

Gleichrichter-/Batterie-Schrank:

Die Batterie im Gleichrichter-/Batterie-Schrank stellt eine Nennkapazität von 150Ah/10h mit einer Betriebsspannung von 24V-DC bereit. Type: Benning.

Leittechnik Schrank:

Als zentrale Automatisierungskomponente wird ein Stationsleittechnikgerät, Fabrikat Sprecher-Automation, Typ Sprecon, installiert. Sämtliche Schutzgeräte und nicht feldzuordenbare Meldungen werden im Zentralleitgerät erfasst. Die Vorortbedienung und die örtliche Gefahrmeldung werden in einem Visualisierungssystem mittels MMI durchgeführt.

Zählschrank:

Im Zählschrank werden die gelieferten Energien der beiden Windparkkreise mit je einem Vierquadrantenzähler erfasst und summiert.

2.4.4.2.3 Erdungsanlage:

Das Stationsgehäuse der 30-kV-Übergabeschaltstelle wird außen an zwei dafür vorgesehene diagonal angeordnete Stellen in das Fundamenterdungssystem (verzinkter Rundstahl mit 10mm Durchmesser) der Fundamentplatte eingebunden (Einlage 0218). Um das Stationsgehäuse wird im Abstand von 1m ein Ringerder aus Cu 95mm² verlegt und mittels der Erdungsfixpunkte mit der Fundamenterdung verbunden. Die PEN-Schiene wird über Potenzialausgleichsleiter mit dem Stationsgehäuse verbunden, wobei sich der Querschnitt nach den zu erwartenden Erdschlussströmen richtet. Der Sternpunkt des Transformators wird an der PEN-Schiene geerdet.

Im Inneren der Station sind alle nicht spannungsführenden Metallteile leitfähig mit dem geerdeten Stationsgehäuse verbunden.

Entsprechend der ÖVE-ÖNORM E 8049-1 wird die 30-kV-Übergabeschaltstelle nach Blitzschutzklasse 2 ausgeführt.

Für den Potenzialausgleich und zur optimalen Erdung wird der Ringerder um die 30-kV-Übergabeschaltstelle mit dem in der 30-kV-Kabelkünette verlegten Steuererdungsseil, sowie mit der Erdungsanlage der Windenergieanlagen 1 bis 13 verbunden. Je nach Bodenverhältnissen werden

zusätzliche Oberflächenerder oder Tiefenerder installiert, um einen Erdungswiderstand von kleiner als 2 Ohm zu erreichen.

Das Erdungs- und Blitzschutzsystem der Windenergieanlagen wird unter der Einlage 0202 der Projektunterlagen ausführlicher beschrieben.

2.4.4.2.4 Eigentumsverhältnisse und Betriebsführung der Übergabestation:

Im Eigentum der STEWEAG-STEAG GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz und im Besitz der Stromnetz Steiermark GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, befinden sich der gesamte bauliche Teil, die Sekundärtechnik und die Schaltfelder =H01, =H11 und =H05 bis =H07 der 30-kV-Übergabeschaltstelle Windpark Handalm.

Die Schaltfelder =H08 bis =H11 sowie die 30-kV-Energieableitung der Windenergieanlagen WEA 5 bis WEA 13 befinden sich im Eigentum und Besitz der Energie Steiermark AG, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz.

Die Schaltfelder =H02 bis =H04 sowie die 30-kV-Energieableitung der Windenergieanlagen WEA 1 bis WEA 4 befindet sich im Eigentum und Besitz von Dipl.-Ing. Prinz Alfred Liechtenstein, Liechtensteinstraße 15, 8530 Deutschlandsberg.

Die Betriebsführung der 30-kV-Übergabeschaltstelle Windpark Handalm erfolgt durch die Stewea-Steg GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz.

2.4.4.3 Automatische Schrankenanlage

Die automatische Schrankenanlage der Type QIK 7EH (Firma: DiTEC ENTREMATIc) soll unbefugten Personen den Zutritt zum Windpark Handalm verweigern. Die automatische Schrankenanlage wird am Grundstück Nr.71/2 (KG Gressenberg) aufgestellt und aus der 30-kV-Übergabeschaltstelle versorgt.

Technischen Daten:

- | | |
|--|------------------------|
| • Type: | QIK 7EH |
| • Versorgungsspannung: | 230V / 50Hz |
| • Stromaufnahme: | 1A |
| • Schutzklasse: | Klasse 1 |
| • Schutzart: | IP 24D |
| • Torschranken: | bis 5,8m |
| • Entriegelung für manuelle Öffnung: | per Schlüssel |
| • Abmessungen (Länge x Breite x Höhe): | 300mm x 320mm x 1050mm |

2.4.5 EIGENTUMSVERHÄLTNISS E UND BETRIEBSFÜHRUNG BEIM WINDPARK HANDALM:

Im Eigentum und Besitz von Dipl.-Ing. Alfred Liechtenstein, Liechtensteinstraße 15, 8530 Deutschlandsberg befinden sich die Windenergieanlagen WEA 01 bis WEA 04 inklusive der 30-kV-Kabelleitung (Ringleitung) für die Energieableitung bis zur Übergabeschaltstelle.

Im Eigentum und Besitz der Energie Steiermark AG, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz befinden sich die Windenergieanlagen WEA 05 bis WEA 13 sowie die 30-kV-Energieableitung (Doppelkabel-Ringleitung) der Windenergieanlagen WEA 5 bis WEA 13 bis zur Übergabeschaltstelle.

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 Anlagenverantwortli-

cher für die Hochspannungsanlagen wird eine elektrotechnische Fachkraft mit Konzessionsfähigkeit entsprechend der Elektrotechnikzugangs-Verordnung tätig sein.

2.4.6 ELEKTRISCHE UND MAGNETISCHE FELDER

2.4.6.1 Allgemein

Beim Betrieb von elektrischen Leitungen und Anlagen 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)

für „Beruflich Exponierte“

- für das Elektrische Feld: 10kV/m (Kilovolt je Meter) und
- für das Magnetische Feld: 500 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.

2.4.6.2 Elektrische und magnetische Felder bei der 30-kV-Energieableitung

Elektrische Felder:

Die elektrischen Felder entlang der 30-kV-Energieableitung werden durch die geerdeten Metallschirme der Hochspannungskabelleitungen vollständig abgeschirmt.

Magnetische Felder:

In den Projektunterlagen werden Diagramme von zwei Künettenquerschnitten (Abbildung 2 und Abbildung 3 der Einlage 0205) dargestellt, die repräsentativ für die Kabelverlegung im Windpark sind. Abbildung 2 stellt den Kabelgrabenquerschnitt C-C dar, in dem beide Ringkabelleitungen (sowohl die Energieableitung für die WEA 1 bis 4 als auch die Energieableitung für die WEA 5 bis 13) verlegt sind. Die dargestellten Feldlinien der magnetischen Flussdichte B ergeben sich bei Belastung der Energiekabel mit dem thermisch maximal zulässigen Grenzstrom. Aus dem Diagramm ist ersichtlich, dass der Wert für die magnetische Flussdichte B an der Erdoberfläche etwa 30 μ T beträgt. In Abbildung 3 ist der Künettenquerschnitt A-A für die Energieableitung der WEA 1 bis 4 dargestellt. Auf Grund der ge-

ringeren Anzahl an Leitungen und der geringeren Strombelastung ergibt sich in diesem Fall an der Erdoberfläche eine magnetische Flussdichte B von $8\mu\text{T}$.

Ergebnis: Die von der 30-kV-Energieableitung verursachte magnetische Flussdichte B unterschreitet bei Belastung mit dem thermisch maximal zulässigen Grenzstrom an der Erdoberfläche den gemäß VORNORM ÖVE/ÖNORM E 8850 (Ausgabe 2006-02-01) für die Allgemeinbevölkerung festgelegten Grenzwert von $100\mu\text{T}$ (Grenzwert basierend auf der ICNIRP-98-Richtlinie sowie von der WHO und der EU empfohlener Grenzwert) für die magnetische Flussdichte bei 50 Hz.

2.4.6.3 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 Volllast fließen infolge der relativ niedrigen Generatorspannung (500 bis 600 Volt) beträchtliche Ströme von einigen hundert Ampere pro Phase (sechs Phasen bei YY-Schaltung).

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.

2.4.7 SCHATTENWURF

Zum Fachbeitrag Schattenwurf wurde vom Verein Energiewerkstatt in Kooperation mit der Fa. Regionalentwicklung – DI Tischler ZT GmbH ein Gutachten erstellt, das im Folgenden großteils wiedergegeben wird (ohne Fotos, Tabellen und Zeichnungen).

2.4.7.1 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 Länderausschuss 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.

2.4.7.1.1 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 E-82 E4 mit einer Blattspitzenhöhe von 119 m liegt der theoretisch maximal mögliche Beschattungsbereich bei ca. 1.600 m. Dieser Einwirkungsbereich 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 nicht mehr wahrnehmbar (siehe auch: Bayerisches Landesamt für Umweltschutz (2013): Schattenwurf von Windkraftanlagen- Erläuterung zur Simulation).

2.4.7.1.2 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.

Weitere Grundlagen:

- Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz – UVP-G 2000; idF BGBl. I Nr. 95/2013
- UVE-Leitfaden, überarbeitete Fassung 2012 (UBA, Wien)

2.4.7.1.3 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.

Das zur Berechnung verwendete Programm WindPro der Firma EMD ist eine bewährte und anerkannte Software zur Berechnung des Schattenwurfs von Windenergieanlagen. Die Ermittlung der maximal möglichen Schattenwurfzeiten erfolgte mit dem WINDPRO Modul SHADOW Version 2.9.250. Die Berechnung wurde für die dem Windpark nächst gelegenen bewohnten Gebäude und noch nicht bebauten Baugründe (in den Berechnungsunterlagen gekennzeichnet mit den Buchstaben A-K) 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.
- Sonnenstände unter 3° (Kappungswinkel) über dem Horizont werden nicht 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.

2.4.7.2 IST-Zustand:

Das Projektgebiet befindet sich auf einem unbewaldeten Höhenrücken im Bereich der Handalm, welcher sich über eine Länge von 4 km in einem leichten Bogen von Nord nach Südost erstreckt und im Süden einen Ausläufer zum Passsattel der Weinebene aufweist. Die nähere Umgebung ist dünn besiedelt und durch kleine Kirchdörfer und Weiler geprägt. Im ausgewählten Untersuchungsraum für Schattenwurf liegt im Süden das Siedlungsgebiet Weinebene und südöstlich der Ort Glashütten. Ansonsten befinden sich noch Jagdhütten in der näheren Umgebung. Im Fachgutachten Siedlungsraum wird das Umgebungsgebiet detailliert beschrieben und dessen Besiedlung genau erläutert.

2.4.7.2.1 Bestimmung der zu untersuchenden Objekte:

Für die Berechnung und Bewertung der zu erwartenden Schattenwurfimmissionen wurden die zum Windpark nächst gelegenen Gebäude oder als Bauland gewidmeten Flächen ausgewählt. In den folgenden Unterkapiteln erfolgt eine Kurzbeschreibung dieser Immissionspunkte. Die topografische Karte mit den ausgewählten Immissionspunkten ist den Projektunterlagen zu entnehmen.

In den folgenden Absätzen werden die Immissionspunkte kurz beschrieben.

Siedlungsgebiet Weinebene (Kärnten / Immissionspunkte 6-10):

Bei den ausgewählten Immissionspunkten im Siedlungsgebiet Weinebene handelt es sich um Gebäude verschiedener Wohnnutzung und als Bauland bewilligte Flächen, die sich jeweils nächst gelegen zum Projektgebiet befinden. Der kürzeste Abstand zum geplanten Windpark liegt zwischen dem IP 06 „Bauland 1“ und der WEA5 und beträgt etwa 690 m. Alle ausgewählten Immissionspunkte befinden sich auf Flächen, die als Bauland gewidmet sind.

Die Immissionspunkte IP 06 bis IP10 werden auch als Rechenpunkte F bis J bezeichnet.

Gasthof Almwirt (Steiermark / Immissionspunkt 4):

Südöstlich des Projektgebiets befindet sich der Ort Glashütten. Der Gasthof Almwirt mit einem Abstand von etwa 1.270 m zur geplanten WEA13 liegt dem Projektgebiet am nächsten und wurde als Immissionspunkt 4 ausgewählt. Das Grundstück mit dem gewählten Immissionspunkt ist als Freiland gewidmet. IP 4 wird als Rechenpunkt D geführt.

Jagdhütten (Immissionspunkte 1, 2, 3, 5, 11):

Jagdhütten (Steiermark)

In der näheren Umgebung des geplanten Windparks befinden sich auf der steirischen Seite vier Jagdhütten, die sporadisch zu Wohnzwecken genutzt werden. Die Jagdhütte Wildbachalm liegt in nördlicher Richtung in einem Abstand von ca. 1.260 m zur WEA1. Die Jagdhütte Poschalm befindet sich nördlich der WEA9 in einem Abstand von etwa 1.450 m. Östlich der WEA13 liegt die Jagdhütte Mörtlalm in einem Abstand von ca. 1.640 m und südlich der WEA7 in einem Abstand von ca. 1.350 m die Jagdhütte Reihalm. Alle vier Jagdhütten befinden sich auf Flächen die als Freiland gewidmet sind. Die Immissionspunkte 01 bis 03 und der IP 05 werden als Rechenpunkte A, B, C und E geführt.

Jagdhütte (Kärnten)

In der näheren Umgebung des geplanten Windparks befindet sich auf der Kärntner Seite die Jagdhütte Straßerhalt (Immissionspunkt 11). Sie liegt in nordwestlicher Richtung der WEA1 in einem Abstand von ca. 1.500 m. Die Hütte wird sporadisch zu Wohnzwecken genutzt und ist als Grünland – Land- und Forstwirtschaft, Ödland gewidmet. Dieser Immissionspunkt wird als Rechenpunkt K geführt.

2.4.7.3 Projektauswirkungen

2.4.7.3.1 Standorte der Windenergieanlagen und technische Daten

Die Windenergieanlagen des Typs Enercon E-82 E4 werden auf dem von Nord nach Südost verlaufenden Höhenrücken der Handalm errichtet. Die Anlagenstandorte befinden sich innerhalb einer almwirtschaftlich genutzten Fläche.

Die Koordinaten der einzelnen Windenergieanlagen und die technischen Daten können dem Basisbefund entnommen werden.

2.4.7.3.2 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.

2.4.7.3.3 Projektauswirkungen in der Betriebsphase

Das Dokument des Länderausschuss für Immissionsschutz „Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen“ wurde als Grundlage für die Bewertung des

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

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 Anlagen 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 normalem Fenster) und in Richtung Windenergieanlagen ausgerichtet. Hindernisse wie Wald oder Gebäude wurden nicht beachtet.

In der Tabelle 8 des Fachbeitrages ist die theoretisch maximal mögliche Schattenwurfdauer für die einzelnen Immissionspunkte dargestellt.

Für die Immissionspunkte IP 01 bis IP 05 (Rechenpunkte A bis E) ergibt sich kein Schattenwurf durch die Windenergieanlagen.

Für die Immissionspunkte IP 06 bis IP 11 (Rechenpunkte F bis K) ergibt sich eine gesamte Schattendauer von 2:31 Stunden pro Jahr (bei Immissionspunkt IP 11) bis 29:10 Stunden pro Jahr (bei Immissionspunkt IP 10), sowie eine maximale Zeit pro Tag von 12 Minuten (bei Immissionspunkt IP 11) bis 23 Minuten (bei Immissionspunkt IP 09).

Ergebnis der Schattenwurfberechnungen im Vergleich mit der Richtlinie des Länderausschusses:

Die Schattenwurfberechnung führte zum Ergebnis, dass an den betrachteten Immissionspunkten 1 - 5 keine Beschattung durch die drehenden Rotoren möglich ist.

Die betrachteten Immissionspunkte 6 - 11 werden nur sehr selten beschattet. Die theoretisch maximal mögliche Schattendauer liegt an diesen Objekten unterhalb der empfohlenen Richtwerte von 30 Stunden pro Jahr und 30 Minuten pro Tag.

Da in der realen Situation 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 Anlagen deutlich geringer. Auch vorhandene Hindernisse wie Wald oder andere Gebäude verringern den Schattenwurf der Windenergieanlagen. Zudem wird der Schatten in größeren Entfernungen, bei der vorhandenen Anlagentypen ab einem Abstand von 1.000 m, immer diffuser und kaum mehr wahrgenommen.

Es ist somit mit keinen Auswirkungen durch den Schattenwurf der sich drehenden Rotoren des Windparks Handalm zu rechnen.

2.4.7.3.4 Projektauswirkungen im Störfall und in der Nachsorgephase

Die Auswirkungen im Störfall entsprechen bei einer sich drehenden Anlage exakt den zuvor beschriebenen Auswirkungen in der Betriebsphase. Bei einer Abschaltung wird der bewegte, periodische Schattenwurf unterbunden.

Es gibt keine Auswirkungen in der Nachsorgephase.

2.4.7.4 Maßnahmen

2.4.7.4.1 Beweissicherungs- und Kontrollmaßnahmen

Es kann eine stichprobenartige Prüfung der Ergebnisse vorgenommen werden, indem zu den berechneten Zeitpunkten mit Schattenwurf eine Kontrolle vor Ort durchgeführt wird. Eine genaue Auflistung der berechneten Zeitpunkte ist in den Projektunterlagen im Anhang zum Fachbeitrag zu finden.

2.4.7.4.2 Vermeidungs-, Verminderungs- und Ausgleichsmaßnahmen

Vermeidungs-, Verminderungs- und Ausgleichsmaßnahmen sind aufgrund der geringen Immissionszeiträume nicht nötig. Verminderungs- und Vermeidungsmaßnahmen könnten grundsätzlich durch Abschaltmodule der Windenergieanlagen mit programmierten Abschaltzeiten errechnet werden. Die emittierende Windenergieanlage wird dabei jeweils über die Dauer des Schattenwurfs auf das betroffene Gebäude abgeschaltet. Nachdem die Beeinträchtigungen der untersuchten Objekte als sehr gering einzustufen sind, werden keine Maßnahmen zur Vermeidung/Verminderung empfohlen.

2.4.8 VEREISUNG DER ROTORBLÄTTER, EISFALL

2.4.8.1 Meteorologische Voraussetzungen

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

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

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

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

2.4.8.2 Automatische Eiserkennung (Leistungskurvenverfahren)

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

Das Eiserkennungssystem der Windenergieanlage Enercon E-82 E4 basiert auf der Analyse des Wind- Leistungskennfeldes der Windenergieanlage. Das Überwachungssystem funktioniert nach dem Prinzip, dass bei Eisansatz eine Änderung von Kontur und Oberflächenrauigkeit der Rotorblätter entsteht, wodurch die Anlage ihr normales Betriebskennfeld verlässt und bei einer vordefinierten Abweichung abgeschaltet wird. Das Betriebskennfeld stellt den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit, Rotordrehzahl, erzeugter Leistung und Blattwinkel dar. Diese Werte werden während des gesamten Betriebs der Windenergieanlage als Langzeit-Mittelwerte erfasst. Bei Temperaturen unter $+2^{\circ}\text{C}$ werden die aktuellen Betriebsdaten mit den Langzeit-Mittelwerten verglichen und bei Überschreitung der zulässigen Abweichungen wird die Windenergieanlage gestoppt.

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

2.4.8.3 Eiserkennung im Stillstand

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

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

Funktionsweise:

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

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

Nach Reaktivierung des Sensormoduls kann eine neue Vereisung erkannt werden.

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

Aufbau:

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

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

Der Controller befindet sich wettergeschützt in der Gondel.

Sicherheit:

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

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

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

- Schaffung einer zusätzlichen Redundanz für das bestehende Eiserkennungssystem
- Ausweitung des Arbeitsbereiches der Eiserkennung (Erkennung auch im Stillstand möglich), damit nochmals reduziertes Eiswurfisiko
- Erhöhung der Erkennungssicherheit durch eine verbesserte, einstellbare Erkennungsempfindlichkeit und Verminderung der Reaktionszeiten.

Grenzen:

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

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

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

2.4.8.4 Reduzierung der Vereisungszeiten

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

2.4.8.5 Eisfallgutachten

Den Projektunterlagen ist ein Eisfallgutachten des „Verein Energiewerkstatt, Technisches Büro für erneuerbare Energie“ beigefügt.

2.4.8.5.1 Aufgabenstellung, Bewertung der Auftreffwahrscheinlichkeit

In diesem Gutachten 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 und Berechnungen (erhoben und ausgeführt in einem Gutachten der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik) wird für exemplarisch ausgewählte Eisfragmente (vier verschiedene Formen und Größen) eine Summengrafik der Auftreffwahrscheinlichkeiten für ein 50-jähriges Vereisungsereignis errechnet und dargestellt.

Das Ergebnis zeigt, dass für die verwendete Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten eine maximale Distanz von etwa 150m auftreten kann. Entscheidend dabei ist, dass die Wahrscheinlichkeit für diese Fallweite bei weniger als 10^{-9} liegt. Für den Außenbereich der Umsturzöhe (Blattspitzenhöhe) von 120m folgt in Hauptwindrichtung eine Auftreffwahrscheinlichkeit von $< 10^{-5}$.

2.4.8.5.2 Zusammenfassende Bewertung des Risikos und Empfehlungen

2.4.8.5.2.1 Bewertung der Aufenthaltswahrscheinlichkeit

Wie im Kapitel 2 (des Eisfallgutachtens) beschrieben, befinden sich gekennzeichnete Wanderwege in der näheren Umgebung bzw. direkt neben den geplanten Anlagen. Aufgrund der Seehöhe des Projektgebietes ist jedoch davon auszugehen, dass während eines Großteils des vereisungsgefährdeten Winterhalbjahres die Wanderwege mit Schnee bedeckt und somit nicht passierbar sind. Die winterlichen Aktivitäten werden im Fachbeitrag Raumordnung (Einlage Nr. 0901 der Projektunterlagen) zum Themenbereich Freizeit und Erholung der „Regionalentwicklung - DI Tischler ZT GmbH“ genauer beschrieben. Da sich touristisch genützte Einrichtungen (Hütten, Schilifanlagens, öffentliche Verkehrsflächen und Wege) mehr als 800 m entfernt vom geplanten Windpark und somit nicht in unmittelbarer Umgebung der Anlagenstandorte befinden, werden diese nicht gesondert betrachtet.

Die Auswertungen in Kapitel 5 (des Eisfallgutachtens) wurden für den Fall durchgeführt, dass sich eine Person ständig in den von Eisabfall betroffenen Gebieten aufhält. In der Realität ist jedoch davon auszugehen, dass ein tatsächlicher Aufenthalt von betriebsfremden Personen im Windparkgelände während eines Eisabfallereignisses sehr unwahrscheinlich ist.

Darüber hinaus wird die Wahrscheinlichkeit, dass Personen von Eisfragmenten getroffen werden dadurch deutlich reduziert, dass deren Aufenthalt im Gefährdungsbereich mit einem Eisabbruchereignis zusammen fallen müsste. Aufgrund der Tatsache, dass die Dauer einer vollständigen Enteisung der Rotorblätter durch die Rotorblattheizung nur wenige Stunden [$< 2h$] in Anspruch nimmt, ergibt sich über den gesamten Winter (für alle 43 Vereisungsereignisse) eine Gefährdungsdauer von lediglich 86 Stunden.

Somit ist bis auf wenige Ausnahmen damit zu rechnen, dass sich während eines Eisfallereignisses keine betriebsfremden Personen in der Nähe einer WKA aufhalten. Für die in der Gesamtbewertung (Kap. 6.3) zu berücksichtigende Aufenthaltswahrscheinlichkeit wird von der Energiewerkstatt konservativ ein Wert von 5×10^{-3} geschätzt.

2.4.8.5.2.2 Risikominimierende Maßnahmen

Die Sicherheit von Personen in Bezug auf herabfallende Eisfragmente kann durch Vorgaben zur Reduzierung der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Schadensfalles deutlich erhöht werden. Empfohlene Maßnahmen sind:

- Anbringen von Warneinrichtungen (Blinklichter, Warntafeln) an den Zugangspunkten, um auf das erhöhte Risiko im Nahbereich der Anlagen hinzuweisen.
- Schaffung von Redundanz bei der Detektion von Eisansatz: Neben der Leistungskurven-Methode, die Eisansatz nur bei drehenden Rotoren erkennt, werden auf den vereisungsgefährdetsten Anlagen stationäre Eissensoren installiert.
- Abschalten der Windenergieanlage bei Eisansatz, wodurch kein Abwurf von Eisfragmenten bei drehendem Rotor erfolgen kann.
- Aktivieren von Warnleuchten bei Eisansatz, um die aktuelle Gefahr optisch zu signalisieren.
- Manuelles Abtauen der Windenergieanlagen unter Aufsicht eines geschulten Betriebswärters.
- Wiederinbetriebnahme nach erfolgter Eisabschaltung erfolgt nicht automatisch, sondern durch manuelles Anfahren unter Anwesenheit eines Betriebswärters.
- Spezielle Unterweisung von Personen, welche sich über längere Zeiträume innerhalb des Gefahrenbereiches aufhalten (Montagepersonal oder Betriebspersonal), über das Verhalten bei Gefahr von Eisfall. Eine entsprechende Schutzkleidung (Helm etc.) muss immer im Gefahrenbereich getragen werden.

2.4.8.5.2.3 Vergleich mit gesellschaftlich akzeptierten Risiken

In der Literatur für Risikoforschung finden sich unter den Begriffen „gesellschaftliche akzeptiertes Risiko“ bzw. „weithin akzeptiertes Risiko“ Werte im Bereich von 10^{-4} bis 10^{-6} . Als Beispiele in diesem Zusammenhang dienen Kennwerte des mittleren Individualrisikos, wie Arbeiten im Büro mit (5×10^{-5}), Fortbewegung als Fußgänger (1×10^{-4}) oder 10.000 km Autobahn fahren auch mit (1×10^{-4}) als Todesfallrisiken (durch Unfall) einer Einzelperson pro Jahr.

Für die Windkraftanlagen des geplanten Windparks Handalm kann zusammenfassend gesagt werden, dass für die gegebenen standortspezifischen Kenngrößen (Anlagengröße, Meteorologie, Aufenthaltswahrscheinlichkeit von betriebsfremden Personen) und bei Umsetzung der oben beschriebenen Maßnahmen das Risiko für eine Person von einem Eisfragment außerhalb des durch die Umsturzhöhe definierten Bereiches getroffen zu werden, im Bereich $< 10^{-6}$ und damit deutlich unterhalb des Schwellenbereiches des „gesellschaftlich akzeptierten Risikos“ liegt.

2.4.8.6 Maßnahmen zur Verringerung der Gefährdung bei vereisten Windenergieanlagen

Aufbauend auf die Ergebnisse des Eisfallgutachtens und die daraus ermittelten Gefährdungsflächen ist bei Eisansatz ein Warnsystem vorgesehen und es werden temporäre Umgehungsmöglichkeiten zur Erhaltung der Funktionalität der betroffenen Wanderwege angeboten.

Diese Maßnahmen umfassen:

- Hinweis zu Eisansatz und Absperrung der Gefährdungsbereiche mittels Warnleuchte und Warnschild
- Erläuterungen auf Informationstafeln zu potenzieller Gefährdung durch Eisfall
 - Hinweis Eisfall, mögliche Behinderungen der Zugänglichkeit
 - Kartenübersicht bzw. textlicher Hinweis zu Sicherheitsbereichen um Anlagenstandorte
 - Kartenübersicht der temporären Umgehungsrouten

- Aufstellung der Warnleuchten und Informationstafeln an den Wanderwegen und neuralgischen Zugangspunkten zum Projektgebiet:
 - Weberkogel (150m nordwestlich von WEA01)
 - Glashüttenkogel (160m östlich von WEA13)
 - Nördlich von WEA 07 beim Handhöhkreuz
 - Im Projektgebiet bei der Abzweigung Weg Nr.18 / 578B (südwestlich von WEA06)
- Schaffung von Umgehungsmöglichkeiten bei Eisfall
 - Umleitungen der Hauptwanderrouten über Ersatzwege;
 - Führung im freien Gehgelände und Orientierung mittels Stangenmarkierung bei geschlossener Schneedecke (keine permanente Neuanlage von Wegen);
 - Wegeföhrung außerhalb des Gefährdungsbereiches aber möglichst nahe am bestehenden Wegenetz bzw. den Höhenlagen;
 - Weg Nr.578A von Almwirt auf Weinebene großräumig über Weg Nr.18 entlang der Landesstraße
- Deaktivierung der Warnleuchten und damit Aufhebung des Gefährdungszeitraumes nur nach Kontrolle und Freigabe durch den Mühlenwart.

Der exakte Routenverlauf der Umgehungsmöglichkeiten bei Eisfall wird nach Erlangung der rechtskräftigen Genehmigung in Abstimmung mit regionalen Vertretern (Gemeinde, alpine Vereine, Grundbesitzer) sowie der ökologischen Bauaufsicht vor Ort festgelegt.

2.4.8.7 Ausrüstung ausgewählter Windenergieanlagen mit Labko-Sensoren

Der Forderung des Eisfallgutachtens entsprechend, werden ausgewählte Windenergieanlagen zusätzlich mit stationären Eissensoren ausgerüstet. 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 2.4.8.3 beschrieben. Für das Sensorsystem (bestehend aus Sensoreinheit und Kontrolleinheit) liegt ein Zertifikat des TÜV Rheinland vor, wonach dieser Sensor die IEC 61010-2-010:2003 erfüllt.

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

Da der Windpark Handalm von zwei verschiedenen Betreibern betrieben werden soll, ist es erforderlich für jeden Teil des Windparks ausreichend Sensoren zu montieren.

Windenergieanlagen WEA 01 bis WEA 04:

Diese Anlagen sind im Eigentum von Dipl.-Ing. Alfred Liechtenstein. Bei diesen Anlagen wird ein Labkosensor an WEA01 und WEA 03 anzubringen sein. Es sind jedenfalls zwei Sensoren erforderlich, da bei Ausfall eines Sensors der zweite Sensor noch funktioniert und die Detektion übernehmen kann.

WEA 05 bis WEA 13: Diese Anlagen sind im Eigentum der Energie Steiermark AG. Bei diesen Anlagen werden mindestens vier Sensoren installiert, da durch die räumliche Ausdehnung ein großes Gebiet abzudecken ist. Als Anbringungsorte bieten sich die WEA 05, die WEA 07, die WEA 09 und die WEA11 an.

2.4.9 LICHEMISSIONEN

2.4.9.1 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.

2.4.9.2 Betriebsphase

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

2.4.10 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).

3 GUTACHTEN IM ENGEREN SINN

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

3.1 GUTACHTEN NACH UVP-G

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

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

3.1.1 ELEKTRISCHE ANLAGEN

3.1.1.1 Vorschriften

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

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

Dazu wird auf Folgendes hingewiesen:

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

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

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

3.1.1.2 Hochspannungsanlagen

Für **Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV** gilt die ÖVE/ÖNORM E 8383/2000. Diese Vorschrift ist durch die geltende Elektrotechnikverordnung 2002/A2 verbindlich vorgegeben und daher ex lege einzuhalten. Aus den Projektunterlagen ist die Einhaltung dieser Vorschrift bei der Planung der gegenständlichen Umspann-, Schalt- und sonstigen Anlagen über 1 kV ersichtlich. Nach Fertigstellung ist von einer/m zur gewerbsmäßigen Herstellung von Hochspannungsanlagen berechtigten Person/Unternehmen die Übereinstimmung der errichteten elektrischen Hochspannungsanlagen mit dieser Vorschrift zu bestätigen.

Störlichtbogenschutz

Im Fehlerfall können bei Hochspannungsschaltgeräten bzw. in Hochspannungsschaltanlagen 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-Fertigteilkompaktstationen) 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 Handalm 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 3500-kVA-Transformator) mit Türen aus Stahlblech errichtet, welches als „nicht brennbar“ anzusehen ist. In einem seitlichen Abstand von 3 m (links, rechts und nach vorne) von der Transformatorstation sind als Ersatzmaßnahme keine anderen Gebäude/Gebäudeöffnungen/Objekte zulässig bzw. dürfen keine brennbaren 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 Fluchtwegbreite muss mindestens 500 mm betragen, auch wenn in Endstellung geöffnete Türen in den Fluchtweg ragen.“).

Für die Übergabestation im Bereich Landesstraße L619 sind die oben genannten Bestimmungen ebenfalls anzuwenden. Die Übergabestation wird als Kompaktstation aus Aluminiumblech errichtet, in der ein Transformator für den Eigenbedarf (insbesondere für die Versorgung des automatischen Schrankens) und eine mehrfeldrige Hochspannungsschaltanlage installiert werden. Da der Eigenbedarfstransformator voraussichtlich eine Leistung von 1000kVA nicht überschreiten wird, ist ein Abstand von einem Meter rund um die Station zu anderen Gebäuden/Objekten bzw. brennbaren Lagerungen ausreichend. Laut Planunterlagen wird die Übergabestation auf Landesstraßengrund errichtet, also im Verkehrsbereich. Es ist daher ein ausreichend dimensionierter Anfahrtschutz vorzusehen, wobei zu beachten ist, dass zwischen Anfahrtschutz und geöffneten Stationstüren ein Fluchtweg frei bleibt.

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 laut Elektrotechnikverordnung ex lege gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 vorzunehmen. Nach dieser Vorschrift ist ein **Anlagenverantwortlicher** für die elektrischen Anlagen zu nennen. Auf Grund des Gefährdungspotenzials der 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 entsprechenden Gewerbes - zu entnehmen aus der 41. Verordnung 2003 über die Zugangsvoraussetzungen für das reglementierte Gewerbe der Elektrotechnik (der so genannten „Elektrotechnikzugangsverordnung“) – erfüllt.

Beim Anlagenverantwortlichen für die Hochspannungsanlagen liegt auf Grund seiner Qualifikation die Verantwortung für den ordnungsgemäßen Zustand und Betrieb der Hochspannungsanlagen. Dieser hat die Ausführungen der Anlagenlieferanten 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/A2 schreibt für die Errichtung von Blitzschutzsystemen die ÖVE/ÖNORM EN 62305-3/2008 verbindlich vor und ist daher grundsätzlich für alle Neuanlagen heranzuziehen.

Anmerkung:

Laut Elektrotechnikverordnung 2002/A2 §10 dürfen Blitzschutzsysteme noch während einer Übergangsfrist von fünf Jahren (das ist bis 12. Juli 2015) nach der ÖVE/ÖNORM E 8049-1/2001 errichtet werden. Da mit der Fertigstellung der geplanten Anlagen nicht vor diesem Datum zu rechnen ist, ist daher als Planungs- und Ausführungsnorm die ÖVE/ÖNORM EN 62305 anzusehen.

Die ÖVE/ÖNORM EN 62305 und die ÖVE/ÖNORM E 8049-1 unterscheiden zwischen 4 Blitzschutzklassen, wobei die Schutzklasse IV in Österreich laut Elektrotechnikverordnung als nicht ausreichend anzusehen ist. Das heißt, wenn eine Blitzschutzanlage erforderlich ist bzw. ausgeführt wird, ist diese mindestens in Schutzklasse III zu errichten.

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

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

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

3.1.3 FLUCHTWEGORIENTIERUNGSBELEUCHTUNG

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

Prüfdokumentation:

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

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

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

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

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

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

3.1.5 NETZAUSFALL, TOTALER STROMAUSFALL

Bei Netzausfall werden die Windenergieanlagen von der Steuerung automatisch abgeschaltet (vom Netz genommen). Die Steuerung signalisiert die Störung „Netzausfall“ und gibt eine Störmeldung per

Funk (SMS per Mobilfunknetz) an den Betreiber bzw. Mühlenwart. 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. Dies gilt auch für den Aufenthalt in der unmittelbaren Nähe des Generators.

3.1.6.4 Elektromagnetische Felder

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

3.1.6.5 Beeinflussungen von Personen, Fauna und Flora

Die Beurteilung, ob Menschen, Pflanzen oder Tiere durch die auftretenden magnetischen Felder belästigt, beeinflusst oder gefährdet werden, kann in diesem Gutachten nicht erfolgen. In diesem Zusammenhang wird auf die zuständigen Gutachten für Umweltmedizin, Wildökologie und Naturschutz verwiesen.

3.1.7 LICHT

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

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

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

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

3.1.8 EISFALL

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

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

Den Projektunterlagen liegt ein eigenes Eisfallgutachten bei, in dem eine Risikobetrachtung für ein Extremereignis (vollständige Vereisung der Rotorblätter) durchgeführt wird. Unter Berücksichtigung der am Standort herrschenden Windgeschwindigkeiten und Windrichtungsverteilung 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 durch ein Alltagsrisiko.

Dieses Eisfallgutachten ist plausibel, daher ist ein Betretungsverbot bei vereisten Anlagen für die dar- gestellten Gefährdungsbereiche ausreichend.

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

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

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

Daher ist die Ausstattung der Windenergieanlagen 1, 3, 5, 7, 9 und 11 (oder 13) mit LABKO- Eisdetektoren erforderlich, um mit ausreichender Sicherheit Eisansatz detektieren zu können.

Für die Sicherheit von Bedeutung ist außer der zuverlässigen Erkennung von Eisansatz bzw. von Vereisung der Rotorblätter auch das sofortige Stillsetzen der Windenergieanlagen bei Vereisung. Da- her sind bei Ansprechen eines Eisdetektors bzw. wenn durch die Leistungskurvenmethode Vereisung erkannt wird, alle Windenergieanlagen still zu setzen (außer Betrieb zu nehmen) und die Warnleuch- ten 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 Wind- energieanlage soll nicht weniger als 150m sein.

Die Orte, wo Blinkleuchten aufzustellen sind, sind folgende:

Beim (süd)westlichen Zugang zum Windpark am Rand der Weggabelung der Wanderwege 05/E6/578B (150m vor der WEA 06; bei der Erschließungsstraße des Windparks (von Osten kom-

mend) 160m vor der WEA 13; beim Wanderweg vom Norden kommend 150m vor der WEA 01; 150m östlich der WEA 06 an dem von Osten kommenden Wanderweg 578B, der in den Windpark führt.

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

3.1.9 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 Erdniveau) und die entstehende Baugrube ist standortgerecht aufzufüllen.

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

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

3.2 GUTACHTEN NACH WEITEREN VERWALTUNGSVORSCHRIFTEN

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

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

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

- Beurteilung, ob aus elektrotechnischer Sicht gemäß § 10 Abs. 1 des Stmk. EWOOG das Leben oder die Gesundheit von Menschen nicht gefährdet und Belästigungen auf ein zumutbares Maß beschränkt werden;

- Beurteilung, ob im Sinne des §3(1) Elektrotechnikgesetz bzw. des §7(1) Steiermärkisches Starkstromweegegesetz aus elektrotechnischer Sicht aus dem vorgelegten Projekt zu schließen ist,
 - dass für die projektierten elektrischen Anlagen im Betrieb eine ausreichende Betriebssicherheit gewährleistet sein wird,
 - dass die Sicherheit von Personen und Sachen gewährleistet sein wird,
 - dass in ihrem Gefährdungs- und Störungsbereich der sichere und ungestörte Betrieb anderer elektrischer Anlagen und Betriebsmittel sowie sonstiger Anlagen gewährleistet sein wird,
 - dass die projektierten elektrischen Anlagen und Einrichtungen vom Standpunkt der Sicherheit, Normalisierung und Typisierung den Bestimmungen des Elektrotechnikgesetzes 1992, BGBl.Nr.106/1993 und der Elektrotechnikverordnung ETV 2002/A2 BGBl. II Nr.223/2010 entsprechen und
 - dass die elektrische Leitungsanlage dem öffentlichen Interesse an der Versorgung der Bevölkerung oder eines Teiles derselben mit elektrischer Energie entspricht.
- Maßnahmenvorschläge auch unter Berücksichtigung des Arbeitnehmer/innen/schutzes.

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

4 MAßNAHMEN UND AUFLAGENVORSCHLÄGE

Hinweise:

1. Elektrische Anlagen (hier: Niederspannungsanlagen) sind ex lege (ESV 2012 § 8) vor Inbetriebnahme einer Prüfung zu unterziehen; die Prüfung hat gemäß den Bestimmungen der ÖVE/ÖNORM E 8001-6-61: 2001-07-01 durch eine Elektrofachkraft zu erfolgen (verbindlich erklärt 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 wiederkehrende Prüfungen ist die ÖVE/ÖNORM E 8001-6-62 „Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis ~1000 V und =1500 V; Teil 6-62: Prüfungen – Wiederkehrende Prüfung“ als Stand der Technik anzuwenden.
3. Die Prüfungen der elektrischen Anlagen sind ex lege (ESV 2012 § 11) mit Prüfbefunden zu dokumentieren und sind Schaltpläne und Unterlagen bis zum Stilllegen der elektrischen Anlagen oder Ausscheiden der elektrischen Betriebsmittel aufzubewahren.
4. Blitzschutzanlagen sind ex lege (ESV 2012 § 15) vor Inbetriebnahme einer Prüfung zu unterziehen; die Prüfung hat durch eine Elektrofachkraft zu erfolgen.
5. Die Prüfungen der Blitzschutzanlagen sind ex lege (ESV 2012 § 15) mit Prüfbefunden zu dokumentieren und sind Pläne und Unterlagen bis zum Stilllegen der Blitzschutzanlage aufzubewahren.
6. Das Blitzschutzsystem ist ex lege (ESV 2012 § 15 Abs. 3 Z 1) in Zeiträumen von längstens drei Jahren wiederkehrend zu prüfen.

Folgende Maßnahmen werden aus Sicht der Elektrotechnik vorgeschlagen:

- 1) Über die Herstellung der (Fundament-)Erdungsanlage entsprechend ÖVE/ÖNORM E 8014-Serie ist von der ausführenden Firma eine Bestätigung auszustellen. Der vom Anlagenherstel-

ler ENERCON geforderte Gesamterdungswiderstand von kleiner gleich 2 Ohm ist ausdrücklich zu bestätigen und der gemessene Wert anzugeben.

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

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

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

- 7) Die im Eigentum von Dipl.-Ing. Alfred Liechtenstein befindlichen Hochspannungsanlagen sind ständig unter der Verantwortung eines Befugten zu betreiben. Dieser Befugte ist für den ordnungsgemäßen Zustand der Hochspannungsanlagen verantwortlich. Dieser Befugte ist der Behörde vor Inbetriebnahme der Anlagen und bei Änderungen in der Person des Befugten unter Vorlage der Befugnisnachweise und des Betriebsführungsübereinkommens namhaft zu machen. Bei Netzbetreibern nach dem Stmk. EIWOG kann dieser Befugnisnachweis entfallen.
- 8) Die Erdungsanlagen der Windenergieanlagen sind in Zeitabständen von längstens drei Jahren wiederkehrend zu überprüfen. Dabei ist der Erdungswiderstand zu messen und bei Überschreiten des Wertes von 2 Ohm durch Verbesserungsmaßnahmen dieser Wert wiederherzustellen oder vom Anlagenhersteller ENERCON bestätigen zu lassen, dass trotz des höheren Erdungswiderstandes die ordnungsgemäße Funktion der Blitzschutzanlage gegeben ist.
- 9) Die Wanderwege durch den Windpark sind im Winter durch Stangenmarkierungen so zu kennzeichnen, dass sie stets außerhalb der Gefahrenbereiche durch Eisfall (siehe Eisfallgutachten) verlaufen.
- 10) Bei den Zugängen zum Windpark (das sind: Die gut ausgebaute Erschließungsstraße für den Windpark im Osten der WEA 13; der Wanderweg im Südwesten bei WEA 06 und im Norden bei WEA 01 sowie der Wanderweg im Bereich des Handhökreuzes (nördlich von WEA 07)) sind etwa 160m vor den jeweiligen Windenergieanlagen am Straßenrand/Wegrand Warnleuchten aufzustellen, die bei Eisansatz an den WEA oder bei Vereisung der WEA gelbes oder orange-rotes Blinklicht aussenden. Zusätzlich sind daneben Hinweistafeln anzubringen, die deutlich darauf hinweisen, dass das Betreten des Windparks in diesem Fall lebensgefährlich und daher verboten ist.
- 11) Die Windenergieanlagen 1, 3, 5, 7, 9 und 11 sind zusätzlich (zum serienmäßigen Eiserkennungssystem) mit dem LABKO-Eisdetektor auszurüsten.
- 12) Sobald bei einer Windenergieanlage Eisansatz oder Vereisung detektiert wird, sind alle Warnleuchten einzuschalten. Die Warnleuchten dürfen nur durch den Mühlenwart ausgeschaltet werden, wenn er vor Ort festgestellt hat, dass keine Gefahr durch Eisfall besteht.
- 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. EIWOG 2005 der Behörde bekannt zu geben (Mühlenwart).
- 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 Eisabwurf bzw. Eisfall gefährdet werden. Der Betrieb der Windenergieanlagen bei Eisansatz ist nicht zulässig. Aus Sicherheitsgründen darf die Wiederinbetriebnahme nach Abschaltung durch Vereisung nur durch eine befugte Person (Mühlenwart) 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 STEWEAG-STEAG GmbH abzuschließen.
- 21) Nach dem Erreichen der vom Hersteller angegebenen Bemessungsliebensdauer 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 ZU EINWENDUNGEN DES HERRN FRANZ JÖBSTL ET AL.

Der Obmann der Agrargemeinschaften Gößlerhalt und Papstalpenwiese, Herr Franz Jöbstl, gibt in seiner Stellungnahme vom 23.05.2014 an, dass es durch die Windenergieanlagen zu Schattenwurf auf das Kurgebiet kommen wird. Diese Einwendungen erhebt er auch als Privatperson als Eigentümer von Ferienhäusern im Kurgebiet.

Dazu wird folgende Stellungnahme abgegeben:

Im Schattenwurf-Gutachten der Projektunterlagen (Band 6, Einlage 0601) wurden seitens der Konsenswerberin alle relevanten dauernd bewohnten Gebäude erhoben und hinsichtlich Schattenwurf untersucht. Aus dem Gutachten geht hervor, dass es zu keiner Überschreitung der Richtlinien (*¹) kommt. Sollte es bei Neuansiedlungen zu einer Überschreitung der in der Richtlinie vorgesehenen Anzahl an Minuten pro Tag oder Stunden pro Jahr kommen, kann durch Abschaltung der betreffenden WEA eventuell belästigender Schattenwurf vermieden werden.

Mehr oder weniger gleich lautende Einwendungen wurden auch von Herrn Kurt Jöbstl, Herrn Eduard Schein, Herrn Felix Paulitsch, Herrn Johann Ganster und Frau Hedwig Sturm 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.

6.2 STELLUNGNAHME ZUR EINWENDUNG DER UMWELTANWÄLTIN HOF-RAT MMAG. UTE PÖLLINGER:

In der Stellungnahme der Umweltschützerin wird eine möglicherweise falsche Einstufung des Freizeit- und Erholungspotenzials im Standortraum im Fall von Vereisung der Windenergieanlagen bemängelt.

In diesem Zusammenhang darf auf die umfangreichen Maßnahmen zur Verringerung der Gefährdung bei vereisten Windenergieanlagen unter Punkt 2.4.8.6 und auf die Maßnahmenvorschläge 9 bis 12 und 18 hingewiesen werden.

7 ZUSAMMENFASSUNG

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

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

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

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

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

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

Graz, 2014-08-07

Dipl.-Ing. Josef Krenn