



Fachabteilung 17B

Frau
Dipl.-Ing. Doris Ogris

im Haus

GZ: 95-27/2007

Ggst.: Ecowind Handels- und Wartungs GmbH;
UVP Windpark Steinriegel

→ **Technischer Amtssach-
verständigendienst**

Elektrotechnik

Bearbeiter: Dipl.-Ing. Josef Krenn
Tel.: (0316) 877-4075
Fax: (0316) 877-2930
E-Mail: fa17b@stmk.gv.at

Bei Antwortschreiben bitte
Geschäftszeichen (GZ) anführen

Graz, am 06. Februar 2012

FACHGUTACHTEN ZUR UVP WINDPARK STEINRIEGEL

FACHBEREICH ELEKTROTECHNIK

1 INHALTSVERZEICHNIS

1	INHALTSVERZEICHNIS	2
2	FACHBEFUND	4
2.1	Vorhaben	4
2.2	Projektunterlagen	4
2.3	Gemeinsamer Befund	4
2.4	Fachspezifischer Befund.....	5
2.4.1	Lage der Windkraftanlagen und Winddaten	5
2.4.2	Allgemeine und spezifische Beschreibung der Windkraftanlagen	6
2.4.2.1	Allgemeines:	6
2.4.2.2	Hauptdaten und Komponenten einer Windkraftanlage ENERCON E-70 E4:	7
2.4.3	Elektromechanische, elektrische und elektronische Anlagenteile	8
2.4.3.1	Generator	8
2.4.3.2	Netzeinspeiseeinheit	8
2.4.3.3	Sicherheitssystem.....	9
2.4.3.4	Rotorblattheizung (Rotorblattenteisung).....	11
2.4.3.5	Die Betriebsführung.....	12
2.4.3.6	Anlagensteuerung	12
2.4.4	Hochspannungsanlagen	16
2.4.4.1	Transformatorstationen mit Hochspannungsschaltanlagen.....	16
2.4.4.2	Hochspannungskabelleitungen innerhalb des Windparks	18
2.4.4.3	Energieableitung WP Steinriegel II – UW Müzzuschlag	19
2.4.4.4	Talstation	20
2.4.4.5	Erweiterung der bestehenden Talstation „Windpark Steinriegel – Rattener Alm“	21
2.4.4.6	110/30-kV-Umspanner im UW Müzzuschlag	21
2.4.5	Niederspannungsanlagen	22
2.4.6	Erdung und Blitzschutz	22
2.4.7	Abschätzung des jährlichen Energieertrages	24
2.4.8	Schattenwurf.....	24
2.4.9	Vereisung von Windkraftanlagen, Eiswurf.....	25
2.4.10	Eigentumsverhältnisse und Betriebsführung	34
2.4.11	Elektrische und magnetische Felder	34
2.4.11.1	Elektrische Felder	34
2.4.11.2	Magnetische Felder.....	35
2.4.12	Lichtemissionen.....	36
2.4.12.1	Bauphase.....	36
2.4.12.2	Betriebsphase	36
2.4.13	Sicherheitsbeleuchtung	37
3	GUTACHTEN IM ENGEREN SINN.....	37
3.1	Gutachten nach UVP-G.....	37
3.1.1	Elektrische Anlagen.....	37
3.1.1.1	Vorschriften	37
3.1.1.2	Hochspannungsanlagen.....	38
3.1.1.3	Stromerzeugungsanlagen	40

3.1.1.4	Niederspannungsanlagen	40
3.1.2	Blitzschutz	41
3.1.3	Fluchtwegorientierungsbeleuchtung.....	41
3.1.4	Kennzeichnung der elektrischen Betriebsräume und Anlagen, Verhalten im Brandfall, Verhalten bei Elektrounfällen.....	42
3.1.5	Netzausfall, totaler Stromausfall.....	42
3.1.6	Elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder	42
3.1.6.1	Allgemeines	42
3.1.6.2	Elektrisches Feld.....	43
3.1.6.3	Magnetisches Feld	43
3.1.6.4	Elektromagnetische Felder.....	43
3.1.6.5	Beeinflussungen von Personen, Fauna und Flora	43
3.1.7	Licht.....	43
3.1.8	Eiswurf	44
3.1.9	Vorschläge zur nachsorgenden Kontrolle nach Stilllegung	46
3.2	Gutachten nach weiteren Verwaltungsvorschriften	46
4	MASSNAHMEN UND AUFLAGENVORSCHLÄGE	47
5	ZU DEN VARIANTEN UND ALTERNATIVEN	50
6	ZU DEN STELLUNGNAHMEN UND EINWÄNDUNGEN	51
7	ZUSAMMENFASSUNG.....	51

2 FACHBEFUND

2.1 VORHABEN

Das Vorhaben der ECOwind Windenergie Handels- und Wartungs GmbH umfasst die Erweiterung des bestehenden Windparks Steinriegel.

Entsprechend dem vorliegenden Projekt ist die Errichtung und der Betrieb von elf Windkraftanlagen der Type ENERCON E-70 E4 mit einer Nabenhöhe von 85 Metern und einer Nennleistung von je 2300kW geplant.

Das Projekt besteht im Wesentlichen aus folgenden Teilen:

- Elf Windkraftanlagen (WKA), jeweils Type ENERCON E-70 E4, Nabenhöhe 85m, Rotor-durchmesser 71m, Nennleistung 2300kW;
- zehn Transformatorstationen mit Hochspannungsschaltanlagen für die WKA 11 bis 14 und 16 bis 21 (Bergstationen);
- einer Übergabestation mit Transformator für die WKA 15, einem Eigenbedarfstransformator und einer Hochspannungsschaltanlage;
- der internen Windpark-Hochspannungskabelleitung;
- der Energieableitung ins Umspannwerk Müzzzuschlag;
- der Erweiterung der bestehenden Schaltstation „WP Steinriegel – Rattener Alm“;
- einer 30-kV-Schaltstation (Talstation) im UW Müzzzuschlag und
- einem 32-MVA-Transformator (110/30kV) im UW Müzzzuschlag.

2.2 PROJEKTUNTERLAGEN

Das zu beurteilende UVP-Projekt umfasst folgende Unterlagen:

- Umweltverträglichkeitserklärung mit der Bezeichnung „Erweiterung Windpark Steinriegel (Steinriegel II)“, Ersteller: Ingenos.Gobiet.ZT GmbH, Mai 2007 bis Juli 2011 (7 Mappen in 5 Ordnern)
- 1.Nachreichung vom August 2011
- 2.Nachreichung vom September 2011
- Datenträger mit der Bezeichnung „Erweiterung Windpark Steinriegel UVE - 2.Nachreichung Stand September 2011“.

2.3 GEMEINSAMER BEFUND

Eine grundlegende Beschreibung des gegenständlichen Vorhabens wird im „Basisbefund“, erstellt durch die Gesamtgutachterin Dipl.-Ing. Doris Ogris, vorgenommen. Dieser 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 des Projektes enthalten:

Projektunterlagen mit Bezug auf die Elektrotechnik:

- Mappe 1, Ordner 1, Bericht 1.1
- Mappe 2, Ordner 2+3, Bericht 2.2 und Bericht 2.4
- Mappe 6, Ordner 5, Bericht 6.2.2 und Berichte 6.3.1 und 6.3.2
- Mappe 7, Ordner 5, Bericht 7.1

Sie werden im Folgenden – soweit relevant – wiedergegeben.

2.4.1 LAGE DER WINDKRAFTANLAGEN UND WINDDATEN

Die elf neuen Windkraftanlagen werden als Erweiterung des bestehenden Windparks Steinriegel I errichtet. Daher hat das Projekt die Bezeichnung „Erweiterung Windpark Steinriegel II“. Die Standorte der neuen WKA sind im Südwesten bzw. Westen der bestehenden Windparkreihe, die einen nordöstlich-südwestlichen Verlauf auf dem Bergkamm Steinriegel - Rattener Alm hat.

Die Windkraftanlagen 11 bis 14 werden in der Verlängerung der bestehenden Windparkzeile in südwestlicher Richtung auf Gebiet der Gemeinde Ratten errichtet und werden daher in den Projektunterlagen mitunter auch mit den Bezeichnungen R11 bis R14 geführt.

Die Windkraftanlagen 15 bis 21 werden westlich der bestehenden Anlagen 6 bis 9 auf Gemeindegebiet der Gemeinde Langenwang errichtet und daher in den Projektunterlagen auch mit L15 bis L21 bezeichnet.

Der Windpark Steinriegel I besteht aus zehn Anlagen der Type SWT 1.3-62 mit 60m Nabenhöhe (Siemens, ehemals BONUS), die eine Gesamtnennleistung von 13,0MW aufweisen.

Zusammen mit dem neuen Windpark Steinriegel II werden dann die insgesamt 21 Windkraftanlagen eine Gesamtnennleistung von 38,3 Megawatt erreichen und damit den größten Windpark der Steiermark repräsentieren.

Die vorgesehenen Standorte befinden sich auf folgenden Parzellen und in folgenden Katastralgemeinden:

W K A	Ge- meinde	Katastral- gemeinde	KG-Nr.	Par- zelle	Gauß-Krüger Österreich		Fuß- punkt	Geographische Koordinaten	
					Rechts	Hoch		Ost	Nord
11	Ratten	Kirchen- viertel	68014	98/1	-46764	5265577	1.453 m	15°42'40,26"	47°31'38,50"
12	Ratten	Kirchen- viertel	68014	98/1	-46912	5265442	1.443 m	15°42'33,23"	47°31'34,09"
13	Ratten	Kirchen- viertel	68014	58	-47102	5265378	1.424 m	15°42'24,18"	47°31'31,97"

14	Ratten	Kirchen- viertel	68014	58	-47296	5265288	1.393 m	15°42'14,94"	47°31'29,00"
15	Langen- wang	Pretul	60519	425/3	-46672	5266192	1.484 m	15°42'44,42"	47°31'58,44"
16	Langen- wang	Pretul	60519	425/3	-46858	5266094	1.476 m	15°42'35,56"	47°31'55,22"
17	Langen- wang	Pretul	60519	425/2	-47067	5266070	1.463 m	15°42'25,58"	47°31'54,38"
18	Langen- wang	Pretul	60519	425/2	-47288	5266068	1.454 m	15°42'15,02"	47°31'54,26"
19	Langen- wang	Traubach	60524	292/1	-47624	5266232	1.449 m	15°41'58,89"	47°31'59,48"
20	Langen- wang	Traubach	60524	293	-47962	5266377	1.446 m	15°41'42,67"	47°32'04,09"
21	Langen- wang	Traubach	60524	292/1	-47445	5265928	1.441 m	15°42'07,57"	47°31'49,69"

Angaben über die Windgeschwindigkeitsverteilung und die Windrichtungsverteilung sind im meteorologischen Gutachten dargestellt.

Ein kurzer Auszug ergibt folgenden Überblick:

Die langjährige Windmessung auf der seit Oktober 2005 in Betrieb befindlichen Windkraftanlage 10 (WKA10) des Windparks Steinriegel I ergibt folgende Daten:

Messzeitraum: Anfang März 2006 bis Ende Februar 2010.

Messhöhe: 61m (Gondel der WKA 10).

Windgeschwindigkeitsverteilung im Messzeitraum:

Mittelwert: 6,707 m/s;

Weibull-Skalierungsparameter A: 7,372 m/s; Weibull-Formfaktor k: 1,417

Windrichtungsverteilung im Messzeitraum:

Sektor	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
%	2,36	1,02	1,95	2,39	5,99	11,71	9,02	4,54	3,83	6,04	15,35	35,79

Die Hauptwindrichtungen am (Mess-)Standort sind 330°, 300° und 150°.

2.4.2 ALLGEMEINE UND SPEZIFISCHE BESCHREIBUNG DER WINDKRAFTANLAGEN

2.4.2.1 Allgemeines:

Die Anlagen des Typs ENERCON E-70 E4 sind Windkraftanlagen mit Dreiblattrotor, aktiver Blattverstellung (Pitchregelung), drehzahlvariabler Betriebsweise und einer Nennleistung von jeweils 2300kW. Der Rotordurchmesser ist 71m, die Nabenhöhe 85m, damit weist die Anlage eine Gesamthöhe von 120,5m auf.

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

2.4.2.2 Hauptdaten und Komponenten einer Windkraftanlage ENERCON E-70 E4:

Hersteller:	ENERCON GmbH Dreerkamp 5 D-26605 Aurich
Typenbezeichnung:	E-70 E4
Nennleistung:	2300kW
Rotordurchmesser:	71m
Nabenhöhe:	85m
Gesamthöhe:	120,5m
Rotor mit Blattverstellung:	
Typ:	Luvläufer mit aktiver Blattverstellung
Drehrichtung:	Uhrzeigersinn (windabwärts)
Blattanzahl:	3
Blattlänge:	33,3m
Überstrichene Fläche:	3959m ²
Blattmaterial:	GFK/Epoxydharz, mit integr. Blitzschutz
Drehzahl:	variabel, 8 – 21 min ⁻¹
Tipgeschwindigkeit:	29,7 – 78,1m/s
Konuswinkel:	0°
Rotorachswinkel:	4°
Blattverstellung:	Je Rotorblatt ein autarkes Stellsystem mit zugeordneter Notversorgung
Antriebsstrang mit Generator:	
Nabe:	starr
Lagerung:	zweireihiges Kegelrollenlager/Zylinderrollenlager
Generator:	direktgetriebene geregelte Synchronmaschine
Netzeinspeisung:	Wechselrichter mit hoher Taktfrequenz
Bremssysteme:	- drei autarke Blattverstellungssysteme mit Notversorgung - Rotorhaltebremse - Rotorarretierung, 15° rastend
Windnachführung:	aktiv über Stellgetriebe
Turm:	4-teiliger Stahlrohrturm
Einschaltwindgeschwindigkeit:	2,5m/s
Nennwindgeschwindigkeit:	12,5m/s

Abschaltwindgeschwindigkeit: 28 – 34m/s
Fernüberwachung: ENERCON-SCADA

2.4.3 ELEKTROMECHANISCHE, ELEKTRISCHE UND ELEKTRONISCHE ANLAGENTEILE

2.4.3.1 Generator

Der Ringgenerator wird vom Rotor (also den Rotorblättern) direkt angetrieben. Der vielpolige Generator basiert auf dem Prinzip einer Synchronmaschine, fremderregt über Schleifringkörper, Schaltung 2Y.

Kenndaten: Maximale Generatorleistung 2343kW, maximale Dauerscheinleistung 2500kVA, maximaler Generatorbemessungsstrom 3323A.

Auf Grund der geringen Drehgeschwindigkeit und des großen Querschnittes des Generators ist das Temperaturniveau während des Betriebes vergleichsweise niedrig und nur geringen Schwankungen ausgesetzt.

2.4.3.2 Netzeinspeiseeinheit

Der Ringgenerator ist über die Netzeinspeiseeinheit mit dem Netz gekoppelt. Dieses System besteht im Wesentlichen aus einem Gleichrichter, einem Gleichspannungszwischenkreis und modularen Wechselrichtern.

Die Netzeinspeiseeinheit wird – ebenso wie die Generatorerregung und die Blattverstellung – vom Betriebsführungssystem angesteuert.

Durch diese „elastische“ Kopplung von Ringgenerator und Netz kann die gewonnene Leistung optimal übertragen werden. Gleichzeitig werden unerwünschte Rückwirkungen zwischen Rotor und elektrischem Netz in beide Richtungen minimiert. Abrupte Änderungen der Windgeschwindigkeit wirken sich als kontrollierte Änderung der eingespeisten Leistung auf der Netzseite aus. Analog wirken sich eventuelle Störungen im elektrischen Netz praktisch nicht auf die mechanische Seite aus. Die eingespeiste elektrische Leistung kann von 0kW bis 2300kW geregelt werden.

Bei dieser Anlagenkonfiguration stehen neun identische Umrichtermodule parallel zur Verfügung. Sie speisen Drehstrom an den Anlagenklemmen niederspannungsseitig in das Netz ein. Der Transformator in der Betonfertigteilstation neben der Windkraftanlage wandelt diese Spannung von 400 Volt auf 33.000V Hochspannung um.

Durch die Umrichtertechnik ist die Windkraftanlage als gesteuerte Stromquelle zu verstehen. Solange die Spannung an den Anlagenklemmen innerhalb der zulässigen Grenzwerte ist, speisen die Umrichter symmetrischen und sinusförmigen Strom ein. Die Spannung an den Anlagenklemmen wird durch diese Einspeisung beeinflusst, aber nicht aktiv kontrolliert.

Abhängig von der Phasenlage der Netzspannung und der vom Generator abgegebenen Leistung wird ein Sollwert für den einzuspeisenden Strom generiert. Entsprechend diesem Sollwert wird mit der im Gleichstromzwischenkreis zur Verfügung stehenden Leistung von den Umrichtern ein Drehstrom generiert. Der Sollwert wird mit dem gerade fließenden Strom (Istwert) alle 100µs verglichen und bei einer Abweichung entsprechend korrigiert. Die Form des eingespeisten Stromes ist sinusförmig und weitgehend frei von störenden Oberschwingungen. Ein Hochfrequenzfilter reduziert eventuell auftretende Oberschwingungen noch zusätzlich. Relevante Flickeremissionen entstehen nicht. Kurzzeitige Stromspitzen können dadurch ausgeschlossen werden.

Der Arbeitsbereich für den Netzparallelbetrieb ist durch die minimale und maximale Netzspannung begrenzt. Diese beiden Werte (Unter- und Überspannung) können jeweils getrennt als Grenzwerte eingestellt werden.

Die Windkraftanlage ist auf den Leistungsfaktor $\cos\varphi=1$ voreingestellt. Über den gesamten Leistungsbereich von 0kW bis 2300kW benötigt sie keine Blindleistung und gibt auch keine Blindleistung in das Netz ab. Es wird nur Wirkleistung in das Netz eingespeist.

Es gibt jedoch auch die Möglichkeit, die Anlage mit einem Leistungsfaktor ungleich 1 zu betreiben, falls dies vom Netzbetreiber gewünscht wird. Damit kann die Windkraftanlage zur Blindleistungsbilanz und Spannungshaltung im Netz beitragen. Der maximale Blindleistungsstellbereich variiert je nach Anlagenkonfiguration. Die eingespeiste Wirkleistung wird durch die zusätzliche Einspeisung von Blindleistung nicht beeinflusst.

Der Arbeitsbereich für den Netzparallelbetrieb ist auch durch einen unteren und oberen Grenzwert für die Frequenz vorgegeben. Diese Frequenzgrenzen sind durch die eingesetzte IGBT-Umrichtertechnik weiter als bei konventionellen Energieerzeugungsanlagen.

Werden die Grenzwerte für Spannung oder Frequenz nicht eingehalten, schaltet die Steuerung alle Netzschütze der Wechselrichter ab. Dadurch wird eine sofortige und allphasige Trennung der Windkraftanlage erreicht.

Elektrische Kenngrößen (Ausgangskenngrößen der Netzspeiseeinheit):

Nennleistung:	2300kW
Nennspannung:	400V
Nennstrom:	3320A
Nennscheinleistung:	2302kVA (bei $\cos\varphi = 0,999$)

2.4.3.3 Sicherheitssystem

Das Sicherheitssystem soll einen sicheren Betrieb der Anlage gewährleisten und besteht aus dem Bremssystem, dem Blitzschutzsystem und dem Sensorsystem.

2.4.3.3.1 Das Bremssystem

Die Windkraftanlage wird im Betrieb ausschließlich aerodynamisch durch Verstellung der Rotorblätter in Fahnenstellung gebremst. Hierzu dienen die drei voneinander unabhängigen Blattverstellantriebe (Pitchantriebe), welche die Rotorblätter innerhalb weniger Sekunden in Fahnenstellung bringen („aus dem Wind fahren“). Die Drehzahl der Anlage wird gemindert, ohne dass der Antriebsstrang zusätzlich belastet wird. Um die Rotordrehzahl auf ein sicheres Niveau zu reduzieren, würde es genügen, lediglich eines der drei Rotorblätter aus dem Wind zu fahren.

Auch im abgeschalteten Betriebszustand wird der Rotor nicht festgesetzt, sondern kann mit sehr geringer Geschwindigkeit frei trudeln. Rotor und Antriebsstrang bleiben praktisch lastfrei. Die Lager werden beim Trudeln weniger belastet als bei festgesetztem Rotor.

Ein vollständiges Festsetzen des Rotors findet nur zu Wartungszwecken und bei der Betätigung des NOT-STOP-Tasters statt. In diesem Fall kommt eine zusätzliche Haltebremse zum Einsatz, die erst greift, wenn der Rotor schon durch die Blattverstellung teilweise gebremst wurde. Die Rotorarretierung wird als letzte Sicherung ausschließlich manuell für Wartungszwecke eingelegt.

In Notfällen (z.B. wenn die Netzspannung ausfällt) wird jedes Rotorblatt über eine eigene Energiespeicher-gepufferte Notverstelleinheit sicher in Fahnenstellung gebracht. Der Ladezustand und die

Verfügbarkeit der Energiespeicher werden mit Hilfe einer Ladeautomatik sichergestellt. Die Auslösung der Blattverstellung über die Notverstelleinheiten erfolgt synchron durch elektromechanische Verknüpfung.

Die parallel gesicherte Stromversorgung für den Notfall (Netz oder Energiespeicher) in Verbindung mit drei völlig autonomen Pitchantrieben schafft ein Sicherheitskonzept, welches die Forderung nach zwei voneinander unabhängigen Bremssystemen („fail safe“) übertrifft.

2.4.3.3.2 Das Blitzschutzsystem

Die Windkraftanlage ist mit einem Blitzschutzsystem ausgestattet, das mögliche Blitzeinschläge mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit ableitet, ohne dass Schäden an der Anlage entstehen.

Die Rotorblattspitze besteht aus Aluminiumguss, Vorder- und Hinterkante des Rotorblattes sind mit Aluminiumprofilen ausgerüstet, welche mit einem Aluminiumring im Anschlussbereich des Flügels verbunden sind. Ein Blitz wird von diesen Profilen sicher aufgenommen und der Blitzstrom über Funkenstrecken und Leitungen bis zum Erdreich um das Fundament abgeleitet. Auch auf dem hinteren Teil der Gondelverkleidung ist eine Blitzfangstange angebracht, die Blitze im Bereich der Gondel einfängt und ins Erdreich ableitet.

Im Fall eines Blitzeinschlages oder auch im Fall einer ungewöhnlichen Spannungserhöhung (Überspannung) wird die gesamte Elektrik und Elektronik durch fest eingebaute energieabsorbierende Bauelemente geschützt. Alle leitenden Anlagenhauptkomponenten sind mit Erdungsleitungen mit ausreichenden Querschnitten an der Potenzialausgleichsschiene angeschlossen. Am Hauptanschluss der Anlage sind zusätzlich Überspannungsableiter montiert, die niederohmig geerdet sind.

Die Elektronik der Anlage ist galvanisch getrennt aufgebaut und befindet sich in Metallgehäusen. Das Fernüberwachungssystem wird mit einem speziellen Schutzmodul für Datenschnittstellen geschützt.

Blitzdichte laut meteorologischem Gutachten:

Die jährlich zu erwartende Blitzdichte wurde auf Basis der Blitzortungsdaten der Jahre 1992 - 2002 des österreichischen Blitzortungssystems ALDIS für den Mittelpunkt des Windparks Steinriegel II berechnet. Die Auswertung erfolgt über eine Fläche von insgesamt 9 Segmenten von je 1 km x 1 km, wobei der vorgegebene Koordinatenpunkt innerhalb des zentralen Segmentes liegt.

Standort	Rechtswert	Hochwert	Breitengrad	Längengrad	Blitze/km ² und Jahr
Mittelpunkt	702 819 m	265 877 m	47,530°	15,706°	4,11

Die angegebene Blitzdichte stellt einen statistischen Mittelwert dar und ist nach ÖVE/ÖNORM E-8049-1: 2001 zur Risikoanalyse betreffend Blitzschlag heranzuziehen.

Die ermittelte Blitzdichte ist im österreichischen Vergleich als überdurchschnittlich einzustufen.

2.4.3.3.3 Das Sensorsystem

Ein umfassendes Überwachungssystem gewährleistet die Sicherheit der Anlage. Alle sicherheitsbezogenen Funktionen (z.B. Rotordrehzahl, Temperaturen, Lasten, Schwingungen) werden auf elektronischem Weg und wo notwendig zusätzlich mit übergeordnetem Zugriff von mechanischen Sensoren überwacht. Sollte einer der Sensoren eine schwerwiegende Störung registrieren, schaltet sich die Anlage sofort ab.

2.4.3.4 Rotorblattheizung (Rotorblattenteisung)

Einleitung:

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

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

Wird Eisansatz erkannt, werden Windkraftanlagen 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 Windkraftanlagenhersteller bietet auch für die in diesem Projekt zum Einsatz kommenden Windkraftanlagen 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 an zusätzlich eingebauten Stegen 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-70 E4 23,8kW 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 Windkraftanlage 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 Windkraftanlage automatisch an, sofern die Funktion „automatischer Neustart nach Vereisung“ eingeschaltet ist.

Sicherheitshinweise: 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.

2.4.3.5 Die Betriebsführung

Die Regelung der Windkraftanlage beruht auf einem Mikroprozessorsystem, das über Sensoren sämtliche Anlagenkomponenten und Daten wie Windrichtung und Windgeschwindigkeit abfragt und die Betriebsweise der WKA entsprechend anpasst.

Wird in drei aufeinander folgenden Minuten eine für den Betrieb der Anlage ausreichende Windgeschwindigkeit gemessen, wird der automatische Anlaufvorgang gestartet. Ist die untere Grenze des Drehzahlbereiches erreicht, beginnt die Leistungsabgabe ans Netz. Hohe Einschaltströme beim Starten treten aufgrund der Netzanbindung über Gleichstromzwischenkreis und Umrichter nicht auf.

Drehzahl, Leistungsabgabe und Rotorblattwinkel werden ständig den sich ändernden Windverhältnissen angepasst. Die elektrische Leistung wird über die Erregung des Generators geregelt. Auch oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit wird die Drehzahl über die Verstellung des Blattwinkels bei Nenndrehzahl gehalten.

Wird eine mittlere Windgeschwindigkeit, bei deaktivierter Sturmregelung (optional), von 25m/s im 10-Minuten-Mittel oder ein Peakwert von 30m/s überschritten, wird die Anlage gestoppt. Die Anlage wird wieder gestartet, wenn die Abschaltwindgeschwindigkeit kontinuierlich unterschritten wird. Auch bei abgeschaltetem Zustand trudelt der Rotor mit geringer Geschwindigkeit frei.

Die Windnachführung der WKA nimmt schon unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit ihre Funktion auf. An der Windfahne wird kontinuierlich die Windrichtung gemessen. Ist die Abweichung der Rotorachsrichtung zur gemessenen Windrichtung zu groß, so wird die Gondel über die Azimutstellantriebe nachgeführt. Je nach Windgeschwindigkeit variieren der Winkel für die Abweichung und die Dauer, bis die Gondel dem Wind nachgeführt wird.

Wird die Anlage durch manuellen Eingriff oder durch die Anlagensteuerung gestoppt, so wird der Blattwinkel in Fahnenstellung gepitcht und damit die effektive Blattangriffsfläche für den Wind verkleinert. Die Anlage läuft bis zum Trudelbetrieb aus.

2.4.3.6 Anlagensteuerung

Ansprechen sicherheitsrelevanter Sensoren:

Wenn ein sicherheitsrelevanter Sensor angesprochen hat, leitet die Anlage zunächst einen automatischen Stoppvorgang ein. Die Art der Abschaltung und ob anschließend ein Neustart erfolgt, ist von der jeweiligen Störung abhängig.

Aufgetretene Störungen an der Anlage werden im LC-Display angezeigt.

Untergeordnete Störungen können durch Drücken der „Störung quittieren“ –Taste quittiert werden, wenn die Ursache nicht mehr vorliegt. Danach läuft die Anlage automatisch wieder an. Einige Störun-

gen lassen sich nur durch den Service beseitigen und dann quittieren. Im LC-Display blinkt dann die entsprechende Statusmeldung. Zusätzlich sind diese Meldungen mit Sternchen versehen.

Die Funktionsfähigkeit der Sensoren wird ebenfalls ständig durch das Betriebsführungssystem überwacht. Falls Sensoren ansprechen, wird eine Störmeldung über die Fernüberwachung abgegeben. Je nach Sensor kann die Anlage aber eine gewisse Zeit weiter betrieben werden. Beim Ansprechen einiger Sensoren muss die Anlage aber sofort gestoppt und die Störung behoben werden.

Starten der Anlage:

Sofern nicht ausdrücklich erwähnt, gelten diese Ausführungen sowohl für den Start nach einer automatischen Abschaltung als auch für die Inbetriebnahme durch Betätigung des Start- / Stoppschalters.

Wenn die Anlage eingeschaltet wird (Hauptschalter am Steuerschrank auf „ON“ und Start- / Stoppschalter auf Start), wird nach kurzer Zeit im LC-Display „Anlage bereit“ (Status 0:2) angezeigt; sofern die Steuerung der WKA keine Störung feststellt.

90 Sekunden nach dem Start werden die Rotorblätter aus der Fahnenstellung (ca. 90°) vorgefahren und der „Trudelbetrieb“ (Leerlauf) wird aufgenommen. Die Anlage dreht dann mit geringer Drehzahl.

Die Anlage beginnt mit der eigentlichen Startprozedur für den Betrieb, wenn in drei aufeinander folgenden Minuten die mittlere Windgeschwindigkeit größer als die erforderliche Anlaufgeschwindigkeit ist.

Der reguläre Betrieb:

Ist der Startvorgang der WKA beendet, arbeitet sie im Normalbetrieb. Im Betrieb werden ständig die Windverhältnisse ermittelt, die Rotordrehzahl, Generatorerregung und –leistung optimiert, die Gondelposition der Windrichtung angepasst und sämtliche Sensorzustände erfasst. Bei hohen Außentemperaturen und gleichzeitig hohen Windgeschwindigkeiten wird zudem der Generatorlüfter zugeschaltet.

Teillastbetrieb:

Während des Teillastbetriebes werden Drehzahl und Leistungsabgabe ständig den sich ändernden Windverhältnissen angepasst. Im oberen Teillastbereich werden die Rotorblätter einige Grad verstellt, um einen Strömungsabriss (Stalleffekt) zu vermeiden.

Bei zunehmender Windgeschwindigkeit steigen die Rotordrehzahl und die abgegebene Leistung an.

Regelbetrieb:

Oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit wird die Drehzahl über die Verstellung des Blattwinkels ungefähr bei ihrem Nennwert gehalten und die aus dem Wind aufgenommene Leistung begrenzt ("Regelbetrieb"). Dabei wird die erforderliche Änderung des Blattwinkels durch Auswertung der Drehzahl- und Beschleunigungsmessung ermittelt und an den Blattverstellantrieb weitergeleitet.

Die abgegebene Leistung wird so auf ihrem Nennwert gehalten.

Der Trudelbetrieb:

Wenn die Anlage abgeschaltet ist (z.B. wegen Windmangel oder Störungen) haben die Rotorblätter in der Regel eine Stellung von 60° zur Betriebsstellung. Die Anlage dreht dann mit einer geringen Drehzahl. Sofern diese Drehzahl (ca. 3 U/min) überschritten wird, werden die Rotorblätter weiter in Richtung Fahnenstellung (ca. 90°) verstellt. Diese Betriebsart wird ‚Trudelbetrieb‘ genannt. Der Trudelbetrieb reduziert Belastungen und ermöglicht, die Anlage in kurzer Zeit wieder zu starten.

Der Grund für die Abschaltung der Anlage bzw. den Trudelbetrieb wird durch die Statusmeldung angezeigt.

Stoppen der Anlage:

Die Windkraftanlage kann durch manuelles Betätigen des Start- / Stoppschalters und des NOT-STOP-Tasters gestoppt werden. Bei Störungen oder nicht geeigneten Windverhältnissen stoppt das Betriebssystem die Anlage.

Automatisches Stoppen:

Die Windkraftanlage wird im automatischen Betrieb ausschließlich aerodynamisch durch Verstellen der Rotorblätter gebremst. Durch die verstellten Rotorblätter verringern sich die aerodynamischen Auftriebskräfte und der Rotor wird gebremst. Die Blattverstelleinrichtungen können die Rotorblätter innerhalb weniger Sekunden aus dem Wind fahren bzw. in Fahnenstellung bringen.

Außerdem stoppt die Anlage bei gewissen Störungen bzw. Betriebsereignissen oder Windverhältnissen automatisch. Bei einigen Störungen erfolgt ein Schnellstopp über die Notversorgungseinheiten der Rotorblätter. Andere Störungen führen zu einem normalen Stoppen der Anlage.

Je nach Störungsart ist ein automatischer Neustart der Anlage möglich. In jedem Fall werden die Umrichter beim Stoppvorgang galvanisch vom Netz getrennt.

Manuelles Stoppen:

Die WKA kann über den Start- / Stoppschalter am Steuerschrank gestoppt werden. Das Betriebssystem fährt dann die Rotorblätter aus dem Wind und die Anlage läuft bis zum Stillstand aus. Dabei wird die Haltebremse nicht betätigt und die Windnachführung bleibt in Funktion, so dass sich die E-70 E4 weiterhin optimal zum Wind ausrichten kann.

Manuelles Stoppen in Notsituationen:

Sind Menschen oder Anlagenteile gefährdet, so kann die Anlage durch Drücken des NOT-STOP-Tasters im Schnellverfahren gestoppt werden. Am Steuerschrank befindet sich ein NOT-STOP-Taster, der eine sofortige Notbremsung des Rotors mit Blattschnellverstellung über die Notverstelleinheiten der Rotorblätter und Bremse einleitet. Gleichzeitig greift die mechanische Haltebremse. Alle Komponenten werden weiterhin mit Spannung versorgt.

Die Taster sind rastend, sie müssen durch Ziehen in ihre ursprüngliche Position gebracht werden, wenn die Anlage neu gestartet werden soll und keine Notsituation mehr vorliegt.

Wird der Hauptschalter am Steuerschrank in AUS-Position gebracht, so werden alle Anlagenkomponenten bis auf Turm- und Schaltschrankbeleuchtung sowie separate Lichtschalter und Steckdosen spannungsfrei geschaltet. Die Anlage leitet ebenfalls eine Blattschnellverstellung über die Notverstelleinheiten der Rotorblätter ein. Die mechanische Haltebremse wird bei Betätigung des Hauptschalters nicht aktiviert.

Windmangel:

Wenn sich die Anlage in Betrieb befindet und die Rotordrehzahl aufgrund von Windmangel zu weit absinkt, wird die Anlage durch langsames Verstellen der Rotorblätter in Richtung 60° in Trudelbetrieb gebracht. Die Anlage nimmt ihren Betrieb automatisch wieder auf, wenn die Anlaufwindgeschwindigkeit wieder erreicht wird.

Sturm:

Die Anlage läuft bei Windgeschwindigkeiten oberhalb 25 m/s aus dem Stillstand oder Trudelbetrieb nicht an. Sofern im Windmittel 25 m/s oder ein Spitzenwert von 30 m/s überschritten werden, wird der Regelbetrieb der E-70 E4 beendet. Auch wenn der maximal zulässige Blattwinkel überschritten wird, stoppt die Anlage. Ein vereistes Anemometer stellt deshalb kein Sicherheitsrisiko dar. In allen Fällen wechselt die Anlage in den Trudelbetrieb.

Die Komponenten der WKA, wie z.B. Rotorblätter, Gondel, Turm und Fundament, sind so berechnet, dass sie wesentlich höheren Windgeschwindigkeiten standhalten.

Die Anlage startet automatisch, wenn die Windgeschwindigkeit kontinuierlich für 10 Minuten unter die Abschaltwindgeschwindigkeit (25 m/s) sinkt.

Mit einem eigenen Programm für Sturmbetrieb schaltet die Windkraftanlage bei Windgeschwindigkeiten oberhalb 28 m/s nicht schlagartig ab, sondern reduziert die Leistung durch die Pitchverstellung der Rotorblätter kontinuierlich. Erst bei ca. 34 m/s wird die Leistung bis Null reduziert.

Windnachführung:

Die Windkraftanlage verfügt über ein Kombinations-Windmessgerät, welches auf der Oberseite der Gondel installiert ist. Das Kombinations-Windmessgerät besteht aus einer Windfahne zur kontinuierlichen Bestimmung der Windrichtung und einem Anemometer, über welches die Windgeschwindigkeit gemessen wird.

Die Windnachführung der WKA nimmt schon unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit von 2,5m/s die Arbeit auf. Auch wenn die Anlage, z.B. wegen zu hoher Windgeschwindigkeiten, abgeschaltet ist, wird sie dem Wind nachgeführt. Der Winkel und der Mittelungszeitraum hängen von der Windgeschwindigkeit bzw. der Leistung der Anlage ab.

Der Nachführvorgang wird durch die Auszählung der Umdrehungen des Stellmotors erfasst und die benötigte Verstellzeit auf Plausibilität kontrolliert. Erkennt die Steuerung Unregelmäßigkeiten bei der Windnachführung oder Kabelentdrilling, wird ein Stoppvorgang eingeleitet.

Entdrilling der Strom- und Steuerkabel:

Die im Turm befindlichen Leistungs- und Steuerkabel der WKA werden von der Gondel aus über einen Umlenkblock geführt und sind im weiteren Verlauf an der Turmwand befestigt. Die Kabel haben so viel Bewegungsfreiraum, dass die Gondel mehrfach in die gleiche Richtung um die eigene Achse gedreht werden kann. Dabei werden die Kabel allmählich verdrillt. Die Regelung der WKA sorgt dafür, dass die verdrillten Kabel automatisch wieder abgewickelt werden.

Wenn sich die Kabel zwischen zwei und drei Umdrehungen verdrillt haben, nutzt die Regelung die nächste windschwache Periode, um die Kabel wieder zu entdrillen. Sollte dies aufgrund der Windverhältnisse nicht möglich sein und sich das Kabel mehr als drei Umdrehungen verdrillt haben, wird die Anlage gestoppt und das Kabel entdrillt, unabhängig davon, wie hoch die Windgeschwindigkeit ist. Das Entdrillen der Kabel dauert ungefähr eine halbe Stunde. Nachdem das Kabel entdrillt wurde, nimmt die Anlage den Betrieb automatisch wieder auf.

Die Sensorik für die Kabelverdrillung befindet sich im sogenannten Kabelverdrillschalter, der bei im Bereich der Kellerluke montiert ist. Der Sensor ist über ein Zahnrad und ein Getriebe mit dem Azimut Zahnkranz verbunden. Änderungen der Gondelausrichtung werden dem Betriebsführungssystem übermittelt. Zusätzlich sind je ein linker und ein rechter Endschalter montiert, welche für jede Richtung ein Überschreiten des zulässigen Stellbereiches melden (Endschalter Kabelverdrillung rechts oder links). Dadurch wird ein weiteres Verdrillen der Turmkabel verhindert. Die Anlage stoppt und kann nicht automatisch neu gestartet werden.

2.4.4 HOCHSPANNUNGSANLAGEN

2.4.4.1 Transformatorstationen mit Hochspannungsschaltanlagen

2.4.4.1.1 Transformatorstationen für die WKA 11 bis 14 und 16 bis 21 („Bergstationen“)

Stationsgehäuse:

Die Unterbringung der 30-kV-Hochspannungsschaltanlage, des Transformators und der Niederspannungs-Schaltanlagen erfolgt in einem Kompaktgehäuse in Beton-Fertigteil-Bauweise.

Die Kompaktstation besteht aus drei räumlich getrennten Bereichen:

Niederspannungsanlagenraum, Transformatorraum und 30-kV-Schaltanlagenraum.

Der Zugang zu den einzelnen Räumen erfolgt über versperrbare Türen von außen. Die Schlösser aller begehbaren Bereiche werden mit Panikverschlüssen ausgestattet.

Der gesamte Bereich ist mit einem ca. 80cm tiefen Kabelkeller ausgestattet. Die Kabeleinführung erfolgt über dichte Durchführungen direkt in den Kabelkeller. Unter dem Traforaum wird eine öldichte Auffangwanne errichtet. Die Verlustwärme des Transformators wird über entsprechende Lüftungsöffnungen ins Freie abgeleitet. Im Falle eines Störlichtbogens im Schaltanlagenraum erfolgt die Druckentlastung über eine Entlastungsklappe gem. ÖVE/ÖNORM E 8383.

Die Aufstellung erfolgt auf drainiertem, befestigtem Untergrund oder auf betonierter Fundamentplatte. Für den Potenzialausgleich und die Erdungsanlage wird ein horizontaler Ringerder in einer Tiefe von ca. 0,8m im Abstand von ca. 1m um das Stationsgehäuse verlegt und mit den in der Kabelkühnente verlegten Erdungsseilen, sowie mit der Erdungsanlage der Windkraftanlagen verbunden.

Abmessungen:

Länge/Breite/Höhe der Bergstationen: ca. 4600/3000/4300mm (ca. 3500mm über Niveau).

30kV-Schaltanlage:

Die 3-feldrigen typgeprüften SF6-isolierten Schaltanlagen bestehen aus zwei Ringkabelzellen und einer Zelle für den Transformator der WKA.

Technischen Daten der Schaltanlage:

Nennspannung und Isolationspegel: 36kV -Liste 2

Nennfrequenz: 50Hz

Nennstrom der Sammelschiene: mind. 630A

Nennstrom der Kabelabzweige: mind. 630A

Nennstrom der Trafoabzweige: 200A

Nennkurzzeitstrom 1s: 20kA

30/0,4kV-Transformator:

Zum Einsatz gelangt ein Drehstrom-Öl-Leistungstransformator mit Dehngefäß für Freiluft- und Innenaufstellung (Aufstellungshöhe bis 1500m NN berücksichtigt); Umgebungstemperatur 40°C; Dauerbetrieb; max. Öl-/mittlere Wicklungserwärmung 60/65 K; Wellblechkessel (für 0,3 bar Überdruck); Fahrgestell mit glatten, umsteckbaren Fahrrollen; Füll-, Entlüftungsnippel mit Ölablassschraube; Thermometertasche; je eine Erdungsschraube am Deckel und in Bodennähe des Kessels; ein oberspannungsseitiger Anzapfschalter für $2x \pm 2,5\%$, unterspannungsseitiger Sternpunktisolator.

Nennleistung: 2,5MVA

OS-Leerlaufspannung: $33.000V \pm 2x2,5\%$

US-Leerlaufspannung: 400V
Schaltung: Dyn5
Kühlung: ONAN
Frequenz: 50 Hz
Leerlaufverluste: Po 2,1kW
Kurzschlussverluste: Pk 26,5kW
Kurzschlussspannung: uk 6 %
Abmessungen: L/B/H: ca. 2500/1400/2600mm
Ölmasse: ca. 1100 kg
Gesamtmasse: ca. 5500 kg
Ausführung mit: Hermetikschutz, Druckentlastungsventil

2.4.4.1.2 Transformatorstation für die WKA 15 (Übergabestation)

Das Stationsgehäuse der Übergabestation ist ebenso wie bei den anderen Trafostationen aus Beton-Fertigteilen. Auch der Aufbau und die Funktionsweise sind gleich wie bei den anderen Trafostationen. Die Abmessungen dieser Station sind wegen der größeren Hochspannungsschaltanlage und des zusätzlichen Eigenbedarfstrafos größer:

Länge/Breite/Höhe: ca. 7200/3000/4300mm (ca. 3500mm über Niveau);

30kV-Schaltanlage:

Die 6-feldrige typegeprüfte SF6-isolierte Schaltanlage besteht aus zwei Kabel-Abgangs- und zwei Ringkabel-Einspeisezellen, einer Zelle für den Transformator der WKA und einer Zelle für den EB-Transformator.

Sie besitzt folgende technische Daten:

Nennspannung und Isolationspegel: 36kV -Liste 2

Nennfrequenz: 50Hz

Nennstrom der Sammelschiene: mind. 630A

Nennstrom der Kabelabzweige: mind. 630A

Nennstrom der Trafoabzweige: 200A

Nennkurzzeitstrom 1s: 20kA

Lasttrennschalter und Leistungsschalter werden nach Erfordernis mit Motorantrieb ausgestattet.

Die Kabelanschlüsse sind zur Aufnahme von mind. einem Kabel mit Überspannungsableitern oder von zwei Parallelkabeln geeignet.

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

Für die Auslegung der Schaltanlage wird eine Aufstellungshöhe bis zu 1500m über NN. berücksichtigt.

Für Schutz- und Messzwecke werden in den Kabel-Abgangszellen Strom- und Spannungswandler montiert. Ein Entwurf der Schutzfunktion ist dem Schaltschema in den Projektunterlagen zu entnehmen.

Alle Ringkabelzellen werden mit Kurzschlussanzeigern ausgestattet.

Die Verbindung zum 2500-kVA-Transformator der WKA erfolgt über VPE-isoliertes Hochspannungs-Einleiter-Energiekabel, Type N2XS2Y 3x(1x50)mm², RM16, 30kV.

Der Transformator für die WKA15 hat die gleiche Größe und die gleichen elektrischen und mechanischen Daten wie die 2500-kVA-Transformatoren für die anderen Windkraftanlagen.

Zusätzlich wird in dieser Trafostation ein Eigenbedarfstransformator mit einer Leistung von 50kVA untergebracht. Dieser EB-Trafo dient zur Versorgung der für den Leitungsschutz (Differentialschutz, Distanzschutz, etc.) erforderlichen elektrischen Betriebsmittel und Geräte.

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

Zum Einsatz gelangt ein Drehstrom-Öl-Leistungstransformator in Hermetikausführung für Freiluft- und Innenraumaufstellung (Aufstellungshöhe bis 1500m NN berücksichtigt);

Umgebungstemperatur 40°C; Dauerbetrieb; max. Öl-/mittlere Wicklungserwärmung 60/65K;

Wellblechkessel (für 0,3bar Überdruck); Fahrgestell mit glatten, umsteckbaren Fahrrollen;

Füll-, Entlüftungsnippel mit Ölablassschraube; Thermometertasche; je eine Erdungsschraube am Deckel und in Bodennähe des Kessels; ein überspannungsseitiger Anzapfschalter für $\pm 2 \times 2,5\%$, unterspannungsseitiger Sternpunktisolator.

Der EB-Transformator wird mit überspannungs- und unterspannungsseitig isolierten Anschlüssen aufgestellt.

Nennleistung: 50kVA

OS-Leerlaufspannung: 33.000 V $\pm 2 \times 2,5\%$

US-Leerlaufspannung: 400 V

Schaltung: Yzn5

Kühlung: ONAN

Frequenz: 50 Hz

Leerlaufverluste: P_0 125 W

Kurzschlussverluste: P_k 1100 W

Kurzschlussspannung u_k 4 %

Abmessungen: L/B/H ca. 930/670/1400mm

Ölmasse: ca. 160kg

Gesamtmasse: ca. 560kg

Ausführung mit Druckentlastungsventil

2.4.4.2 Hochspannungskabelleitungen innerhalb des Windparks

Für die Ring-Kabelleitung werden VPE-isolierte Energiekabel der Type NA2XS(F)2Y 3x(1x300mm²) RM/35; 18/30kV verwendet. Die Kabelverlegung (mit Kunststoff-Kabelabdeckungen) erfolgt in einem Kabelgraben in einer Tiefe von mind. 0,8m, gemessen vom Grabenrand bis zur Kabeloberkante. Aus wirtschaftlichen Überlegungen werden bei geologisch günstigen Verhältnissen Teilbereiche mit dem grabungslosen Verlegepflug-System durchgeführt.

In Bereichen mit erhöhter mechanischer Gefährdung durch Verkehrsbelastungen erfolgt die Verlegung in PVC-Kabelschutzrohren in einer Tiefe von mind. 1,0m.

Über die gesamte Länge der Ringleitung werden zwischen den beiden 30-kV-Kabelleitungen ein LWL-Leerschlauch (KSR-PE 50x4), in einer Tiefe von ca. 0,5m ein Erdungsseil, sowie in einer Tiefe von ca. 0,3m PVC-Kabelwarnbänder mitverlegt.

Die Trassenlänge der Ringleitung beträgt ca. 3225m, die Nennspannung beträgt 30kV, die Betriebsspannung ist 33kV.

Für die Hochspannungskabelleitung (30-kV-Ringleitung) werden folgende Grundstücke benützt (beginnend bei WKA 20): KG 60524 Traibach: Gst.Nr. 293, 292/1, 292/2, 425/2, 425/3, 292/4; KG 68014 Kirchenviertel: Gst.Nr. 98/1, 97/1, 58 (bei WKA 14).

2.4.4.3 Energieableitung WP Steinriegel II – UW Mürzzuschlag

Für die Ableitung der vom Windpark erzeugten elektrischen Energie werden 2 Systeme 30-kV-Kabelleitungen mit VPE-isolierten Energiekabeln der Type NA2XS(F)2Y 3x(1x300mm²) RM/35; 18/30kV von der Übergabestation bei WKA 15 bis zur Talstation verlegt.

Die Kabelverlegung erfolgt über die gesamte Länge mit dem grabungslosen Verlegepflug-System (ausgenommen Gewässer- und asphaltierte Straßenquerungen) in einer Tiefe von mind. 1,0m, gemessen von der Oberfläche bis zur Kabeloberkante. Über die gesamte Länge der Kabeltrasse werden ein LWL-Leerschlauch (KSR-PE 50x4), sowie in einer Tiefe von ca. 0,5m PVC-Kabelwarnbänder mit verlegt.

In Bereichen mit erhöhter mechanischer Gefährdung durch Verkehrsbelastungen erfolgt die Verlegung in einer Tiefe von mind. 1,2m.

Die Trasse führt ausgehend von der Bergstation Nr. 15 ca. 2200m entlang eines Forstweges in annähernd nordöstliche Richtung, winkelt bei der Querung des Pretulbaches nach Norden und führt weiter bis zur Forststraße (Zufahrt Roseggerhaus).

Weiter führt die Trasse ca. 1800m entlang dieses Forstweges, verlässt den Forstweg bei Parzelle Nr. 494 und läuft weiter talwärts.

Im Bereich der Parzelle Nr. 216 kommt es zur Annäherung an die bestehende 20-kV-Kabelableitung des bestehenden Windparks „Steinriegel - Rattener Alm“. Ausgehend von diesem Bereich läuft die gegenständliche 30-kV-Trasse im Abstand von mindestens 2m parallel zum bestehenden 20-kV-Kabel in allgemein südliche Richtung, vorbei an der „Ganzeralm-Hütte, kreuzt mehrmals die Forststraße, führt über das Anwesen „Schmallegger“ und kreuzt bei Parzelle Nr. 131/1 (Rinnhofer) die bestehende 20-kV-Kabelleitung des bestehenden Windparks „Moschkogel“.

Anschließend quert die 30-kV-Kabelleitung den Forstweg, schwenkt nach Westen, kreuzt parallel zu den 20-kV-Windpark-Kabelableitungen die Gemeindestraße und anschließend den Kogelbach, und führt ca. 1400m entlang des Ganzbaches bis in den Bereich der Auf- und Abfahrtsrampen der S6-Semmering-Schnellstraße.

Nach der Querung der S6 führt die 30-kV-Doppelkabelleitung in den Bereich des UW Mürzzuschlag und wird in die neu zu errichtende Talstation eingeführt.

Die Querungen der Auf- und Abfahrtsrampen der S6-Semmering-Schnellstraße bei km 0,17 und der S6-Semmering-Schnellstraße (Fahrtrichtung Wien und Bruck/Mur) bei km 41,8 erfolgt nach behördlicher Genehmigung im grabungslosen Bohr-Pressverfahren. Dazu wird ein Eisenrohr (400mm \varnothing) in eine Mindesttiefe von 4,00m unter der Fahrbahnoberkante eingebracht, in welches flexible Kabelschutzrohre eingezogen werden. Die Länge des Eisenrohres erstreckt sich über die Straßenbreite hinaus, die Kunststoffrohre werden hingegen noch über die Böschung hinausgezogen. Die Kabeltrasse wird im Bereich der Kreuzung beidseitig mit Hinweisschildern gekennzeichnet.

Querung von öffentlichem Wassergut:

Für die Querung des Pretul- und des Kogelbaches werden jeweils zwei Kabelschutzrohre mit einem Durchmesser von 160mm und der LWL-Leerschlauch mindestens 1,5m unter der Bachsohle eingebracht. In diese Kabelschutzrohre werden die beiden 30-kV-Kabelsysteme eingezogen.

Durch die 30-kV-Trassenführung werden Alpe, Wald, landwirtschaftlich genutzte Flächen, Gemeindestraße, öffentliches Wassergut beansprucht.

Die Trassenlänge der Kabelableitung beträgt ca. 10.700m, die Nenn- und Betriebsspannung ist 33kV.

Für die Energieableitung (30-kV-Doppelkabelleitung) werden folgende Grundstücke benützt (beginnend beim Windpark): KG 60519 Pretul: Gst.Nr. 425/3, 518, 476/1, 468, 494; KG 60507 Ganz: 224/2, 216, 213, 214/1, 224/1, 212, 200/3, 200/1, 202/1, 175/1, 177, 175/2, 174/1, 144/3, 146/2, 150, 133/1, 131/1, 131/2; KG 60514 Lechen: Gst.Nr. 569/2, 571/1, 569/1, 568, 567, 566, .12/1, 565, 43, 38, 37/1, 37/2, 36/1, 36/2, 621/2, 639; KG 60517 Mürzzuschlag: Gst.Nr. 1687, 1251/1, 1253/2 (UW Mürzzuschlag).

2.4.4.4 Talstation

Auf dem Gelände des 110/20-kV-Umspannwerkes Mürzzuschlag wird eine Talstation als reine Schaltstation errichtet. Der Zweck dieser Schaltstation ist, am Ende der langen Übertragungsleitung einen definierten Schaltpunkt vor der Anbindung an den 110/30-kV-Transformator zu haben.

Stationsgehäuse:

Die Unterbringung der 30-kV-Schaltanlage erfolgt in einem Kompaktgehäuse in Beton-Fertigteil-Bauweise.

Der Zugang zum Schaltanlagenraum erfolgt über versperrbare Türen von außen. Die Schlösser werden mit Panikverschlüssen ausgestattet.

Der gesamte Bereich ist mit einem ca. 80cm tiefen Kabelkeller ausgestattet. Die Kabeleinführung erfolgt über dichte Durchführungen direkt in den Kabelkeller. Im Falle eines Störlichtbogens im Schaltanlagenraum erfolgt die Druckentlastung über eine Entlastungsklappe gem. ÖVE/ÖNORM E 8383.

Die Aufstellung der Station erfolgt auf drainiertem, befestigtem Untergrund oder auf betonierter Fundamentplatte.

Für den Potenzialausgleich und die Erdungsanlage wird ein horizontaler Ringerder in einer Tiefe von ca. 0,8m im Abstand von ca. 1m um das Stationsgehäuse verlegt und mit der bestehenden Erdungsanlage verbunden.

Abmessungen: Länge/Breite/Höhe: ca. 5500/3500/4300mm (ca. 3500mm über Niveau).

30kV-Schaltanlage:

Die 3-feldrige typgeprüfte SF6-isolierte Schaltanlage besteht aus drei Leistungsschalterzellen. Für eine spätere eventuelle Erweiterung sind vier Reserveplätze vorgesehen.

Die Schaltanlage wird mit folgenden technischen Daten ausgeführt:

Nennspannung und Isolationspegel: 36kV -Liste 2

Nennfrequenz: 50/60Hz

Nennstrom der Sammelschiene: 1250A

Nennstrom der Kabelabzweige: 1250A

Nennkurzzeitstrom 1s: 25kA

Für Schutz- und Messzwecke werden in den Kabel-Abgangszellen Strom- und Spannungswandler montiert. Ein Entwurf der Schutzfunktion ist dem Schaltschema in den Projektunterlagen zu entnehmen. In der Talstation sind Distanz- und Erdschlusschutz-Einrichtungen vorgesehen.

Die Verbindung zwischen der Talstation und dem 110/30-kV-Umspanner erfolgt mit VPE-isoliertem Einleiter-Energiekabel Type NA2XS(F)2Y 2x [3x(1x2400mm²)] RM16, 30kV (Standard STEWEAG-STEG).

2.4.4.5 Erweiterung der bestehenden Talstation „Windpark Steinriegel – Rattener Alm“

Der vorhandene Reserveplatz wird für die Schaltgeräte der Sternpunktbehandlung des 110/30-kV-Umspanners benutzt.

Dazu werden ein Leistungsschalterfeld und ein Erdungswiderstand eingebaut.

Die Verbindung zwischen dem Leistungsschalter und dem Erdungswiderstand wird mit VPE-isoliertem Einleiter-Energiekabel der Type N2XS2Y 1x50mm²; RM16, 30kV hergestellt.

2.4.4.6 110/30-kV-Umspanner im UW Mürzzuschlag

Zur Einspeisung der vom Windpark erzeugten elektrischen Energie in die 110-kV-Spannungsebene ist die Aufstellung eines 110/30-kV-Transformators im UW Mürzzuschlag erforderlich. Für die maximal erzeugte Leistung von 25,3 Megawatt wird die nächstgrößte Normgröße eines Transformators, ein 32-MVA-Umspanner, gewählt.

110/30-kV-Umspanner:

Nennscheinleistung: 32MVA

OS-Leerlaufspannung: 110.000V $\pm 12 \times 1,3\%$

US-Leerlaufspannung: 33000V

Schaltung: YNyn0/d

Kühlung: ONAN

Frequenz: 50 Hz

Leerlaufverluste: Po 16kW

Kurzschlussverluste: Pk 87kW

Kurzschlussspannung: uk 10 %

Abmessungen: L/B/H: ca. 6600/3150/5800mm

Ölmasse: ca. 14900 kg

Gesamtmasse: ca. 70100 kg

Ausführung mit: Ausdehngefäß, Thermometer m. 2 Kontakten, Buchholzrelais.

Der Umspanner wird in die bestehende Ölabscheideranlage eingebunden oder es wird eine auf die Umspannergröße angepasste Abscheideranlage neu errichtet.

Die Aufstellung (Fundament) und die Erdungsanlage des Umspanners werden nach Standard der STEWEAG-STEAG GmbH ausgeführt.

Sternpunktbehandlung 110/30kV:

Unterspannungsseitig wird der Umspanner mit einer niederohmigen Sternpunkterdung ausgeführt. Die Dimensionierung der Widerstandswerte wird in gemeinsamer Betrachtung mit STEWEAG-STEAG durchgeführt und an die Gegebenheiten der bestehenden Erdungsanlage angepasst.

Eigentumsverhältnisse und Betriebsführung:

Die Eigentumsgrenze ist derzeit nach der 110-kV-Doppelsammelschiene vor den motorisierten 110-kV-Trennern angedacht. Die Betriebsführung des 110-kV-Abzweiges und des 110-kV-Umspanners wird voraussichtlich von der STEWEAG-STEAG GmbH übernommen, alle restlichen Anlagen werden von der Ecowind Handels- und Wartungs GmbH betreut.

2.4.5 NIEDERSPANNUNGSANLAGEN

In der Talstation ist keine eigene Niederspannungs-Verteilanlage geplant. Die notwendigen Versorgungen für div. Spannungen, Licht- und Schukokreise kommen von der bestehenden Talstation „Windpark Steinriegel - Rattener Alm“.

In der Bergstation-Übergabestation wird zur Eigenbedarf-Versorgung eine Nsp.-Verteilung inkl. oben beschriebenen EB-Trafo installiert.

Niederspannungsseitig wird der EB-Transformator über eine PVC-isolierte Kabelverbindung der Type NYY-O 1x25 mm², 1-fach je Phase und 1-fach für den PEN angeschlossen.

Bei der Bergstation Nr.15 (Übergabestation) und allen WKA-Trafostationen erfolgt die Einspeisung der erzeugten WKA-Leistung über nach ÖVE EN 1, Teil 3 dimensionierte 400-V-Kabelleitungen. Dazu werden PVC-isolierte Einleiter-Energiekabel Type NYY-O 1x300mm² verwendet. Die Verlegung erfolgt 7-fach je Phase und 4-fach für den Nullleiter, in Systemen gebündelt, mit einem Abstand zwischen den Systemen von ca. 15cm und in ca. 80cm Tiefe. Die Strombelastung je Leiter beträgt maximal 475A.

Der Überlast- und Kurzschlusschutz wird trafoseitig mit einem Leistungsschalter und entsprechender Auslösefunktion realisiert.

Die maximale Leistung jeder Windkraftanlage beträgt 2,3MW.

Bei allen Niederspannungsanlagen wird die Schutzmaßnahme Nullung gemäß ÖVE/ÖNORM E8001-1 angewendet.

2.4.6 ERDUNG UND BLITZSCHUTZ

Eine Erdungsanlage hat generell die Aufgabe, beim Auftreten von Fehlern (wie z.B. Kurz- und Erdschlüssen) in elektrischen Systemen, Lebewesen vor den schädlichen Auswirkungen von zu hohen Berührungsspannungen und damit verbundenen Stromschlägen zu schützen.

Bei transienten Vorgängen, wie Blitzeinschlägen, wird dieser Schutz von Lebewesen und Sachwerten vor zu hohen Spannungen durch die Kombination von Blitzschutzanlage und Erdungsanlage erreicht.

Jedes elektrische System muss an Erdpotential angeschlossen sein, um eine Verbindung mit geringem Widerstand zwischen der elektrischen Einrichtung und der allgemeinen Masse des Erdbodens herzustellen. Das Erdungssystem soll eine effektive Wirkung der Schutzeinrichtungen, Bereitstellung eines Referenzpotenzials für elektrische Einrichtungen und Vermeidung übermäßiger Spannungsspitzen und Potenzialunterschiede sicherstellen.

Der Anlagenhersteller ENERCON sieht bei der Herstellung des Plattenfundamentes für jede WKA die Verlegung von vier Fundamenterderringen in verschiedenen Positionen innerhalb des mit Bewehrungsseisen durchsetzten Betonfundamentes vor. Diese Fundamenterderringe bestehen aus feuerverzinktem Bandstahl mit einem Mindestquerschnitt von 100mm² (3,5x30mm²) und sind mittels Fundamenterderringverbindern untereinander verbunden.

Am Übergang Fundament – Erdreich wird nichtrostender Stahl (V4A) mit einem Mindestquerschnitt von 100mm² eingesetzt. Im Erdreich selber kann V4A-Bandstahl oder V4A-Rundstahl oder blankes oder verzinnertes Kupferseil verwendet werden.

Zur optimalen Ableitung des Blitzstromes gegen Erde sowie zur Reduzierung der Berührungsspannung wird vom Anlagenhersteller ENERCON ein maximaler Erdungswiderstand von kleiner gleich 2 Ohm gefordert, der entweder nur über den Fundamenterder oder über zusätzliche Oberflächenerder oder Tiefenerder erreicht werden muss. Weiters fordert der Anlagenhersteller, dass nach Fertigstellung der Erdungsanlage der Erdungswiderstand (kleiner gleich 2 Ohm) von einem geeigneten Fachbetrieb zu messen und zu protokollieren ist und das Erdungsprotokoll vor dem Aufbau der Windkraftanlage dem Anlagenhersteller ENERCON vorzuzeigen ist.

Die Windkraftanlagen werden generell mit Blitzschutzanlagen ausgestattet. Über die gewählte Schutzklasse wird von der Fa. Enercon ein Schreiben vom 19.7.2011 vorgelegt, in dem bestätigt wird, dass die Windkraftanlagen mit Blitzschutzanlagen der Schutzklasse I ausgerüstet werden.

Aufbau und Funktion des Blitzschutzsystems:

Das Blitzschutzsystem der Windkraftanlage besteht aus dem äußeren und dem inneren Blitzschutz. Der äußere Blitzschutz wird durch die Blitzschutzanlage realisiert. Die Beschreibung des Blitzschutzes bei den Rotorblättern und bei der Gondel wurde bereits im Kapitel Sicherheitssystem-Blitzschutz durchgeführt. Die Ableitung des Blitzstromes vom drehbaren Teil (Rotorblätter) auf den feststehenden Teil der WKA (Gondel) erfolgt für jedes Rotorblatt über eine Funkenstrecke, die mittels Fangstange an der Gondel und Aluminiumring am Rotorblatt gebildet wird. Die Fangstangen befinden sich auf der Rotorverkleidung (jeweils einem der drei Blätter zugeordnet) sowie auf dem hinteren Teil der Gondelverkleidung. Jede Fangstange hat eine konische Spitze, um zu dieser hin ein möglichst hohes elektrisches Feld im Vergleich zur Umgebung aufzubauen.

Von der Rotorverkleidung aus wird der Blitzstrom über einen weiteren Ring und eine weitere Funkenstrecke auf die Gondel übertragen.

Mithilfe dieser Anordnung wird ein Blitzschlag, unabhängig von der momentanen Stellung des Rotors sowie unabhängig vom momentanen Rotorblattwinkel, zur tragenden Struktur übergeleitet.

Auf dem hinteren Teil der Gondelverkleidung ist ebenfalls eine Fangstange zum Schutz der Gondel und der Messeinrichtungen (Anemometer und Windfahne) angeordnet. Innerhalb des Maschinenhauses wird der Blitzstrom über ein Schleifringssystem am Azimutkranz vom Maschinenträger auf den Turm übertragen. Zusätzlich ist das Maschinenhaus durch ein flexibles Kupferkabel mit der Potenzialausgleichsschiene im Turmkeller verbunden.

Bei Stahlrohtürmen erfolgt die Ableitung des Blitzstromes von der Gondel zum Fundament der über den elektrisch leitenden Turm selbst. Um auch den Übergang von einem Turmsegment zum anderen niederohmig (und damit gut leitfähig für den Blitzstrom) zu machen, sind die Flanschanschlüsse spritzverzinkt. Beim untersten Turmsegment dienen zwei am Segment angeschweißte Laschen dem Anschluss der Anschlussfahnen des Fundamenterders.

Die Potenzialausgleichsschiene ist der zentrale Anschlusspunkt für alle nicht aktiven, elektrisch leitfähigen Teile, wie Schaltschrankgehäuse, Motorgehäuse, Befestigungsvorrichtungen etc. Die elektrisch nicht aktiven Komponenten werden mittels Potenzialausgleichsleitungen mit ausreichenden Querschnitten und auf direktem Weg an die Potenzialausgleichsschiene angeschlossen. Über diesen zentralen Verknüpfungspunkt wird der Potenzialausgleich innerhalb der WKA hergestellt und unzulässige Berührungsspannungen vermieden. Die Potenzialausgleichsschiene ist direkt mit dem Sternpunkt des Anlagentransformators verbunden und zumeist im Bereich der Niederspannungsverteilung untergebracht.

Der interne Blitzschutz soll elektrische und elektronische Komponenten vor Überspannungen schützen und wird durch verschiedene Maßnahmen gebildet:

Steuerschrank und Generator werden durch Überspannungsableiter geschützt. Die Elektronik der Anlage ist galvanisch getrennt angeschlossen und in geerdeten Metallgehäusen untergebracht. Im Fall eines Blitzeinschlages oder einer ungewöhnlichen Spannungserhöhung (Überspannung) werden die gesamte Elektrik und Elektronik durch fest eingebaute, Energie absorbierende Bauelemente geschützt. Alle Platinen mit eigenen Netzteilen werden mit Filtern hoher Dämpfung ausgerüstet. Analoge und digitale Signalein- und -ausgänge sind mit RC-Elementen und überspannungsbegrenzenden Dioden gesichert. Steuer- und Regelungselektronik sind galvanisch über Optokoppler, Trennverstärker und Relais entkoppelt. Signale werden innerhalb der Anlage über Lichtwellenleiter weitergeleitet. Das Datenübertragungsmodul (Modem) für die Fernüberwachung wird mit einem speziellen Schutzmodul für Datenschnittstellen geschützt, um Einkopplungen über Kabel und Leitungen von außen zu unterbinden.

2.4.7 ABSCHÄTZUNG DES JÄHRLICHEN ENERGIEERTRAGES

Im meteorologischen Gutachten der Projektunterlagen wurden mit drei verschiedenen Computerprogrammen Ertragsabschätzungen durchgeführt. Die Ergebnisse lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

Im Windpark Steinriegel II erreichen die untersuchten 11 Windkraftanlagen mit einer Gesamtnennleistung von 25,3 MW bei einer technischen Verfügbarkeit von 100 % einen jährlichen Energieertrag von 49,0976 GWh oder 1.941 Volllaststunden pro Jahr. Darauf aufbauend wurde für die technische Verfügbarkeit ein Abschlag von 3 % angesetzt. Für Vereisung wurde auf die verfügbare Zeit ein Abschlag von 10 % entsprechend Punkt 8.6 angesetzt. Schließlich wurde für die produzierte Energiemenge ein Abschlag von 2 % für die elektrischen Verluste berücksichtigt. Daraus ergibt sich ein gesamter Abschlag von 14,4 %. Berücksichtigt man diesen Abschlag, so werden 42,005 GWh oder 1.660 Volllaststunden erreicht.

Anhand von Betriebsergebnissen der bestehenden Anlagen wurde das Rechenergebnis geprüft. Dabei wurde festgestellt, dass die Betriebsergebnisse der bestehenden Anlagen um etwa 5 % unterschätzt wurden. Das Ergebnis kann somit als plausibel eingeschätzt werden.

2.4.8 SCHATTENWURF

Das vom Technischen Büro ENAIRGY Windenergie GmbH erstellte Schattenwurf-Gutachten (Kurzbezeichnung WP STE2-SHA-02 von 2010-06-19) geht ausführlich auf die Situation im Projektgebiet unter Einbeziehung des bestehenden Windpark Steinriegel I ein und bezieht Wohnobjekte (auch nur zeitweise bewohnte Wochenendhäuser) bis zu einer Entfernung von 1700m von der jeweils nächsten geplanten Windkraftanlage mit ein. Bei Wohnobjekten über 1700m Entfernung zu einer WKA der vorgesehenen Type wird der Schattenwurf bereits als diffus und damit nicht mehr als störend empfunden.

Als maßgebliche Richtlinien werden in Österreich angewendet: Die „Richtlinie zur maßgeblichen Einflussdistanz von Windkraftanlagen durch Schattenwurf“ [1] der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik und die „Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise)“ [2], verabschiedet vom deutschen Länderausschuss für Immissionsschutz auf der Sitzung vom 6.-8.5.2002.

Das Schattenwurf-Gutachten kommt zu folgendem Schluss:

Schattenwurf ist nur an den Immissionspunkten 12 und 14 feststellbar.

In der deutschen Rechtsprechung wird eine Beeinträchtigung durch jährlichen Schattenwurf an den nächsten Wohnanrainern nach [2] beurteilt. Als maximaler Grenzwert gilt ein jährlicher theoretischer Schattenwurf von 30 Stunden pro Jahr bzw. ein jährlicher realistischer Schattenwurf von 8 Stunden pro Jahr. In der Berechnung sind die in Abschnitt 7 angewandten Randbedingungen zu berücksichtigen. Die Richtlinie der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik [1] empfiehlt als maximalen Grenzwert einen jährlichen realistischen Schattenwurf von 30 Stunden pro Jahr.

Die Empfehlung der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik wird an allen Immissionspunkten unterschritten. Die Grundlage der deutschen Rechtsprechung wird an allen Immissionspunkten unterschritten.

In der deutschen Rechtsprechung wird eine Beeinträchtigung durch täglichen Schattenwurf an den nächsten Wohnanrainern nach [2] beurteilt. Als maximaler Grenzwert gilt ein täglicher theoretischer Schattenwurf von 30 Minuten pro Tag. In der Berechnung sind die in Abschnitt 7 angewandten Randbedingungen zu berücksichtigen. Die Richtlinie der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik [1] empfiehlt ebenfalls als maximalen Grenzwert einen täglichen theoretischen Schattenwurf von 30 Minuten pro Tag.

Die Empfehlung der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik und die Grundlage der deutschen Rechtsprechung wird an allen Immissionspunkten unterschritten.

Die Windkraftanlagen des Windparks Steinriegel II führen an keinem Immissionspunkt zu unzulässigem Schattenwurf.

2.4.9 VEREISUNG VON WINDKRAFTANLAGEN, EISWURF

Dem Thema „Vereisung von Windkraftanlagen und Eiswurf“ ist in den Projektunterlagen breiter Raum gewidmet, da es sich hierbei um eine der wenigen Gefährdungen handelt, die unter bestimmten Voraussetzungen (Wetter, Wind) von Windkraftanlagen ausgehen.

In den folgenden Abschnitten werden die Grundlagen für Eisbildung an Windkraftanlagen, die Instrumente (Geräte) zur Eisansatz-Erkennung und die Gefährdungsbereiche durch Eis(ab)wurf behandelt.

Meteorologische Voraussetzungen:

An Rotorblättern von Windkraftanlagen 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.

Erfahrungen aus dem Betrieb des bestehenden Windparks und Berechnungen der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik ergeben für den Gipfelbereich des Steinriegels eine Vereisungszeit von etwa 10 % des Jahreszeitraums. Mit sinkender Seehöhe nimmt aufgrund der ansteigenden Temperatur und des selteneren Auftretens von Wolken und Nebel die Vereisungshäufigkeit ab. Längere Vereisungsereignisse, die für den Eiswurf relevante Eismassen verursachen können, treten in den Monaten November bis Februar auf. In den Monaten September und Oktober sowie März und April treten nur kurze Vereisungsereignisse auf, die kaum zu nennenswertem Eisansatz führen.

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 aerodynami-

schen Eigenschaften des Rotorblattes und damit verbunden eine Verschlechterung des Wirkungsgrades der Anlage. Diese Tatsache macht sich die nachfolgend beschriebene Eisansatzerkennung zu Nutze.

Funktionsweise der Eisansatzerkennung:

Bei den Rotorblättern werden aerodynamische Profile eingesetzt, die hohen Auftrieb bei geringem Widerstand erzeugen. Die aerodynamischen Eigenschaften dieser Profile reagieren sehr empfindlich auf Kontur- und Rauigkeitsänderungen durch Vereisung.

Die daraus resultierende signifikante Änderung des Betriebskennfeldes (Zusammenhang von Windgeschwindigkeit / Drehzahl / Leistung / Blattwinkel) der Anlage wird von der Eisansatzerkennung genutzt.

Dazu werden bei Temperaturen auf der Gondel oberhalb von $+2^{\circ}\text{C}$ die anlagenspezifischen Betriebszusammenhänge (Windgeschwindigkeit / Leistung / Blattwinkel) als Langzeit-Mittelwerte erfasst. Bei Temperaturen unter $+2^{\circ}\text{C}$ (Vereisungsbedingungen) werden die aktuellen Betriebsdaten mit den Langzeit-Mittelwerten verglichen und bei signifikanten Abweichungen die Anlage gestoppt.

Hauptstatus im Display: 14 : Eisansatz

Temperaturmessung:

Die Steuerung der Anlage misst über zwei voneinander unabhängige Temperaturfühler die Außenlufttemperatur auf der Gondel und unten am Turmfuß. Die Temperatur am Turmfuß dient zur Plausibilitätskontrolle.

Erfassung des Betriebskennfeldes:

Aufgrund der üblichen Bauteil- und Ausführungstoleranzen (insbesondere des Anemometers) und standortabhängiger Faktoren (Luftdichte und Turbulenz des Windes), ist es nicht sinnvoll, die anlagenspezifischen Betriebszusammenhänge direkt mit einem für die Anlagen idealisierten Betriebskennfeld zu vergleichen.

Deshalb wird bei der Inbetriebnahme der Windkraftanlage zunächst eine - für den jeweiligen Anlagentyp spezifische - Windgeschwindigkeit-Leistungs- und Windgeschwindigkeit-Blattwinkelkennlinie übernommen. Sobald die Anlage den regulären Betrieb aufnimmt und die auf der Gondel gemessene Außentemperatur über $+2,0^{\circ}\text{C}$ liegt, werden diese Kennlinien gleitend mit den jeweils aktuellen Mittelwerten korrigiert. Dadurch wird bereits nach kurzer Betriebszeit ein sehr gut reproduzierbares anlagenspezifisches Betriebskennfeld ermittelt. Dabei wird der Einfluss der temperaturabhängigen Luftdichte auf die Kennlinie über die gemessene Außentemperatur korrigiert. Dies erhöht die Ansprechgenauigkeit des Systems.

Vergleich mit dem Betriebskennfeld:

Wenn die auf der Gondel gemessene Außentemperatur unter $+2,0^{\circ}\text{C}$ sinkt, wird davon ausgegangen, dass auf Grund der niedrigen Temperatur eine Vereisung der Rotorblätter möglich ist. Das gespeicherte anlagenspezifische Betriebskennfeld wird jetzt nicht mehr korrigiert, sondern mit den aktuellen Betriebsdaten verglichen.

Dazu wird um die anlagenspezifische Windgeschwindigkeit-Leistungs- und Windgeschwindigkeit-Blattwinkelkennlinie ein empirisch ermitteltes Toleranzband gelegt. Dieses basiert auf Simulationen, Versuchen und mehrjähriger Erfahrung an einer Vielzahl von Anlagen der unterschiedlichen Typen.

Liegen die Betriebsdaten von Leistung oder Blattwinkel im Rahmen einer gleitenden Mittelung außerhalb des Toleranzbandes, wird die Anlage mit dem Hauptstatus 14, „Eisansatz“ gestoppt.

Durch die enge Lage des Toleranzbands erfolgt die Abschaltung in der Regel innerhalb einer halben Stunde, bevor die Dicke der Eisschicht zu einer Gefährdung der Umgebung führt. Auch im unvereisten Betrieb liegen regelmäßig einzelne Betriebspunkte außerhalb der Toleranz, führen jedoch durch die gleitende Mittelung üblicherweise nicht zur Abschaltung.

In Abhängigkeit der Häufigkeit der Lage der Betriebsdaten zum Toleranzband des Betriebskennfelds werden weitere Unterscheidungen, gekennzeichnet durch einen Zusatzstatus, möglich.

Wenn die gemessene mittlere Leistung unterhalb des Leistungsfensters liegt, deutet dies auf eine Vereisung des Rotors hin. Die Anlage wird dann mit dem Status 14:11, „Eisansatz : Rotor (Leistungsmessung)“ gestoppt.

Das Windmessgerät der Windkraftanlage wird beheizt. Für den Fall, dass die Windmessgeräteheizung ausfällt oder es trotz einer intakten Heizung zu Eisansatz am Anemometer kommt, und somit die gemessene mittlere Leistung der Anlage oberhalb des Leistungsfensters liegt, wird die Anlage mit Status 14:12, „Eisansatz : Anemometer (Leistungsmessung)“ gestoppt, da in diesem Fall davon auszugehen ist, dass nicht nur das Windmessgerät, sondern auch die Rotorblätter vereist sind.

Bei vereisten Rotorblättern stellen sich im Regelbereich kleinere Blattwinkel ein, als bei eisfreien Rotorblättern. Wenn der gemessene mittlere Blattwinkel unterhalb des Blattwinkelfensters liegt, deutet dies auf eine Vereisung des Rotors hin. Die Anlage wird dann mit dem Status 14:13, „Eisansatz: Rotor (Blattwinkelmessung)“ gestoppt.

Sollte der gemessene mittlere Blattwinkel oberhalb des Blattwinkelfensters liegen, deutet dies, wie bei der Leistungsmessung auf ein vereistes Windmessgerät hin. Die Anlage wird in diesem Fall mit Status 14:14, „Eisansatz: Anemometer (Blattwinkelmessung)“ gestoppt, da keine genaue Aussage mehr über eventuellen Eisansatz am Rotor gemacht werden kann.

Auf diese Weise ist sichergestellt, dass Eisansatz über den gesamten Windgeschwindigkeitsbereich erkannt wird.

Wiederanlauf:

Ein automatischer Neustart der Anlage ist erst wieder nach Abtauen des Eises nach entsprechend andauerndem Anstieg der Außentemperatur über $+2^{\circ}\text{C}$ oder mittels der Blattheizung möglich. In Abhängigkeit von der Außentemperatur wird eine erforderliche Abtauzeit ermittelt, in der die Anlage nicht automatisch startet.

Ein manuelles Wiedereinschalten ist nur direkt an der Anlage nach entsprechender Sichtkontrolle möglich. Dabei obliegt dem Betreiber die Verantwortung für die eventuell davon ausgehende Gefährdung.

Bei Anlagen ohne Blattheizung wird davon ausgegangen, dass das Eis nur durch Außentemperaturen über $+2^{\circ}\text{C}$ wieder abgetaut werden kann. Die erforderliche Abtauzeit wird – basierend auf empirischen Werten – in Abhängigkeit von der Außentemperatur definiert. Bis zum Wiederanlauf der Anlage können so, je nach Außentemperatur, mehrere Stunden vergehen.

Wenn die Anlage mit einer Blattheizung ausgerüstet ist, nimmt die Anlage nach Ablauf der Heizdauer, die üblicherweise mehrere Stunden beträgt, den Betrieb wieder auf.

Sofern gefordert wird, dass die Anlage den Betrieb nicht automatisch wieder aufnimmt, nachdem sie Eisansatz erkannt hat, kann dies an der Steuerung entsprechend eingestellt werden. Ein Neustart der Anlage erfolgt dann in jedem Fall erst durch manuelle Bedienung.

Zusammenfassung:

Mit dieser Eisansatzerkennung wurde nach Angaben des Windkraftanlagen-Herstellers ein sehr wirkungsvolles und zuverlässiges Instrument zur frühzeitigen Erkennung von Eisansatz an Rotorblättern

geschaffen. Im Gegensatz zu externen Eiswächtern, die lediglich anhand von Witterungsbedingungen die Möglichkeit von Eisbildung melden, aber keine Aussage zum tatsächlichen Zustand der Rotorblätter liefern, überwacht dieses System den Eisansatz direkt an der Gefahrenquelle. Es bildet für Standorte mit geringer bis mäßiger Vereisungsgefahr einen idealen Kompromiss zwischen größtmöglicher Sicherheit zum Schutz von Personen und Sachen, und der Verfügbarkeit im automatischen Betrieb im Interesse des Betreibers.

Ergänzend zur Eiserkennung sind die Windenergieanlagen mit einer Turmschwingungsüberwachung ausgerüstet, über die durch Unwucht hervorgerufene Schwingungen erkannt werden.

Die für die Eiserkennung und den Wiederanlauf angesetzten Standardwerte wurden durch mehrjährige Erfahrung bei unterschiedlichen Vereisungssituationen und aus Versuchen an einer Vielzahl von Anlagen der unterschiedlichen Typen definiert und mit angemessenen Sicherheitszuschlägen versehen. Diese Erfahrungen resultieren u.a. aus dem Betrieb im nördlichen Skandinavien, den deutschen Mittelgebirgslagen und dem alpinen Raum Europas.

Über einen Servicecode können die voreingestellten Standardwerte vom Servicepersonal an die standortspezifischen Bedingungen angepasst werden, wenn dies aufgrund örtlicher Gegebenheiten erforderlich wird.

Sicherheit:

Die Betriebssicherheit der oben beschriebenen Eisansatzerkennung ist nach Angaben des Windkraftanlagenherstellers sehr hoch. Der mögliche Ausfall der Temperatur-Messstelle wird durch eine zweite Messstelle am Turmfuß überwacht.

Alle weiteren, mit Toleranzen behafteten Messwerte, wie Windgeschwindigkeit, Leistung und Blattwinkel werden von der Steuerung nicht absolut betrachtet, sondern lediglich die Veränderung dieser Werte wird zur Erkennung von Eisansatz berücksichtigt. Abgesehen davon, dass alle relevanten Messgrößen der Windenergieanlage permanent durch die Steuerung auf Plausibilität überprüft werden, würde eine Veränderung eines Messwertes, die nicht auf Eisansatz beruht, dennoch von der Steuerung als Eisansatz interpretiert und zu einer Abschaltung der Anlage führen. Ein Versagen der Eisansatzerkennung durch Toleranzen in den Messsignalen oder gar dem Ausfall eines Signals wird dadurch unmöglich.

Eine zweite 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.

Wiederanfahren der Anlage:

Der Labko-Sensor erkennt Eisansatz auch nach Stillstandzeiten durch Windmangel und verhindert ein automatisches Anlaufen der Anlage. Ein Neustart der Anlage ist erst wieder nach Abtauen des Eises nach entsprechend andauerndem Anstieg der Außentemperatur über +2°C oder durch den Einsatz der Rotorblattheizung möglich. In Abhängigkeit von der Außentemperatur wird eine erforderliche Abtauzeit ermittelt, in der die Anlage nicht automatisch startet. Ein manuelles vorzeitiges Wiedereinschalten ist nur direkt an der Anlage nach entsprechender Sichtkontrolle möglich. Dabei obliegt dem Betreiber die Verantwortung für die eventuell davon ausgehende Gefährdung.

Die erforderliche Abtauzeit wird – basierend auf empirischen Werten – in Abhängigkeit von der Außentemperatur definiert und nicht über den Labko-Sensor gesteuert. Bis zum Wiederanlauf der Anlage können so, je nach Außentemperatur, mehrere Stunden vergehen.

In der Steuerung kann bei Bedarf eingestellt werden, dass die Anlage den Betrieb nicht automatisch wieder aufnimmt, nachdem sie Eisansatz erkannt hat. Ein Neustart der Anlage erfolgt dann in jedem Fall erst durch manuelle Bedienung.

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 Windkraftanlagen.

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.

Wanderwege und Forstwege im Bereich des Windparks:

Im Bereich des geplanten Windparks verlaufen Forstwege und der europäische Weitwanderweg 02. Außerdem endet hier die Errichtungsstraße für den Windpark Steinriegel I, die auch für die Errichtung der Windparkerweiterung genutzt werden soll.

Europäischer Weitwanderweg 02, Zentralalpenweg 02:

Durch das Projektgebiet verläuft der österreichische Teil des europäischen Weitwanderweges 02, auch als „Zentralalpenweg 02“ oder „Zentralalpiner Weitwanderweg 02“ bezeichnet.

Dieser Wanderweg tritt von Südwesten kommend bei WKA 14 ins Projektgebiet ein, verläuft derzeit etwa 35m nordwestlich der geplanten WKA 14 in nordöstliche Richtung, vorbei an WKA 13 (in einem Abstand von ca. 45m) und den geplanten Anlagen 12 und 11 in Richtung des bestehenden Windparks „Steinriegel – Rattener Alm“ (WP Steinriegel I). Im Bereich der geplanten Windkraftanlagen 11 und 12 wird ein Abstand von 80 bis 110m zum bestehenden Wanderweg erreicht.

Forstwege:

Südwestlich der geplanten WKA 21 verläuft eine bestehende Forststraße. Der Abstand zur geplanten WKA 21 beträgt etwa 75m.

Östlich der Anlage 16 führt ein Forstweg aus Nordwest etwa 65m an der WKA 16 vorbei. Dieser Forstweg kreuzt die zukünftige Erschließungsstraße für die WKA 16 und WKA 15 etwa 90m nordöstlich des vorgesehenen Standortes der WKA 16.

Zum geplanten Standort der WKA 15 führt eine Forststraße aus Nordosten, die für die Aufnahme der Energieableitung ins UW Mürzzuschlag dienen soll.

Im Bereich der Windkraftanlagen 17 bis 20 sind derzeit keine Forstwege bzw. zumindest mehr als 160m entfernt.

Zum Thema „Betriebsführung bei Eisansatz“ wird die Stellungnahme des meteorologischen Sachverständigen des Konsenswerbers wiedergegeben:

„Projektbeschreibung:

Neben den bestehenden 10 Windkraftanlagen des Windparks Steinriegel sollen 11 weitere Anlagen der Type Enercon E-70 E4 mit 85 m Nabenhöhe errichtet werden.

Die Anlagen 11 bis 14 befinden sich in der Gemeinde Ratten parallel zu dem bestehenden Wanderweg, der sich im Nordwesten in etwa 30 bis 110 m Entfernung befindet. Seitens des Projektwerbers wurde vorgeschlagen, den Wanderweg im Bereich der Anlagen 13 und 14 um etwa 50 m nach Nordwesten zu verlegen. Daraus ergeben sich geänderte Abstände von etwa 80 bis 110 m.

Die zur Halterhütte führende Forststraße und die Halterhütte selbst befinden sich bereits mehr als 150 m von den Windkraftanlagen entfernt.

Die Anlagen 15 bis 21 befinden sich nordwestlich des Wanderwegs in deutlich größerer Entfernung.

Am nächsten zum Wanderweg steht die Anlage 15. Die Entfernung beträgt mindestens 260 m. Die Anlage 16 weist einen Mindestabstand von 350 m zum Wanderweg auf. Alle anderen Anlagen weisen mehr als 500 m Abstand auf.

Zur Anlage 15 führt von Nordnordost eine Forststraße auf dem Grundstück des Anlagenstandorts. An der Anlage 16 führt östlich ein Fahrweg in etwa 60 m Abstand vorbei. An der Anlage 21 führt süd-südwestlich eine Forststraße in etwa 80 m Abstand vorbei. Alle anderen Anlagen sind – teilweise deutlich - mehr als 150 m von Forststraßen und Fahrwegen entfernt.

Die genannten Forststraßen und Fahrwege sind nicht öffentlich und können nur von den Grundeigentümern, auf deren Grundstücken sich auch die Windkraftanlagen befinden, befahren werden.

Eine Plan-Darstellung der Situierung ist in [1] enthalten.

Bildung von Eisansatz:

Erfahrungen aus dem Betrieb des bestehenden Windparks und Berechnungen der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik ergeben gemäß [2] für den Gipfelbereich des Steinriegels eine Vereisungszeit von etwa 10 % des Jahreszeitraums. Mit sinkender Seehöhe nimmt aufgrund der ansteigenden Temperatur und des selteneren Auftretens von Wolken und Nebel die Vereisungshäufigkeit ab. Längere Vereisungsereignisse, die für den Eiswurf relevante Eismassen verursachen können, treten in den Monaten November bis Februar auf. In den Monaten September und Oktober sowie März und April treten nur kurze Vereisungsereignisse auf, die kaum zu nennenswertem Eisansatz führen.

Durch die bei der Type Enercon E-70 E4 eingesetzte Rotorblattheizung wurde in [3] zusätzlich eine reduzierte Vereisungszeit der Windkraftanlagen von 2 % des Jahreszeitraums – entspricht 175 Stunden - ermittelt. Die reduzierte Vereisungszeit betrifft vor allem Zeiten, in denen die Anlage bei möglichem Eisansatz stillsteht und nicht beheizt wird. In einzelnen Fällen kann es bei sehr starken Vereisungsbedingungen trotz Rotorblattheizung zu einem Eisansatz kommen.

Da die Windkraftanlage aufgrund der Enercon-Sturmregelung bei Windgeschwindigkeiten von 3 bis 34 m/s in Betrieb ist, tritt Eisansatz an der stillstehenden Anlage nur bei sehr geringen Windgeschwindigkeiten auf. In diesen Fällen ist der Eisansatz an den Rotorblättern aufgrund der um den Faktor 10 geringeren Auftrittsgeschwindigkeit bzw. durchquerten Wassermenge pro Sekunde sehr stark reduziert. Es bilden sich daher bei stillstehendem Rotor nur geringe Eismengen. Bei sehr starken Vereisungsbedingungen und drehendem Rotor wird die Anlage gestoppt, wenn die Rotorblattheizung nicht ausreicht. Auch in diesem Fall wird die weitere Eisbildung bei stehender Anlage aus oben genannten Gründen stark reduziert.

Eiserkennung:

Die Erkennung von Eisansatz erfolgt bei drehendem Rotor über einen Vergleich der Windgeschwindigkeit, der elektrischen Leistung, des Blattwinkels und der Drehzahl bei Temperaturen unter 2°C mit den entsprechenden gemittelten Daten während garantiert vereisungsfreiem Betrieb mit Temperaturen größer 2°C. Schon geringster Eisansatz führt zu einer Verschlechterung der Aerodynamik der Rotorblätter und somit zu einer Abweichung der genannten Parameter gegenüber dem gemittelten eisfreien Zustand. Beispielsweise wurde in [4] festgestellt, dass bereits ein Eisansatz von 4 cm an einer Blattspitze ausreicht, um die Leistungskurve um 15 % zu reduzieren. Weiters wurde in [5] dargestellt, dass zusätzlich die Anstellwinkel bei Eisansatz deutlich von denen im eisfreien Betrieb abweichen. Es darf daher davon ausgegangen werden, dass die Eiserkennung über die Leistungskurve, den Blattwinkel und die Drehzahl bei drehendem Rotor zuverlässig funktioniert.

Bei Erkennung von Eisansatz wird in der Betriebsweise „Anti-Icing“ die Rotorblattheizung in Betrieb gesetzt bis die vereisungsfreien Parameter erreicht werden. Dies hat einerseits den Vorteil, dass sich nur geringe Eismengen am Rotorblatt bilden können und andererseits die Eiserkennung über die Leis-

tungskurve in Betrieb bleibt. Erst wenn bei extremen Vereisungsbedingungen ein „Anti-Icing“ nicht erfolgreich ist, wird die Anlage gestoppt.

Mit Hilfe eines zusätzlichen Eissensors der Firma Labko auf der Maschinengondel können direkte, aus den jeweils vorherrschenden klimatischen Randbedingungen auf Nabenhöhe resultierende Vereisungen schnell und zuverlässig erkannt werden.

Aus einem Zusammenspiel zwischen Labko-Sensor und dem von ENERCON verwendeten 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.

Abtauvorgang und Neustart:

Der Labko-Sensor erkennt Eisansatz auch nach Stillstandzeiten durch Windmangel und verhindert ein automatisches Anlaufen der Anlage. Ein Neustart der Anlage ist erst wieder nach Abtauen des Eises nach entsprechend andauerndem Anstieg der Außentemperatur über $+2^{\circ}\text{C}$ oder durch den Einsatz der Rotorblattheizung möglich. In Abhängigkeit von der Außentemperatur und der Vereisungsstärke wird eine erforderliche Abtauzeit ermittelt, in der die Anlage nicht automatisch startet. Ein manuelles vorzeitiges Wiedereinschalten ist nur direkt an der Anlage nach entsprechender Sichtkontrolle möglich.

Die erforderliche Abtauzeit wird – basierend auf empirischen Werten – in Abhängigkeit von der Außentemperatur und der Vereisungsstärke definiert und nicht über den Labko-Sensor gesteuert. Bis zum Wiederanlauf der Anlage können so, je nach Außentemperatur, mehrere Stunden vergehen. Die Rotorblattheizung kann bei stehendem Rotor größere Eismengen abtauen als bei drehendem Rotor. Auch ist die Möglichkeit zur Bildung neuer Eismasse bei stehendem Rotor wesentlich geringer.

In der Steuerung kann bei Bedarf eingestellt werden, dass die Anlage den Betrieb nicht automatisch wieder aufnimmt, nachdem sie Eisansatz erkannt hat. Wichtig ist diese Regelung in den Fällen, in denen die Anlage trotz „Anti-Icing“ bei sehr starken Vereisungsbedingungen und ausreichendem Wind abschaltet. Bei Windgeschwindigkeiten unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit kann aufgrund der geringen Eismengen davon ausgegangen werden, dass die Anlage nach dem Abtauvorgang eisfrei ist.

Eiswurf:

Abfall relevanter Eismassen tritt aufgrund der obigen Festlegungen während des Abtauvorgangs bei stillstehender Anlage auf. Bei drehendem Rotor können sich aufgrund der Eiserkennung über die Leistungskurve und dem „Anti-Icing“ nur sehr geringe Eismassen bilden, die keine Gefahr für Passanten darstellen. Für die Fälle des Abfalls größerer Eisstücke bei stehendem Rotor wurden in [7] Eisfallweiten in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit und der Eisform berechnet. Diese Fallweiten wurden in [3] mit der Windverteilung am Standort verknüpft. Daraus konnten maximale Fallweiten für die einzelnen Anlagenstandorte ermittelt werden, die in [1] eingezeichnet wurden. Daraus ergibt sich, dass Eiswurf auf den (verlegten) Wanderweg nicht möglich ist.

Im Bereich der Anlagen 15, 16 und 21 kann es bei hohen Windgeschwindigkeiten und geeigneter Windrichtung zu Eiswurf auf Forst- bzw. Fahrwege kommen. Die Wahrscheinlichkeit des gleichzeitigen Eintretens der nötigen Windgeschwindigkeit, Windrichtung und vorhergehender Vereisung bei drehendem Rotor trotz „Anti-Icing“ ist allerdings äußerst gering.

Eine Risikoanalyse der Gefährdung durch Eiswurf für den bestehenden Windpark [8] zeigt, dass selbst bei Abständen von 30 m zu den Windkraftanlagen, einer Zahl von 10 Windkraftanlagen und über 14.000 Passanten pro Jahr das allgemein akzeptierte technische Risiko deutlich unterschritten wird.

Im Fall der Erweiterung des Windparks Steinriegel ist aufgrund des größeren Abstands zu den Anlagen, der geringeren relevanten Anlagenzahl bzw. im Fall der Anlagen 15, 16 und 21 der etwa um den Faktor 100 verringerten Zahl an möglichen Passanten das Risiko de facto nicht vorhanden.

Vorgeschlagene Betriebsführung:

Zur Vermeidung jeglichen Risikos wird empfohlen, die Anlagen wie folgt zu betreiben:

Alle Anlagen dürfen nach einem Stoppen des drehenden Rotors aufgrund von Eisansatz trotz „Anti-Icing“ – bei entsprechend starken Vereisungsbedingungen – erst nach Abtauen mit der

Rotorblattheizung im Stillstand und einer Sichtkontrolle wieder angefahren werden.

An den Anlagen 11 und 14 werden zusätzlich zur standardmäßigen Eiserkennung auch Labko- Sensoren installiert, die auch die Anlagen 12 bzw. 13 steuern. Diese Anlagen müssen auch bei stillstehendem Rotor und Erkennen von Eisansatz mittels Labko-Sensor vor dem Anlaufen abgetaut werden.

An folgenden Punkten sind Tafeln mit Hinweis auf möglichen Eiswurf in 150 m Abstand zu den jeweiligen Anlagen zu installieren:

-Wanderweg südwestlich der Anlage 14

-Zufahrtsstraße östlich der Anlage 11

-Forstweg nordöstlich der Anlage 15

-Fahrweg nördlich der Anlage 16

-Forstweg westlich der Anlage 21

An den Forst- und Fahrwegen können zusätzliche Hinweise auf ein Zutritts- bzw. Zufahrtsverbot bei Vereisungsbedingungen angebracht werden.

Projektunterlagen und Literatur:

[1] „Erweiterung Windpark Steinriegel – Lageplan Eiswurf“, Ingenos.Gobiet ZT GmbH, 2011-02- 02 – siehe UVE Mappe 1, Bericht 1.1

[2] „Meteorologisches Gutachten Windpark Steinriegel II“, ENAIRGY Windenergie GmbH, 2010-04-28 – siehe UVE Mappe 4, Bericht 4.1

[3] „Meteorologisches Gutachten Windpark Steinriegel II Ergänzung“, ENAIRGY Windenergie GmbH, 2010-06-26 – siehe UVE Mappe 4, Bericht 4.1

[4] „Icing Effect on Power Production of Wind Turbines“, B. Tammelin et al., Boreas IV in Hetta/Finnland, 1998-04-02

[5] „Modelling of Ice Induced Power Losses and Comparison with Observations“, M. Homola et al., Winterwind 2011 in Umea/Schweden, 2011-02-10

[6] „Technische Beschreibung ENERCON Eiserkennung Labko-Sensor“, Enercon GmbH, 2010-10- 28

[7] „Berechnungen der Fallweiten von Eisstücken einer Windenergieanlage vom Typ ENERCON E70 E4 mit 85 m NH“, TÜV NORD SysTec GmbH & Co. KG, 2010-03-18 – siehe Mappe 6, Bericht 6.3.1

[8] „Risikoanalyse der Gefährdung durch Eiswurf von Windenergieanlagen des Windparks Steinriegel – Rattener Alm“, TÜV Nord Industrieberatung, 2003-03“ (Ende der Stellungnahme).

Den Projektunterlagen beigelegt ist ein „Lageplan Eiswurf“ (Plan Nr.:082807_ATB_UVE_006_01), in dem die Flächen eingezeichnet sind, die von Eiswürfen bis Windgeschwindigkeiten von max. 20m/s betroffen sind.

Diesem Plan kann entnommen werden, dass Eisstücke vom Wind vor allem in südliche bis südöstliche Richtung vertragen werden, da die Hauptwindrichtung Nordwest ist und auch die höheren Geschwindigkeiten aus dieser Richtung auftreten.

Windgeschwindigkeiten über 20m/s (das sind über 70km/h) werden nicht betrachtet, da nicht anzunehmen ist, dass sich bei Sturmstärke Personen im Windpark aufhalten.

2.4.10 EIGENTUMSVERHÄLTNISSE UND BETRIEBSFÜHRUNG

Im Eigentum der ECOwind Handels- und Wartungs GmbH befinden sich die gesamten Windkraftanlagen, die Transformatorstationen, die 30-kV-Hochspannungsleitungen innerhalb des Windparks und zur Ableitung der elektrischen Energie ins UW Mürzzuschlag, die Talstation im UW Mürzzuschlag und der 110/30-kV-Transformator (32MVA) im UW Mürzzuschlag. Ebenso sind die Erweiterungen in der bestehenden Talstation „Windpark Steinriegel – Rattener Alm“ im Eigentum der ECOwind Handels- und Wartungs GmbH.

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

Die Betriebsführung für den 110/30-kV-Transformator wird durch STEWEAG-STEAG GmbH erfolgen.

2.4.11 ELEKTRISCHE UND MAGNETISCHE FELDER

2.4.11.1 Elektrische Felder

2.4.11.1.1 Elektrische Felder entlang der Kabeltrasse

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

2.4.11.1.2 Elektrische Felder in den Windkraftanlagen

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

2.4.11.2 Magnetische Felder

2.4.11.2.1 Magnetische Felder entlang der Kabeltrasse

Die magnetischen Felder werden durch die Bündelung der Kabel im Dreieck und gegebenenfalls auch durch Verdrillung auf das technisch machbare Minimum reduziert. (Die Ströme ergänzen sich bei Dreiphasenwechselstrom durch die 120-Grad-Phasenverschiebung gegenseitig zu Null).

Das Auskreuzen der Kabel erfolgt erst unmittelbar vor den Anschlüssen (Trafo, Schaltanlage), um auch hier den Wert so gering wie möglich zu halten.

In den Projektunterlagen wird folgende Anordnung grafisch dargestellt: 2 Kabelsysteme (die drei Phasenleiter jeweils zum Dreieck gebündelt) verlegt mit einem Abstand zwischen den beiden Systemen von ca. 30cm und in einer Tiefe von 80cm mit einer Strombelastung von 365A je Leiter. Diese Anordnung entspricht der beabsichtigten Kabelverlegung.

Aus dieser Grafik geht hervor, dass an der Erdoberfläche eine magnetische Flussdichte von ca. 15 bis 16 μ T vorhanden ist.

Die Stromstärke von 365A stellt die maximale Strombelastbarkeit für einen Einzelleiter (der verwendeten Kabeltype und inklusive der Abminderung durch die beabsichtigte Verlegungsart) dar. Diese Stromstärke kann dann auftreten, wenn nur ein System in Betrieb ist (weil das 2.System z.B. abgeschaltet oder ausgefallen ist). Dann wird durch den 30-kV-Netzschutz die Stromstärke im verbleibenden System mit 365A begrenzt. Für diesen Fall ist die dargestellte Grafik nicht ganz zutreffend, da der Betrieb eines Systems mit 365A ein geringfügig niedrigeres Magnetfeld zur Folge hat.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass im geplanten Windpark elf Anlagen eine maximale Leistung von 25,3MW erzeugen, die über zwei parallele Kabelleitungen ins UW Müzzzuschlag geleitet wird, ergibt sich ein Strom von max. 244A pro Phasenleiter. Daraus ergibt sich (linear berechnet) eine magnetische Flussdichte von kleiner gleich 10 μ T an der Erdoberfläche. Dies ist ein Zehntel des zulässigen Grenzwertes des Magnetfeldes für die Allgemeinbevölkerung nach der Vornorm ÖVE/ÖNORM E 8850.

Die Energieableitung aus der Windkraftanlage in die daneben befindliche Trafostation erfolgt auf der Niederspannungsebene von 400/230V. Um die maximale Leistung einer Windkraftanlage von 2,3MW zu übertragen, werden sieben Kabelsysteme (gebündelt verlegt mit einem Abstand zwischen den Systemen von ca. 15cm und in einer Tiefe von 80cm, mit einer Strombelastung von 475A je Leiter) mit einem Leiterquerschnitt von 300mm² pro Phasenleiter verwendet. Die Berechnung bzw. Graphik in den Projektunterlagen ergibt bei normgemäßer Verlegung in 80cm Tiefe eine maximale magnetische Flussdichte von 16 μ T an der Erdoberfläche.

2.4.11.2.2 Magnetische Felder in der Windkraftanlage

Magnetische Felder in der Windkraftanlage treten vor allem im Bereich des Generators und der Starkstromleitungen von der Gondel entlang des Turmes zum Turmfuß der WKA 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 Windkraftanlagenhersteller gibt es Arbeitsunterweisungen für die Servicetechniker, dass während des Auf- und Absteigens im Turm die Windkraftanlage außer Betrieb zu setzen ist. Sie läuft dann im Trudelnbetrieb und erzeugt keine nennenswerte Leistung (also auch kein nennenswertes Magnetfeld). Während der Servicearbeiten in der Gondel ist die Windkraftanlage normalerweise ebenfalls nicht in Betrieb.

Zusätzlich wurde durch ein Gutachten des Zivilingenieurs für Elektrotechnik, Prof. Dipl.-Ing. Johannes Rödhammer, A-2371 Hinterbrühl, die Einhaltung der durch „VORNORM ÖVE/ÖNORM E 8850, Ausgabe:2006-02-01, Elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder im Frequenzbereich von 0Hz bis 300GHz – Beschränkung der Exposition von Personen“ vorgegebenen Grenzwerte für die Windkraftanlage ENERCON E-70 E4 bestätigt.

Die zitierte Norm ist die österreichische Entsprechung der EU-Empfehlung 1999/519/EG und sieht für beruflich exponierte Personen (als solche sind Servicetechniker anzusehen) im dominanten 50-Hz-Bereich einen Referenzwert (Grenzwert) von 500µT vor.

Die oben angeführte gutachtliche Beurteilung vom 18.10.2011 stützt sich auf Messungen des TÜV NORD an einer vergleichbaren Windkraftanlage (ENERCON E-82 E2 mit ebenfalls 2300kW), bei der am Messtag etwa 50% der Nennleistung ins Netz eingespeist wurden. Die dabei erzielten Messwerte wurden auf Nennleistung hochgerechnet und diese Werte mit den Grenzwerten verglichen.

Diese Untersuchungen brachten das Ergebnis, dass bei einer mit Nennleistung betriebenen Windkraftanlage der Grenzwert für beruflich Exponierte zu 25% (bei den Leistungsschränken, wo die vorherrschende Frequenz 180Hz betrug), in der Gondel zu 10% (vorherrschende Frequenz 11Hz) und im Turmfuß ebenfalls zu 10% (bei 50Hz) erreicht wird.

Die unterschiedlichen Ausführungen der beiden Windkraftanlagen-Typen wurden berücksichtigt:

E-82 E2: Stahlbetonturm, Transformator im Turmfuß, Leistungsschränke auf zwei Ebenen.

E-70 E4: Stahlrohrturm, Trafo außerhalb der WKA, Leistungsschränke auf drei Ebenen.

Dies lässt den Gutachter zu folgendem Schluss kommen: „Die gemäß ÖVE/ÖNORM E 8850-2006 gültigen Grenzwerte der magnetischen/elektro-magnetischen Feldgrößen für berufliche Exposition werden in keinem Bereich der Windkraftanlage ENERCON E-70 E4 überschritten, sondern liegen überall deutlich unter diesen Grenzwerten.“

2.4.12 LICHTEMISSIONEN

2.4.12.1 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.

2.4.12.2 Betriebsphase

Beim Betrieb der Windkraftanlagen wird an der Oberseite der Gondel eine Flugbefeuerung als lichtaussendende Quelle betrieben. Diese Flugbefeuerung (rotes Dauerlicht) dient dem Flugverkehr als Anzeige der Luftfahrthindernisse „Windkraftanlagen“. Weitere Lichtquellen im Windpark sind die Warnleuchten, die bei vereisten Windkraftanlagen in Betrieb sind und gelbes bzw. orangerotes Licht abstrahlen.

2.4.13 SICHERHEITSBELEUCHTUNG

Die Windkraftanlagen sind serienmäßig mit einer Sicherheitsbeleuchtung in Form einer Fluchtwegorientierungsbeleuchtung ausgestattet. Die Überprüfung und Wartung erfolgt entsprechend den Servicevorschriften (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 Erweiterung Windpark Steinriegel ist daher sicherzustellen, dass durch die Konzeption der Beton-Fertigteil-Kompaktstationen (Stationen mit integrierter Hochspannungsschaltanlage), welche öffentlich zugänglich sind, sichergestellt ist, dass das Bedienpersonal und die Allgemeinbevölkerung gegen die schädlichen Auswirkungen von Störlichtbögen geschützt sind.

Für die Aufstellung von Öltransformatoren gilt:

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

Im gegenständlichen Fall werden Beton-Fertigteilstationen (jeweils mit 2500-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 ebenfalls 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 abgesehen durch privatrechtliche Verträge über die erforderlichen Grundstücksflächen verfügen kann. Die Zugänge selbst sind frei zu halten. Unbenommen davon kann es für ein gefahrloses Bedienen einer von außen bedienbaren Station erforderlich sein, größere Bereiche vor der Station freizuhalten. Z.B. dürfen offene Türen den Zugang zur bzw. die Flucht von der Station nicht behindern (erforderlich gemäß ÖVE/ÖNORM E 8383: 2000-03-01: „Starkstromanlagen mit Nennwechselspannung über 1 kV, Punkt 6.5.4. Betriebs- und Instandhaltungsbereich: *Die Fluchtwegbreite muss mindestens 500 mm betragen, auch wenn in Endstellung geöffnete Türen in den Fluchtweg ragen.*“).

Für die Verlegung von **Starkstromkabelleitungen** stellt die ÖVE-L 20/1998 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 §33 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 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 (Gemeinde, 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 des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit über die Zugangsvoraussetzungen für das reglementierte Gewerbe der Elektrotechnik (der so genannten „Elektrotechnikzugangs-Verordnung“) – erfüllt.

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

3.1.1.3 Stromerzeugungsanlagen

Der Betrieb einer Stromerzeugungsanlage kann im Sinne des §17 (2) UVP-G 2000 nur durch eine **fachlich geeignete Person** erfolgen. Analog zur Bestimmung in §12 Steiermärkisches Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2005 (LGBl. Nr.70/2005, i.d.F. LGBl. Nr.89/2011) 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 eine Elektrofachkraft 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 Windkraftanlagen 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.

Die ÖVE/ÖNORM EN 62305-3 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 Windkraftanlagen mit Blitzschutzsystemen der Schutzklasse I ist jedenfalls als ausreichend zu bezeichnen (siehe Befund).

Gemäß Elektroschutzverordnung 2003 §7 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 Windkraftanlagenhersteller 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 Windkraftanlage) aufzulegen.

3.1.5 NETZAUSFALL, TOTALER STROMAUSFALL

Bei Netzausfall werden die Windkraftanlagen 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 Windkraftanlagen gehen in diesem Fall in den Trudelbetrieb über.

Bei Netzwiederkehr überprüft die Steuerung, ob alle Systeme der Windkraftanlage 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 Windkraftanlagen 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 Fa. Siemens dargestellt ist, bei keinem Betriebszustand eine Exposition der Allgemeinbevölkerung im Bereich des Referenzwertes gegeben.

Im Inneren einer Windkraftanlage ist an exponierten Stellen, wie im Gutachten von Prof. Dipl.-Ing. Rödhammer dargestellt, mit dem Auftreten nicht (gänzlich) unbedeutender magnetischer Felder zu rechnen. Allerdings wurden die Referenzwerte nicht annähernd erreicht.

Zum Ermittlungsverfahren der prospektiven Gefahrenbereiche auf Basis von Vergleichsmessungen in einer vergleichbaren Windkraftanlage wird festgehalten, dass dies nachvollziehbar und schlüssig ist.

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 elektromagnetischen 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.

Aus elektrotechnischer Sicht kann bestätigt werden, dass die im Gutachten von Prof. Dipl.-Ing. Rödhammer gemachten Angaben über die zu erwartenden Feldstärken nachvollziehbar sind.

3.1.7 LICHT

Für die lichttechnische Beurteilung sind folgende technische Regelwerke als Stand der Technik anzusehen:

- ÖNORM EN 12464-2, „Licht und Beleuchtung – Beleuchtung von Arbeitsstätten, Teil 2: Arbeitsplätze im Freien“, Ausgabe 01.10.2007 (Kapitel 4.5 Störwirkung)

- "Empfehlung für die Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen künstlicher Lichtquellen 12.3" (Hrsg. Deutsche Lichttechnische Gesellschaft (LiTG))

Hinweise:

1. Da in Österreich auf dem Sektor "Lichtimmissionen" noch keine Normen zur Verfügung stehen, wird als Beurteilungsrichtlinie die "Empfehlung für die Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen künstlicher Lichtquellen 12.3" von der Deutschen Lichttechnischen Gesellschaft (LiTG) herangezogen. Demnach wird die Umgebungsauhellung lichttechnisch durch die vertikale Beleuchtungsstärke in der Fensterebene (z.B. Schlafzimmerfenster) beschrieben.

In der Tabelle 3.1 dieser Richtlinie werden Immissionsrichtwerte zur Begrenzung der Beleuchtungsstärke angeführt.

So ist z.B. im Wohngebiet in der Zeit zwischen 06:00 bis 22:00 Uhr ein Grenzwert von 3 Lux (in der Fensterebene) und in der Zeit zwischen 22:00 bis 06:00 Uhr ein Grenzwert von 1 Lux (in der Fensterebene) angegeben.

2. Blendung

Eine Lichtquelle mit hoher Leuchtdichte kann eine störende Blendung beim Betroffenen hervorrufen, selbst wenn sich die Lichtquelle in größerer Entfernung befindet, so dass sie im Wohnbereich keine nennenswerte Aufhellung verursacht. Für die Blendempfindung sind die Leuchtdichte der Lichtquelle und des Umfeldes, sowie der Raumwinkel der Lichtquelle, jeweils vom Betroffenen aus gesehen, maßgebend.

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 Windkraftanlage während der Nachtstunden zu beleuchten. Als nicht relevant sind dabei die Warnleuchten zu betrachten, die nur bei vereisten Windkraftanlagen in Betrieb sind. Die roten Blinkleuchten an der Oberseite der Gondeln (Flugbefehrerung) 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 EISWURF

Da der Weitwanderweg 02 im Gefährdungsbereich für Eiswurf verläuft, ist die Verlegung des Weges in nordwestliche Richtung erforderlich.

Es ist gängige Praxis, stark frequentierte Wanderwege zumindest in einer Entfernung der einfachen „Umbrüchlänge“ an Windkraftanlagen vorbei zu führen. In diesem Fall bedeutet dies eine Verlegung derart, dass ein Abstand von zumindest 120m zu den geplanten Anlagen 11 bis 14 gegeben ist.

Um Eisansatz an den Rotorblättern mit hoher Wahrscheinlichkeit (Genauigkeit) feststellen zu können, ist das Vorhandensein zuverlässiger Detektoren erforderlich. Aus den Unterlagen des Windkraftanla-

generzeugers geht hervor, dass die Leistungskurven-Methode erst bei Leistungsabweichungen von etwa 15% aufwärts anspricht.

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 WKA 11, 14, 15 und 21 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 Windkraftanlagen bei Vereisung. Daher sind bei Ansprechen eines Eisdetektors bzw. wenn durch die Leistungskurvenmethode Vereisung erkannt wird, alle Windkraftanlagen still zu setzen (außer Betrieb zu nehmen) und die Warnleuchten einzuschalten.

Warnleuchten sind Blinkleuchten, die nur bei vereisten Windkraftanlagen 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 Windkraftanlage soll nicht unter 150m sein.

Die Orte, wo Blinkleuchten aufzustellen sind, sind folgende:

Beim südwestlichen Zugang zum Windpark am Rand des Weitwanderweges 02 (150m vor der WKA 14); bei der Erschließungsstraße des Windparks (von Osten kommend) 150m vor der WKA 11; bei der Forststraße nahe der WKA 21 (150m vor der WKA 21 aus Nordwesten kommend); 150m nördlich der WKA 16 an dem von Norden kommenden Forstweg, der in den Windpark führt; 150m nordöstlich der WKA 15 bei der Forststraße, in der die Energieableitung verlegt ist; 150m nordöstlich der WKA 1 (bestehende WKA am nordöstlichen Ende des Windparks).

Die Aufstellung einer Warnleuchte am nordöstlichen Ende des bestehenden Windparks „Steinriegel – Rattener Alm“ (Steinriegel I) begründet sich damit, dass der Windpark als Gesamtes zu betrachten ist (siehe auch Antrag des Konsenswerbers: „Erweiterung Windpark Steinriegel“) und dass die zum Erreichungszeitpunkt montierten Warnschilder nicht dem Stand der Technik entsprechen.

Derzeitiger Stand der Technik ist das Aufstellen von Warnleuchten mit zusätzlichen Hinweistafeln (Warntafeln). Die Blinkleuchten werden bei Vereisung von Windkraftanlagen 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.

Sollte es durch den Betrieb der Warnleuchten zu unerwünschten Auswirkungen auf das Wild, insbesondere Federwild, kommen, ist über die Gestaltung der Warnleuchten (eventuelle Abschattung abseits der Wege, gezielte Abstrahlung in Richtung Wanderweg und Forststraßen) mit dem wildbiologischen ASV das Einvernehmen herzustellen. Die Warnwirkung auf Menschen darf jedenfalls nicht verlorengehen.

Wenn in späterer Zeit weitere Forstwege oder 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 Windkraftanlagen wird vom Hersteller mit 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 Windkraftanlagen (aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen) ist im Projekt folgende Vorgangsweise angeführt:

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

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

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

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

3.2 GUTACHTEN NACH WEITEREN VERWALTUNGSVORSCHRIFTEN

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

- Stmk. EIWOG 2005 §10 (Stromerzeugungsanlagen)
- Steiermärkisches Starkstromweegegesetz §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. EIWOG 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

Folgende Maßnahmen werden aus Sicht der Elektrotechnik vorgeschlagen:

- 1) Über die Herstellung der (Fundament-)Erdungsanlage entsprechend ÖVE/ÖNORM E 8014-Serie ist von der ausführenden Firma eine Bestätigung auszustellen. Der vom Anlagenhersteller ENERCON geforderte Gesamterdungswiderstand von kleiner gleich 2 Ohm ist ausdrücklich zu bestätigen und der gemessene Wert anzugeben.
- 2) Die Verlegung der Hochspannungskabel sowie von Energie-, Steuer- und Messkabeln hat nach den Richtlinien der ÖVE-L20/1998 (als Regel der Technik) zu erfolgen. Die genaue Lage der Kabeltrasse ist in Bezug zu Fixpunkten in der Natur einzumessen und in Ausführungsplänen 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 der Transformatorstationen gemäß der ÖVE/ÖNORM E 8383 bzw. die 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-L20/1998.

- 4) Mit der Erstprüfung sämtlicher gegenständlichen elektrischen Niederspannungsanlagen ist eine Elektrofachkraft zu beauftragen. Von dieser ist eine Bescheinigung auszustellen, aus der hervorgeht,
- dass die Prüfung gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-6-61 erfolgt ist,
 - welche Art der Schutzmaßnahme bei indirektem Berühren gewählt wurde,
 - dass keine Mängel festgestellt wurden und
 - dass für die elektrischen Anlagen ein Anlagenbuch gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-6-63 in der Anlage aufliegt.
- 5) Für jede Windkraftanlage 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
 - Angaben über die laufenden Kontrollen der Windkraftanlage und Instandhaltungen
 - Abnahmeprotokoll der elektrotechnischen Anlagen durch Befugte
 - 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
- 6) 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.
- 7) Die im Eigentum der ECOwind Windenergie Handels- und Betriebs GmbH befindlichen Hochspannungsanlagen sind ständig unter der Verantwortung eines Befugten zu betreiben. Dieser Befugte ist für den ordnungsgemäßen Zustand der Hochspannungsanlagen verantwortlich. Dieser Befugte ist der Behörde vor Inbetriebnahme der Anlagen und bei Änderungen in der Person des Befugten unter Vorlage der

Befugnisnachweise und des Betriebsführungsübereinkommens namhaft zu machen. Bei Netzbetreibern nach dem Stmk. ElWOG kann dieser Befugnisnachweis entfallen.

- 8) Die Erdungsanlagen der Windkraftanlagen 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) Der Weitwanderweg 02 ist im Bereich der Windkraftanlagen 11 bis 14 soweit in Richtung Nordwesten zu verlegen, dass ein Mindestabstand von 120m zu den Windkraftanlagen gegeben ist.
- 10) Bei den Zugängen zum Windpark (das sind: Die gut ausgebaute Erschließungsstraße für den Windpark Steinriegel im Osten der WKA 11; der Weitwanderweg 02 (Zentralalpenweg 02) im Südwesten bei WKA 14 und im Nordosten bei WKA 1, die Forststraße bei WKA 21, die Forststraße bei WKA 15 und der Forstweg bei WKA 16) sind etwa 150m vor den jeweiligen Windkraftanlagen am Straßenrand Warnleuchten aufzustellen, die bei Eisansatz an den WKA oder bei Vereisung der WKA 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 Windkraftanlagen 11, 14, 15 und 21 sind zusätzlich (zum serienmäßigen Eiserkennungssystem) mit dem LABKO-Eisdetektor auszurüsten.
- 12) Sobald bei einer Windkraftanlage 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 Eisabfall/Eisabwurf besteht.
- 13) Für die Instandhaltung der Windkraftanlagen ist ein Wartungsvertrag mit dem Hersteller der Anlagen oder mit einer von ihm autorisierten Firma abzuschließen.
- 14) Der Betreiber der Windkraftanlagen hat für die technische Leitung und Überwachung eine fachlich geeignete Person im Sinne des §12 Stmk. ElWOG 2005 der Behörde bekannt zu geben.
- 15) An den Zugangstüren der Windkraftanlagen sind Hinweisschilder (evt. Piktogramme) anzubringen, die die WKA als elektrische Betriebsstätten kennzeichnen und den Zugang für Unbefugte verbieten.

- 16) Bei den Schaltanlagen in der Windkraftanlage sind die fünf Sicherheitsregeln für das Herstellen und Sicherstellen des spannungsfreien Zustandes anzubringen.
- 17) In jeder Windkraftanlage 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 Windkraftanlagen sind so zu betreiben, dass Personen nicht durch Eisabwurf gefährdet werden. Der Betrieb der Windkraftanlagen 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 Gebäuden/Gebäudeöffnungen/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 Bemessungslebensdauer von 20 Jahren sind die Windkraftanlagen von einer fachlich autorisierten, unabhängigen Prüfstelle auf ihre Weiterverwendbarkeit zu begutachten und ist gegebenenfalls die weitere Nutzungsdauer festzulegen.
- 22) Der beabsichtigte Weiterbetrieb der Windkraftanlagen 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 EINWÄNDUNGEN

Die in den Stellungnahmen und Einwändungen vorgebrachten Äußerungen weisen keinen Bezug zum Fachbereich Elektrotechnik auf.

7 ZUSAMMENFASSUNG

Die Planung der elektrischen Einrichtungen des Windparks Steinriegel 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 ordnungsgemäßigem Betrieb der gegenständlichen Anlagen die Genehmigungsvoraussetzungen gemäß §17 UVP-G 2000 gegeben, sofern die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Vorschreibung gelangen.

Graz, 2012-02-06

Dipl.-Ing. Josef Krenn