

Windzonengutachten

WINDPARK SALLINGBERG

Änderungsverfahren §15 ELWOG

Berechnung der Windverhältnisse und Prüfung von
Auslegungsparametern der geplanten Windkraftanlagen
des Windparks Sallingberg in Niederösterreich



Der Windpark Sallingberg bestehend aus sechs Anlagen des Typs Vestas V126-3,3MW wurde mit Bescheid vom 30. November 2016 behördlich genehmigt. Da in der Zwischenzeit leistungsfähigere Anlagentypen auf dem Markt erhältlich sind, soll geprüft werden, ob Anlagen des Typs **Vestas V150-4.2MW mit 166 m Nabenhöhe** für den Standort geeignet sind.

Das Gutachten beinhaltet eine Beschreibung der Datengrundlage, die Darstellung der Berechnungsvorgänge und eine Interpretation der Ergebnisse hinsichtlich der Standorteignung der geplanten Windkraftanlagen des Windparks Sallingberg. Für die Berechnung der Windverhältnisse wurden die Messdaten der 100 m hohen Windmessung Sallingberg und der 58 m hohen Referenzmessung Loschberg verwendet. Die gemessenen Windverhältnisse wurden mittels Reanalysedaten des MERRA-Projektes langjährig bewertet. Die standortspezifischen Windverhältnisse wurden anschließend den Auslegungsparametern des geplanten Windkraftanlagentyps gegenübergestellt.

Auftraggeber: Mag. Benedikt Abensperg und Traun
Rappottenstein 85
3911 Rappottenstein
Österreich

Projektentwicklung: Professional Energy Services GmbH
Lerchenfelder Gürtel 55A/1
1160 Wien
DI Martin Krill

Auftragnehmer: Energiewerkstatt
Technisches Büro und Verein zur Förderung erneuerbarer Energie
Heiligenstatt 24, 5211 Friedburg, Österreich
Tel.: +43 7746 28212
office@energiewerkstatt.org

Bearbeitung: Ing. Thomas Wölfler

Bereichsleiter: Ing. Thomas Wölfler

Prüfung: Mag. Hans Winkelmeier

Revision Nr.00:

Friedburg, 13. September 2019

Ing. Thomas Wölfler

Mag. Hans Winkelmeier

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung und Aufgabenstellung	4
2.	Standortbeschreibung	5
2.1.	Standortbesichtigung	6
2.2.	Layout Windpark Sallingberg	8
2.3.	Windkraftanlagentyp	9
3.	Beschreibung der Datengrundlage	11
3.1.	Windmessung Sallingberg	12
3.2.	Windmessung Loschberg	15
3.3.	MERRA – Daten.....	18
4.	Auswertung und Darstellung der Windverhältnisse	19
4.1.	Auswertung der Messdaten	19
4.1.1.	Langjährige Bewertung der Messdaten	23
4.2.	Windverhältnisse im Projektgebiet.....	26
4.3.	Turbulenzbewertung	28
4.4.	Extremwindgeschwindigkeiten	33
4.5.	Komplexität des Geländes	36
4.6.	Windverteilung	37
4.7.	Neigung der Anströmung	38
4.8.	Windscherung	39
4.9.	Temperaturen und Luftdichte.....	40
5.	Zusammenfassung und Bewertung	41
6.	Anhang	42
6.1.	Einstellungen für die Modellberechnung.....	42
6.2.	Interne Abstände der berücksichtigten Windkraftanlagen	42
6.3.	Winddatenanalyse Windpark Sallingberg	43
6.4.	Überblick WAsP	49
6.5.	Grundwerte von Basiswindgeschwindigkeit und Basisgeschwindigkeitsdruck	50
6.6.	Abbildungsverzeichnis	51
6.7.	Tabellenverzeichnis	52

1. Einleitung und Aufgabenstellung

Herr Mag. Benedikt Abensperg und Traun entwickelt auf dem Gemeindegebiet von Sallingberg ein Windparkprojekt mit sechs Windkraftanlagen. Die Anlagen werden nach aktuellem Planungsstand als **VESTAS V150 – 4,2 MW** mit einer Nabenhöhe von 166 m ausgeführt.

Im sektoralen Raumordnungsprogramm über die Windkraftnutzung in Niederösterreich (LGBl. 8000/1-0) wurden Eignungszonen ausgewiesen, in denen die Widmung Grünland Windkraftanlage ermöglicht wird. Die vorgesehenen Windkraftanlagenstandorte liegen auf dem Gebiet der Gemeinde Sallingberg innerhalb des nordöstlichen Teils der Eignungszone WA 01.

In unmittelbarer Umgebung des Projektgebietes befinden sich keine weiteren Windkraftanlagen, die bei der Bewertung der effektiven Turbulenzen berücksichtigt werden müssen.

Die Energiewerkstatt wurde von Herrn Mag. Benedikt Abensperg und Traun mit der Erstellung eines Windzonengutachtens beauftragt. Das Gutachten beinhaltet die Bewertung der Windressourcen im Hinblick auf die Standsicherheit der Windkraftanlagen. Die Berechnung der Windressourcen erfolgte auf Basis der Daten der Windmessungen Sallingberg und Loschberg und einer Modellberechnung mittels WAsP. Die berechneten Windparameter wurden anschließend den Auslegungsgrenzwerten der Windkraftanlagen gegenübergestellt und ausgewertet.

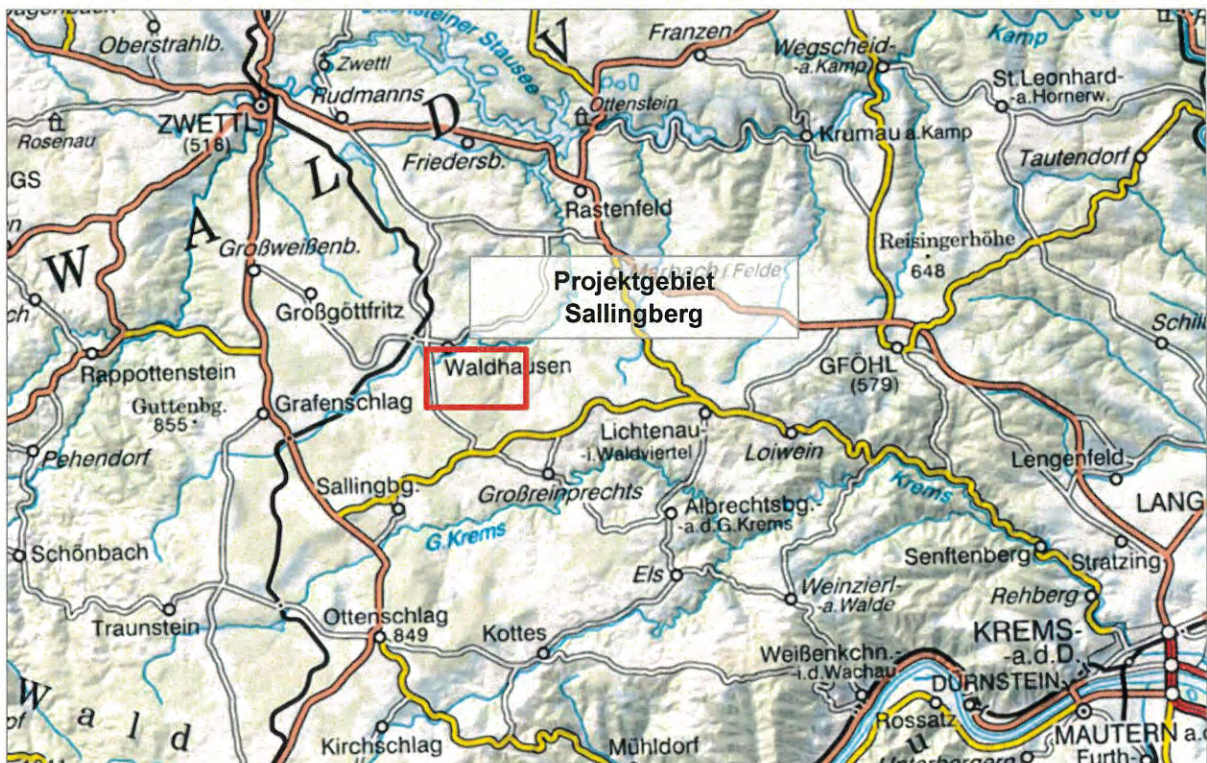


Abb.1: Topografische Karte mit dem Projektgebiet des WP Sallingberg (Kartenquelle: BEV)

2.1. Standortbesichtigung

Das Projektgebiet wurde am 16. Juli 2014 von Herrn Wölfler besichtigt. Dabei wurden die Standorte der geplanten Windkraftanlagen und die Messpunkte mittels Fotos und GPS-Koordinaten dokumentiert. Die auf der nächsten Seite dargestellten Panoramafotos zeigen die nähere Umgebung des Standortes der Windmessung Sallingberg und geben Aufschluss über den Bewuchs und das umliegende Gelände. Das Panorama wurde während der Errichtung der Windmessung am 25. November 2014 aufgenommen.

Die Koordinaten der geplanten Anlagenpositionen wurden vom Auftraggeber in Form einer Koordinatenliste (Austria GK Zone M34-MGI) zur Verfügung gestellt.

Der Standort der Windmessung Sallingberg ist repräsentativ für die geplanten Anlagenstandorte. In der nachstehenden Abbildung sind die Positionen der Windmessung Sallingberg und der geplanten Windkraftanlagen dargestellt.

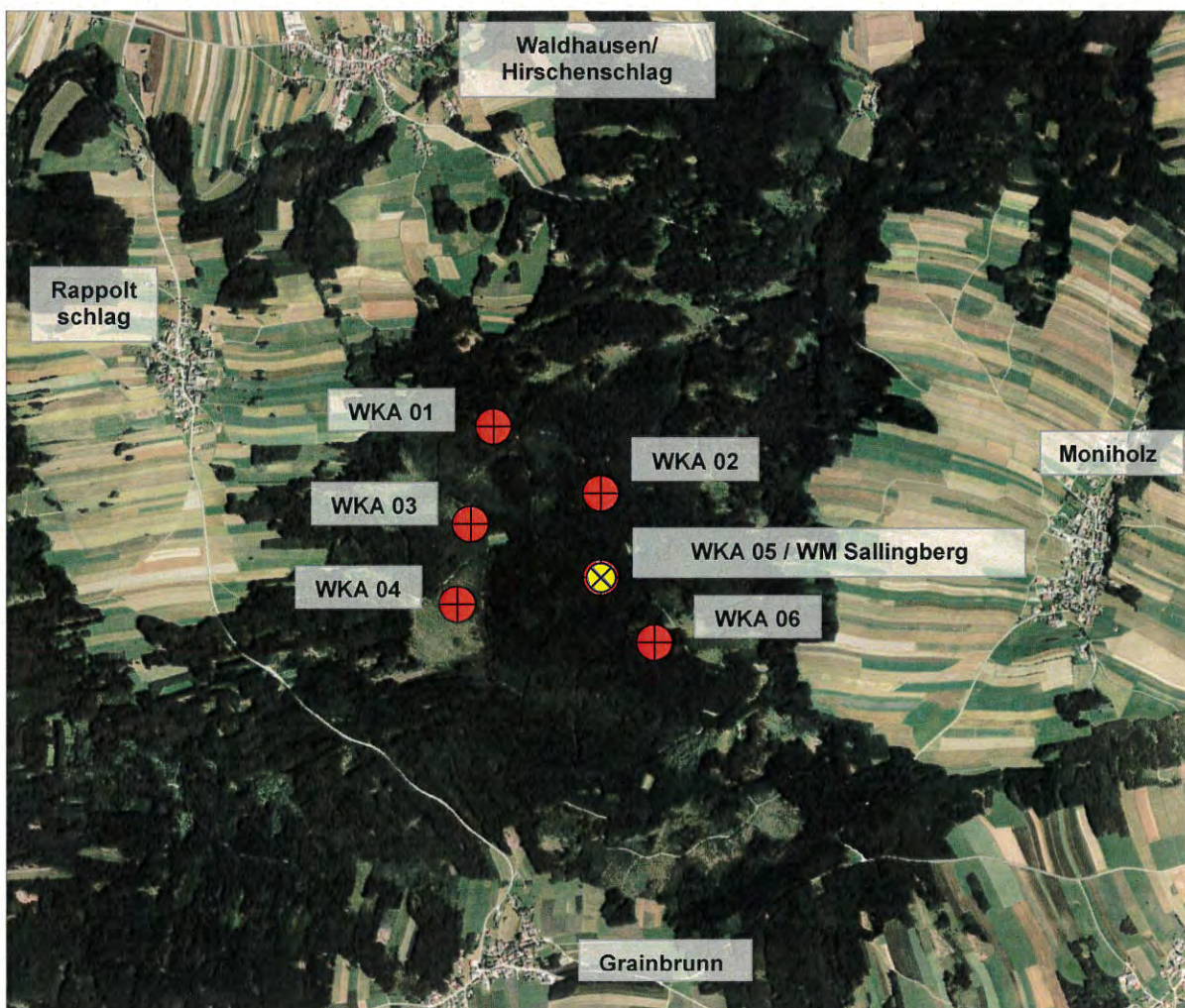


Abb. 1: Orthofoto mit den Anlagenstandorten und den umliegenden Siedlungen (Quelle: BEV)



Abb.3: Panorama vom Messpunkt der Windmessung Sallingberg (Aufnahme November 2014)

2.2. Layout Windpark Sallingberg

Die Umsetzung des geplanten Windparks Sallingberg ist mit Windkraftanlagen des Typs VESTAS V150-4,2 MW mit einer Nabenhöhe von 166 m (+ 3 m Fundamentanhebung) geplant. Für die Prüfung der Standorteignung wird davon ausgegangen, dass alle sechs Windkraftanlagen **ohne Betriebseinschränkungen** leistungsoptimiert betrieben werden. Die für die Windkraftanlagen vorgesehenen Anlagenstandorte bleiben im Vergleich zum bewilligten Projekt unverändert, lediglich die WEA01 wird um ca. 3 m in Richtung Süd-Ost verschoben.

Bezeichnung	Anlagentyp	Koordinaten (Geographisch WGS84)		Seehöhe [m]	Nabenhöhe [m]
		X (Ost)	Y (Nord)		
SB_01	Vestas V150 – 4,2 MW	15°16'14,09"	48°30'25,25"	729	166 (+3,0)
SB_02	Vestas V150 – 4,2 MW	15°16'35,88"	48°30'17,68"	740	166 (+3,0)
SB_03	Vestas V150 – 4,2 MW	15°16'08,08"	48°30'12,24"	740	166 (+3,0)
SB_04	Vestas V150 – 4,2 MW	15°16'06,12"	48°29'58,95"	759	166 (+3,0)
SB_05	Vestas V150 – 4,2 MW	15°16'34,44"	48°30'05,10"	755	166 (+3,0)
SB_06	Vestas V150 – 4,2 MW	15°16'47,51"	48°29'54,83"	741	166 (+3,0)

Tab. 1: WP Sallingberg - Geographische Daten und Windkraftanlagenbezeichnung der geplanten Anlagen

Für die Bewertung der effektiven Turbulenzintensität müssen die bis zu zehn Rotordurchmesser entfernten Windkraftanlagen (bezogen auf ihren jeweiligen Rotordurchmesser) berücksichtigt werden. Im relevanten Umkreis des geplanten Windparks befinden sich keine weiteren Anlagen.

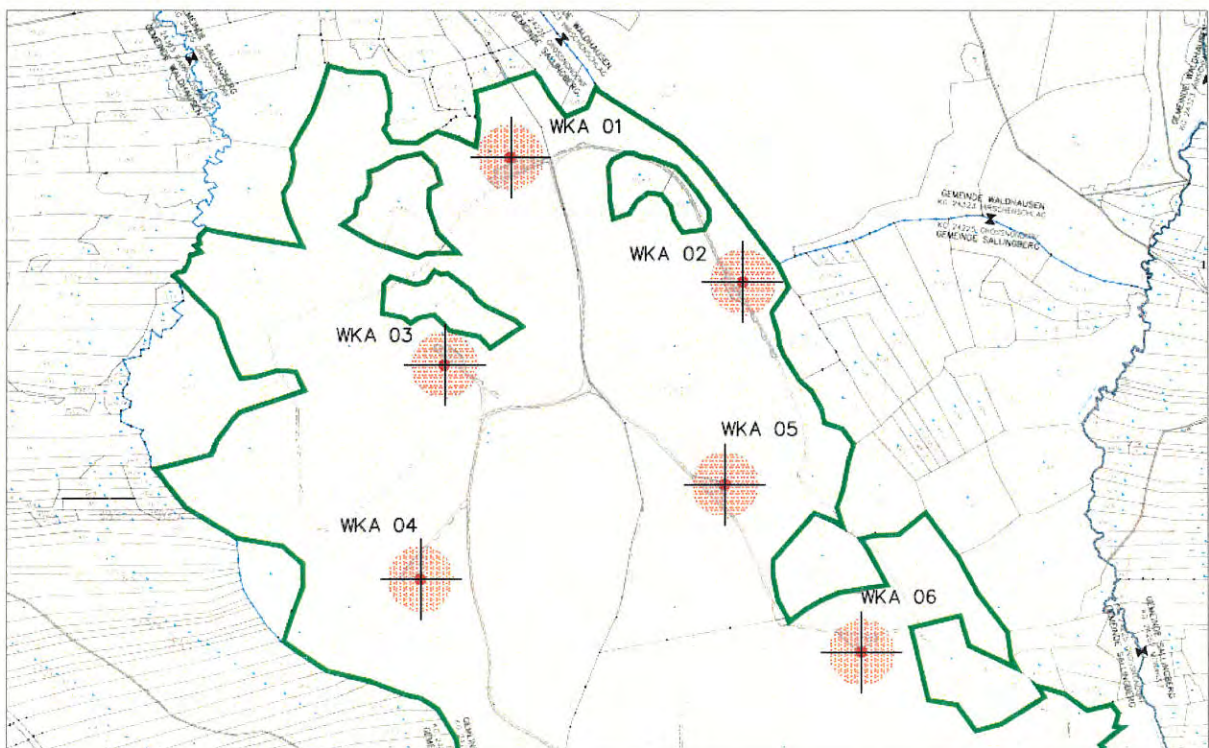


Abb.4: Lageplan mit den Anlagenpositionen

2.3. Windkraftanlagentyp

Die Berechnung wurde für den vom Auftraggeber bekannt gegebenen Windkraftanlagentyp VESTAS V150-4,2 MW durchgeführt. In der folgenden Tabelle sind die wichtigsten technischen Spezifikationen entsprechend den Herstellerangaben zusammengefasst.

Windkraftanlagentyp		VESTAS V150-4,2 MW
Rotortype	[-]	Dreiblattrotor, horizontale Achse
Rotordurchmesser	[m]	150,0
Rotorfläche	[m ²]	17.671
Drehzahlbereich	[U/min]	4,9 – 12,0
Getriebe	[-]	Planetenstufen + eine Stirnradstufe
Generatortyp	[-]	3-Phasen-Asynchrongenerator
Nennleistung	[kW]	4.200
Nabenhöhe	[m]	166 (+3,0 m)
Betriebskenndaten		
Einschaltwindgeschwindigkeit	[m/s]	3,0
Nennleistung bei Windgeschwindigkeit	[m/s]	10,1
Ausschaltwindgeschwindigkeit	[m/s]	24,5
Wiedereinschaltwindgeschwindigkeit	[m/s]	22,5
Umgebungstemperaturbereich Betrieb	[°C]	-30 bis +45
Windklasse	[-]	DIBt WZ2 (S)
Leistungskurve	[-]	Modus 0/0-0S, „Leistungsoptimiert“
ct Kurve	[-]	Modus 0/0-0S, „Leistungsoptimiert“

Tab. 2: Technische Spezifikationen der ausgewählten Windkraftanlagentype

Für das vorliegende Gutachten wurden eine **berechnete Leistungskurve** und eine **berechnete Ct-Kurve** der geplanten Windkraftanlagen verwendet. Es wurden seitens des Auftraggebers keine weiteren Details zur Leistungskurve oder entsprechende Garantien des Herstellers für den Standort vorgelegt.

Für die Berechnung der effektiven Turbulenzen und die Gegenüberstellung der Ergebnisse mit den Grenzwerten nach IEC 61400-1 ed.3 wurde folgende Schubbeiwertkurve (ct-Kurven) herangezogen.

Windpark	Anlagenkonfiguration	Nabenhöhe	ct-Kurve
Sallingberg	6x Vestas V126-3,3 MW	166 (+3,0)	Mode 0/0-0S_DocNr. 0067-7798 V05 / 2018-09-25

Tab. 3: Windkraftanlagenbezeichnung und Quellenangaben der ct-Kurven

Die eingesetzte Windkraftanlage VESTAS V150-4,2 MW mit einer Nabenhöhe von 166 m ist zertifiziert für DIBt WZ2(S), GK2. Die Auslegungsparameter für den Anlagentyp sind nachfolgend zusammengefasst.

Prüfparameter	Grenzwerte für DIBt WZ2(S), GK2
Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit (V_{ave})	7,0 m/s
Weibull k-Parameter	2,0
Maximalgeschwindigkeiten (V_{ref})	37,5 m/s
Extreme Windgeschwindigkeit mit einer Wiederkehrzeit von 50 Jahren (V_{e50})	52,5 m/s
Turbulenzintensität ($I_{v(z)}$)	12,1 %
Umgebungsturbulenzintensität I_{ref} gemäß IEC 61400-1	0,14
Turbulenzintensität (I_{90})	15,7 %
Neigung der Anströmung φ	$\pm 8^\circ$
Windscherung α	0,20
Luftdichte	1,225 kg/m ³

Tab. 4: Grenzwerte laut Lastgutachten des DNV GL für den Anlagentyp Vestas V150-4,2MW mit NH 166m

3. Beschreibung der Datengrundlage

Die Berechnung der standortbezogenen Windverhältnisse wurde auf der Grundlage der Messdaten der im Projektgebiet durchgeführten Windmessung Sallingberg vorgenommen. Für die Ermittlung der langjährigen Windverhältnisse wurden Daten der Referenzmessung Loschberg und Reanalyse-Daten des MERRA-Projektes herangezogen. Auf Grundlage der modellierten Winddaten wurden die standortspezifischen, langjährigen Windverhältnisse für einen Zeitraum von 10 Jahren berechnet.

Im Zuge der Langzeitbewertung wurde eine Konsistenzprüfung der Referenzdaten vorgenommen. Dabei wurden die Reanalysedaten des MERRA-Projektes, des Climate-Forecast-System-Reanalysis-Project (CFSR) und des ERA-Projektes untersucht. Das Ergebnis der Korrelation zwischen den Messdaten der WM Sallingberg und den MERRA-Daten erwies sich dabei als sehr plausibel und führte zu guten Korrelationsfaktoren. Ein Trendverhalten der MERRA-Daten konnte nicht festgestellt werden.

In der unten dargestellten Abbildung sind die Positionen der geplanten Windkraftanlagen und der beiden Windmessungen abgebildet. Die Entfernung zwischen der Windmessung Sallingberg und der Windmessung Loschberg beträgt etwa drei Kilometer.

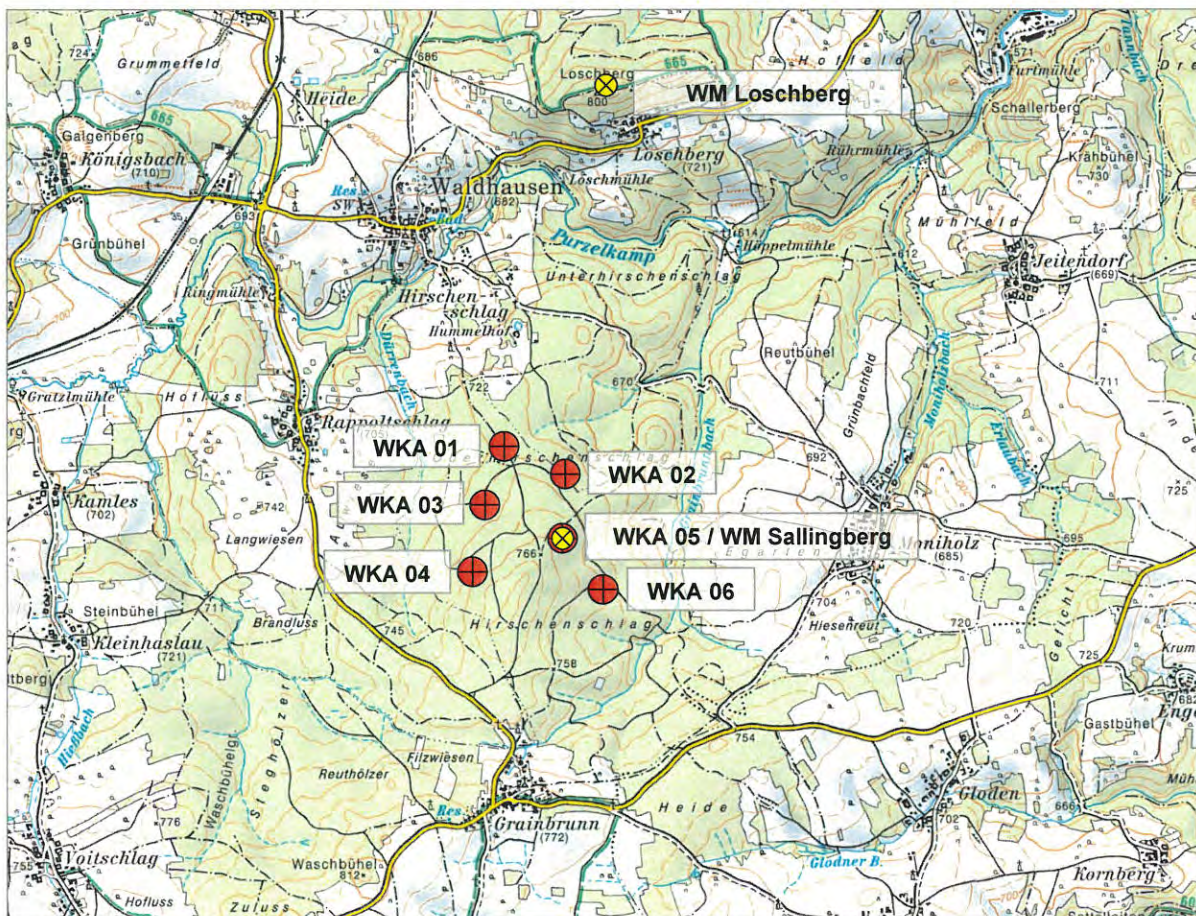


Abb. 2: Lage der Windmessungen und der Turbinenstandorte im Projektgebiet Sallingberg (Kartenquelle: BEV)

3.1. Windmessung Sallingberg

Die Messung wurde von der Energiewerkstatt errichtet und am 21.01.2015 in Betrieb genommen. Sämtliche Informationen über diese Windmessung wurden dem Installationsbericht der Energiewerkstatt vom 26.01.2015 entnommen. Der Abbau der Messung erfolgte am 02.02.2016.

Der Standort der Windmessung befindet sich etwa 1,7 km nördlich der Gemeinde Grainbrunn in Niederösterreich. Die 100 m hohe Windmessung Sallingberg wurde auf einer gerodeten Waldfläche in 756 m Höhe errichtet und befindet sich am Standort der geplanten Windkraftanlage WKA 05. Die Windmessung wurde mit vier Anemometern und zwei Windfahnen, einem beheizbarem Ultraschall-Anemometer sowie weiteren Messwertgebern zur Erfassung der Temperatur, Luftfeuchte und des Luftdrucks in unterschiedlichen Höhen bestückt.

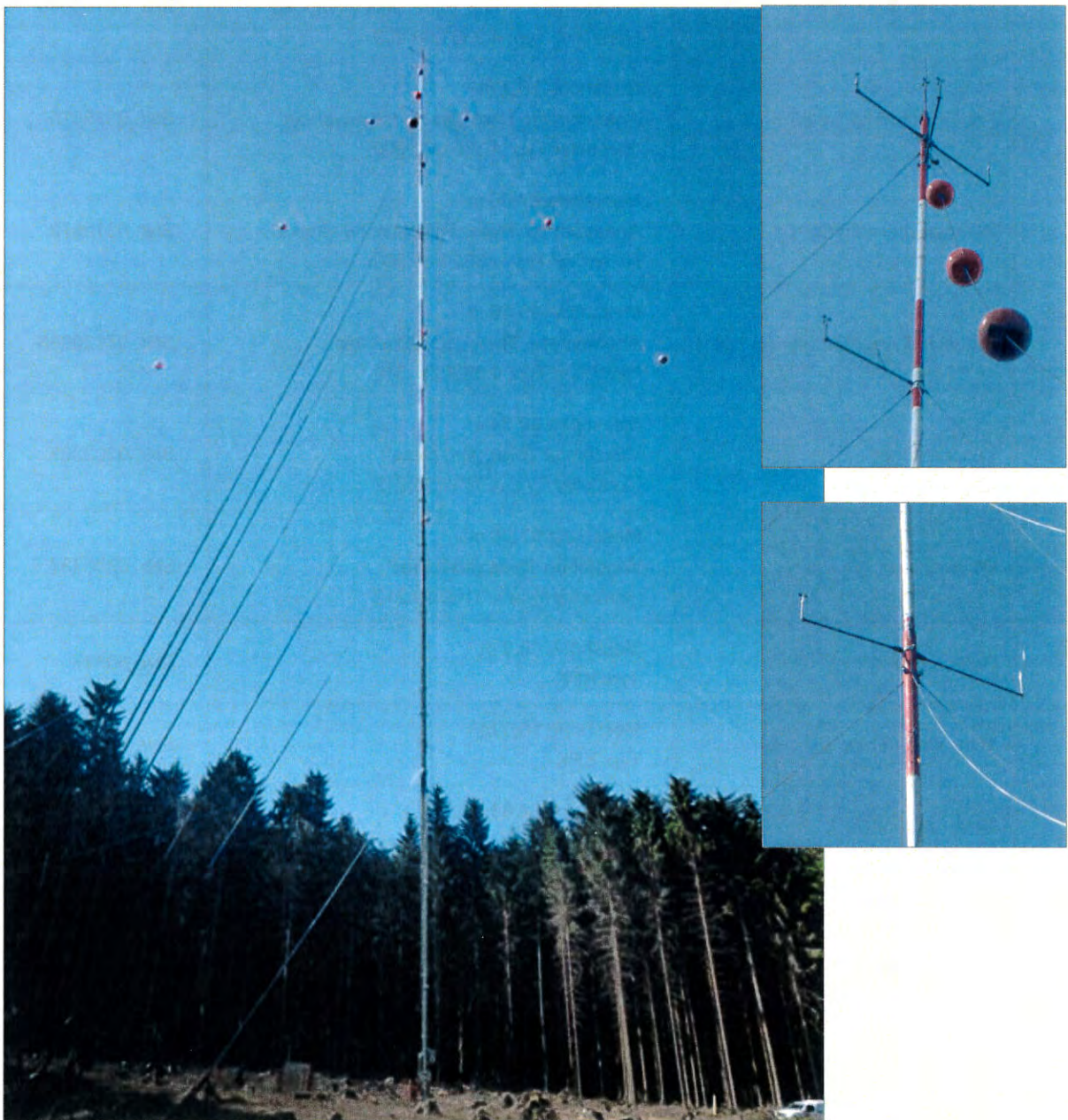


Abb.5: WM Sallingberg – Foto des 100 m Messmastes

Technische Daten der Windmessung Sallingberg

Messzeitraum	21.01.2015 - 02.02.2016	
Masthöhe	100 m	
Koordinaten (Geogr. WGS 84)	O 15°16'34,5" N 48°30'05,1"	
Seehöhe der Windmessung	756 m	
Windgeschwindigkeit 1	Messhöhe 101,7 m Anemometer Thies „first class advanced“ Hersteller Typ: 4.3351.10.000	SNr. 09142614
Windgeschwindigkeit 2	Messhöhe 97,65 m Anemometer Thies „first class advanced“ Hersteller Typ: 4.3351.00.000	SNr. 04100945
Windgeschwindigkeit 3	Messhöhe 76,2 m Anemometer Thies „first class advanced“ Hersteller Typ: 4.3351.00.000	SNr. 0310575
Windgeschwindigkeit 4	Messhöhe 67,05 m Anemometer Thies „first class advanced“ Hersteller Typ: 4.3351.00.000	SNr. 0310572
Ultraschall Anemometer (beheizt)	Messhöhe 99,06 m Anemometer Thies „3D Ultrasonic“ Hersteller Typ: 4.3830.21.310	SNr. 07120008
Windrichtung 1	Messhöhe 99,34 m Windfahne Thies „first class“ Hersteller Typ: 4.3150.00.212	SNr. 0209067
Windrichtung 2	Messhöhe 67,05 m Windfahne Thies „first class“ Hersteller Typ: 4.3150.00.212	SNr. 0908787
Hygrometer	Messhöhe 10,0 m Typ: KPK	SNr. 60347
Temperaturfühler 1	Messhöhe 10,0 m Typ: KPK	SNr. 60347
Temperaturfühler 2	Messhöhe 97,83 m Typ: KPK	SNr. 0708668
Barometer	Messhöhe 2,0 m Barometer Ammonit AB60	SNr. B10 0154
Datenlogger	Ammonit Meteo 32X	SNr. C12-0187
Datenaufzeichnung	1 Sekunden Messintervall	
Speicherintervall	10 Minuten-Zeitreihen und Monatsstatistiken	
Zeitzone	UTC+1 (MEZ ohne Sommerzeitumstellung)	

Datenfernübertragung	GSM-Modem	
Stromversorgung	Solarversorgung 2x50W,12V	
Stromversorgung – Sensorheizung	Netzanschluss 230V ab 21.1.2015; Netzteil 24V/AC für „3D Ultrasonic“	

Tab. 5: WM Sallingberg - Technische Daten der Windmessung im Messzeitraum

Im gesamten Betriebszeitraum der Windmessung Sallingberg sind die nachfolgend aufgelisteten Ereignisse vorgekommen.

Datum	Ereignis
21.01.2015	Inbetriebnahme der Messung; Anschluss 230V für Heizung 3D Ultraschallsensor
15.04.2015 bis 20.04.2015	Ausfall des 3D Ultraschallsensors durch Unterbrechung der Stromversorgung am Zuleitungskabel
20.04.2015	Trennung der 230V Versorgung und Umstellung des 3D Ultraschallsensors auf Sommerbetrieb
17.10.2015	Kurzer Ausfall der analogen Messsignale und des 3D Ultraschallsensors aufgrund von Energieknappheit (96% Verfügbarkeit über einen Tag)
20.10.2015 bis 23.10.2015	Zeitraum mit teilweisen Ausfällen der Messung aufgrund von Energieknappheit (64% Verfügbarkeit über 3 Tage)
23.10.2015	Anschluss 230V für Heizung 3D Ultraschallsensor
15.12.2015	Routinekontrolle der Windmessung vor Ort (Seilspannung)
02.02.2016 bis 05.02.2016	Demontage der Messanlage

Tab. 6: WM Sallingberg – Ereignisliste

Der Aufbau der Messung entspricht den Kriterien und Empfehlungen von IEA (IEA Recommendation 11: Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry, 1st Ed., 1999) und IEC (IEC 61400-12-1). Die verwendeten Anemometer wurden von einem nach MEASNET, DKD und DAR akkreditierten Kalibrierlabor kalibriert.

In der nachfolgenden Tabelle sind die im Datenlogger eingestellten Umrechnungsfaktoren für die einzelnen Windgeschwindigkeitsgeber aufgelistet. Zusätzlich sind der Name des Kalibrierinstitutes und die Nummer des Kalibrierprotokolls angegeben.

Bezeichnung		Slope [0.1mm/s]	Offset [cm/s]	Kalibrierinstitut	Kalibrier Nr.
Anemometer 1	s1	0461	24	Windguard	1424778
Anemometer 2	s2	0461	23	Windguard	1415737
Anemometer 3	s3	0460	25	Windguard	1415735
Anemometer 4	s4	0460	24	Windguard	1415736

Tab. 7: WM Sallingberg – Im Datenlogger hinterlegte Kalibrierparameter der Anemometer

3.2. Windmessung Loschberg

Die Messung wurde von der Energiewerkstatt als Indikationsmessung auf einem 63 m hohen Sendemast installiert und am 11.04.2013 in Betrieb genommen. Der Standort der Windmessung liegt etwa 0,5 km nordwestlich des Ortes Loschberg in Niederösterreich. Sämtliche Informationen über diese Windmessung wurden dem Installationsbericht der Energiewerkstatt vom 12.04.2013 entnommen.

Die eingesetzten Anemometer wurden in einer Höhe von 58,5 m mit zwei seitlich am Sendemast befestigten Auslegern montierten und im Zuge der Messkampagne mehrfach getauscht. Die Erfassung der Windrichtung erfolgte in 57,0 m Höhe. Die Windmessung Loschberg wurde am 18.02.2016 demontiert.

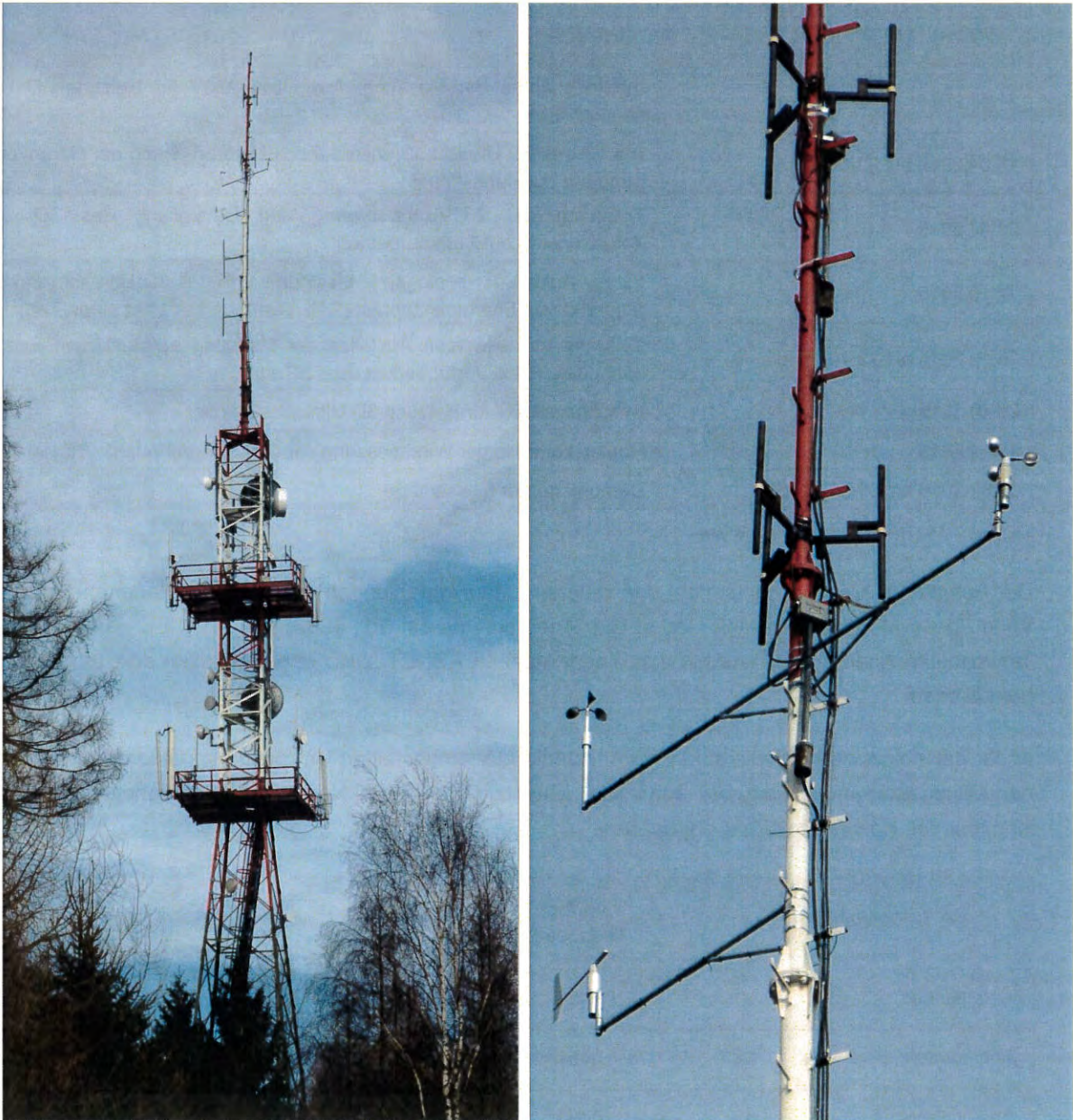


Abb.6: WM Loschberg – Foto der 58 m hohen Referenzmessung

Technische Daten der Windmessung Loschberg

Messzeitraum	11.04.2013 - 18.02.2016	
Masthöhe	63 m	
Koordinaten (Geogr. WGS 84)	O 15°16'49,58" N 48°31'48,48,68"	
Seehöhe der Windmessung	800 m	
Windgeschwindigkeit 1	Messhöhe 58,50 m Anemometer Thies, „first class advanced“	SNr. 0809693 ab 20.11.2014 0808769 ab 20.04.2015 03100839
Windgeschwindigkeit 2	Messhöhe 58,50 m Anemometer Thies, „classic“	SNr. 0402589 SNr. 0709462
Windrichtung	Messhöhe 57,00 m Windfahne Thies „classic“	SNr. 0509452
Datenlogger	Ammonit Meteo 32X	SNr. C100243
Datenaufzeichnung	10 Sekunden Messintervall	
Speicherintervall	10 Minuten-Zeitreihen und Monatsstatistiken	
Zeitzone	UTC+1 (MEZ ohne Sommerzeitumstellung)	
Datenfernübertragung	GSM-Modem	
Stromversorgung	Solarversorgung 10W,12V	

Tab. 8: WM Loschberg - Technische Daten der Windmessung im Messzeitraum

Im gesamten Betriebszeitraum der Windmessung Sallingberg sind die nachfolgend aufgelisteten Ereignisse vorgekommen.

Datum	Ereignis
11.04.2013	Inbetriebnahme der Messanlage
24.04. 20:00 – 20.11.2014 11:00	Ausfall Anemometer Thies „classic“ s2 aufgrund von Überspannung und Zerstörung des Datenlogger-Eingangs
18.11. 12:50 – 20.11.2014 10:50	Ausfall Datenlogger aufgrund von Energiemangel
20.11.2014 11:10	Austausch der beiden Anemometer und umklemmen des Anemometers s2 auf den Datenlogger-Kanal s3; Montage eines zusätzlichen 10 Watt PV Moduls
25.11. 03:00 – 20.04.2015 11:30	Ausfall Anemometer Thies „First class“ s1 (Cups gebrochen) aufgrund eines Vereisungsereignisses
20.04.2015 12:10	Austausch Anemometer Thies „First class adv.“ s1
18.02.2016	Demontage der Messanlage

Tab. 9: WM Loschberg– Ereignisliste

Der Aufbau der Messung ist an die Kriterien und Empfehlungen von IEA (IEA Recommendation 11: Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry, 1st Ed., 1999) und IEC (IEC 61400-12-1) angelehnt. Die verwendeten Anemometer wurden von einem nach MEASNET, DKD und DAR akkreditierten Kalibrierlabor kalibriert.

Der Sendemast und dessen bestehende Gegebenheiten (Statik, Abmessungen und Antennen) bedingten, dass die Messung nur mit starken Abweichungen zu genannten Normen durchgeführt werden konnte. Diese Einschränkungen wurden für den ursprünglichen Zweck, nämlich eine Sondierungsmessung für die Region durchzuführen, in Kauf genommen. Unter Abwägung von Kosten zu Nutzen und der Bewilligungsdauer im Vergleich mit einer eigens errichteten standortbezogenen Windmessung, entschied man sich für diese Variante. Nach weiterem positivem Projektfortschritt und Errichtung der 100 m hohen Windmessung Sallingberg wurde die Messung Loschberg als Vergleichsstation weiterbetrieben.

In der nachfolgenden Tabelle sind die im Datenlogger eingestellten Umrechnungsfaktoren für die einzelnen Windgeschwindigkeitsgeber aufgelistet. Zusätzlich sind der Name des Kalibrierinstitutes und die Nummer des Kalibrieprotokolls angegeben.

Bezeichnung		Slope [0.1mm/s]	Offset [cm/s]	Kalibrierinstitut	Kalibrier Nr.
Anemometer 1	s1	0478	27	Windguard	17727
	ab 20.11.2014	0480	24	Windguard	1414722
	ab 20.04.2015	0458	25	Windguard	1511054
Anemometer 2	s2	0466	56	Windguard	17724
	ab 20.11.2014	0466	26	Windguard	1311729

Tab. 10: WM Loschberg– Im Datenlogger hinterlegte Kalibrierparameter der Anemometer

3.3. MERRA – Daten

Die MERRA - Daten (Modern Era Retrospective - Analysis for Research and Applications) stammen aus dem Global Modelling and Assimilation Office des NASA/Goddard Space Flight Centers. Diese Daten werden über ein globales Berechnungsmodell ermittelt und als meteorologische Datensätze für ein Gitternetz mit $0,5^\circ$ geographischer Breite und $2/3^\circ$ geographischer Länge mit einer Auflösung von 1-Stunden-Mittelwerten zur Verfügung gestellt. Die bodennahen Winddaten werden für eine Höhe von 50 m über Grund berechnet.

Die Datensätze können grundsätzlich für die Bewertung der langjährigen Schwankungsbreite eines größeren Gebietes verwendet werden, obwohl sie nur mit Einschränkungen auf lokale Situationen übertragbar sind, da unter Umständen besondere lokale Windcharakteristika nicht abgebildet werden. Die Vorteile dieser Datenquelle liegen darin, dass die Ergebnisse unabhängig von Beeinflussungen und Veränderungen im Bewuchs oder in den Baulichkeiten der Umgebung berechnet werden. Dies ist bei langjährigen Messdaten von Referenzstationen oftmals nicht der Fall, weil sich die Umgebung durch Bewuchs oder Bebauung im Lauf der Jahre ändern kann und dadurch Qualität und Kontinuität der Messung beeinflusst werden.

Für die im vorliegenden Gutachten durchgeführte Bewertung der langjährigen Schwankungsbreite wurden die MERRA-Daten der letzten 10 Jahre des nächst gelegenen Gitterpunktes verwendet. Die Bewertung der langjährigen Windverhältnisse erfolgte für den Zeitraum von 01.01.2006 bis 31.12.2015.

Koordinaten (Geogr. WGS84)	Ost	Nord
	15°20'06,00"	48°30'00,00"
Bezugshöhen über Boden	50 m	
Verfügbarer Datenzeitraum	01.01.1985 bis 31.01.2016	
Bewertungszeitraum	01.01.2006 bis 31.12.2015	
Zeitliche Auflösung	1 Stunde	
Mittelwert der Windgeschwindigkeit (Vmed)	4,69 m/s in 50 m Höhe	

Tab. 11: MERRA – Daten in 50 m Höhe

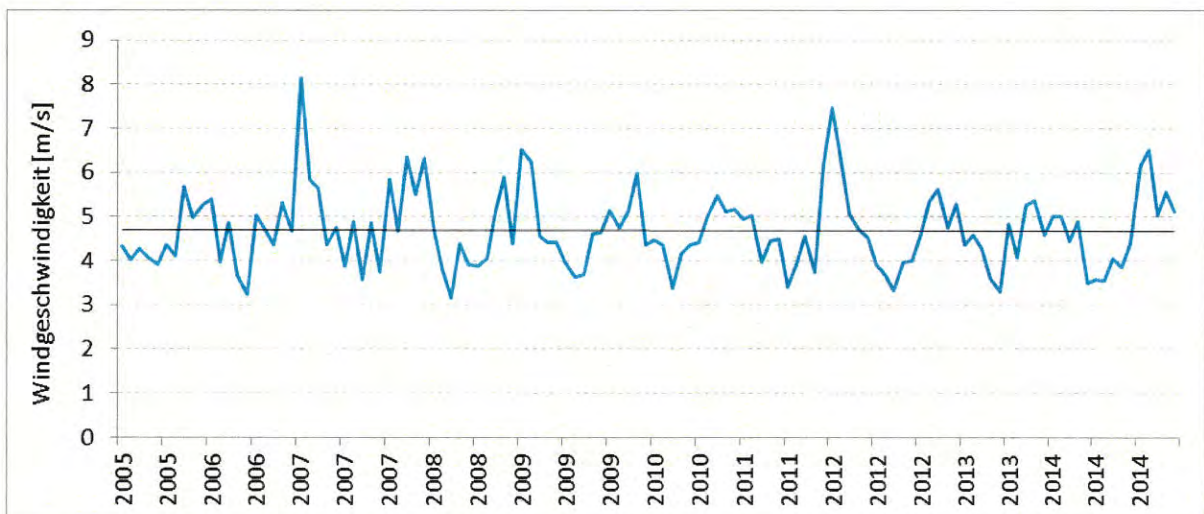


Abb.7: Monatsmittelwerte der MERRA-Interim-Daten in 50 m Höhe im Bewertungszeitraum

4. Auswertung und Darstellung der Windverhältnisse

4.1. Auswertung der Messdaten

Die Darstellung der Messdaten bezieht sich auf die gemessenen Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsdaten der Windmessung Sallingberg wobei ungültige Werte (z.B. durch Fehler in der Datenerfassung, Duplikate, Spannungsprobleme, ...) eliminiert wurden.

Die Windmessung Sallingberg wurde am 21.01.2015 in Betrieb genommen und es wurden Daten bis zur Demontage am 02.02.2016 im vorliegenden Gutachten verwendet. Die Messung befand sich in einer Seehöhe von 756 m und zeichnete Windgeschwindigkeitsdaten in fünf unterschiedlichen Messhöhen auf. In der nachfolgenden Tabelle sind die in den Höhen der Anemometer gemessenen Windverhältnisse dargestellt.

Auswertezeitraum	21.01.2015 15:00 – 02.02.2016 09:10				
Messhöhe [m]	101,70	99,06	97,65	76,20	67,05
Anzahl Messwerte V_{mittel} [-]	54.040	53.190	54.040	54.040	54.040
Anzahl Wertepaare (V_{mittel}/WR) [-]	54.040	53.190	54.040	54.040	54.040
Datenverfügbarkeit Wertepaare [%]	99,6	98,0	99,6	99,6	99,6
V_{mittel} in Messhöhe [m/s]	5,90	6,23	5,69	5,49	4,66
Weibull A [m/s]	6,98	7,04	6,74	6,48	5,52
Weibull k [-]	2,15	2,18	2,06	2,19	2,38
Mittlere Leistungsdichte* [W/m ²]	228	242	214	180	103

* berechnet mit standortspezifischer Luftdichte

Tab. 12: WM Sallingberg – Übersicht der gemessenen Windgeschwindigkeitsdaten

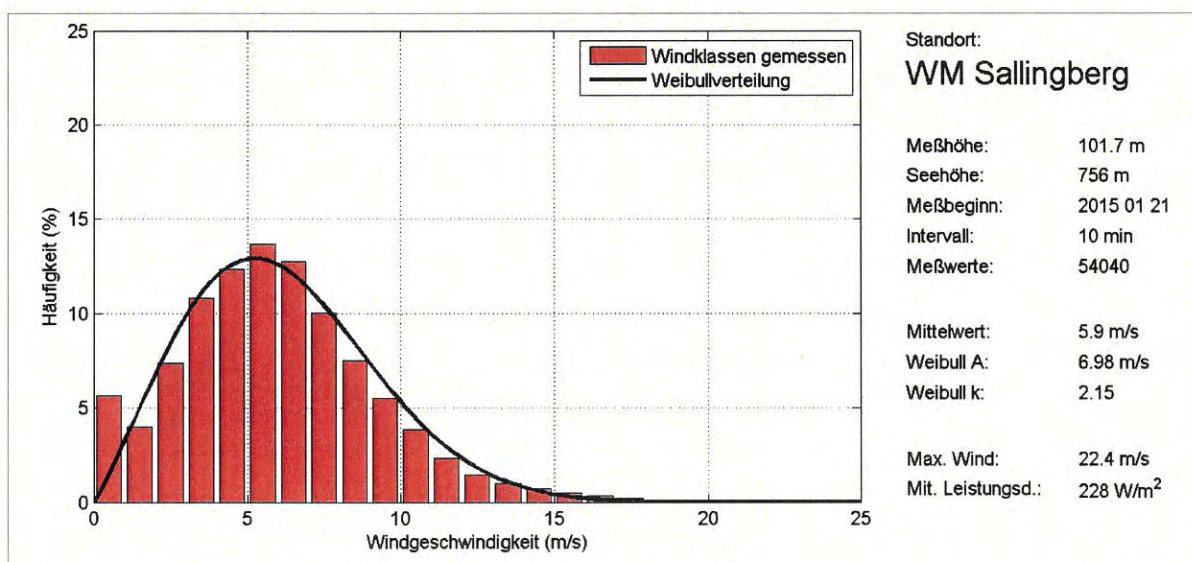


Abb. 8: WM Sallingberg – Darstellung der gemessenen Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in 101,7 m im Messzeitraum

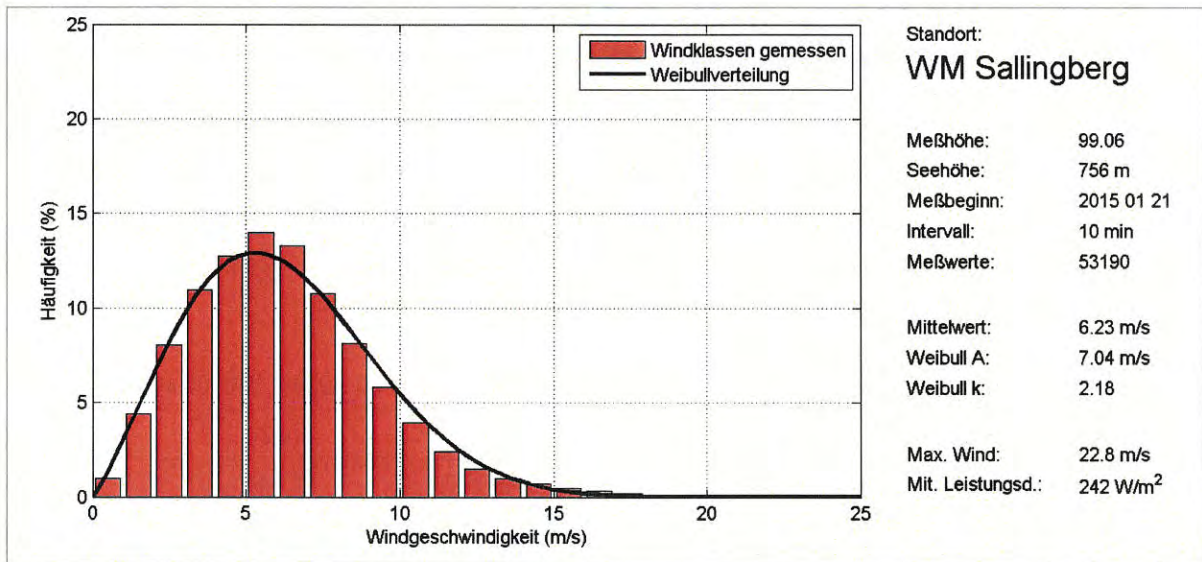


Abb.9: WM Sallingberg – Darstellung der gemessenen Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in 99,06 m im Messzeitraum mit dem beheiztem 3D-Ultrasonic

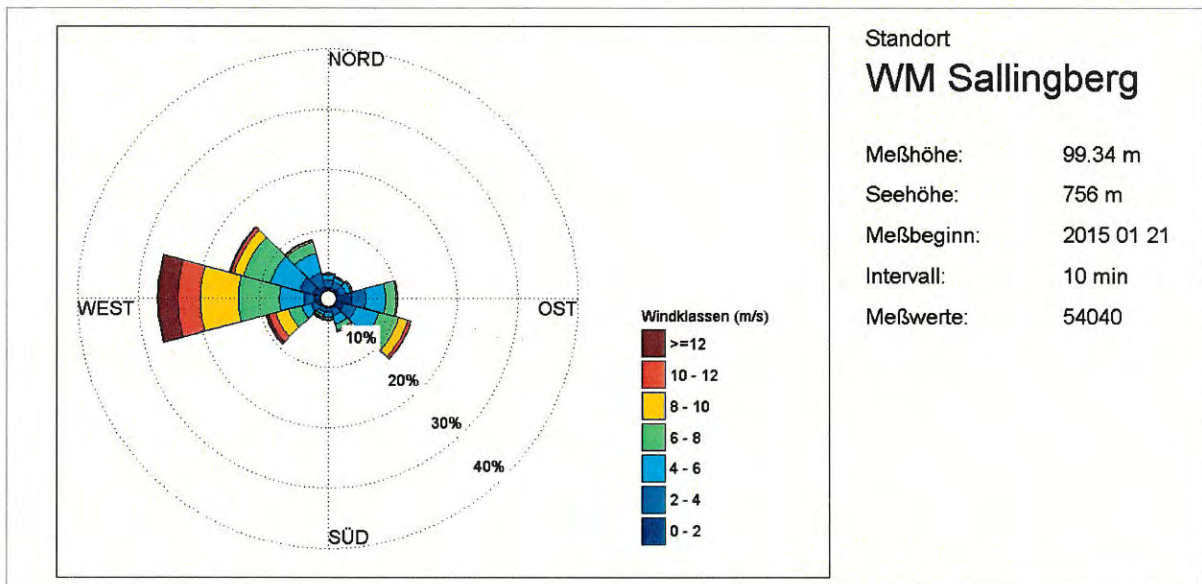


Abb.10: WM Sallingberg – Darstellung der gemessenen Windrichtungsverteilung in 99,34 m

Technische oder naturbedingte Ursachen führen bei Windmessungen zu Datenausfällen bzw. zu fehlerbehafteten Datensätzen. Die Datenverfügbarkeit in Prozent gibt an, wie hoch der Anteil an gemessenen Werten im Verhältnis zur Gesamtmessdauer gewesen ist. Es lässt sich allerdings daraus nicht ableiten, wie viele Messwerte für eine weitere Analyse verwendet werden können.

Im vorliegenden Gutachten wurden daher die aufgezeichneten Daten der Windmessung Sallingberg einer Filterung und in weiterer Folge einer Datenaufbereitung unterzogen. Die Filterung erfolgte unter Berücksichtigung der aufgezeichneten meteorologischen Werte. Durch den Einsatz eines beheizten 3D-Ultraschall-anemometers können jedoch Daten die aufgrund Teilvereisung der Anemometer verfälscht sind und tatsächliche Vereisungszeiträume eindeutig erkannt werden.

Die aufgezeichneten Daten der WM Sallingberg sind durchgängig und plausibel. In den Wintermonaten waren die Sensoren teilweise durch Eis beeinflusst. Die kurzzeitigen Ausfälle der Messung im Oktober 2015 wurden durch Energieknappheit vor der Wiederinbetriebnahme der Winterversorgung verursacht. Das beheizte 3D Sonic Anemometer fiel erneut im April 2015 durch eine Unterbrechung der Energieversorgung aus, die Verfügbarkeit für den 3D-Sensor beträgt aber trotzdem 98% im Messzeitraum.

Durch den Einsatz eines beheizbaren Ultraschall-Anemometers konnten die beeinflussten Daten erkannt und durch sektorweise Korrelationen berechnet und wieder ergänzt werden. Die aufbereiteten Messdaten für die drei wesentlichen Messhöhen sind nachfolgend zusammengefasst.

Auswertezeitraum	21.01.2015 15:00 – 02.02.2016 09:10		
Messhöhe [m]	101,70	76,20	67,05
Anzahl Messwerte V_{mittel} [-]	54.040	54.040	54.040
Anzahl Wertepaare (V_{mittel}/WR) [-]	54.040	54.040	54.040
Datenverfügbarkeit Wertepaare [%]	99,5	99,5	99,5
V_{mittel} in Messhöhe [m/s]	6,19	5,75	4,90
Weibull A [m/s]	7,00	6,50	5,53
Weibull k [-]	2,19	2,23	2,40
Mittlere Leistungsdichte* [W/m ²]	237	187	109
	* berechnet mit standortspezifischer Luftdichte		

Tab. 13: WM Sallingberg – Übersicht der aufbereiteten Windgeschwindigkeitsdaten

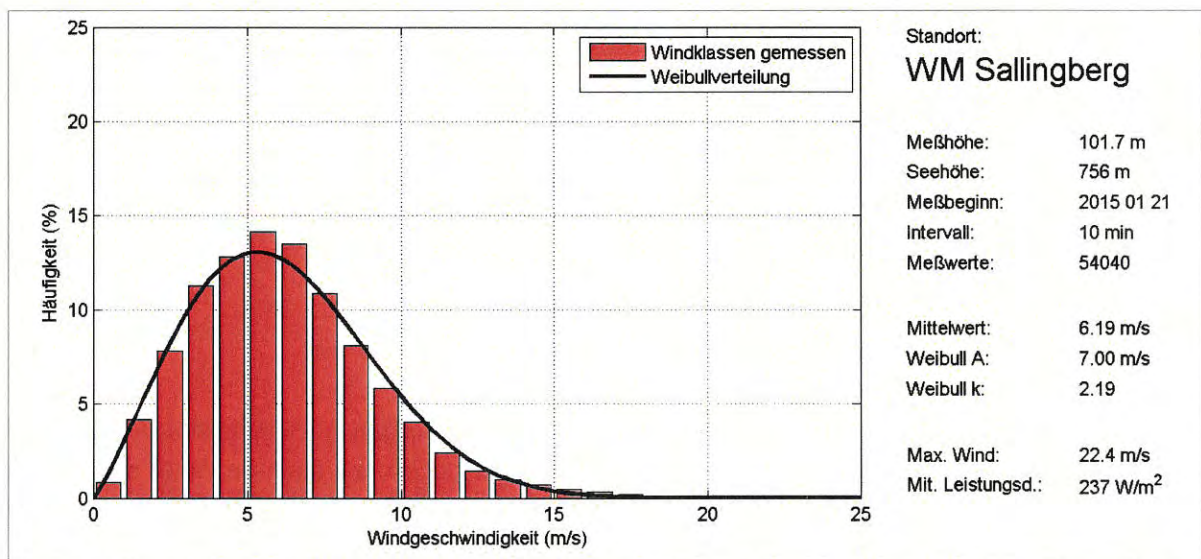


Abb.11: WM Sallingberg – Darstellung der aufbereiteten Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in 101,70 m Höhe im Messzeitraum

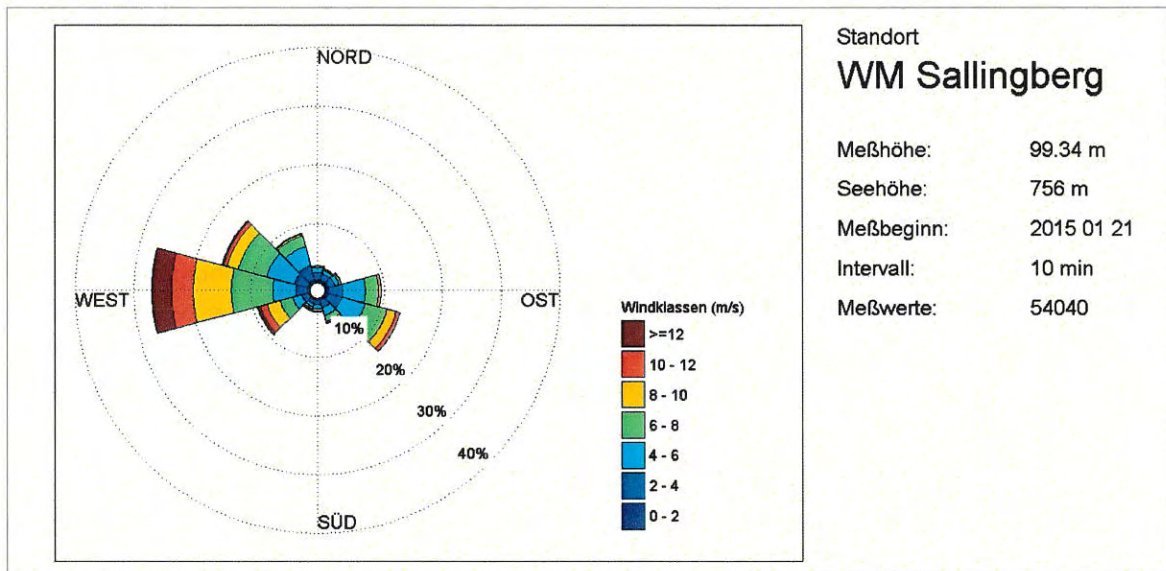


Abb.12: WM Sallingberg – Aufbereitete Häufigkeitsverteilung der Windrichtung im Messzeitraum

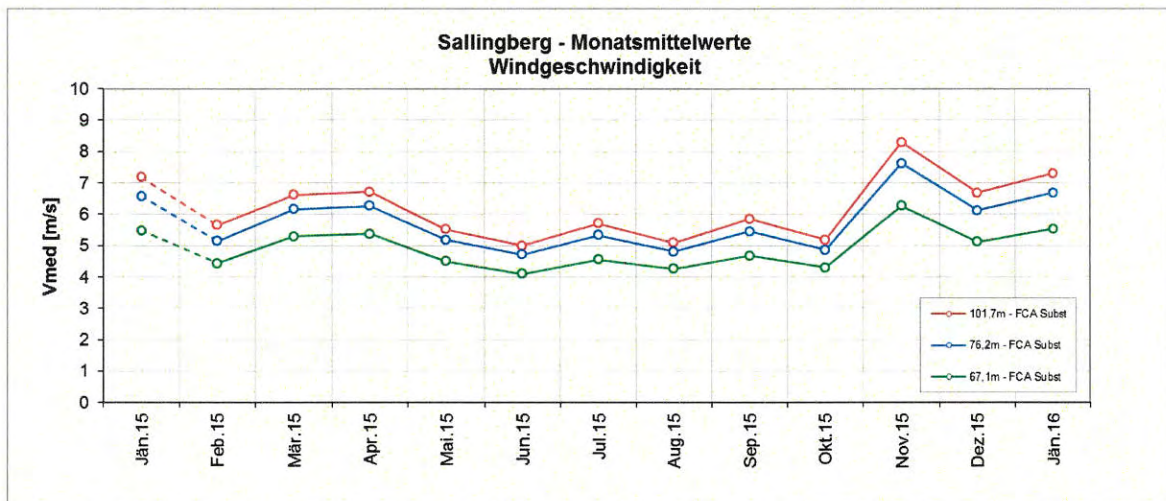


Abb.13: WM Sallingberg – Darstellung der Monatsmittelwerte nach der Datenaufbereitung

4.1.1. Langjährige Bewertung der Messdaten

Im gegenständlichen Projekt mussten die Messdaten der Windmessung Sallingberg einer langjährigen Bewertung unterzogen werden. Für die Berechnung der langjährig zu erwartenden Windverhältnisse wurden Daten der Referenzmessung Loschberg und Reanalysedaten des nächstgelegenen Gitterpunktes der MERRA Datenbank verwendet.

Im ersten Bewertungsschritt wurden die aufbereiteten Messdaten der WM Sallingberg mit den gefilterten Messergebnissen der WM Loschberg korreliert. Aufgrund der geringen Entfernung zwischen den beiden Messpunkten konnte die Korrelation auf Basis von 3-Stunden-Mittelwerten durchgeführt werden. Die Korrelation der Standortdaten mit den Referenzdaten wurde für zwölf Windrichtungssektoren vorgenommen.

Lokale Messung (Standort) : Sallingberg WM100 - aufbereitet (magn. Nord).101,7m - FCA Subst (gefiltert)
Langzeit-Referenz (Zeitreihe): Sendemasten Loschberg - bereinigt.58,5m - D Zusf (gefiltert)
Erster Wert: 20.04.2015 12:10
Letzter Wert: 02.02.2016 09:10

Sektorweise Daten

Sektor	Anzahl	WG Standort		Referenz WG		Verhältnis (site/ref)		Richtungsw. (site-ref)		Korrelation
		Mittel [m/s]	StdAbw [m/s]	Mittel [m/s]	StdAbw [m/s]	Mittel	StdAbw	Mittel [°]	StdAbw [°]	
Gesamt	40053	6,13	2,8	6,29	2,8	0,975	0,085	-2,5	9,3	0,9790
N	1582	3,66	1,4	3,86	1,5	0,948	0,046	0,2	13,6	0,9810
NNO	1009	3,51	1,5	3,55	1,5	0,980	0,053	6,4	15,0	0,9795
ONO	918	3,75	1,5	3,56	1,4	1,060	0,116	5,8	11,2	0,9433
O	2118	4,57	1,5	4,48	1,7	0,995	0,086	-4,6	9,9	0,9488
OSO	5779	5,49	1,8	5,93	2,0	0,929	0,062	-7,0	6,7	0,9744
SSO	2561	4,99	1,9	5,54	2,0	0,904	0,073	-2,2	11,6	0,9675
S	1060	4,57	1,7	4,86	1,9	0,947	0,081	3,0	12,4	0,9659
SSW	1194	4,87	2,4	4,82	2,3	1,027	0,094	5,4	13,2	0,9754
WSW	4266	7,25	2,8	7,29	3,0	1,005	0,090	3,9	7,4	0,9704
W	9594	8,48	3,1	8,44	3,2	1,010	0,084	-1,9	5,4	0,9797
WNW	5827	6,03	2,0	6,30	2,1	0,958	0,073	-6,7	6,4	0,9704
NNW	4145	4,92	1,8	5,18	1,9	0,955	0,058	-5,9	6,9	0,9826
										0,9732

Abb.14: Korrelationen zwischen den Standortdaten und den Referenzdaten der WM Loschberg

Die Korrelation in den einzelnen Windrichtungssektoren zeigte mit Korrelationsfaktoren R von 0,94 bis 0,98 durchwegs sehr gute Ergebnisse. Die anhand der Korrelationen berechneten Werte wurden anschließend mit den Messwerten der WM Sallingberg verschnitten und eine Datenreihe über einen Zeitraum von mehr als 34 Monaten erstellt.

Dieser Datensatz wurde im zweiten Bewertungsschritt den Reanalysedaten des nächstgelegenen MERRA-Datenpunktes gegenübergestellt. Aufgrund der Entfernung zwischen dem Messpunkt und dem MERRA-Punktes konnte die Korrelation auf Basis von 24-Stunden-Mittelwerten (Tagesmittelwerten) durchgeführt werden. Die Korrelation der Standortdaten mit den Referenzdaten wurde für zwölf Windrichtungssektoren durchgeführt.

Lokale Messung (Standort) : Sallingberg WM100 - ergänzt mit Loschberg (magn. Nord).101,7m - FCA Subst (gefiltert)
Langzeit-Referenz (Zeitreihe): MERRA_basic_E15.335_N48.500 (85).50,0m - (gefiltert)
Erster Wert: 11.04.2013 15:00
Letzter Wert: 31.01.2016 23:00

Sektorweise Daten

Sektor	Anzahl	WG Standort		Referenz WG		Verhältnis (site/ref)		Richtungsw. (site-ref)		Korrelation
		Mittel [m/s]	StdAbw [m/s]	Mittel [m/s]	StdAbw [m/s]	Mittel	StdAbw	Mittel [°]	StdAbw [°]	
Gesamt	22658	5,86	2,1	4,47	1,8	1,267	0,163	-18,0	23,8	0,9156
N	1667	4,90	1,4	4,13	1,4	1,116	0,126	-30,4	17,6	0,8861
NNO	1186	4,11	0,9	3,80	1,2	0,959	0,103	-25,7	24,5	0,7736
ONO	829	4,15	1,1	3,45	1,2	1,056	0,107	-6,5	26,0	0,8462
O	837	4,56	1,1	3,42	0,9	1,235	0,128	-5,4	23,2	0,8446
OSO	1461	5,27	1,4	3,82	1,2	1,313	0,144	-15,0	20,1	0,8825
SSO	2193	5,39	1,5	4,17	1,4	1,199	0,142	-30,9	20,1	0,8792
S	1620	5,01	1,5	3,90	1,4	1,186	0,174	-36,0	28,6	0,8102
SSW	1625	5,32	1,4	4,06	1,3	1,241	0,198	-23,9	35,1	0,7739
WSW	2132	6,04	1,6	4,37	1,4	1,332	0,162	-8,1	24,8	0,8798
W	4137	7,71	2,7	5,73	2,2	1,328	0,117	-6,6	14,3	0,9649
WNW	2924	6,56	2,0	4,79	1,7	1,340	0,119	-13,3	15,8	0,9441
NNW	2047	5,96	1,8	4,61	1,7	1,254	0,114	-22,9	16,8	0,9447
										0,8894

Abb.15: Korrelationen zwischen den Standortdaten und den Referenzdaten des MERRA-Projektes

Die Korrelation in den einzelnen Windrichtungssektoren zeigte mit Korrelationsfaktoren R von 0,77 bis 0,96 unterschiedlich gute Ergebnisse. Die anhand der Korrelationen berechneten Werte stimmen im Vergleich mit den tatsächlich gemessenen Werten aber sehr gut überein, sodass die Eignung der MERRA Daten für die langjährige Bewertung als gut bewertet werden konnte.

Auf der Grundlage der durchgeführten Korrelation wurde eine Zeitreihe mit Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsdaten am Standort der Windmessung Sallingberg für den Zeitraum 01.01.2006 bis 31.12.2015 berechnet. Aufbauend auf diesen Ergebnissen konnte eine mittlere Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen für den Standort der Windmessung in 101,7 m Höhe über Grund für einen Zeitraum von 10 Jahren ermittelt werden. In diesem Zusammenhang wurde die Zeitreihe mit den bereinigten Messwerten auf ein vollständiges Messjahr (Zeitraum 01.02.2015 bis 31.01.2016) reduziert, um keine Verzerrung der Jahreshäufigkeitsverteilung durch die weiteren Messdaten zu erhalten. Das Ergebnis ist nachfolgend in einer Tabelle und als Abbildungen dargestellt.

	Messjahr	Langjähriger Zeitraum
Zeitraum der Datenauswertung	01.02.2015 – 31.01.2016	01.01.2006 – 31.12.2015
Messhöhe [m]	101,7	101,7
V _{mittel} in Messhöhe [m/s]	6,19	6,14
Weibull A [m/s]	7,01	6,94
Weibull k [-]	2,20	2,18
Mittlere Leistungsdichte [W/m²]*	236	232

* berechnet mit standortspezifischer Luftdichte

Tab. 14: WM Sallingberg – Aufbereitete und langjährige Windverhältnisse in 101,7 m Höhe

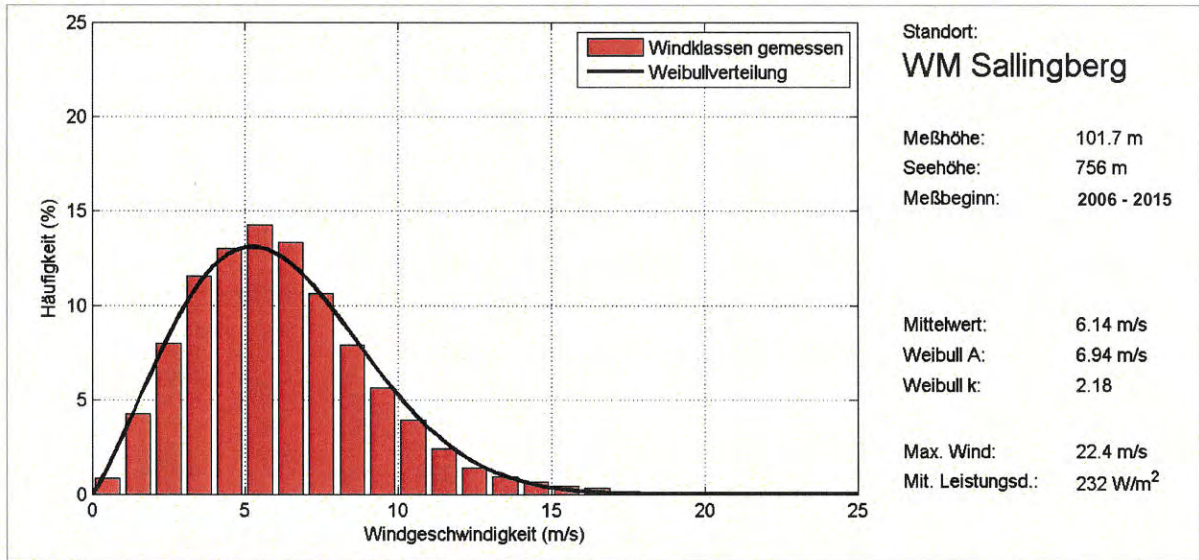


Abb.16: WM Sallingberg – Langjährige Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in 101,7 m Höhe

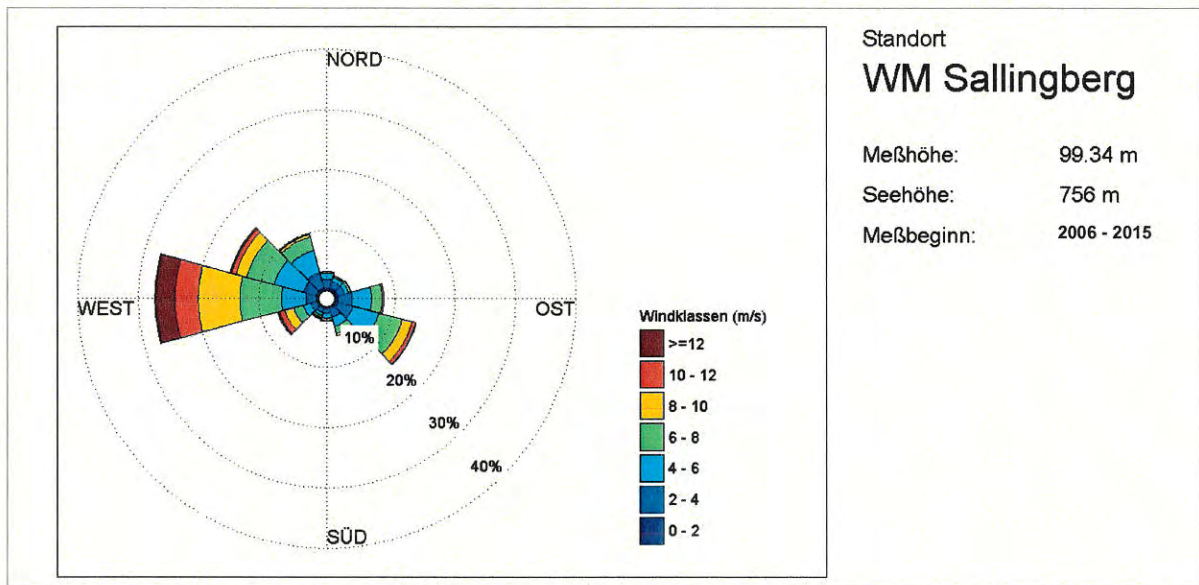


Abb.17: WM Sallingberg – Langjährige Häufigkeitsverteilung der Windrichtungsverteilung in 99,34 m Höhe

Das Ergebnis dieser Berechnung zeigt, dass die mittlere Windgeschwindigkeit im Messjahr leicht über dem erwartenden langjährigen Jahresmittelwert lag. Für die Durchführung der Modellberechnung wurde angenommen, dass die Windrichtungsverteilung im langjährigen Zeitraum jener der bewerteten Jahreshäufigkeit entspricht.

4.2. Windverhältnisse im Projektgebiet

Die Berechnung der Windverhältnisse innerhalb des Windparks wurde mit dem Berechnungsprogramm WAsP¹ (WAsP 11 Version 11.00.0232) durchgeführt. Das hier angewendete mathematische Verfahren zur Abbildung der Strömungsverhältnisse ist eine Annäherung, die zur Modellierung der deutlich komplexeren Realität verwendet werden kann. Für die Prüfung der Standorteignung der geplanten Windkraftanlagen wurde das zertifizierte Modul SITE COMPLIANCE im Anwendungsprogramm WindPro von EMD International A/S verwendet.

Als Grundlage für eine Modellberechnung müssen neben den standortspezifischen Windbedingungen auch Kenntnisse zu den Geländeeigenschaften und den Bodenrauigkeiten der Umgebung vorliegen. Für das gegebene Gutachten wurden die Standorte der geplanten Windkraftanlagen und die Standorte der Windmessungen am 16. Juli 2014 von Herrn Wölfler besichtigt. Die dabei gewonnenen Informationen wurden in der Modellberechnung hinterlegt.

Für die Erstellung des Geländemodells wurden Höhenlinien des Bundesamts für Eich- und Vermessungswesen (BEV) mit einer horizontalen Auflösung von zehn Metern für das Projektgebiet (6,8 x 6,8 km) und im weiteren Umfeld bis ca. 40 km wurden SRTM² Höhenlinien der NASA mit einer horizontalen Auflösung von ebenfalls 10 m für das Geländemodell herangezogen. Diese Höhenlinien wurden im Übergangsbereich angeglichen.

Die Bodenrauigkeiten wurden für einen Umkreis von 80 km um den Windpark berücksichtigt. Dabei wurden die Rauigkeiten in einem Umkreis von ca. 6 km um den Standort der geplanten Windkraftanlagen und um den Windmessstandort anhand von topographischen Karten und Luftbildern sowie auf der Grundlage der Standortbesichtigung eingeschätzt und digitalisiert. Im weiteren Umkreis bis 80 km wurden Onlinedaten aus dem Programm WindPro von EMD verwendet. Diese Daten haben eine Auflösung von 200 x 200 m und stammen aus dem „european roughness countour dataset“ von www.dataforwind.com.

Als Kartengrundlage dienten Landkarten im Maßstab 1:50.000 des Bundesamtes für Eich- und Vermessungswesen (Austrian Map Fly 5.0).

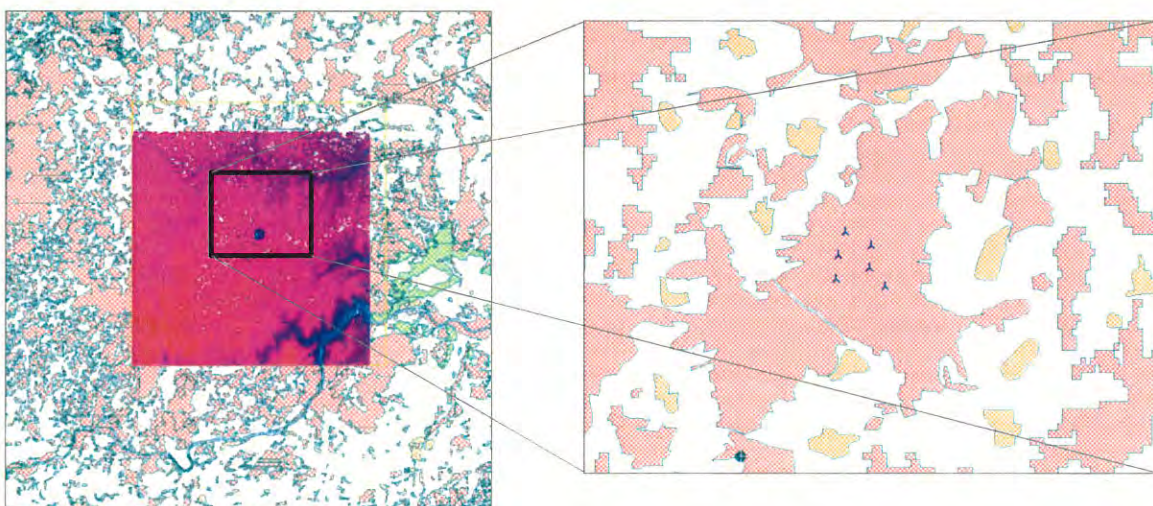


Abb. 18: Geländemodell und digitalisierte Rauigkeiten für die Modellberechnung

¹ Wind Atlas Analysis and Application Program (RISØ National Laboratory, Denmark)

² Shuttle Radar Topography Mission

Als Eingangsdaten für die Berechnung wurden die im Kapitel 4.1.1. berechneten langjährigen Windverhältnisse am Standort der Windmessung Sallingberg verwendet. Die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit in Nabenhöhe der geplanten Windkraftanlagen ist nachfolgend grafisch als Windressourcenkarte bei freier Anströmung (ohne WAKE-Effekte) abgebildet.

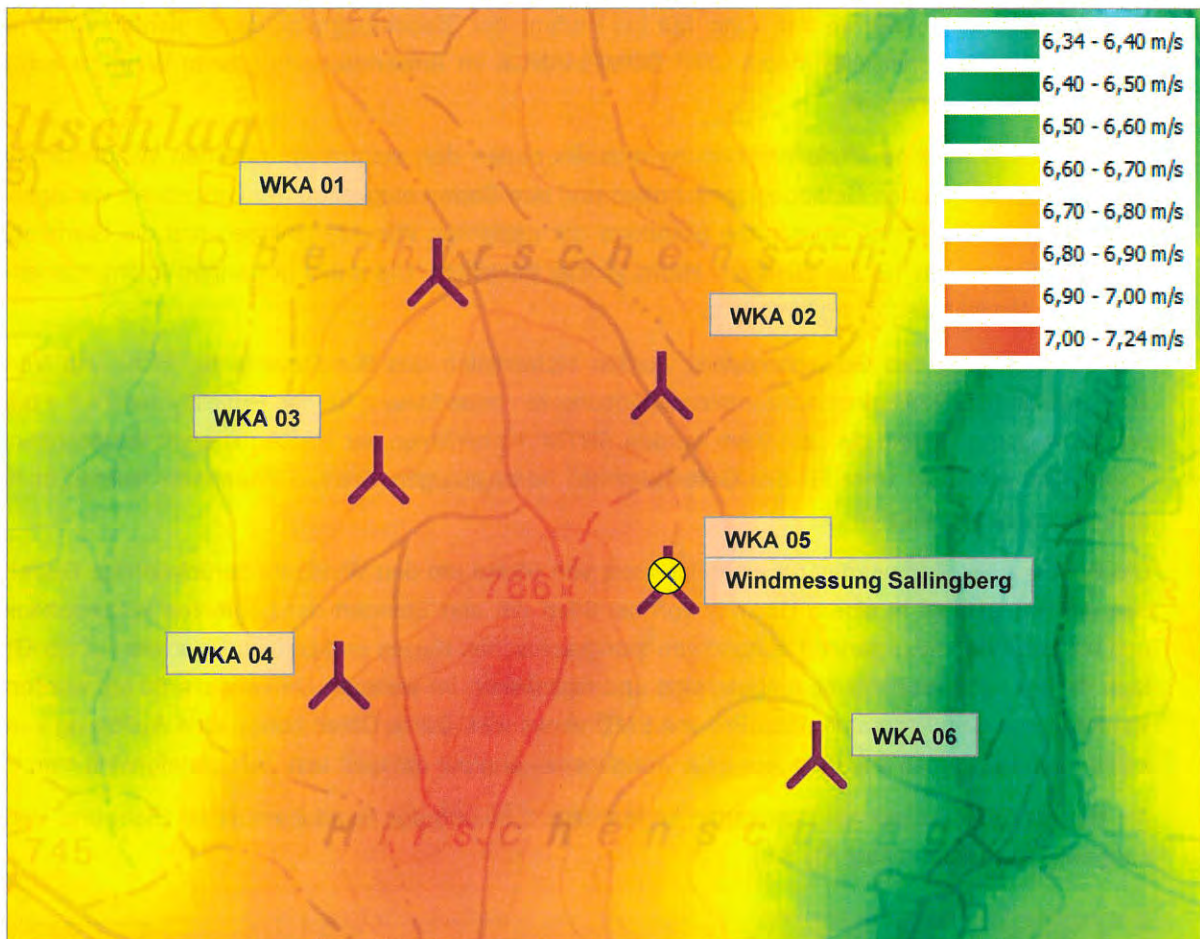


Abb.19: Ressourcenkarte der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit für 169 m Höhe mit Legende (WASP)

Bezeichnung	Anlagentyp	Nabenhöhe	V mittel	Weibull A	Weibull k	Leistungs- dichte *
		[m]	[m/s]	[m/s]	[-]	[W/m²]
SB_01	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	6,96	7,86	2,014	364
SB_02	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	7,01	7,91	2,049	372
SB_03	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	6,93	7,82	2,033	353
SB_04	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	7,03	7,93	2,061	371
SB_05	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	7,04	7,95	2,064	368
SB_06	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	6,76	7,63	2,092	321

* berechnet mit standortspezifischer Luftdichte

Tab. 15: Windpark Sallingberg Windverhältnisse an den Anlagenstandorten

4.3. Turbulenzbewertung

Die Bewertung der Turbulenzintensität am Standort des Windparks Sallingberg wurde auf der Grundlage der Windmessdaten der Windmessung Sallingberg und der im Kapitel 4.2 beschriebenen Modellberechnung durchgeführt. Die Bewertung der Turbulenzen erfolgte nach IEC 61400-1 ed.3.

Die Werte des Anemometers in 101,7 m über Grund wurden mit einer Frequenz von einem Messwert pro Sekunde gemessen und in Abständen von 10 Minuten gespeichert. Dabei wurden die Parameter Mittelwert, Maximum, Minimum sowie die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit im 10-Minutenmittel aufgezeichnet. Zusätzlich wurden die Werte der Windrichtung in 99,34 m Höhe aufgezeichnet und ebenfalls als 10-Minutenmittelwerte gespeichert.

Die Turbulenzintensität ist definiert als das Verhältnis der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit, bezogen auf die mittlere Windgeschwindigkeit innerhalb eines Zeitraumes von zehn Minuten. Die Umgebungsturbulenzintensität beschreibt dabei die am Standort einer Windmessung oder Windkraftanlage herrschende Turbulenz ohne den Einfluss von benachbarten Windkraftanlagen. Auf Basis der gemessenen Daten wurde die repräsentative Turbulenzintensität (Mittel+1,28xStdAbw) für den Standort der Windmessungen nach IEC 61400-1 ed 3, 2005 ermittelt. In beiden Fällen wurden nur Werte ab einer Windgeschwindigkeit von 4,0 m/s und einer Mindestanzahl von 10 Werten im jeweiligen Windrichtungs- und Geschwindigkeitsbereich verwendet. In der nachfolgenden Abbildung sind die **gemessene mittlere Umgebungsturbulenz** und die **repräsentative Turbulenz** in 101,7 m über Grund am Standort der Windmessung Sallingberg dargestellt.

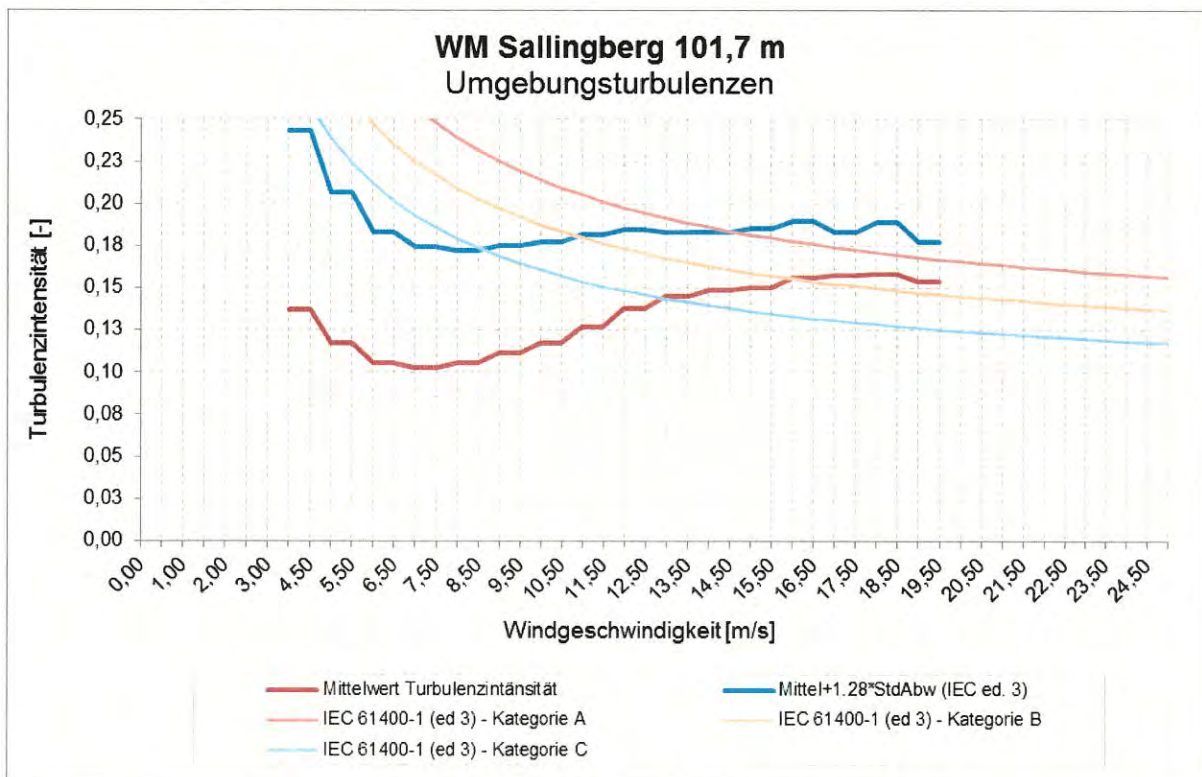


Abb.20: Windmessung Sallingberg - Mittlere und Repräsentative Umgebungsturbulenz in 101,7 m Höhe

Sektor	Häufigkeit	Umgebungsturbulenz (mittlere)	Umgebungsturbulenz (repräsentativ)
	[%]	[%]	[%]
N	2,92	17,57	29,57
NNO	2,55	17,43	28,71
ONO	2,74	16,75	26,75
O	7,95	14,60	23,70
OSO	12,66	14,00	23,00
SSO	4,55	11,00	20,40
S	2,42	13,00	25,11
SSW	2,31	11,83	21,42
WSW	9,57	14,83	22,61
W	27,98	14,47	21,53
WNW	15,49	14,80	22,33
NNW	8,85	16,58	25,33
Mittelwert (gewichtet)		14,67	24,21

Tab. 16: Windmessung Sallingberg – sektorielle Turbulenzwerte in Messhöhe 101,7 m

Die aufgezeichneten und bewerteten Messwerte am Standort der Windmessung Sallingberg zeigen, dass die Turbulenzintensität in 101,7 m über Grund bis zu einer Windgeschwindigkeit von 7,5 m/s abnimmt und anschließend mit zunehmender Windgeschwindigkeit tendenziell ansteigt. Da die Windmessung nicht in Nabenhöhe der geplanten Windkraftanlagen durchgeführt wurde, mussten die Werte für den geplanten Windpark mittels der Modellberechnung ermittelt werden.

Für die Bewertung der Turbulenzen am Standort des geplanten Windparks Sallingberg wurden die gemessenen Turbulenzwerte zu den Positionen und auf Nabenhöhe der geplanten Anlagen transferiert. Die Berechnungen wurden mit dem Modul SITE COMPLIANCE im Anwendungsprogramm WindPro von EMD durchgeführt. Die Einstellungen für diesen Berechnungsvorgang sind nachfolgend aufgelistet:

Verwendete Methode	Mast_WAsP (Qualität: A+B)
Turbulenzdaten	Umgebungsturbulenz von Messmast
	Mittel σ , Sektorweise, N > 10
	Std.abw. σ , Sektorweise, N > 50 Anpassungstyp: Automatisch
Ausbreitungsmodell	WAsP Sektor-Speedup, Konstanter σ -Fehler
Turbulenzstruktur-Korrektur	Komplexität Gelände
Frandsen-Modell	m = 10
Korrektur für große Windparks	Automatisch

Tab. 17: Einstellungen für die Turbulenzberechnung

Die Einstellungen für die Turbulenzberechnung wurden entsprechend der IEC-Richtlinie gewählt.

Die **mittlere Turbulenz** (Mittel σ) wurde **richtungsabhängig** für die Windrichtungssektoren herangezogen. Die Anzahl der Werte (**N**) pro Windgeschwindigkeitsklasse, die vorliegen müssen, um die daraus gemittelte Turbulenz zu verwenden, wurde mit **10 Werten je Bin** definiert. In Bins mit weniger als N Werten wurde der Wert aus dem Anpassungsmodell verwendet. Die Anpassung erfolgte über die Methode der kleinsten Quadrate bei gleicher Gewichtung der einzelnen Klassen-Werte. Eine Überbewertung der unteren Windgeschwindigkeitsklassen, in denen meist deutlich mehr Werte vorliegen als in den höheren, die für die Belastung der WKA viel entscheidender sind, wird dadurch vermieden. Bei einer Gewichtung der einzelnen Klassen über die Werteanzahl, würden ansteigende Tendenzen der Anpassungslinie von $\sigma(u)$ bei höheren Windgeschwindigkeiten wie in Wäldern oder an küstennahen Standorten, ignoriert. Dies könnte zur Unterschätzung der Turbulenz bei höheren Windgeschwindigkeiten führen.

Für die **Standardabweichung** der Windgeschwindigkeit wurde die Verwendung des gewichteten Mittels für σ , welches eine bessere Abschätzung dieses eher instabilen Parameters ermöglicht, gewählt. Außerdem wurde die Werteanzahl von mindestens **50 Messwerten pro Bin** festgelegt und die Anpassung für **alle Klassen** durchgeführt.

Für die Übertragung der aufbereiteten Turbulenzwerte vom Standort und der Höhe der Windmessung zur Anlagenposition und auf Nabenhöhe der Anlage wurde ein **Ausbreitungsmodell** verwendet. Um für jede Position repräsentative Werte zu bekommen, wurden in Site Compliance folgende zwei Skalierungseinstellungen ausgewählt:

Einheitliche Skalierung mit WAsP

Der einheitlichen Skalierung mit WAsP liegt eine ähnlich vereinfachte Annahme zu Grunde wie der einheitlichen Skalierung mit WAsP-Engineering (WEng). Der Skalierungsfaktor wurde für alle Windgeschwindigkeiten als konstant angenommen und umgekehrt proportional zum WAsP-Ergebnis des Speed-Up-Verhältnisses von Mast zu WKA.

$$\sigma_{WTG}^t(u, \theta) = 1/c \sigma_{mast}^t(u, \theta)$$

Konstanter σ -Fehler mit WAsP

Diese Skalierungsmethode „Konstanter σ -Fehler“ ist vergleichbar mit der Methode von WEng, jedoch in einer vereinfachten Form, da keine modellierten Ergebnisse („predicted“) zur Verfügung stehen. Die Turbulenzwerte, wurden auf Null gesetzt, um die entsprechende WAsP-Version der Gleichung zu erhalten.

$$\sigma_{WTG}^t(u, \theta) = \sigma_{mast}^t(u/c, \theta)$$

Die Grundannahme ist hier, dass sich die Turbulenz σ bei bestimmten Verhältnissen (Geschwindigkeit und Richtung) am Maststandort über die Standortfläche konstant verhält. Dennoch ändert sich die Turbulenz auf den unterschiedlichen Positionen, da sich die Windverhältnisse über die Standortfläche nicht gleichmäßig verhalten, sondern abhängig von Rauigkeit und Gelände verändern.

Die berechneten Umgebungsturbulenzen am Standort und in Nabenhöhe der geplanten Windkraftanlagen des Windparks Sallingberg sind in Abbildung 21 dargestellt.

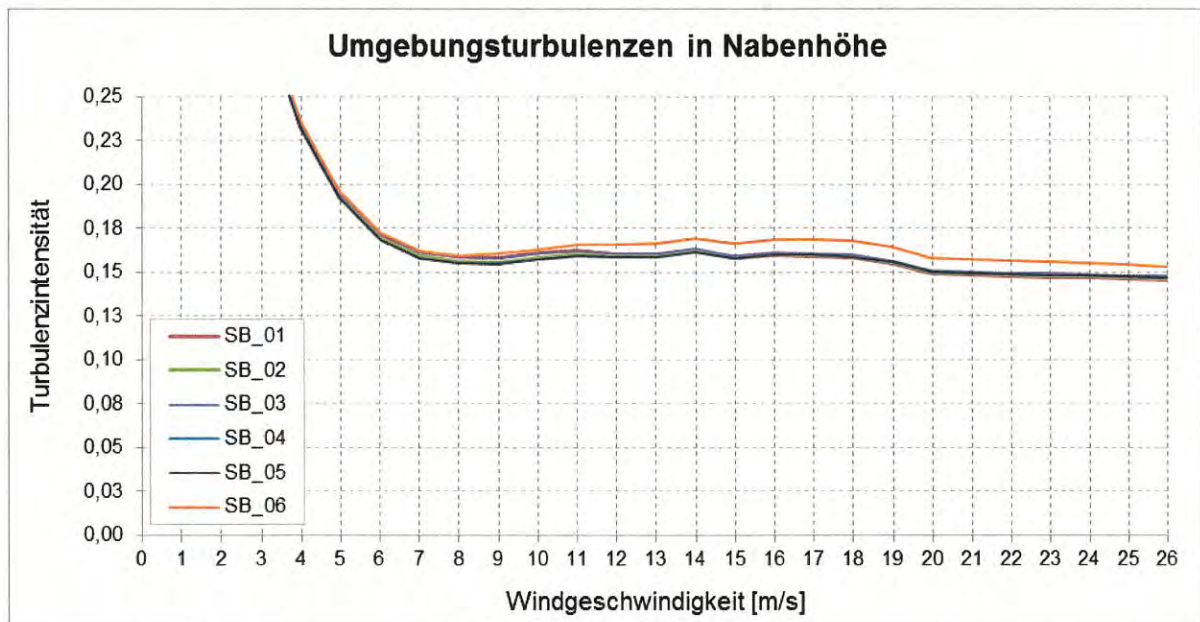


Abb.21: Windpark Sallingberg - Berechnete Umgebungsturbulenzen

Wie aus der Abbildung deutlich zu erkennen ist, sind die berechneten Werte der Umgebungsturbulenz am Standort der WKA 06 geringfügig höher als an den anderen Anlagenstandorten. Der Unterschied ist begründet durch die Lage der WKA 06 im Lee des in Hauptwindrichtung vorgelagerten Hügels und der großen Bodenrauigkeiten. Die übrigen WKA-Standorte weisen sehr ähnliche Umgebungsturbulenzen auf. Der Grund hierfür liegt in der geringen Distanz zwischen den Anlagen und der gleichbleibenden Rauigkeiten im Projektgebiet. Weiters sind alle Anlagen mit der gleichen Nabenhöhe geplant und es ergeben sich dadurch auch keine unterschiedlichen Einflüsse der Bodenrauigkeiten.

Für die Prüfung der Standsicherheit einer Windkraftanlage ist laut IEC Norm 61400-1 ed.3 die effektive Turbulenzintensität (I_{eff}) bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s ausschlaggebend. Der Windkraftanlagentyp Vestas V150-4,2MW ist nach der Norm IEC 61400-1 ed.3 für die **Turbulenzklasse B** zertifiziert.

Für diese Bewertung wurde als Basiswert die berechnete **repräsentative Turbulenzintensität**, definiert als die Summe der Umgebungsturbulenz und der 1,28-fachen Standardabweichung herangezogen. Zusätzlich mussten die durch die bestehenden und der geplanten Windkraftanlagen induzierten Turbulenzen berücksichtigt werden. Die daraus resultierende **effektive Turbulenzintensität** wurde anschließend mit den IEC-Anforderungen der jeweiligen Turbulenzklasse gegenübergestellt.

Die effektive Turbulenz wurde für jede Windgeschwindigkeitsklasse durch eine Integration der Richtungsvariation der Turbulenz und für alle Richtungen berechnet. Zu diesem Zweck wurde das **Modell der effektiven Turbulenz nach Frandsen** entsprechend der IEC-Richtlinie verwendet. Das Frandsen-Modell besteht aus mehreren Bestandteilen. Die erste Komponente ist ein Modell zur Berechnung der Wake-Turbulenz im Nachlauf einer WKA bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von einem Schubbeiwert (c_t). Die zweite Komponente ist das Modell zur Kombination der Wake-Turbulenz mit der Umgebungsturbulenz zu einer „Gesamturbulenz“ für jede Richtung und jede Windgeschwindigkeitsklasse. Die dritte Komponente ist ein spezielles Integral über alle Richtungen, das sowohl die Häufigkeit der

Richtung enthält, als auch eine nicht-lineare Wichtung, die im Bezug zur Akkumulation der Materialermüdung der unterschiedlichen WKA-Materialien steht. Als Eingangswert wird ein Material-Parameter benötigt, der sogenannte **Wöhler-Exponent**. Die Berechnung wurde für jede Windgeschwindigkeitsklasse durchgeführt und das Resultat ist die Effektive Turbulenz als Funktion der Windgeschwindigkeit.

Das Ergebnis dieser Berechnungen für den geplanten Windpark Sallingberg ist nachfolgend abgebildet.

Effektive Turbulenzen für jeweilige Windklasse in m/s																
	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]
SB_01	22,6	21,9	21,0	20,0	18,5	17,2	16,2	16,3	15,8	15,9	15,9	15,8	15,5	14,9	14,8	14,7
SB_02	23,1	23,0	22,6	21,5	20,5	19,7	19,0	18,8	17,8	17,5	17,2	16,8	16,4	15,7	15,5	15,4
SB_03	23,0	22,0	20,6	19,4	17,9	16,9	16,2	16,4	16,0	16,1	16,1	16,0	15,6	15,1	15,0	14,9
SB_04	21,8	20,7	19,2	17,8	16,7	16,1	15,9	16,2	15,8	16,0	16,0	15,9	15,5	15,0	14,9	14,9
SB_05	24,0	23,4	22,7	21,6	20,4	19,4	18,6	18,4	17,6	17,4	17,1	16,9	16,4	15,8	15,6	15,5
SB_06	24,7	24,5	23,7	22,6	21,4	20,0	18,9	18,6	17,8	17,6	17,5	17,3	16,9	16,2	16,1	15,7

Tab. 18: Windpark Sallingberg – Berechnete effektive Turbulenzen

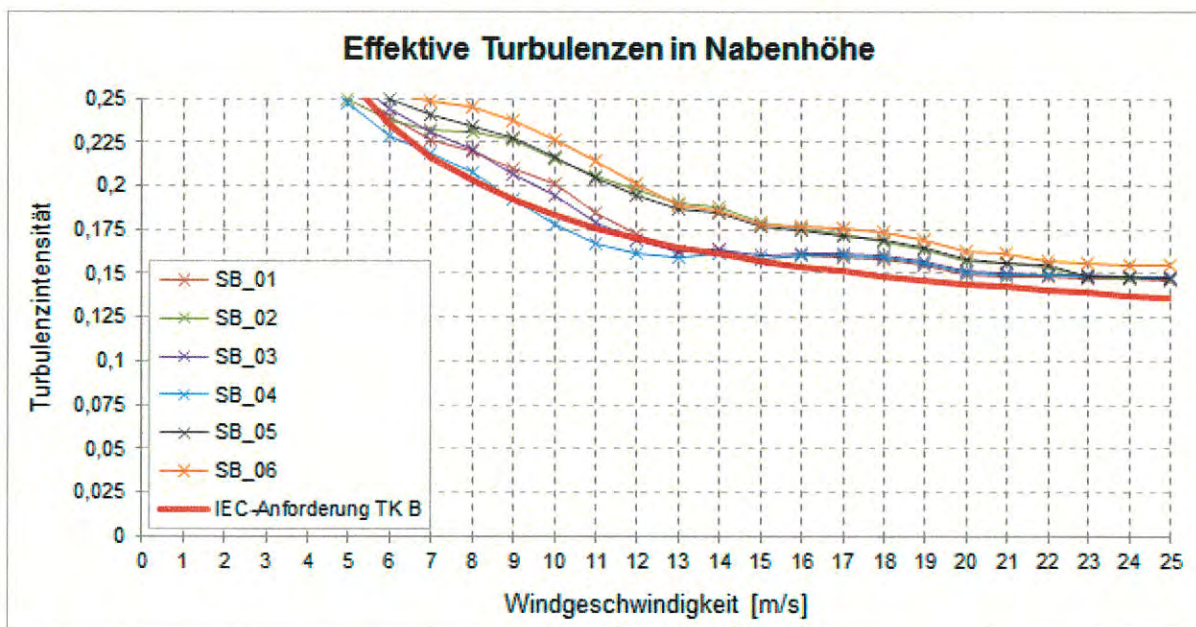


Abb.22: Windpark Sallingberg - Berechnete effektive Turbulenzen

Das Ergebnis der Turbulenzberechnung zeigt, dass die **Grenzwerte der Turbulenzklasse B** nach der Norm IEC 61400-1 ed.3 **überschritten** werden. Für die Berechnung der effektiven Turbulenzen wurden nur die geplanten Windkraftanlagen des Windparks Sallingberg berücksichtigt, da keine weiteren Anlagen im Nahbereich vorhanden sind.

4.4. Extremwindgeschwindigkeiten

Die Bewertung der maximalen Windgeschwindigkeiten wurde auf Grundlage der gemessenen Windgeschwindigkeitsdaten der Windmessung Sallingberg durchgeführt. Diese Daten sind im Kapitel 4.1 dargestellt. Die Eingangsdaten für die Berechnung der Extremwindgeschwindigkeiten sind in der nachfolgenden Tabelle zusammen gefasst.

Standortname	WM Sallingberg
Messzeitraum	21.01.2015 – 02.02.2016
Messhöhe [m]	101,7
Schrittweite	10 Minuten
Anzahl der Werte	50.281
Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]	6,24
Maximaler 10-Minuten-Mittelwert der Windgeschwindigkeit [m/s]	22,40
Maximaler 1-Sekunden-Wert der Windgeschwindigkeit [m/s]	34,10

Tab. 19: Windmessung Sallingberg - Übersicht der aufbereiteten Windgeschwindigkeitsdaten

Für die Berechnung des 50-Jahres-Extremwindes mit einer angemessenen statistischen Genauigkeit benötigt man etwa 10 Jahre validierte Daten. Da dies in der Praxis einen zu hohen zeitlichen Aufwand bedeuten würde, werden die maximalen Messwerte der Kurzzeitmessung mittels einer Gumbel-Verteilung auf einen längeren Zeitraum extrapoliert. Je näher die Daten dabei an der idealen Gumbel-Funktion liegen, desto niedriger ist die statistische Unsicherheit. Die Unsicherheit wurde mittels einer Bootstrap-Technik berechnet und als mittlere Standardabweichung angegeben.

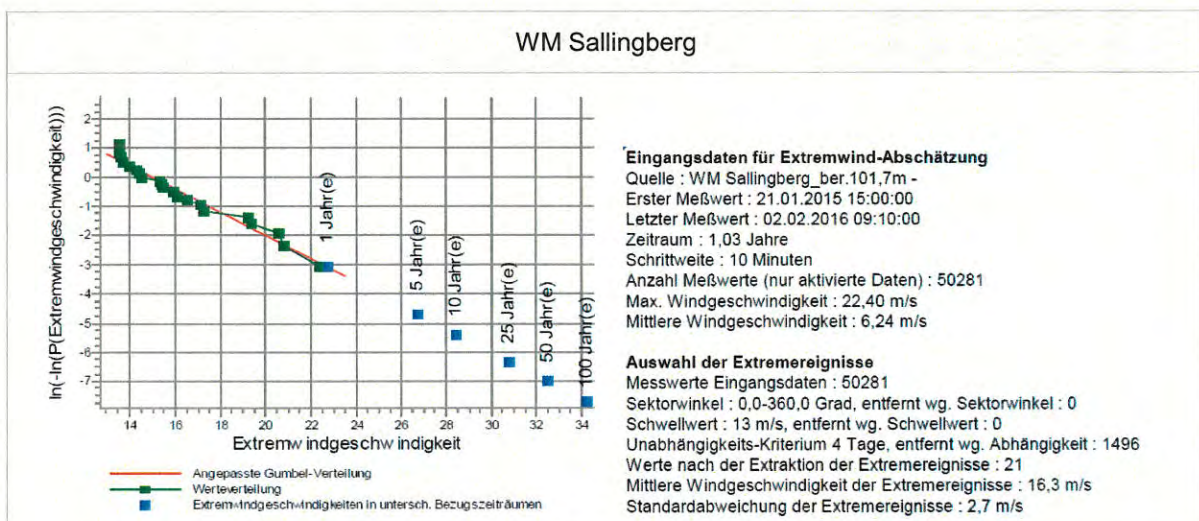


Abb.23: Gumbel-Fit der Extremwindgeschwindigkeiten und Auswahl der Extremereignisse

Anhand der statistischen Auswertung wurde die erwartete Extremwindgeschwindigkeit (EWS) für den jeweiligen Bezugszeitraum ermittelt. Die Berechnungsunsicherheit ist dabei als Standardabweichung in Form des Variationskoeffizienten (VarK) in % und als Unsicherheit (UNC) in m/s angegeben.

Extremwindgeschwindigkeit und Unsicherheiten				
Bezugszeitraum	EWS	VarK	UNC	EWS + 1*StdAbw.
[Jahre]	[m/s]	[%]	[m/s]	[m/s]
T = 1	22,7	9,5	2,2	24,9
T = 5	26,7	12,1	3,3	30,0
T = 10	28,5	12,9	3,7	32,2
T = 25	30,8	14,0	4,3	35,1
T = 50	32,5	14,7	4,8	37,3
T = 100	34,2	15,3	5,2	39,4

Tab. 20: Windmessung Sallingberg - Übersicht der berechneten Extremwindgeschwindigkeiten in Messhöhe 101,7 m

Das Ergebnis für den maximalen 10-Minuten-Mittelwert der Windgeschwindigkeit am Standort der Windmessung in 101,7 m Höhe mit einer Wiederkehrzeit von 50 Jahren beträgt 32,5 m/s. Die Unsicherheit des statistischen Wertes wurde mit $\pm 4,8$ m/s ausgewertet.

Die Bewertung der Extremwindgeschwindigkeiten am Standort des geplanten Windparks Sallingberg wurde mit dem Modul SITE COMPLIANCE und der Modellberechnung eine Auswertung durchgeführt. Die Einstellungen für diesen Berechnungsvorgang sind nachfolgend aufgelistet:

Verwendete Methode	POT-N_WAsP (Qualität: B+B)
Statistisches Modell	POT-N & Gumbel; N = 20, $\Delta t = 4$ Tage
Ausbreitungsmodell	WAsP (Sektorweise Speed-Up)

Tab. 21: Einstellungen für die Modellberechnung

Das Ergebnis der Extremwindberechnung am Standort des geplanten Windparks Sallingberg auf Basis der Messdaten und der Modellberechnung ist nachfolgend dargestellt.

Bezeichnung	Anlagentyp	Nabenhöhe	Seehöhe	v_{ref} Maximaler 10-Minuten-Mittelwert
				(50 Jahre)
		[m]	[m]	[m/s]
SB_01	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	729	37,0
SB_02	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	740	36,5
SB_03	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	740	36,3
SB_04	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	759	36,3
SB_05	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	755	36,3
SB_06	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	741	34,8

Tab. 22: Windpark Sallingberg - Berechneter Maximaler 10 Minuten Mittelwerte (50 Jahre) in Nabenhöhe der geplanten Anlagen

Die Ergebnisse der berechneten maximalen 10-Minuten-Mittelwerte der Windgeschwindigkeit mit einer Wiederkehrzeit von 50 Jahren sind aufgrund der statistisch gesehen kurzen Messperiode mit erhöhten Unsicherheiten behaftet.

Daher wurde eine zusätzliche Bewertung der Maximalwindgeschwindigkeiten nach **ÖNORM B 1991-1-4** durchgeführt. In Tabelle A.1 des Anhang A der oben angeführten Norm sind die Basiswerte sämtlicher

Bezirkshauptorte Österreichs angegeben. Für das gegenständliche Projekt wurde der Grundwert des Basisgeschwindigkeitsdruckes in 10 m Höhe für den Bezirkshauptort Zwettl ausgewählt. Eine Übertragung des Basiswertes ist zulässig, da der Standort der Windkraftanlagen nicht mehr als 250 m höher als der Bezirkshauptort liegt.

Ort	Seehöhe [m]	Basiswindgeschwindigkeit [m/s]	Basisgeschwindigkeitsdruck [kPa = kN/m ²]
Zwettl	520	24,4	0,37

Tab. 23: Grundwerte laut ÖNORM B 1991-1-4 Anhang A in 10 m Höhe

Für die Berechnung des maximalen Staudrucks in Nabenhöhe der geplanten Windkraftanlagen wurde der Basiswert mit folgender Formel hochgerechnet:

$$q_{NH} = q_{Basis} + (0,03 * z) \quad \text{wobei } z \text{ der Nabenhöhe der Windkraftanlagen entspricht}$$

Die Windgeschwindigkeit und der Staudruck hängen wie folgt zusammen: $q=v^2/1600 \rightarrow v=(q*1600)^{0,5}$

Nabenhöhe [m]	Geschwindigkeitsdruck [kPa = kN/m ²]	Maximaler 10-Minuten Mittelwert [m/s]
169,0	0,787	37,5

Tab. 24: Geschwindigkeitsdruck und maximaler 10-Minuten-Mittelwerte in Nabenhöhe der Windkraftanlagen

Zusätzlich wurden die Werte der 3-sec Maximalböe mit einer Wiederkehrzeit von 50 Jahren auf Basis der maximalen 10-Minuten-Mittelwerte (Tab.22) berechnet. Die Maximalböe $V_{e,50}$ ist laut Norm 61400-1, ed.3 als das 1,4-fache der 10-Minuten Bezugswindgeschwindigkeit V_{ref} in Nabenhöhe definiert.

Die Werte der Windgeschwindigkeiten sind in der folgenden Tabelle zusammen gefasst und bei Einhaltung des Grenzwertes der DIBt-Windzone 2 grün und im kritischen Bereich orange bzw. rot eingefärbt. Der Grenzwert für die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit V_{ave} liegt bei 7,0 m/s, für die Maximalwindgeschwindigkeit V_{ref} bei 37,5 m/s und für die 3-sec Maximalböe $V_{e,50}$ bei 52,5 m/s.

Bezeichnung	Anlagentyp	Nabenhöhe [m]	V_{ave} [m/s]	V_{ref} [m/s]	V_{ref} ÖNORM [m/s]	$V_{e,50}$ [m/s]
SB_01	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	6,96	37,0	37,5	51,8
SB_02	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	7,01	36,5		51,1
SB_03	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	6,93	36,3		50,8
SB_04	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	7,03	36,3		50,8
SB_05	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	7,04	36,3		50,8
SB_06	Vestas V150 – 4,2 MW	169,0	6,76	34,8		48,7
Anforderung IEC-Klasse III			7,00	37,5	37,5	52,5

Tab. 25: Windpark Sallingberg - Berechnete Referenzwindgeschwindigkeiten in Nabenhöhe der geplanten Anlagen

Die berechnete **mittlere Jahreswindgeschwindigkeit** für drei der sechs geplanten Windkraftanlagen liegt mit 7,01 bis 7,04 m/s **im Bereich des zulässigen Grenzwertes** von 7,0 m/s. Die Berechnung der Maximalgeschwindigkeiten ergab keine Überschreitungen.

4.5. Komplexität des Geländes

Die Grundlage für die Prüfung der Komplexität des Geländes im Windpark bildet das Geländemodell welches bereits in Kapitel 4.2 erläutert und dargestellt wurde.

Die Bewertung der Komplexität des Geländes am Standort des geplanten Windparks Sallingberg wurde mit dem Modul SITE COMPLIANCE und der Modellberechnung durchgeführt. Nachfolgend sind die Einstellungen für diesen Berechnungsvorgang aufgelistet und die Ergebnisse der Komplexitätsprüfung dargestellt:

Verwendete Methode	Aktives DHM
Methodendetails	Höhenmodell Rasterweite 100 m
IEC-Limits	Komplex $I_c = 1$
	Teilweise komplex $0 < I_c < 1$
	Nicht komplex $I_c = 0$

Tab. 26: Einstellungen für die Modellberechnung

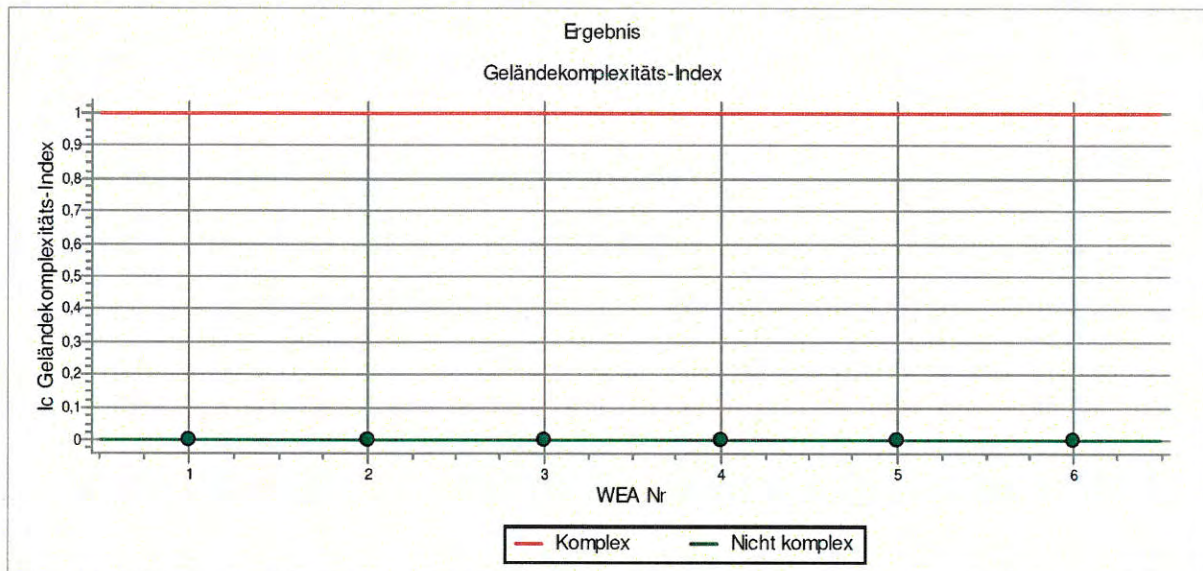


Abb.24: Ergebnis der Komplexitätsprüfung

Das Ergebnis der Komplexitätsprüfung des Geländes zeigt, dass der Standort des Windparks Sallingberg nicht komplex ist.

4.6. Windverteilung

Für die Prüfung der Windverteilung wurden die langjährig bewerteten Messdaten bzw. das Ergebnis aus der Modellberechnung an den Standorten der Windkraftanlagen verwendet. Bei dieser Prüfung wird die berechnete Weibull-Verteilung in Nabenhöhe der Windkraftanlagen mit den Limits für den jeweiligen Windkraftanlagentyp verglichen.

Der Windkraftanlagentyp Vestas V150-4,2MW mit einer Nabenhöhe von 166 m (+ 3,0 m Fundamentanhebung) entspricht einer Windkraftanlage der Windzone 2 nach DIBt. Die Limits für die Häufigkeitsklassen der Windgeschwindigkeit und die Berechnungsergebnisse sind nachfolgend dargestellt.

Klasse [m/s]	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
DIBt WZ 2	9,1	8,1	6,9	5,7	4,5	3,4	2,5	1,8
SB_01	9,6	7,9	6,2	4,7	3,5	2,5	1,7	1,1
SB_02	9,8	8,1	6,4	4,9	3,6	2,5	1,7	1,1
SB_03	9,7	7,9	6,2	4,7	3,4	2,4	1,6	1,1
SB_04	9,8	8,2	6,5	4,9	3,6	2,6	1,7	1,1
SB_05	9,9	8,2	6,5	5,0	3,7	2,6	1,8	1,1
SB_06	9,9	8,0	6,2	4,5	3,2	2,1	1,4	0,8

Tab. 27: Ergebnistabelle – Prüfung der Windverteilung für DIBt WZ 2

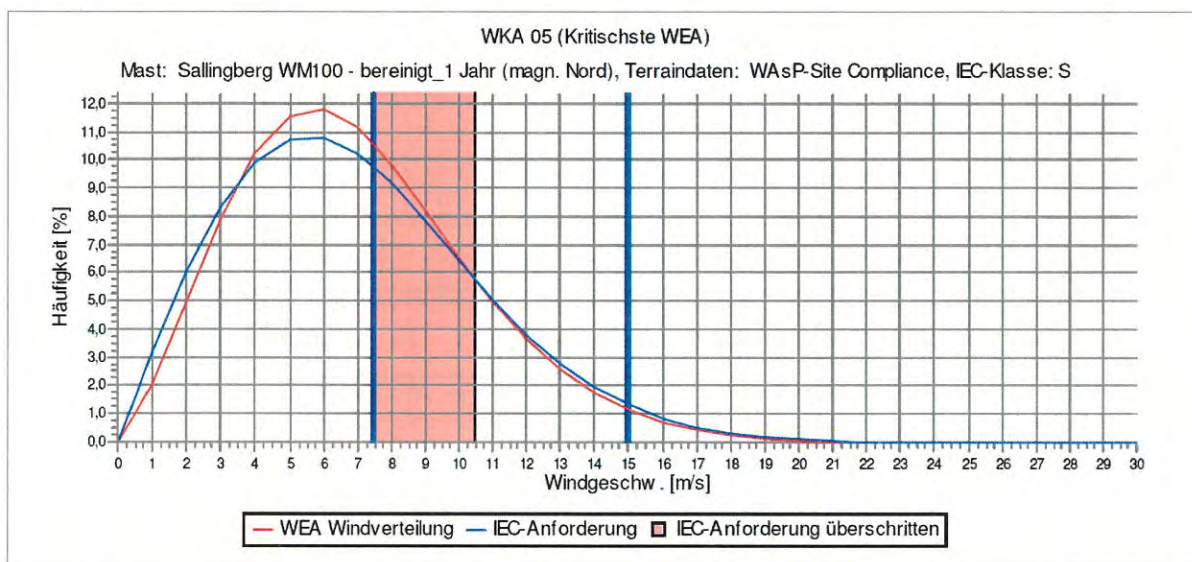


Abb.25: Ergebnis der Prüfung der Windverteilung bei Windkraftanlage SB 05

Das Ergebnis der Prüfung der Windverteilung zeigt, dass die Häufigkeit der Werte im Bereich der Windklassen 8,0 bis 10,0 m/s bei den Anlagen SB_04 und SB_05 über den Grenzwerten der DIBt Windzone 2 liegt. Bei den anderen vier Anlagen kommt es nur zu geringen Überschreitungen im Bereich bis 9 m/s.

4.7. Neigung der Anströmung

Die Grundlage für die Prüfung der Neigung der Anströmung in Nabenhöhe der Windkraftanlagen bildet das Geländemodell welches bereits in Kapitel 4.2 erläutert und dargestellt wurde.

Die Bewertung des Anströmwinkels in Nabenhöhe und an den Positionen der geplanten Windkraftanlagen des Windparks Sallingberg wurde mit dem Modul SITE COMPLIANCE und der Modellberechnung durchgeführt. Die Einstellungen für diesen Berechnungsvorgang und die Berechnungsergebnisse sind nachfolgend dargestellt:

Verwendete Methode	Geländeanpassung
Methodendetails	Geländeanpassung (5x NH Scheibe) von Komplexitätsprüfung
IEC-Limits	Min = -8°
	Max = +8°

Tab. 28: Einstellungen für die Modellberechnung

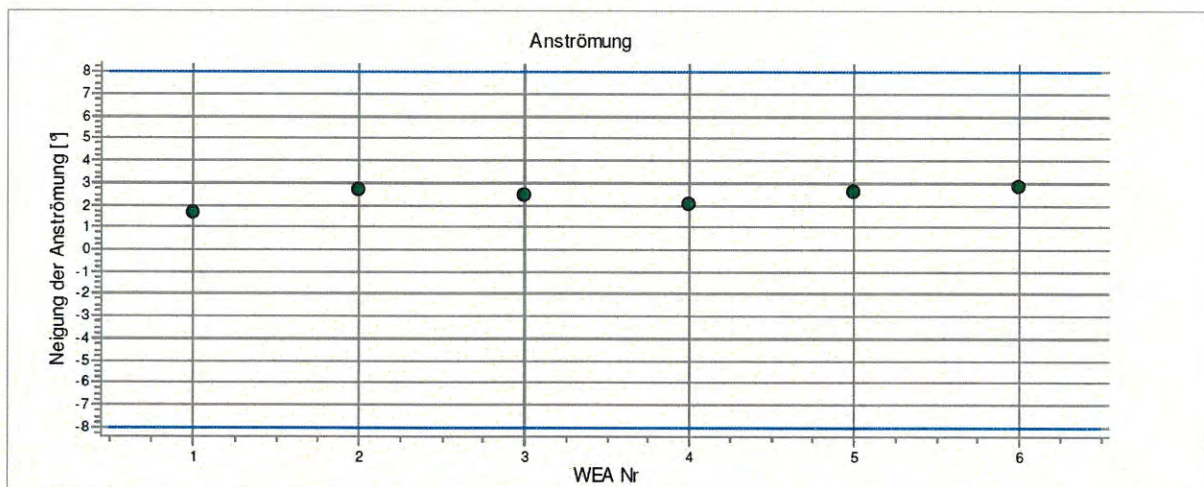


Abb.26: Ergebnis der Prüfung des Anströmwinkels

Bezeichnung	IEC-Klasse	Neigung der Anströmung	Richtung
		[°]	[°]
SB_01	DIBt WZ2	1,7	346
SB_02	DIBt WZ2	2,7	43
SB_03	DIBt WZ2	2,4	329
SB_04	DIBt WZ2	2,0	322
SB_05	DIBt WZ2	2,6	55
SB_06	DIBt WZ2	2,8	76

Tab. 29: Ergebnis der Prüfung des Anströmwinkels

Die Prüfung des Anströmwinkels hat ergeben, dass die Neigung der Anströmung deutlich unter dem Grenzwert liegt und daher kein Problem darstellt.

4.8. Windscherung

Die Grundlage für die Prüfung der Windscherung an den Standorten der Windkraftanlagen bilden die im Kapitel 4.2 beschriebene Modellberechnung und die von der Windmessung Sallingberg aufgezeichneten Windgeschwindigkeitsdaten in 76,2 und 101,7 m Höhe über Grund.

Die Bewertung der Windscherung für den geplanten Windpark Sallingberg wurde mit dem Modul SITE COMPLIANCE und der Modellberechnung durchgeführt. Die Einstellungen für diesen Berechnungsvorgang und die Berechnungsergebnisse sind nachfolgend dargestellt:

Verwendete Methode	Mast WAsP
Methodendetails	WAsP-Shear mit WAsP-Fehler auf Mast-Shear angepasst
IEC-Limits (bzw. DIBt)	Min = 0,0 Max = 0,2

Tab. 30: Einstellungen für die Modellberechnung

	WM	SB_01	SB_02	SB_03	SB_04	SB_05	SB_06
Sektor	Häufigkeit	Shear	Shear	Shear	Shear	Shear	Shear
[°]	[%]						
0	2,92	0,33	0,31	0,31	0,28	0,30	0,29
30	2,55	0,44	0,45	0,46	0,45	0,45	0,43
60	2,74	0,10	0,11	0,11	0,09	0,10	0,09
90	7,95	0,21	0,23	0,23	0,23	0,23	0,26
120	12,66	0,33	0,31	0,34	0,33	0,30	0,34
150	4,55	0,07	0,02	0,04	0,01	0,01	0,01
180	2,42	0,12	0,09	0,10	0,07	0,07	0,07
210	2,31	0,14	0,12	0,13	0,10	0,11	0,08
240	9,57	0,32	0,34	0,34	0,33	0,34	0,35
270	27,98	0,37	0,37	0,39	0,39	0,37	0,42
300	15,49	0,36	0,34	0,36	0,34	0,33	0,37
330	8,85	0,49	0,46	0,48	0,45	0,45	0,46

Tab. 31: Ergebnis der Prüfung der Windscherung in den einzelnen Windrichtungssektoren

Bezeichnung	IEC-Klasse	Mittlere Windscherung (gewichtet)
		[°]
SB_01	DIBt WZ2	0,32
SB_02	DIBt WZ2	0,31
SB_03	DIBt WZ2	0,33
SB_04	DIBt WZ2	0,31
SB_05	DIBt WZ2	0,31
SB_06	DIBt WZ2	0,33

Tab. 32: Ergebnis der Prüfung der Windscherung

Die Ergebnisse für die Windscherung liegen bei allen sechs Windkraftanlagen über den Grenzwerten des Anlagentyps.

4.9. Temperaturen und Luftdichte

Die Auswertung der am Standort Sallingberg zu erwartende Luftdichte und Temperatur wurde ebenfalls mit dem Modul SITE COMPLIANCE in WindPro durchgeführt. Dabei wurden die Daten von der WindPro internen Klimadatenbank herangezogen und mittels der GHCN-Methode (Global Historical Climatology Network) für den Standort des Windparks ausgewertet.

Die Einstellungen für diesen Berechnungsvorgang und die Berechnungsergebnisse sind nachfolgend dargestellt:

Verwendete Methode	GHCN	
Methodendetails	GHCN Klimadatenbank	
Limits	Max Luftdichte 1,225 kg/m ³	
	Temperaturbereich -30 bis +45°C	
Basiswerte	Hohenfurth	
	Mittlere Temperatur	8,8°C
	Höhe über Meeresspiegel	572 m
	Atmosphärischer Temperaturgradient	-0,0065 K/m
	Molare Masse trockene Luft	0,02896442 kg/mol
	Erdbeschleunigung	9,80665 m/s ²
	Mittlerer Druck Meeresspiegel	1013,25 hPa
	Luftdichte	1,176 kg/m ³

Tab. 33: Einstellungen für die Modellberechnung

Bezeichnung	DIBt	Mittlere Temperatur in Nabenhöhe	Mittlere Luftdichte in Nabenhöhe
		[°C]	[kg/m ³]
SB_01	DIBt WZ2	4,7	1,139
SB_02	DIBt WZ2	4,6	1,138
SB_03	DIBt WZ2	4,6	1,138
SB_04	DIBt WZ2	4,5	1,135
SB_05	DIBt WZ2	4,5	1,136
SB_06	DIBt WZ2	4,6	1,138

Tab. 34: Ergebnis der Prüfung der Luftdichte und der Temperaturen

Die mittlere Temperatur wurde mit 4,5°C berechnet und die mittlere Luftdichte mit 1,14 kg/m³ ausgewertet. Beide Werte liegen in einem üblichen Bereich und es ist auch mit keinen Extremzuständen zu rechnen.

5. Zusammenfassung und Bewertung

Das Ergebnis der Bewertung der langjährigen Windressourcen im Projektgebiet Sallingberg zeigt, dass der Standort für die Nutzung der Windenergie **gut** geeignet ist und keine extrem hohen Windgeschwindigkeiten zu erwarten sind.

Die Bewertung der zu erwartenden Maximalgeschwindigkeiten und Turbulenzen erfolgte auf der Grundlage von Messdaten der Windmessung Sallingberg und einer Modellberechnung. Die Ergebnisse für die Maximalgeschwindigkeiten wurden durch eine Bewertung anhand der ÖNORM B 1991-1-4 überprüft. Der berechnete **Jahresmittelwert** der Windgeschwindigkeit mit 6,76 bis 7,04 m/s liegt **im Bereich des Grenzwertes** des Anlagentyps V150-4,2MW. Die berechneten **Maximalwerte** der Windgeschwindigkeiten liegen mit 36,3 bis 37,0 m/s **unter dem Grenzwert der DIBt WZ2**.

Die Auswertung der Turbulenzen zeigte, dass die effektiven Turbulenzen im Windpark die **Grenzwerte der Turbulenzklasse B nach Norm IEC 61400-1 ed.3 überschreiten**.

Bei der Prüfung der Windverteilung wurde eine **geringfügige Überschreitung** der zu erwartenden **Häufigkeit von Windgeschwindigkeiten mit 8 bis 10 m/s** festgestellt. Das Ergebnis für die **ermittelte Windscherung** liegt **über dem Grenzwert**. Die Neigung der Anströmung ist mit 1,7 bis 2,8° unterhalb des Grenzwertes von 8°.

Die Auswertungen der weiteren klimatologischen Parameter wie Temperatur und Luftdruck zeigen keine Auffälligkeiten und liegen innerhalb der herkömmlichen Betriebsbereiche der geplanten Windkraftanlagen.

Prüfparameter	Grenzwert für Windklasse IEC IIIA	Berechnungsergebnis am Standort GSB	Prüfergebnis
Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit V_{ave}	7,0 m/s	6,76 bis 7,04 m/s	Achtung
Maximalgeschwindigkeiten V_{ref}	37,5 m/s	36,3 bis 37,0 m/s	ok
Maximalgeschwindigkeiten V_{ref} nach ÖNORM B 1991-1-4		37,5 m/s	ok
Effektive Turbulenzen I_{eff} bei 15 m/s	15,7 %	15,8 bis 17,8 %	Überschreitung
Komplexität des Geländes	1 komplex	0 nicht komplex	ok
Windverteilung	9,1% bei 8,0 m/s	9,6 – 9,9% bei 8,0 m/s	Achtung
Neigung der Anströmung φ	$\pm 8^\circ$	1,7 bis 2,8°	ok
Windscherung g α	0,2	0,31 bis 0,33	Überschreitung

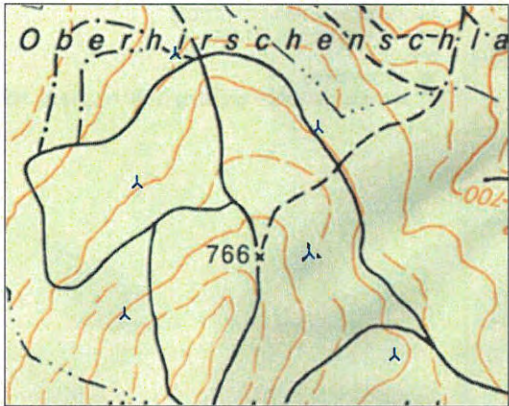
Tab. 35: Übersichtstabelle mit den Bewertungsergebnissen

Aufgrund der Ergebnisse wird empfohlen, eine Standsicherheitsprüfung entsprechend der Typenanforderung des Windkraftanlagenherstellers durchführen zu lassen.

6. Anhang

6.1. Einstellungen für die Modellberechnung

Zusammenfassung der Daten/Berechnungen	
Neue WEA	6
WEA-Klasse S	ersetzt Klasse aus WEA-Katalog
Nabenhöhe	169,0 m
Standortmasten	1
Sallingberg WM100 - bereinigt...	102m, 1,0Jahr(e), 94% verfügbar
Langzeitkorrektur	Windstatistik mit Langzeitbezug
Verdrängungshöhe	Von Objekten
WASP-Berechnung	WASP 11 Version 11.01.0016 Standard-WASP-Parameter
WEng-Berechnung	Nein
WASP-CFD-Berechnung	Nein
Flowres-Berechnung	Nein
Durchgeführte Prüfungen	7 von 7 Hauptprüfungen durchgeführt 0 von 3 Andere Prüfungen durchgeführt
LOAD RESPONSE	Nein



Maßstab: 1:20.000

Abb.27: Einstellungen für die Modellberechnung

6.2. Interne Abstände der berücksichtigten Windkraftanlagen

Beschreibung	Nr.	Seehöhe	Nächste WKA	Seehöhe	Horizontale Entfernung	Abstand in Rotordurchmesser
		[m]		[m]	[m]	
SB 01	1	728,7	3	738,4	417	2,8
SB 02	2	738,5	5	754,2	389	2,6
SB 03	3	738,4	4	761,7	412	2,7
SB 04	4	761,7	3	738,4	412	2,7
SB 05	5	754,2	2	738,5	389	2,6
SB 06	6	740,7	5	754,2	415	2,8

Tab. 36: Übersichtstabelle mit den WKA-Positionen und den internen Abständen

6.3. Winddatenanalyse Windpark Sallingberg

Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 01 (NH 169 m)

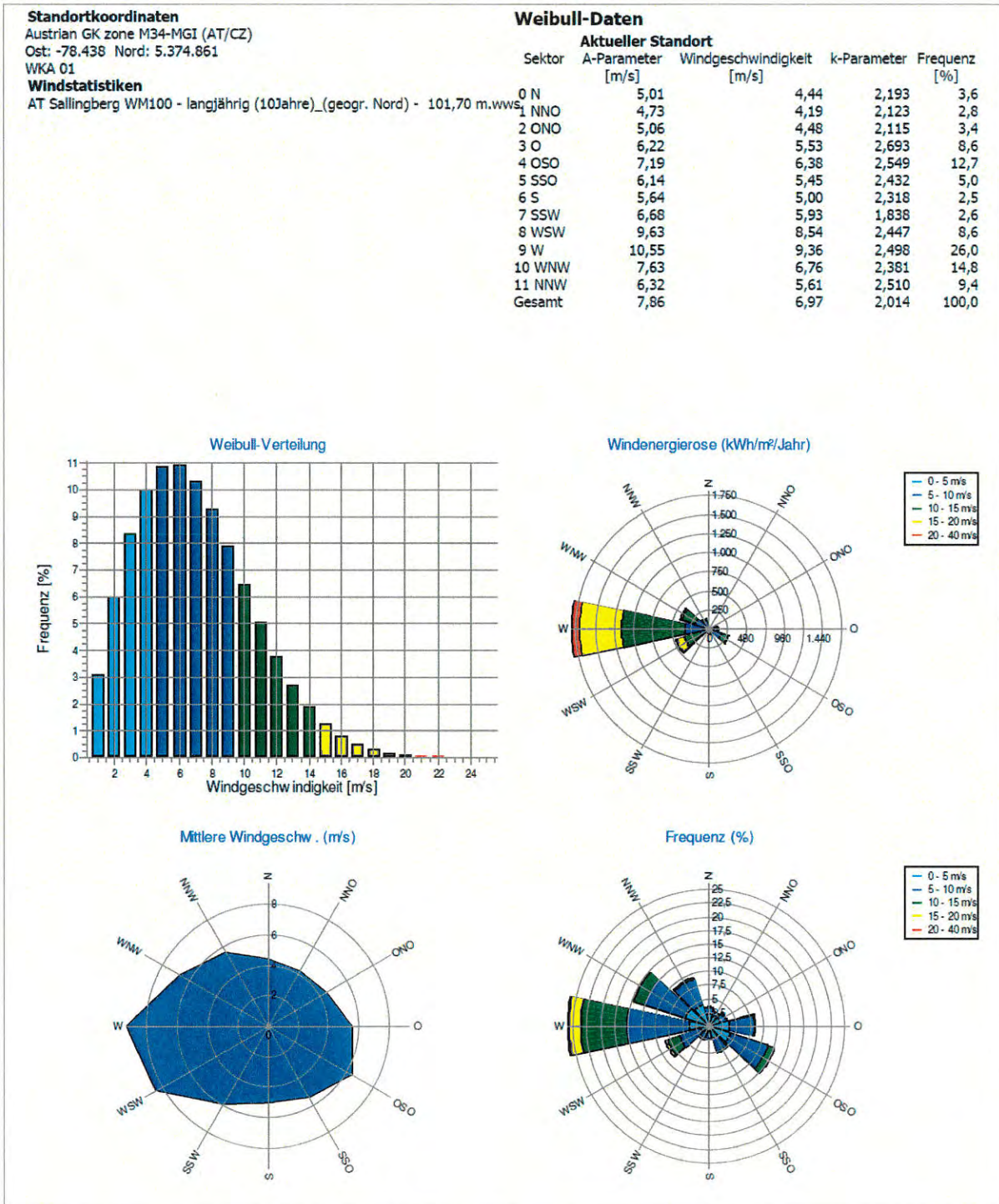


Abb.28: Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 01 (NH 169 m)

Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 02 (NH 169 m)

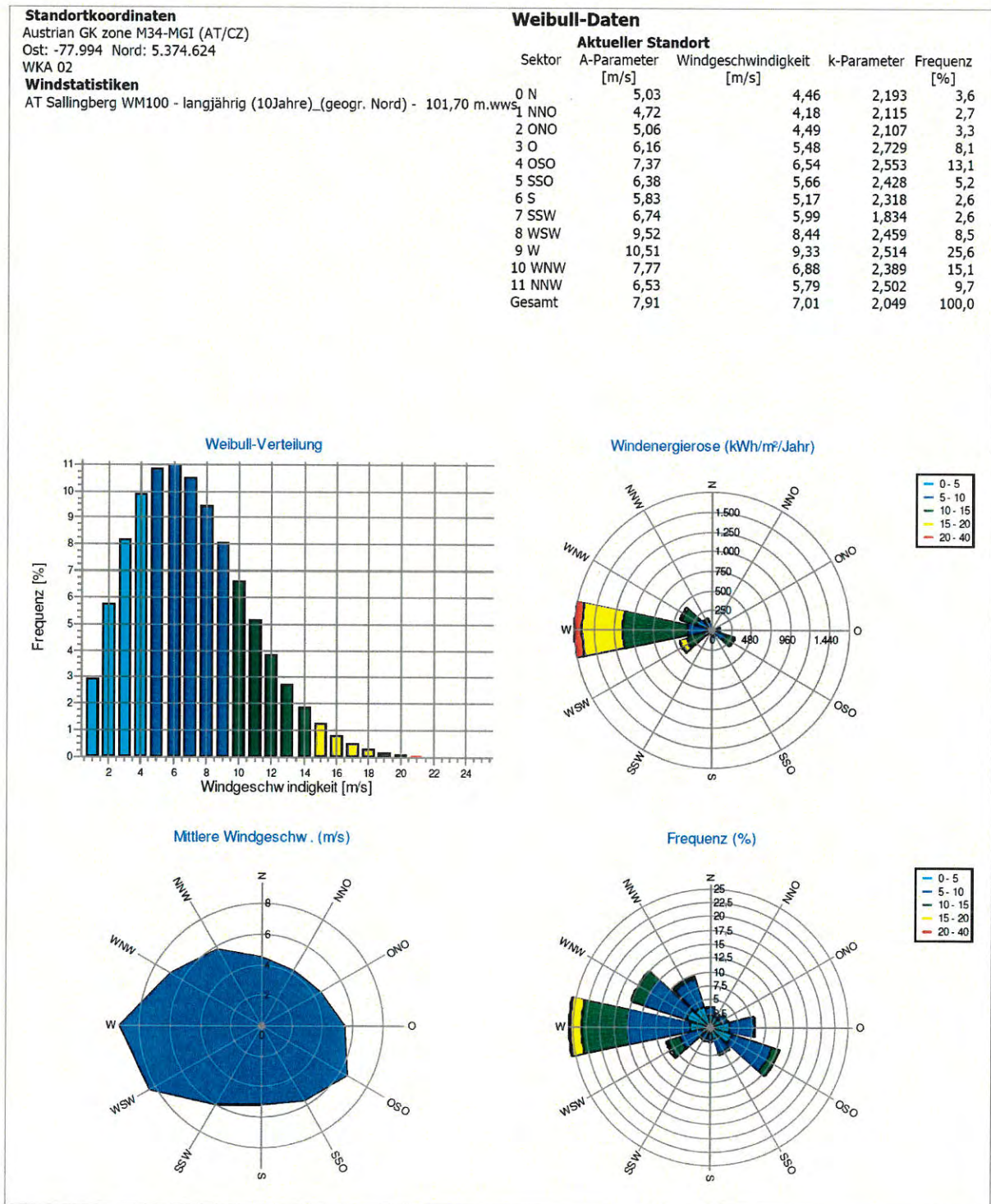


Abb.29: Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 02 (NH 169 m)

Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 03 (NH 169 m)

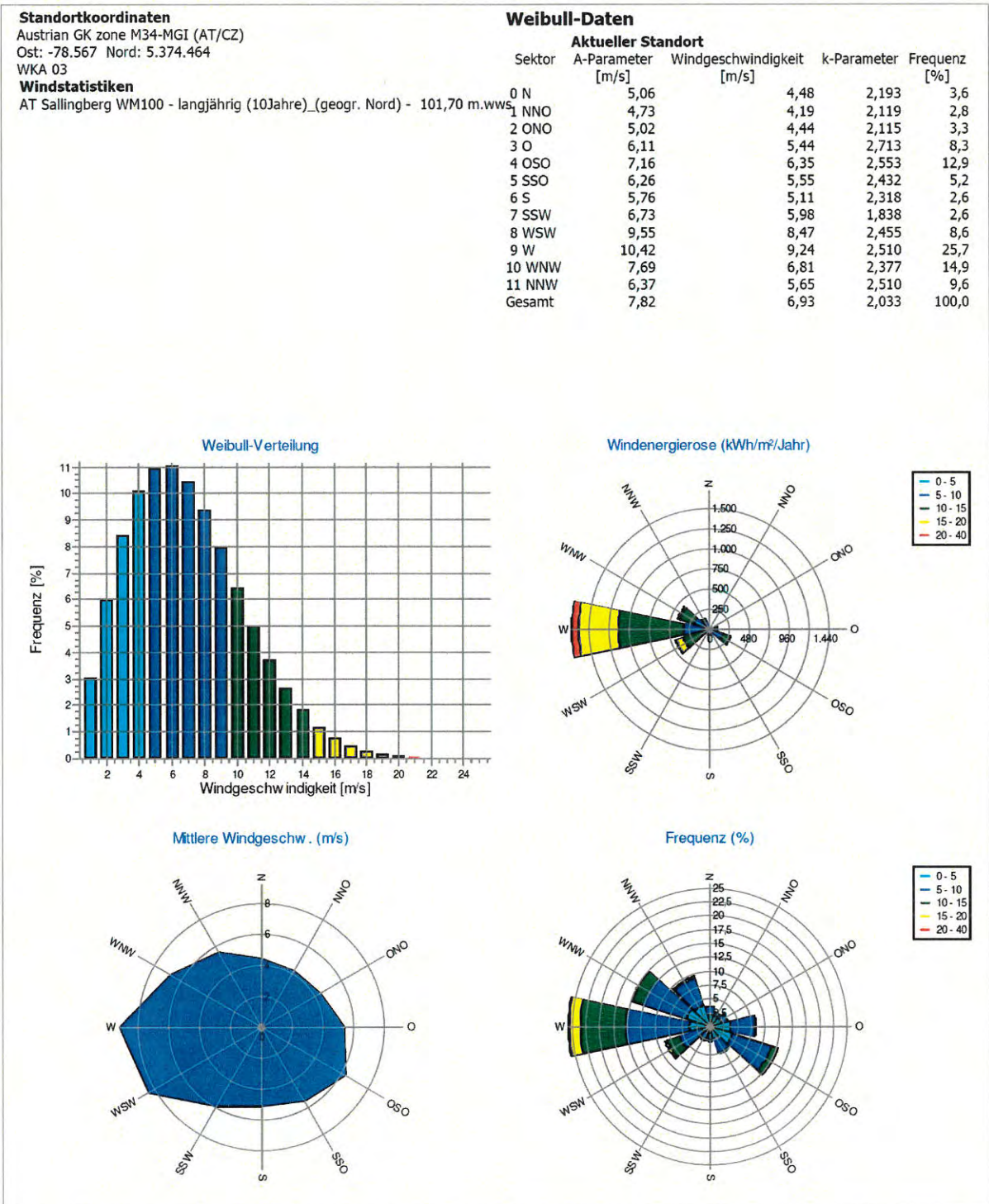


Abb.30: Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 03 (NH 169 m)

Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 04 (NH 169 m)

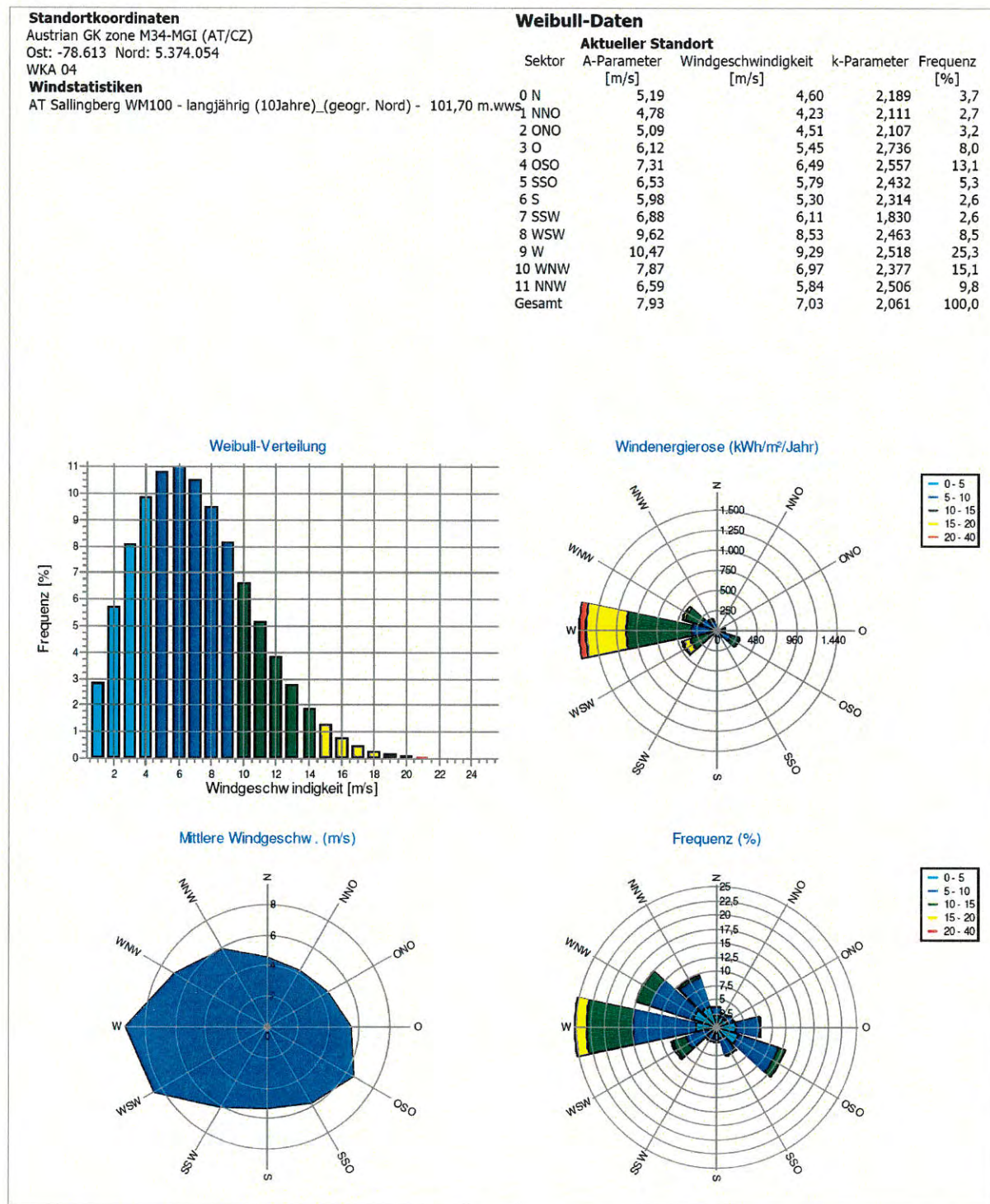


Abb.31: Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 04 (NH 169 m)

Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 05 (NH 169 m)

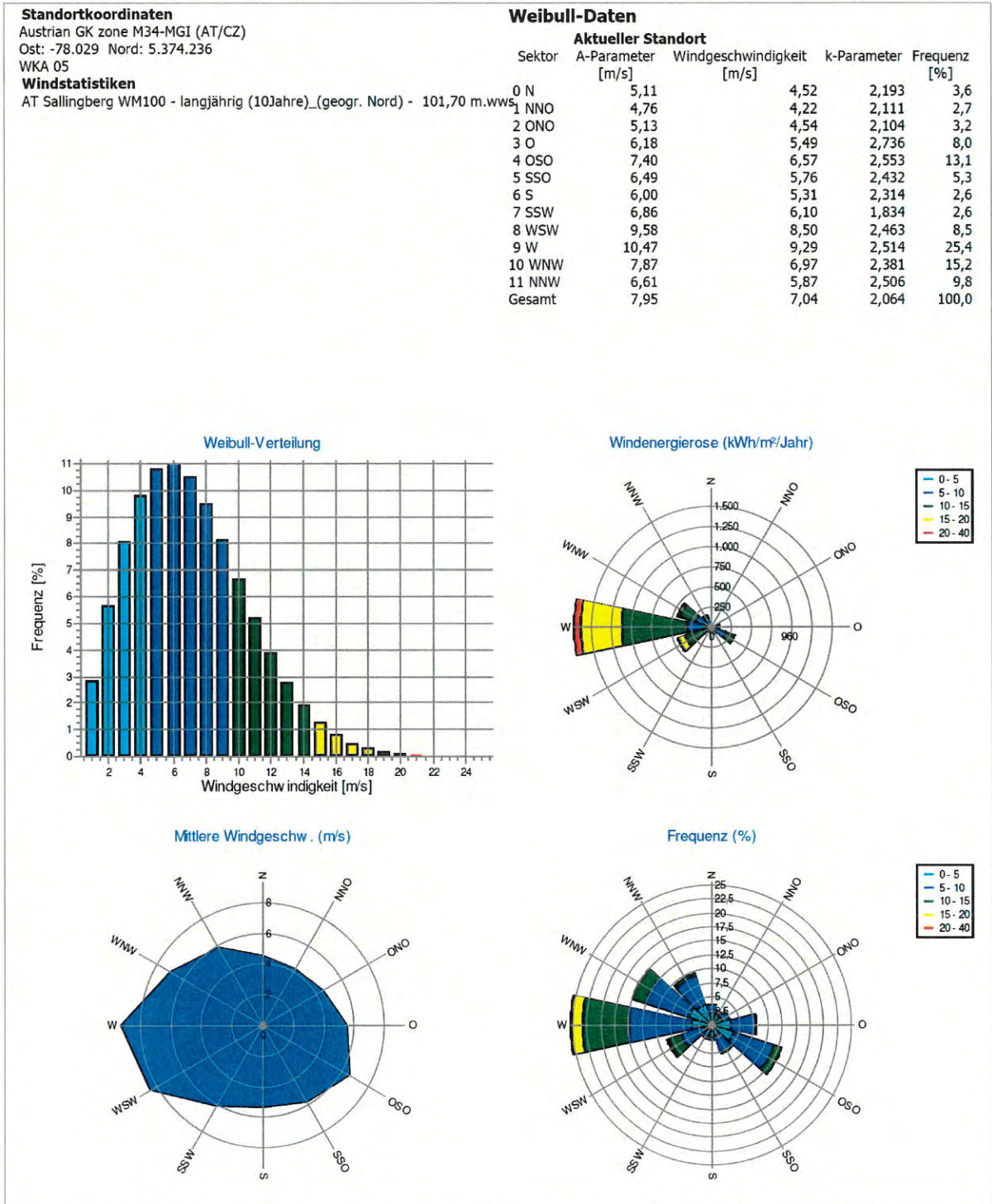


Abb.32: Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 05 (NH 169 m)

Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 06 (NH 169 m)

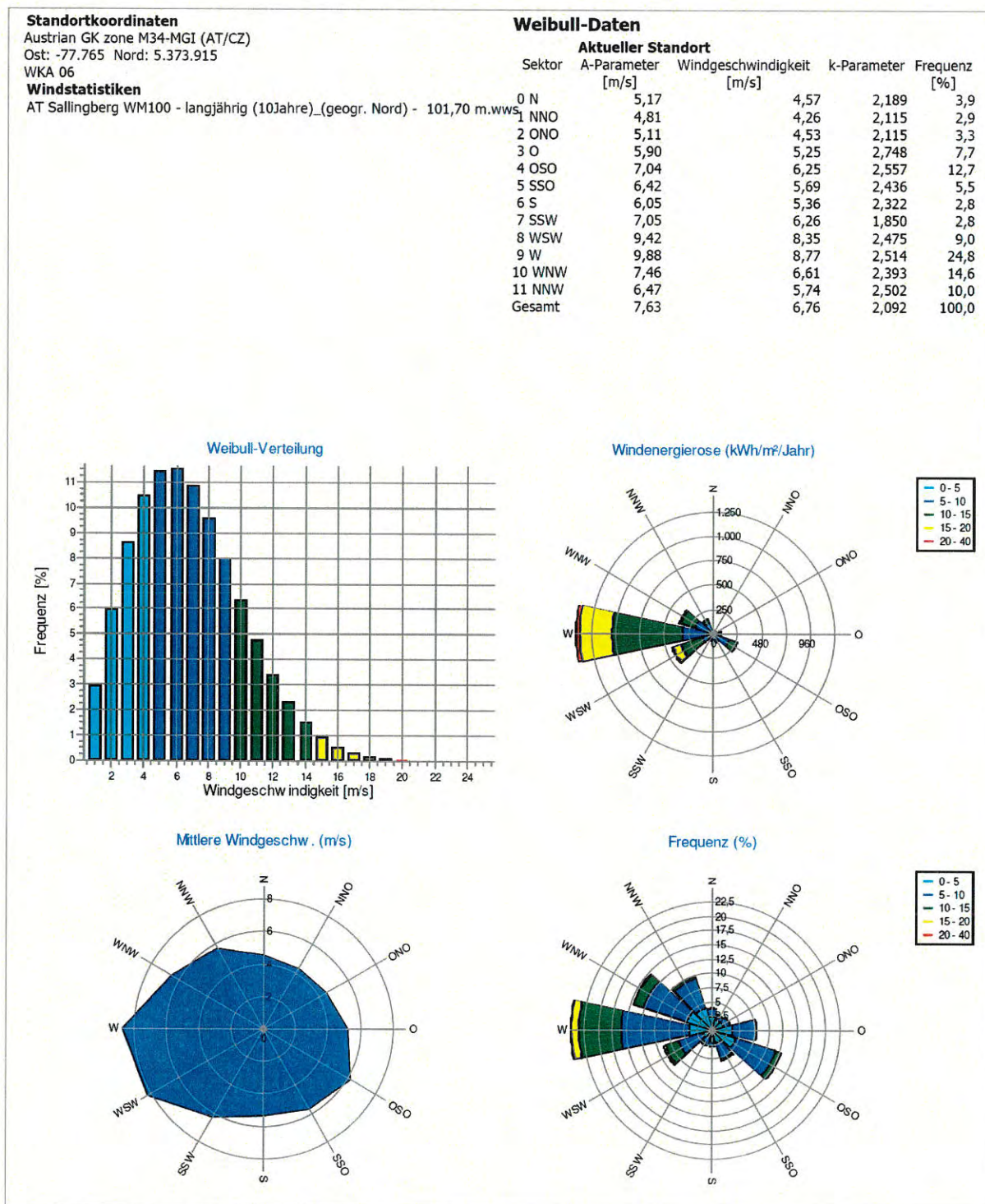


Abb.33: Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 06 (NH 169 m)

6.4. Überblick WAsP

Das Berechnungsprogramm WAsP ist ein Computerprogramm für die vertikale und horizontale Extrapolation von Winddaten. Mittels WAsP werden standortspezifische Messdaten anhand der Geländeeigenschaften der Umgebung, den Rauigkeitsparametern und eventuellen Hindernissen zu einer freien Windstatistik generalisiert. Mit dieser Windstatistik können an einer beliebigen Position im näheren Umkreis (Windparkgebiet) die Windverhältnisse unter Einbeziehung der für diesen Standort repräsentativen Umgebungsparameter berechnet werden. Die wichtigsten Parameter für die Erstellung einer generalisierten Windstatistik sind

- Geländehöhenänderungen
- Umgebungsrauigkeiten
- Hindernisse

Diese Vorgehensweise zur Berechnung der Windverhältnisse wird Wind-Atlas-Methode genannt. Die Bezeichnung WAsP ist eine Abkürzung aus dem Englischen und steht für **Wind Atlas Analysis and Application Programm**.

Die einzelnen Berechnungsschritte werden wie folgt beschrieben:

Analyse (Analysis)

Gemessene Zeitreihen der Windgeschwindigkeit und Windrichtung
→ aufgezeichnet Windverhältnisse (OWC)

Aufgezeichnete Windverhältnisse + Standortbeschreibung → Regionales Windklima (wind atlas data sets)

Anwendung (Application)

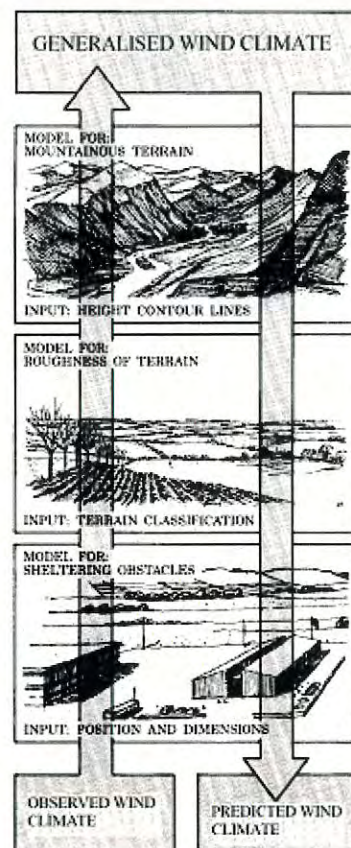
Regionales Windklima + Standortbeschreibung → Vorhergesagtes Windklima (PWC)

Vorhergesagtes Windklima + Leistungskurve → Jahresenergieertrag (AEP) der Windkraftanlagen

Windparkertrag (Wind farm production)

Vorhergesagtes Windklima + Anlagencharakteristik + Windparklayout → Abschattungsverluste (WKAE)

Jahresenergieertrag (AEP) + Abschattungsverluste (WKAE) → Nettojahresenergieertrag des Windparks



6.5. Grundwerte von Basiswindgeschwindigkeit und Basisgeschwindigkeitsdruck

ÖNORM B 1991-1-4:2013

Tabelle A.1 (fortgesetzt)

Ort	Seehöhe	Grundwerte	
		Basiswindgeschwindigkeit	Basisgeschwindigkeitsdruck
	m	$v_{b,0}$ m/s	$q_{b,0}$ kPa = kN/m ²
Mistelbach	218	24,4	0,37
Mödling	234	25,5	0,41
Mönichkirchen	980	26,6	0,44
Neunkirchen	365	26,5	0,44
Perchtoldsdorf	260	25,1	0,39
Pottenstein	321	25,1	0,39
Poysdorf	203	23,9	0,36
Puchberg am Schneeberg	580	23,4	0,34
Purkersdorf	246	24,3	0,37
Reichenau an der Rax	486	24,5	0,38
Retz	263	24,4	0,37
Scheibbs	324	23,8	0,35
Schwechat	161	27,0	0,46
Semmering	1 000	26,6	0,44
Sollenau	270	27,0	0,46
St. Pölten	265	25,8	0,42
Stockerau	167	25,4	0,40
Temitz	398	25,2	0,40
Traiskirchen	200	25,8	0,42
Tulln	177	26,3	0,43
Waidhofen an der Thaya	529	23,6	0,35
Waidhofen an der Ybbs	358	23,1	0,33
Wilhelmsburg	321	26,2	0,43
Wolkersdorf	176	25,6	0,41
Wr. Neustadt	265	26,7	0,45
Zistersdorf	198	25,1	0,39
Zwettl	520	24,4	0,37
Oberösterreich			
Aigen im Mühlkreis	596	21,2	0,28
Bad Goisern	500	20,2	0,25
Bad Ischl	467	21,5	0,29
Bad Leonfelden	749	22,1	0,31
Braunau am Inn	351	25,6	0,42
Ebensee	426	23,8	0,35
Eferding	271	25,8	0,42
Enns	280	25,2	0,40
Freistadt	566	21,4	0,29
Gmunden	424	24,4	0,37
Gosau	779	23,1	0,33

AS+ Shop 11.08.2014 933468-1, Energiewerkstatt e. V., Heiligenstatt 24,5211-Friedburg

Abb.34: Grundwerte von Basiswindgeschwindigkeit und Basisgeschwindigkeitsdruck

6.6. Abbildungsverzeichnis

Abb.1:	Topografische Karte mit dem Projektgebiet des WP Sallingberg (Kartenquelle: BEV)	4
Abb.2:	Topografische Karte mit den Standorten der geplanten Windkraftanlagen (Kartenquelle: BEV)	5
Abb.3:	Panorama vom Messpunkt der Windmessung Sallingberg (Aufnahme November 2014)	7
Abb.4:	Lageplan mit den Anlagenpositionen.....	8
Abb.5:	WM Sallingberg – Foto des 100 m Messmastes	12
Abb.6:	WM Loschberg – Foto der 58 m hohen Referenzmessung	15
Abb.7:	Monatsmittelwerte der MERRA-Interim-Daten in 50 m Höhe im Bewertungszeitraum	18
Abb.8:	WM Sallingberg – Darstellung der gemessenen Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in 101,7 m im Messzeitraum.....	19
Abb.10:	WM Sallingberg – Darstellung der gemessenen Windrichtungsverteilung in 99,34 m	20
Abb.11:	WM Sallingberg – Darstellung der aufbereiteten Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in 101,70 m Höhe im Messzeitraum	21
Abb.12:	WM Sallingberg – Aufbereitete Häufigkeitsverteilung der Windrichtung im Messzeitraum	22
Abb.13:	WM Sallingberg – Darstellung der Monatsmittelwerte nach der Datenaufbereitung	22
Abb.14:	Korrelationen zwischen den Standortdaten und den Referenzdaten der WM Loschberg	23
Abb.15:	Korrelationen zwischen den Standortdaten und den Referenzdaten des MERRA-Projektes	24
Abb.16:	WM Sallingberg – Langjährige Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in 101,7 m Höhe	25
Abb.17:	WM Sallingberg – Langjährige Häufigkeitsverteilung der Windrichtungsverteilung in 99,34 m Höhe	25
Abb.18:	Geländemodell und digitalisierte Rauigkeiten für die Modellberechnung.....	26
Abb.19:	Ressourcenkarte der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit für 169 m Höhe mit Legende (WASP).....	27
Abb.20:	Windmessung Sallingberg - Mittlere und Repräsentative Umgebungsturbulenz in 101,7 m Höhe	28
Abb.21:	Windpark Sallingberg - Berechnete Umgebungsturbulenzen	31
Abb.22:	Windpark Sallingberg - Berechnete effektive Turbulenzen	32
Abb.23:	Gumbel-Fit der Extremwindgeschwindigkeiten und Auswahl der Extremereignisse.....	33
Abb.24:	Ergebnis der Komplexitätsprüfung.....	36
Abb.25:	Ergebnis der Prüfung der Windverteilung bei Windkraftanlage SB 05.....	37
Abb.26:	Ergebnis der Prüfung des Anströmwinkels	38
Abb.27:	Einstellungen für die Modellberechnung.....	42
Abb.28:	Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 01 (NH 169 m)	43
Abb.29:	Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 02 (NH 169 m)	44
Abb.30:	Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 03 (NH 169 m)	45
Abb.31:	Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 04 (NH 169 m)	46
Abb.32:	Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 05 (NH 169 m)	47
Abb.33:	Berechnete Winddaten Windkraftanlage SB 06 (NH 169 m)	48
Abb.34:	Grundwerte von Basiswindgeschwindigkeit und Basisgeschwindigkeitsdruck	50

6.7. Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	WP Sallingberg - Geographische Daten und Windkraftanlagenbezeichnung der geplanten Anlagen	8
Tab. 2:	Technische Spezifikationen der ausgewählten Windkraftanlagentype	9
Tab. 3:	Windkraftanlagenbezeichnung und Quellenangaben der ct-Kurven	9
Tab. 4:	Grenzwerte laut Lastgutachten des DNV GL für den Anlagentyp Vestas V150-4,2MW mit NH 166m	10
Tab. 5:	WM Sallingberg - Technische Daten der Windmessung im Messzeitraum	14
Tab. 6:	WM Sallingberg – Ereignisliste	14
Tab. 7:	WM Sallingberg – Im Datenlogger hinterlegte Kalibrierparameter der Anemometer	14
Tab. 8:	WM Loschberg - Technische Daten der Windmessung im Messzeitraum	16
Tab. 9:	WM Loschberg– Ereignisliste	16
Tab. 10:	WM Loschberg– Im Datenlogger hinterlegte Kalibrierparameter der Anemometer	17
Tab. 11:	MERRA – Daten in 50 m Höhe	18
Tab. 12:	WM Sallingberg – Übersicht der gemessenen Windgeschwindigkeitsdaten	19
Tab. 13:	WM Sallingberg – Übersicht der aufbereiteten Windgeschwindigkeitsdaten	21
Tab. 14:	WM Sallingberg – Aufbereitete und langjährige Windverhältnisse in 101,7 m Höhe	24
Tab. 15:	Windpark Sallingberg Windverhältnisse an den Anlagenstandorten	27
Tab. 16:	Windmessung Sallingberg – sektorielle Turbulenzwerte in Messhöhe 101,7 m	29
Tab. 17:	Einstellungen für die Turbulenzberechnung	29
Tab. 18:	Windpark Sallingberg – Berechnete effektive Turbulenzen	32
Tab. 19:	Windmessung Sallingberg - Übersicht der aufbereiteten Windgeschwindigkeitsdaten	33
Tab. 20:	Windmessung Sallingberg - Übersicht der berechneten Extremwindgeschwindigkeiten in Messhöhe 101,7 m	34
Tab. 21:	Einstellungen für die Modellberechnung	34
Tab. 22:	Windpark Sallingberg - Berechneter Maximaler 10 Minuten Mittelwerte (50 Jahre) in Nabenhöhe der geplanten Anlagen	34
Tab. 23:	Grundwerte laut ÖNORM B 1991-1-4 Anhang A in 10 m Höhe	35
Tab. 24:	Geschwindigkeitsdruck und maximaler 10-Minuten-Mittelwerte in Nabenhöhe der Windkraftanlagen	35
Tab. 25:	Windpark Sallingberg - Berechnete Referenzwindgeschwindigkeiten in Nabenhöhe der geplanten Anlagen	35
Tab. 26:	Einstellungen für die Modellberechnung	36
Tab. 27:	Ergebnistabelle – Prüfung der Windverteilung für DIBt WZ 2	37
Tab. 28:	Einstellungen für die Modellberechnung	38
Tab. 29:	Ergebnis der Prüfung des Anströmwinkels	38
Tab. 30:	Einstellungen für die Modellberechnung	39
Tab. 31:	Ergebnis der Prüfung der Windscherung in den einzelnen Windrichtungssektoren	39
Tab. 32:	Ergebnis der Prüfung der Windscherung	39
Tab. 33:	Einstellungen für die Modellberechnung	40
Tab. 34:	Ergebnis der Prüfung der Luftdichte und der Temperaturen	40
Tab. 35:	Übersichtstabelle mit den Bewertungsergebnissen	41
Tab. 36:	Übersichtstabelle mit den WKA-Positionen und den internen Abständen	42

