

METEOROLOGISCHES GUTACHTEN

Windpark Wild

Projekt:	Windpark Wild
Projekt-Kurzbezeichnung:	WP BRW
Projektgebiet:	Bezirke Horn, Waidhofen/Thaya, Zwettl, NÖ
Auftraggeber:	evn naturkraft Erzeugungsgesellschaft GmbH
Gutachten-Kurzbezeichnung:	WP BRW-MET-04
Textseiten:	60
Beilagen-Seiten:	-
Datum des Gutachtens:	2018-06-26
Verfasser:	Mag. Georg Kury



Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	4
2. Beurteilungsgrundlagen	4
3. Verwendete Unterlagen	5
3.1 Projektunterlagen	5
3.2 Unterlagen zur Windkraftanlage Vestas V150-4.2 MW	6
3.3 Allgemeine klimatologische Unterlagen	6
3.4 Unterlagen zu den Berechnungsprogrammen	6
4. Problemstellung	7
5. Ziel- und Ergebnisdefinition	7
6. Projektbeschreibung	9
6.1 Allgemeine Projektbeschreibung	9
6.2 Beschreibung der klimatischen Verhältnisse	12
6.3 Beschreibung der vorhandenen meteorologischen Daten	12
6.3.1 Messung Brunn an der Wild Mast	14
6.3.2 Messung Irnfritz Mast	22
6.3.3 Messstation Irnfritz NÖLR	28
6.3.4 Messstation Zwettl	29
6.4 Beschreibung der Topografie	29
7. Methodik	30
7.1 Berechnung des Windfeldes	30
7.1.1 Berechnung mit WASP	30
7.1.2 Berechnung mit Windfarm	31
7.1.3 Berechnung mit Windsim	31
7.2 Berechnung des Energieertrages	32
7.2.1 Berechnung mit WASP	32
7.2.2 Berechnung mit Windfarm	32
7.2.3 Berechnung mit Windsim	33
7.3 Berechnung der Turbulenzintensitäten	33
7.3.1 Berechnung mit WASP Engineering	34
7.3.2 Berechnung mit Windfarm	34
7.3.3 Berechnung mit Windsim	35
7.4 Berechnung sonstiger Windbedingungen	35
7.5 Ermittlung sonstiger klimatologischer Parameter	35

8. Ergebnisse	36
8.1 Windfeld	36
8.2 Jährlich zu erwartender Energieertrag	45
8.3 Turbulenzintensität	48
8.4 Sonstige Windbedingungen	51
8.4.1 Schräganströmung	51
8.4.2 Höhenexponent alpha	52
8.4.3 Maximale Windgeschwindigkeiten	52
8.5 Temperatur	54
8.6 Eisansatz	54
8.7 Zuordnung in Klassifikationsmodelle der Richtlinien und Normen ..	54
8.8 Blitzdichte	55
9. Diskussion und Beurteilung der Ergebnisse	56
9.1 Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit	56
9.2 Jährlicher Energieertrag	56
9.3 Turbulenzintensitäten	56
9.4 Sonstige Windbedingungen	57
9.5 Dauer und Intensität von Eisbildung	57
9.6 Versatz von Eisstücken	57
9.7 Temperatur	58
9.8 Blitzdichte	58
10. Zusammenfassung	59
11. Literatur	60

1. EINLEITUNG

Der Windpark Wild umfasst 10 Windkraftanlagen mit einer Gesamtnennleistung von 42 MW im Grenzgebiet der Bezirke Horn, Waidhofen an der Thaya und Zwettl in den Gemeinden Brunn an der Wild, Göpfritz an der Wild und Ludweis-Aigen. Die Windkraftanlagen weisen jeweils eine Nennleistung von 4.200 kW, einen Rotordurchmesser von 150 m und eine Nabenhöhe von 166 m auf.

Das Ingenieurbüro ENAIRGY Windenergie GmbH wurde am 2016-09-07 unter der Bestellnummer 4400054749 von der evn naturkraft Erzeugungsgesellschaft mit der Durchführung eines meteorologischen Gutachtens beauftragt.

2. BEURTEILUNGSGRUNDLAGEN

- [1] Bundesgesetz über die Prüfung der Umweltverträglichkeit (Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 – UVP-G 2000), BGBl. Nr. 697/1993 idF BGBl. I Nr. 89/2000, zuletzt geändert BGBl. I Nr. 111/2017
- [2] „Rundschreiben zur Durchführung des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVP-G 2000)“, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, GZ BMLFUW-UW.1.4.2/0006-V/1/2006 vom 2006-02-20
- [3] „UVE-Leitfaden – Eine Information zur Umweltverträglichkeitserklärung / Fachliche Aspekte“, 2. Erweiterte und aktualisierte Auflage, 2002, Umweltbundesamt
- [4] NÖ Raumordnungsgesetz 2014, LGBl. 3/2015, zuletzt geändert durch LGBl. Nr. 65/2017
- [5] ÖNORM M 9490-6 „Meteorologische Messungen für Fragen der Luftreinhalteung, Teil 6: Messung des Windes (Windrichtung und Windgeschwindigkeit)“, Ausgabe 2009-11-01
- [6] ÖNORM B 1991-1-4 „Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke, Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten, Nationale Festlegungen zu ÖNORM EN 1991-1-4 und nationale Ergänzungen“, Ausgabe 2013-05-01
- [7] ÖNORM EN 1991-1-4 „Eurocode 1 –Einwirkungen auf Tragwerke, Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten“, Ausgabe 2011-05-15
- [8] ÖVE/ÖNORM EN 61400-1 „Windenergieanlagen Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010)“ Ausgabe 2011-09-01
- [9] ÖVE/ÖNORM EN 61400-12-1 „Windenergieanlagen – Teil 12-1: Messung des Leistungsverhaltens einer Windenergieanlage (IEC 61400-12-1: 2005)“, Ausgabe 2007-04-01
- [10] IEC 61400-1 Ed. 3:2005 + Amendment A1:2010, 2010-11

- [11] IEC 61400-1 „Wind turbines generator systems - Part 1: Safety requirements“
Second edition 1999-02
- [12] „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen“, Germanischer Lloyd
Windenergie GmbH, Ausgabe 2003
- [13] „Richtlinie für Windkraftanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für
Turm und Gründung“, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Fassung März 2004
- [14] „Richtlinie für Windkraftanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für
Turm und Gründung“, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Fassung Oktober
2012

3. VERWENDETE UNTERLAGEN

3.1 Projektunterlagen

- [15] Koordinatenliste Windpark Wild - Revision 1 – 22.12.2017, Ruralplan ZT GmbH,
übermittelt per email von der evn naturkraft GmbH am 2017-12-29
- [16] Messdaten Brunn an der Wild, 86 m Mast, EVN AG, übermittelt per email am
2013-04-10, 2014-02-11, 2014-03-07 und 2014-03-20
- [17] „Aufbauprotokoll WM Brunn an der Wild 85 m“, Verein Energiewerkstatt, 2014-04-
11
- [18] „Windmessung Brunn an der Wild, 80 m Mast, Monatsbericht Februar 2014“,
Verein Energiewerkstatt, 2014-03-03
- [19] Messdaten Innfritz, 100 m Mast, WEB AG, übermittelt per email von der EVN AG
am 2014-02-05 und 2014-03-07
- [20] Messdaten Innfritz, Luftgüteüberwachung der NÖLR, Abteilung BD4, übermittelt
per email am 2013-10-25 und 2014-03-13
- [21] „Gutachtliche Stellungnahme zur Turbulenzbelastung im Windpark Wild“, TÜV
NORD EnSys GmbH & Co. KG, 2018-06-18
- [22] „Vereisungsgutachten BRW-ICE-01“, ENAIRGY Windenergie GmbH, 2015-05-26
- [23] Digitales Höhenmodell, BEV
- [24] „Austrian Map 3D“, Dornier GmbH / BEV – Bundesamt für Eich- und
Vermessungswesen, 2001
- [25] NÖ-GIS, Niederösterreichische Landesregierung

3.2 Unterlagen zur Windkraftanlage Vestas V150-4.2 MW

- [26] „Performance Specification V150-4.0/4.2 MW 50/60 Hz – Document no.: 0067-7067 V08“, Vestas Wind Systems, 2017-12-21
- [27] „Gutachterliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der Vestas V150-4.0 MW/4.2 MW mit 166 m Nabenhöhe für Windzone WZ2GK2(S)“, DNV-GL, 2018-05-04
- [28] „Prüfbericht für eine Typenprüfung – Prüfnummer: 2839951-1-d – Stahlrohrturm mit 166 m Nabenhöhe für Windenergieanlagen vom Typ Vestas V150-4.0/4.2 MW-Mk3 LDST für Windzone S, Geländekategorie II, Erdbebenzone 3“, TÜV SÜD Industrie Service GmbH, 2018-05-07
- [29] „Vestas De-Icing-System“, Vestas Wind Systems, 2013-11

3.3 Allgemeine klimatologische Unterlagen

- [30] „Klimatologie Heft 2 – Ausgewählte Klimadaten österreichischer Orte für den technischen Anwendungsbereich“, Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, Publikation Nr. 346, Wien 1992
- [31] „ÖKLIM – Digitaler Klimaatlas Österreichs“, I. Auer, R. Böhm, H. Mohnl, R. Potzmann, W. Schöner, P. Skomorowski, Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, Wien 2001
- [32] www.zamg.ac.at

3.4 Unterlagen zu den Berechnungsprogrammen

- [33] “Getting Started with WAsP 8”, N. G. Mortensen, D. N. Heathfield, L. Myllerup, L. Landberg, O. Rathmann, Risoe National Laboratory, Roskilde, März 2004
- [34] “WAsP Engineering User’s Guide”, H. E. Jorgensen, D. N. Heathfield, J. Mann, M. Nielsen, N. G. Mortensen, Risoe National Laboratory, Roskilde, August 2005
- [35] „WindFarm Release 3 – WindFarm User’s Manual“, Resoft Ltd, 2000
- [36] „Technical Note on the Wind Flow module“, Resoft Ltd, 2004-04
- [37] “Windsim 5.0.1 – Getting started”, WindSim A/S, 2010-10

4. PROBLEMSTELLUNG

Der Windpark Wild ist gemäß [1] hinsichtlich mittelbarer und unmittelbarer Auswirkungen auf die Schutzgüter Menschen, Tiere, Pflanzen und deren Lebensräume, Boden, Wasser, Luft und Klima, Landschaft, Sach- und Kulturgüter zu beschreiben und zu bewerten, wobei Wechselwirkungen mehrerer Auswirkungen untereinander mit einzubeziehen sind.

Weiters sind Maßnahmen zu prüfen, durch die schädliche, belästigende oder belastende Auswirkungen des Vorhabens auf die Umwelt verhindert oder verringert oder günstige Auswirkungen des Vorhabens vergrößert werden.

In diesem Gutachten werden lediglich die Auswirkungen des Windparks Wild aus meteorologischer Sicht beschrieben und bewertet.

5. ZIEL- UND ERGEBNISDEFINITION

Wesentliches Ziel des meteorologischen Gutachtens ist es, auf aktuellem wissenschaftlichem Kenntnisstand die unten genannten meteorologischen Problemstellungen hinsichtlich einer vorhandenen Relevanz im behördlichen Verfahren für das gegenständliche Projekt zu prüfen und gegebenenfalls zu beantworten. Als Grundlage wird eine Beschreibung des Projekts, der bestehenden klimatischen Verhältnisse und der eingesetzten Methodik durchgeführt. Im Zuge des Gutachtens soll auch klar dargestellt werden, welche Fläche(n) das erforderliche Untersuchungsgebiet umfasst.

Die Ergebnisse sollen die relevanten meteorologischen Parameter und die daraus abgeleiteten Größen beschreiben.

Besonders relevante meteorologische Parameter für eine oben beschriebene Prüfung sind naturgemäß die Windverhältnisse. Folgende Auswirkungen des Windparks Wild sind als Resultat aus den im Untersuchungsgebiet vorherrschenden Windverhältnissen jedenfalls zu prüfen:

- Aus dem Wind und der Luftdichte zu gewinnender jährlicher Energieertrag
- Bruch eines Teils oder Umsturz der Windkraftanlage aufgrund von extremen Windgeschwindigkeiten
- Bruch eines Teils oder Umsturz der Windkraftanlage aufgrund von extremen Turbulenzintensitäten
- Bruch eines Teils oder Umsturz der Windkraftanlage aufgrund von extremen Schräganströmungen
- Bruch eines Teils oder Umsturz der Windkraftanlage aufgrund von extremen vertikalen Windgradienten der Windgeschwindigkeit
- Versatz von herabfallenden Eisstücken mit dem Wind

Weitere unter Umständen relevante meteorologische Parameter sind in [2] und [3] beschrieben, haben jedoch im Fall des Windparks Wild nur geringe Bedeutung. Folgende Auswirkungen des Windparks Wild sind als Resultat aus den im Untersuchungsgebiet vorherrschenden sonstigen meteorologischen Parametern ansatzweise zu prüfen:

- Bruch eines Teils oder Umsturz der Windkraftanlage aufgrund von extremen Temperaturen
- Dauer und Intensität von Eisbildung an den Windkraftanlagen
- Bruch eines Teils oder Umsturz der Windkraftanlage aufgrund extremer Eisbildung
- Dimensionierung von erdenden Maßnahmen auf Basis der jährlichen Blitzschlagdichte

Aufgrund der fehlenden von den Windkraftanlagen ausgehenden Schadstoff- bzw. Geruchsausbreitungen und der sehr geringen bzw. zu vernachlässigenden Versiegelung von Bodenflächen können darüber hinaus gehende Untersuchungen der klimatologischen Parameter unterbleiben.

Die Frage der extremen Turbulenzintensitäten wurde über dieses Gutachten hinausgehend vom TÜV Nord [21] geprüft. Dessen Ergebnisse wurden in das vorliegende meteorologische Gutachten integriert. Zum Versatz von Eisstücken wurde vom Auftraggeber ein gesondertes Gutachten beauftragt, weshalb in diesem Gutachten nur die Frage der maximalen Windgeschwindigkeit bei Eisansatz geprüft wurde.

6. PROJEKTBESCHREIBUNG

6.1 Allgemeine Projektbeschreibung

Die 10 Windkraftanlagen der Type Vestas V150-4.0/4.2 MW sind westlich der Ortschaft Dietmannsdorf an der Wild und östlich der Ortschaft Göpfritz an der Wild geplant.

Der Windpark Wild besteht aus 7 Anlagen in der Gemeinde Brunn an der Wild, einer Anlagen in der Gemeinde Göpfritz an der Wild und 2 Anlagen in der Gemeinde Ludweis-Aigen.

Im Umkreis von 5 km um diese geplanten Windkraftanlagen befinden sich keine weiteren bestehenden oder geplanten Windkraftanlagen.

Eine Interaktion der Nachlaufströmung zwischen zwei benachbarten Windkraftanlagen ist aufgrund der aktuellen Norm der IEC 61400-1 bis in eine Entfernung des 10-fachen Rotordurchmessers zu untersuchen. In Bezug auf das gegenständliche Projekt mit dem maximalen Rotordurchmesser von 150 m ergibt sich daher der Einflussradius zu 1.500 m.

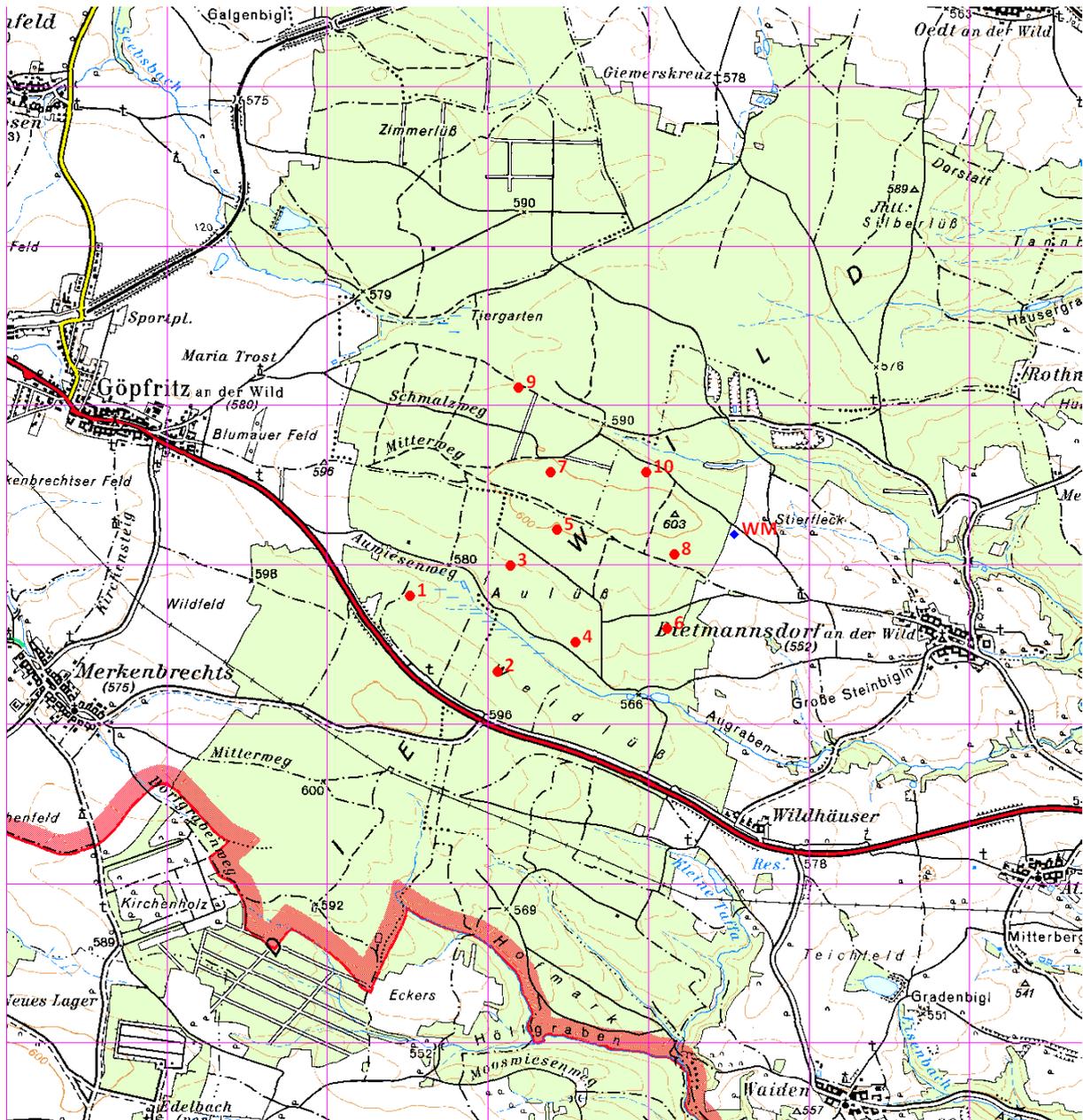
Daraus ergibt sich, dass keine Interaktion aus meteorologischer Sicht zwischen dem geplanten Windpark Wild und benachbarten Anlagen besteht und das „meteorologische Untersuchungsgebiet“ eine Fläche mit einem Radius von 1.500 m um die einzelnen Windkraftanlagen-Standorte umfasst.

Das Projektgebiet umfasst innerhalb des meteorologischen Untersuchungsgebiets daher nur die 10 geplanten Windkraftanlagen in der Wild.

Im Gegensatz zu dem beschriebenen „meteorologischen Untersuchungsgebiet“ wurde in der Berechnung des Windfeldes ein erweitertes „topografisches Untersuchungsgebiet“ angewandt. Dieses „topografische Untersuchungsgebiet“ wird aus den Einflüssen der Orografie und Rauigkeit der Landoberfläche in einem Umkreis von mehr als 10 Kilometern um den jeweiligen Windkraftanlagen-Standort auf das Windfeld am Windkraftanlagen-Standort erforderlich. Eine Beschreibung des topografischen Untersuchungsgebiets erfolgt im Kapitel 6.4.

Die Koordinaten der untersuchten Windkraftanlagen sind im Koordinatensystem Bundesmeldenetz/Österreichisches Datum in Meter angegeben und wurden aus [15] entnommen.

	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4
WKA:	WILD WKA 01	WILD WKA 02	WILD WKA 03	WILD WKA 04
Rechtswert:	683.509	684.055	684.138	684.546
Hochwert:	397.809	397.334	398.000	397.521
Seehöhe:	583	584	591	584
	Anlage 5	Anlage 6	Anlage 7	Anlage 8
WKA:	WILD WKA 05	WILD WKA 06	WILD WKA 07	WILD WKA 08
Rechtswert:	684.430	685.112	684.391	685.158
Hochwert:	398.223	397.606	398.582	398.069
Seehöhe:	600	588	602	596
	Anlage 9	Anlage 10		
WKA:	WILD WKA 09	WILD 10		
Rechtswert:	684.191	684.984		
Hochwert:	399.115	398.583		
Seehöhe:	591	595		



Rote Punkte mit Nummerierung 1 bis 10 = Windkraftanlagen des Windparks Wild
 Blaues Karo mit Bezeichnung WM = Windmessung Brunn an der Wild Mast

Abb. 1 : Aufstellungsanordnung der Windkraftanlagen im Windpark Wild

6.2 Beschreibung der klimatischen Verhältnisse

Eine allgemeine klimatologische Beschreibung des Projektgebiets erfolgt anhand der Daten aus [31]:

Das Projektgebiet gehört zur niederschlagsarmen pannonisch-kontinentalen Klimazone mit heißen Sommern und kalten Wintern. Das Januar-Mittel des Bereichs liegt zwischen -4°C und -2°C , im Juli schwanken die Mittelwerte zwischen 16°C und 18°C . Der jährliche Mittelwert der Temperatur liegt zwischen 6°C und 8°C .

Das Projektgebiet zählt mit einem Jahresmittelwert von 600 mm/m^2 zu den niederschlagsärmsten Gebieten Österreichs. Etwa 20 Prozent des jährlichen Niederschlags fallen als Schnee. Die größten Schneemengen fallen im Januar, dem kältesten Monat.

Die Sonnenscheindauer ist aufgrund der günstigen Besonnung im Sommerhalbjahr mit 1800 bis 2000 Stunden pro Jahr über dem Durchschnitt Österreichs. Der Mittelwert der relativen Feuchte beträgt im Jänner 80 % bis 85 % und im Juli etwa 70 %.

6.3 Beschreibung der vorhandenen meteorologischen Daten

Im regionalen Bereich des Windparks Wild befinden bzw. befanden sich folgende meteorologische Messstationen:

Station	Messhöhe Wind	Entfernung	Datenquelle
Brunn/Wild Mast	37 / 42 / 68 / 71 / 83 / 86 m	1.090 m	evn naturkraft
Irnfritz Mast	68 / 78 / 96 / 100 m	8.616 m	WEB AG
Irnfritz NÖLR	10 m	4.269 m	NÖLR
Zwettl	-	21.700 m	ZAMG
World Wind Atlas	50 / 500 m	146,2 km	Sander & Partner

Die Entfernung wird zum Mittelpunkt des Windparks angegeben. Die Abkürzung NÖLR steht für Niederösterreichische Landesregierung. Die Abkürzung ZAMG steht für Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik.

Neben den Messstationen der Umgebung wurden Reanalyse-Daten des World Wind Atlas am Gitterpunkt 50° Nord / 15° Ost aus dem Zeitraum 1970 bis 2014 für Langzeitkorrelationen der Messdaten herangezogen. Diese Daten sind berechnete Winddaten und Teil des globalen Wettermodells der amerikanischen Institutionen NCAR und NCEP.

Für die Windfeldberechnungen wurde die auf den Zeitraum 1970 bis 2014 langzeitkorrelierte Messung Brunn an der Wild Mast verwendet.

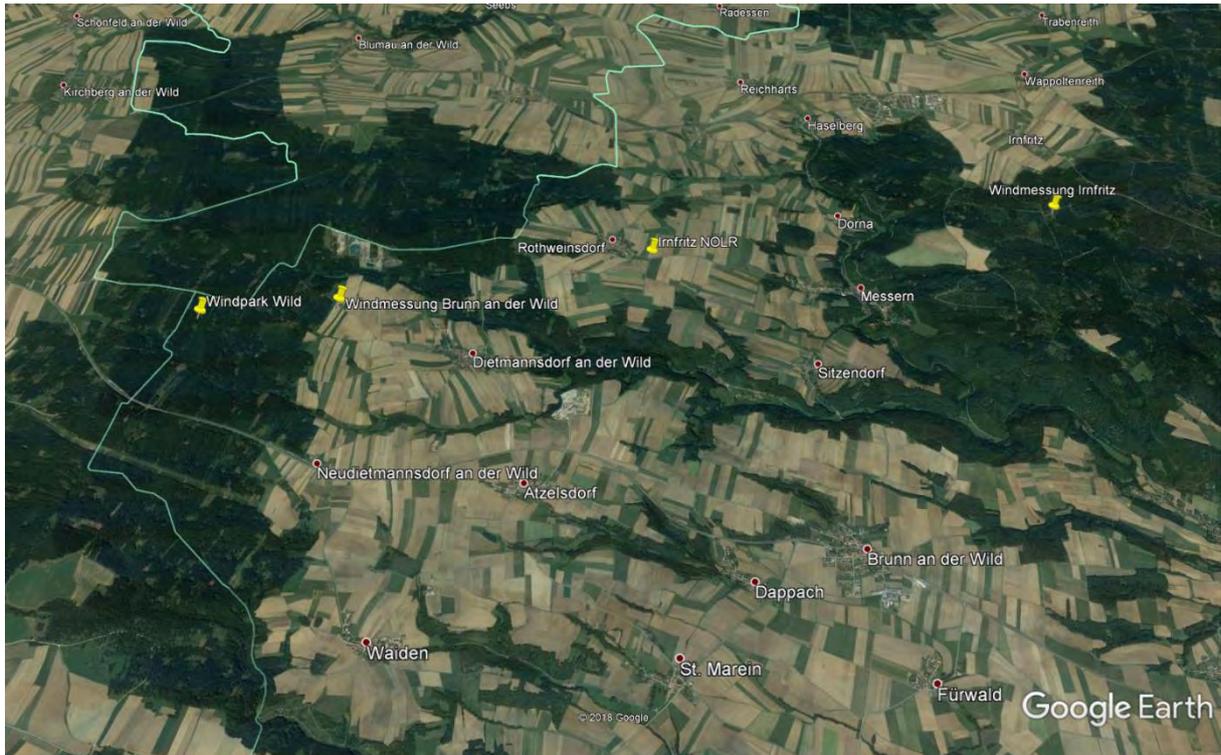


Abb. 2 : Lageplan des Mittelpunkts des Windparks Wild und der Messungen Brunn an der Wild Mast, Irnfritz Mast und Irnfritz NÖLR, Blick aus Süd



Abb. 3 : Lageplan des Mittelpunkts des Windparks Wild und des Gitterpunkts 15° Ost 50°Nord des World Wind Atlas (WWA)

6.3.1 Messung Brunn an der Wild Mast

Die Windmessung befindet sich 1.090 m östlich des Mittelpunkts des geplanten Windparks und 115 m südöstlich der geplanten Windkraftanlage Wild B7. Etwa 35 m westlich der Messung befindet sich Wald mit einer Baumhöhe von etwa 20 m, dessen Rand in nordöstlicher bzw. südwestlicher Richtung verläuft. In östlicher bis südlicher Richtung befinden sich nahezu hindernisfreie Felder. In südöstlicher Richtung befindet sich in etwa 1.200 m Abstand die Siedlung Dietmannsdorf. Die Waldflächen wurden in der Bewertung der Daten berücksichtigt. Die Rauigkeit um die Messstelle ist je nach Richtung hoch bzw. gering, die Rauigkeitslänge beträgt etwa 0,3 m. Der Messstandort ist in der Abbildung 1 mit WM gekennzeichnet.

a) Koordinaten:

Die Koordinaten der Windmessung sind im System Bundesmeldenetz (Rechtswert = $y_{\text{Gauß-Krüger}} + 750.000 \text{ m}$, Hochwert = $x_{\text{Gauß-Krüger}}$) in Meter angegeben:

	Rechtswert	Hochwert	Seehöhe
Brunn an der Wild Mast	685 536	398 195	596 m

b) Messzeitraum:

Die Messung wurde von 2013-02-22 bis 2014-02-28 durchgeführt. Ein Bruch des Masts führte am 2013-12-17 zu einem Ausfall der Messung bis 2014-01-14. Die Auswertung umfasst die Daten des gesamten Messzeitraums. Die Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Standardabweichung wurden in 10-Minuten-Werten aufgezeichnet. Zusätzlich wurden das sekundliche Maximum und Minimum im jeweiligen 10-Minuten-Zeitraum erfasst. Im Auswertungszeitraum kam es in den einzelnen Messhöhen zu folgenden Datenausfällen:

Messhöhe	Werte	Fehler	Fehlerfrei	Fehlerfrei	Verfügbarkeit
m	-	-	-	%	%
86	49.636	3.296	46.340	93,4	86,7
82,5 / 83,1	49.636	2.724	46.912	94,5	87,7
67,5 / 70,6	49.636	3.200	46.436	93,6	86,7
36,9 / 42	49.636	3.005	46.631	93,9	87,2

Die Spalte „Werte“ gibt die Anzahl der vorhandenen 10-Minuten-Werte an. Die Spalte „Fehler“ gibt die Anzahl der fehlerhaften 10-Minuten-Werte (z.B. durch Vereisung) an. Die Spalten „Fehlerfrei“ geben die Anzahl bzw. den prozentualen Anteil der fehlerfreien 10-Minuten-Werte an den vorhandenen 10-Minuten-Werten an. Die Spalte „Verfügbarkeit“ gibt den prozentualen Anteil der fehlerfreien 10-Minuten-Werte an den im gesamten Zeitraum möglichen 10-Minuten-Werten an.

c) Ergebnisse

Im Folgenden sind die wesentlichen Ergebnisse der durchgeführten Windmessung in den einzelnen Messhöhen dargestellt. Die letzte Zeile gibt die Werte in 86 m Messhöhe bei gleichzeitiger Datenverfügbarkeit in 70,6 bzw. 67,5 m Messhöhe an.

Messhöhe	Mittelwert 1	Mittelwert 2	Weibull A	Weibull k
m	m/s	m/s	m/s	-
86	5,73	5,76	6,5	2,41
82,5 / 83,1	5,67	5,67	6,4	2,38
67,5 / 70,6	5,15	5,18	5,8	2,44
36,9 / 42	4,21	4,19	4,7	2,36
86 (67,5/70,6)	5,738	5,787	6,530	2,364

Der Mittelwert 1 gibt den Mittelwert der Messdaten an. Der Mittelwert 2 gibt den Mittelwert der angepassten Weibull-Verteilung an.

**Brunn an der Wild Mast, 86 - 69 m, 22.02.2013 - 28.02.2014
Weibull A 6.530, Weibull k 2.364**

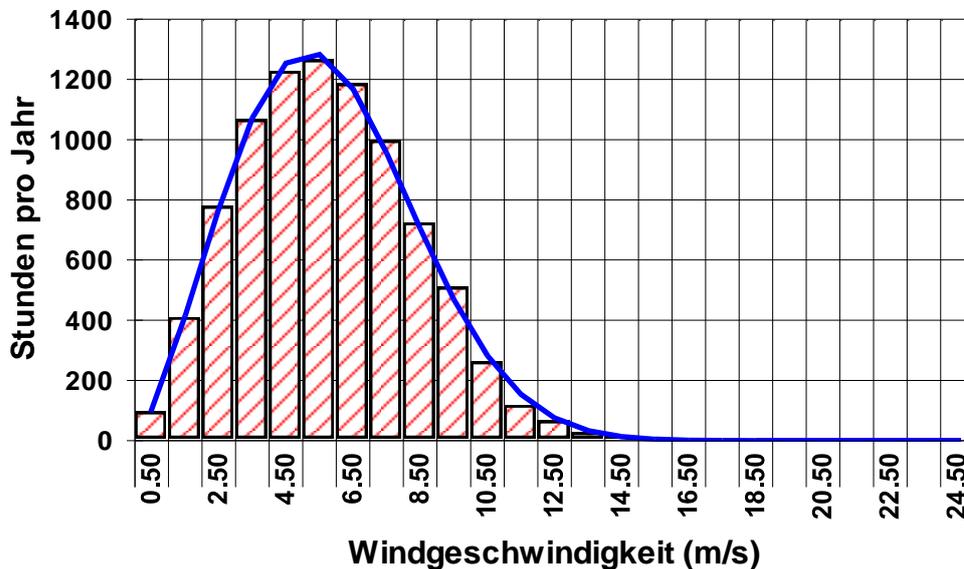


Abb. 4 : Häufigkeitsverteilung Windmessung Brunn an der Wild Mast in 86 m

In der folgenden Tabelle ist die Windrichtungsverteilung (Häufigkeit in %) in 86 m Höhe über Grund dargestellt. Die Auswertung erfolgt anhand des Datenumfangs, der sich aus der kombinierten Auswertung der Windgeschwindigkeiten in 86 und 67,5 bzw. 70,6 m ergibt.

Es wird angenommen, dass damit alle Vereisungsfälle aus den Daten eliminiert sind. Weiters sind in der Tabelle die Mittelwerte bzw. Weibull-Parameter in 86 m Höhe für den Datensatz angeführt.

Wert	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
Häufigkeit	5,114	4,472	3,964	6,939	19,41	7,640	2,336	1,522	3,454	13,71	22,25	9,197
Mittelwert	4,798	4,315	4,076	4,172	5,885	4,474	3,565	3,898	5,450	7,054	7,057	5,937
Weibull A	5,397	4,849	4,587	4,701	6,634	4,991	4,025	4,400	6,125	7,888	7,907	6,673
Weibull k	2,687	2,756	2,631	2,514	2,484	1,602	2,112	2,267	2,741	3,095	2,967	2,731

Die Hauptwindrichtung ist 300°. Die höchste mittlere Windgeschwindigkeit tritt ebenfalls im Sektor 300° auf. Die zweithöchste Windgeschwindigkeit tritt im Sektor 270° auf.

Die Sektoren 0° bis 90° sowie 150° bis 210° haben nahezu keinen Einfluss auf das Windpotential.

Brunn an der Wild Mast, 86 - 69 m, 22.02.2013 - 28.02.2014

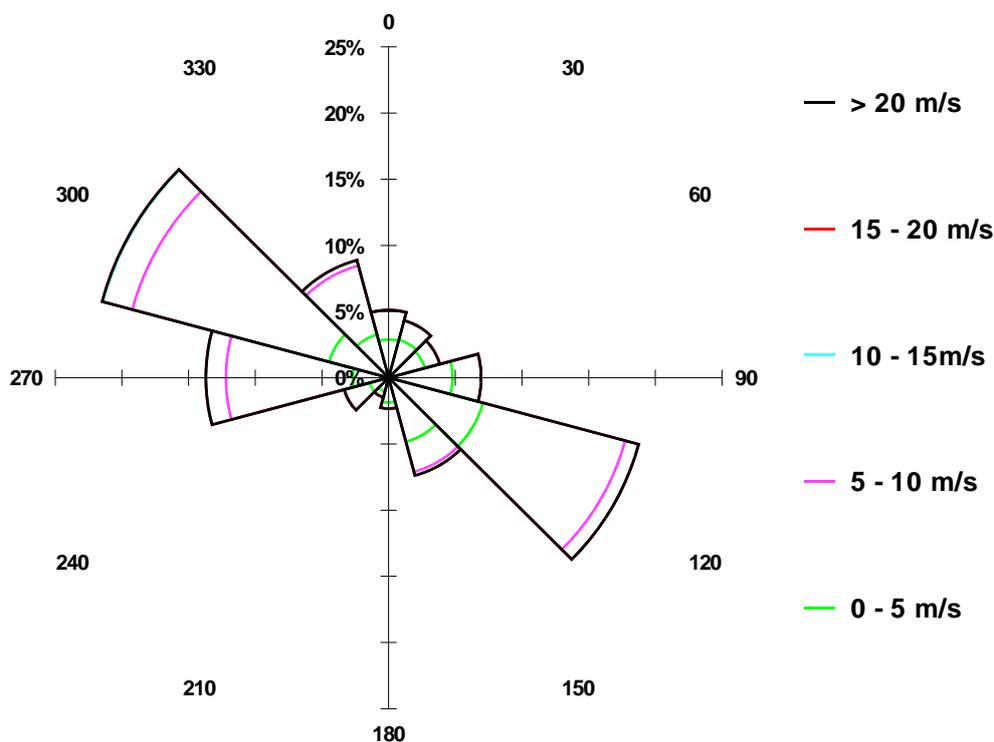


Abb. 5 : Richtungsverteilung Windmessung Brunn an der Wild Mast in 86 m

Für die Ermittlung der richtungsabhängigen Turbulenzintensitäten in den einzelnen Messhöhen wurden Messwerte ab 5 m/s in den beiden Messhöhen 86 und 67,5 bzw. 70,6 m Höhe über Grund herangezogen. Berücksichtigt wurde dabei, dass in keiner Messhöhe Vereisung festgestellt wurde.

In der folgenden Tabelle sind die Mittelwerte der Turbulenzintensität in 86 m Messhöhe in Prozent angegeben.

Sektor	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
TI 86 m	11,24	10,86	12,41	11,65	10,71	8,63	8,50	10,80	10,81	13,96	14,02	14,20

In den Sektoren 270° bis 330° ist die Turbulenzintensität aufgrund des Waldes größer 14%, in den Sektoren 0° bis 120° und 210° bis 240° wie für Flachland-Standorte üblich im Bereich 10 bis 14% und in den hindernisfrei angeströmten Sektoren 150° und 180° bei etwa 9%.

Der Höhenexponent des vertikalen Windgradienten wurde aus der Differenz der 10-minütigen Windgeschwindigkeiten in 86 m und 67,5 m berechnet.

Wert	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
86 / 69	0,269	0,330	0,541	0,678	0,308	0,265	0,377	0,407	0,611	0,589	0,482	0,394

Aufgrund der starken Bewaldung sind die Höhenexponenten in einem sehr hohen Bereich.

Maximale Windgeschwindigkeiten im ausgewerteten Zeitraum

Maximaler 10-Minutenwert in 86 m	17,9 m/s
Maximaler 10-Minutenwert in 82,5 / 83,1 m	17,8 m/s
Maximaler 10-Minutenwert in 67,5 / 70,6 m	16,9 m/s
Maximaler 10-Minutenwert in 36,9 / 42 m	15,9 m/s

d) Langzeitkorrelation der Daten

Zur Abschätzung des langfristigen Windpotentials wurde für die Daten der Messreihe Brunn an der Wild Mast eine zweidimensionale Korrelationsanalyse (MCP – „Measure-Correlate-Predict“ – Verfahren) durchgeführt. Dabei wird aus zwei zeitlich parallel, an verschiedenen Orten vorhandenen Zeitreihen des Windes die lineare Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit an der kurzfristigen Messstation (Brunn an der Wild Mast) von der langfristigen Windgeschwindigkeit an der Messstation Irnfritz NÖLR bzw. am nächsten Rasterpunkt des World Wind Atlas jeweils in insgesamt 12 Windrichtungssektoren ermittelt. Aus den richtungsabhängigen Korrelationen kann so die kurzfristige Messreihe Brunn an der Wild Mast in eine langfristige Messreihe umgewandelt werden. Die Berechnung erfolgte mit dem Programm Resoft Windfarm, die lineare Regression wurde nach der York-Methode unter Berücksichtigung möglicher Fehler der Richtungsmessung ermittelt.

Die Gleichzeitigkeit der ausgewerteten Messreihen umfasste den Zeitraum 2013-02-22 bis 2014-02-28 (exklusive der Zeiten von Datenausfällen), die Langzeitprognose wurde im ersten Fall mit den Daten der Messstation Irnfritz NÖLR für den Zeitraum 1990-03-01 bis 2014-02-28 erstellt und umfasst damit 24 Jahre. Die Daten der Messung Brunn an der Wild Mast wurden so wie die Daten der Messstation Irnfritz NÖLR auf Stundenmittelwerte umgerechnet.

Im Zeitraum 2013-02-22 bis 2014-02-28 stehen 7.707 gemeinsame Stundenwerte von den Standorten Brunn an der Wild Mast und Irnfritz NÖLR für die Regressionsanalyse zur Verfügung. Der über alle Richtungen gemittelte Regressionskoeffizient beträgt 0,7571. Der Regressionskoeffizient liegt in allen Windrichtungen mit Ausnahme der windschwachen Sektoren 30°, 180° und 210° über 0,6, in den Sektoren 180° und 300° bis 330° sogar über 0,83.

Die Richtungskorrelation der folgenden Grafik zeigt die gute Übereinstimmung der beiden Windrichtungen.

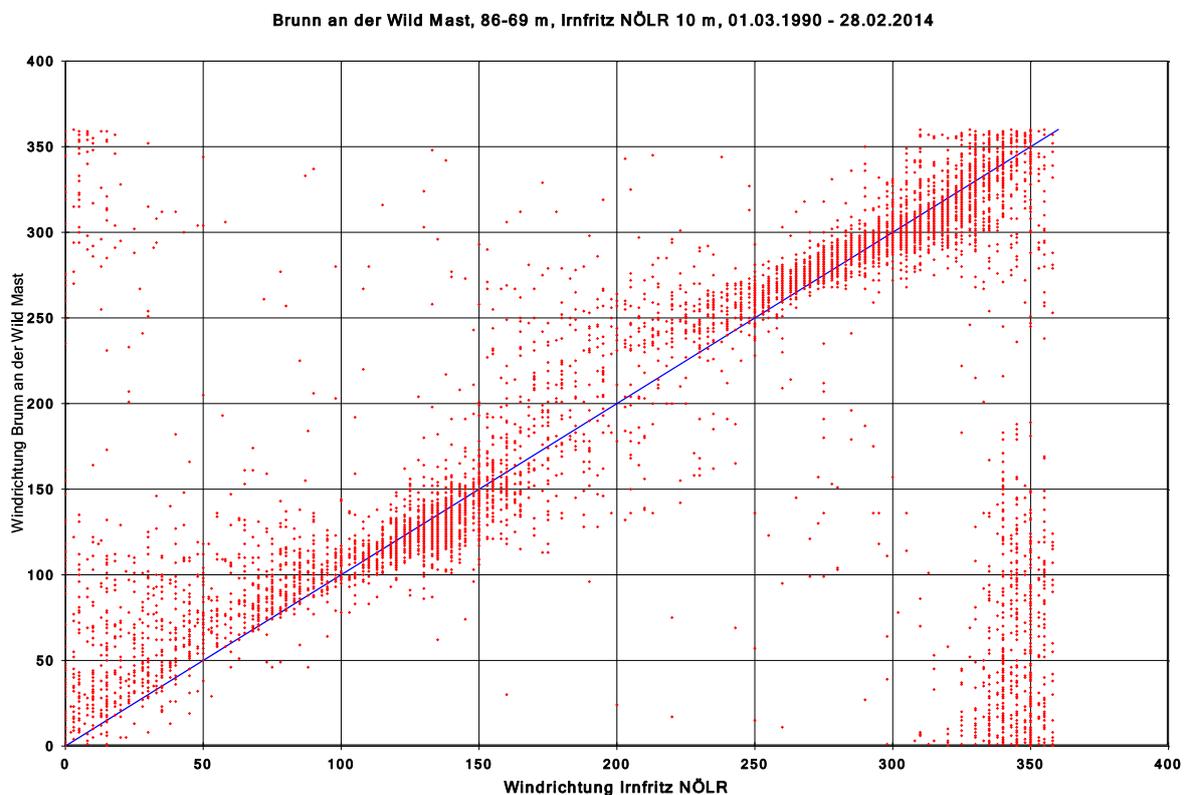


Abb. 6 : Richtungskorrelation Brunn an der Wild Mast – Irnfritz NÖLR

Die Mittelwerte der Windgeschwindigkeit der beiden Standorte bzw. Zeiträume sind wie folgt:

Station	Messhöhe	Zeitraum	Mittelwert
Irnfritz NÖLR	10 m	22.02.2013 – 28.02.2014	3,623
Irnfritz NÖLR	10 m	01.03.1990 – 28.02.2014	4,021
Brunn an der Wild Mast	86 m	22.02.2013 – 28.02.2014	5,734
Brunn an der Wild Mast	86 m	01.03.1990 – 28.02.2014	6,308

Der Mittelwert für den langjährigen Zeitraum ist etwa 10 % höher als der im gesamten Messzeitraum gemessene Mittelwert.

Der Zeitraum 1995 bis 2005 ist in Ostösterreich jedoch als überdurchschnittlich windstark zu bewerten, weshalb dieser höhere Wert nicht für die weiteren Berechnungen verwendet wurde. Zusätzlich kommt es durch die Zunahme der Verbauung bzw. die Pflanzung von Bäumen in der Umgebung der Station Irnfritz NÖLR zu einer niedrigeren gemessenen Windgeschwindigkeit in Irnfritz NÖLR in den letzten Jahren.

Die Langzeitprognose wurde im zweiten Fall mit den Daten des World Wind Atlas (Rasterpunkt 50° Nord, 15° Ost) für den Zeitraum 1970-03-01 bis 2014-02-28 erstellt und umfasst damit 44 Jahre. Die Daten der Messung Brunn an der Wild Mast wurden analog zu den Daten des World Wind Atlas auf 6-Stundenmittelwerte umgerechnet.

Im Zeitraum 2013-22-22 bis 2014-02-28 stehen 1.288 gemeinsame Werte von den Standorten Brunn an der Wild Mast und World Wind Atlas für die Regressionsanalyse zur Verfügung. Der über alle Richtungen gemittelte Regressionskoeffizient beträgt 0,5704.

Der Regressionskoeffizient liegt in den Windrichtungen 300° und 330° über 0,73, in den Windrichtungen 30°, 90°, 120°, 150°, 240° und 270° über 0,5 und in den anderen Windrichtungen unter 0,5.

Die Richtungskorrelation der folgenden Grafik zeigt eine relativ gute Übereinstimmung der beiden Windrichtungen.

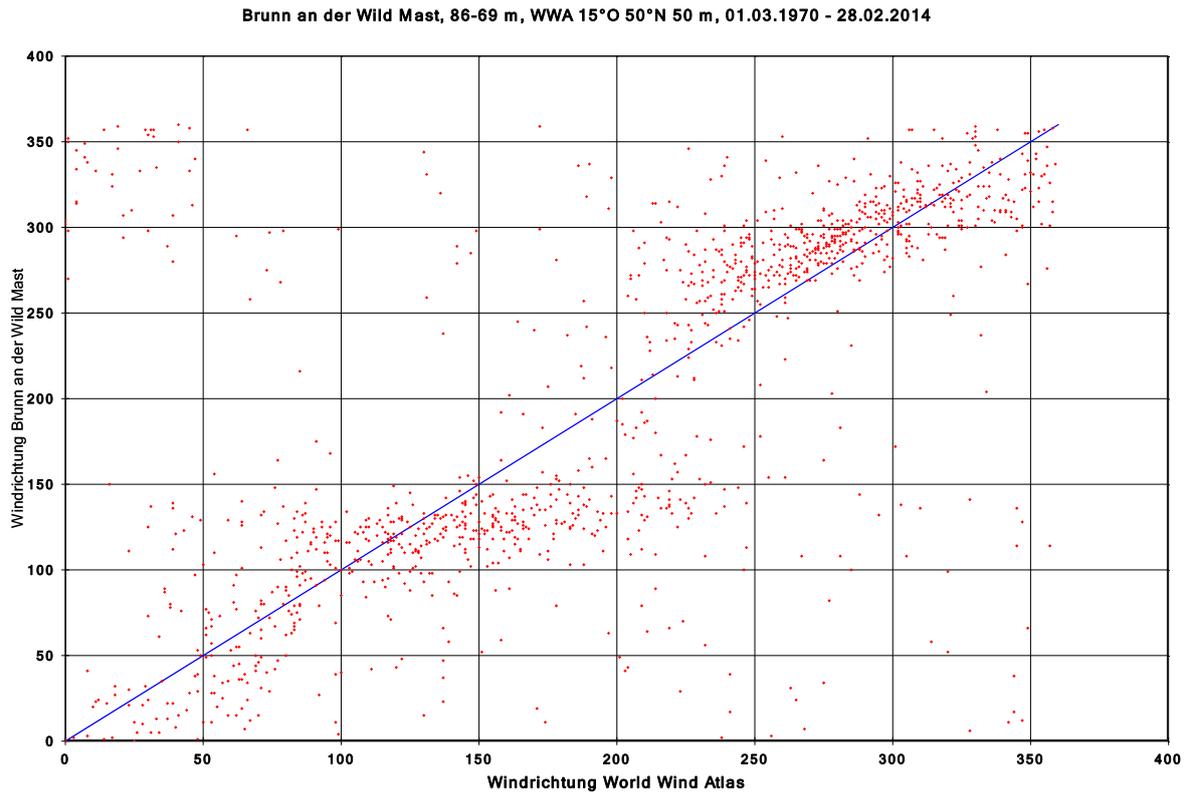


Abb. 7 : Richtungskorrelation Brunn an der Wild Mast – World Wind Atlas

Die Mittelwerte der Windgeschwindigkeit der beiden Standorte bzw. Zeiträume sind wie folgt:

Station	Messhöhe	Zeitraum	Mittelwert
World Wind Atlas	50 m	22.02.2013 – 28.02.2014	5,227
World Wind Atlas	50 m	01.03.1970 - 28.02.2014	5,439
Brunn an der Wild Mast	86 m	22.02.2013 – 28.02.2014	5,725
Brunn an der Wild Mast	86 m	01.03.1970 - 28.02.2014	5,938

Der Mittelwert für den langjährigen Zeitraum ist etwa 3,7 % höher als der im gesamten Messzeitraum gemessene Mittelwert.

Brunn an der Wild Mast, 86 - 69 m, 01.03.1970 - 28.02.2014
Weibull A 6.704, Weibull k 2.209

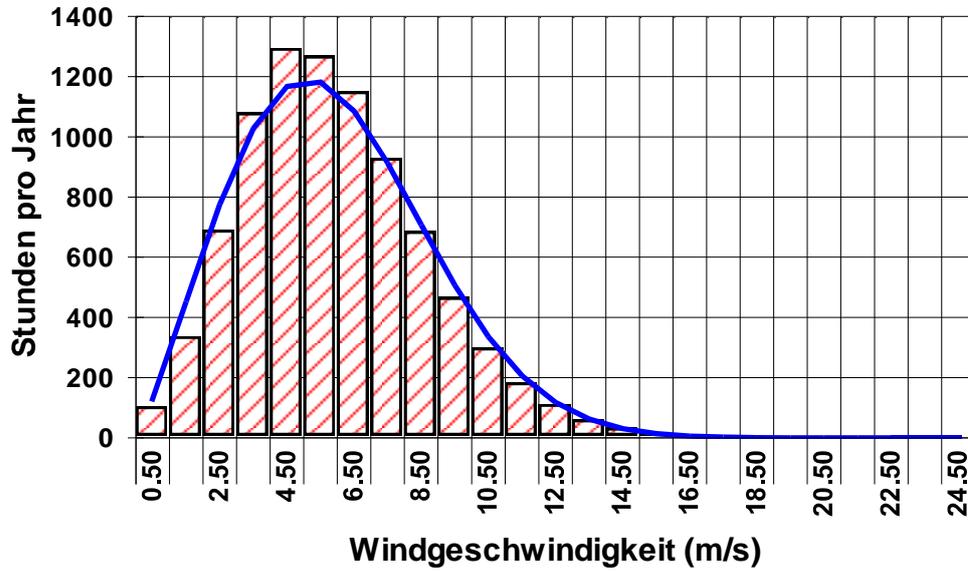


Abb. 8 : Häufigkeitsverteilung Windmessung Brunn an der Wild Mast in 86 m, 1970-2014

Brunn an der Wild Mast, 86 - 69 m, 01.03.1970 - 28.02.2014

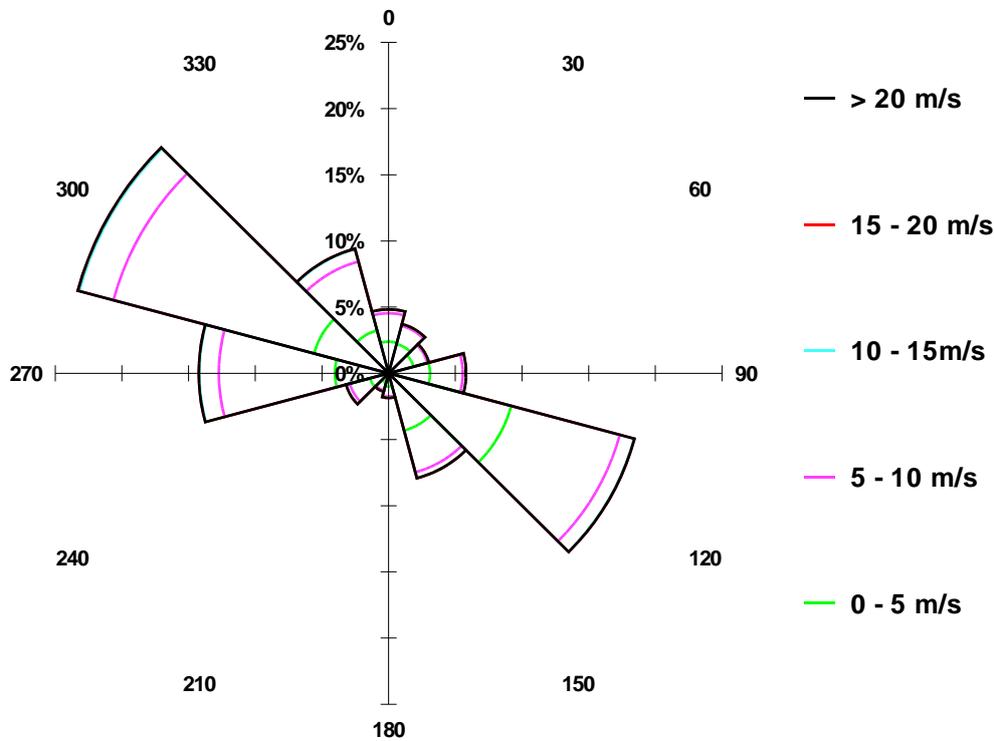


Abb. 9 : Windrichtungsverteilung Windmessung Brunn an der Wild Mast in 86 m, 1970-2014

6.3.2 Messung Irnfritz Mast

Die Windmessung befindet sich 8.616 m nordöstlich des Mittelpunkts des geplanten Windparks in einer Waldfläche. Die Rauigkeit um die Messstelle ist hoch, die Rauigkeitslänge beträgt etwa 0,7 m. Der Messstandort ist in der Abbildung 2 mit Windmessung Irnfritz gekennzeichnet.

a) Koordinaten:

Die Koordinaten der Windmessung sind im System Bundesmeldenetz (Rechtswert = $Y_{\text{Gauß-Krüger}} + 750.000 \text{ m}$, Hochwert = $X_{\text{Gauß-Krüger}}$) in Meter angegeben:

	Rechtswert	Hochwert	Seehöhe
Irnfritz Mast	692 980	399 304	571 m

b) Messzeitraum:

Die Messung wurde von 2013-05-09 bis mindestens 2014-02-28 durchgeführt. Der ENAIRGY wurden Daten bis 2014-02-28 zur Verfügung gestellt. Die Auswertung umfasst die Daten des gesamten zur Verfügung gestellten Messzeitraums. Die Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Standardabweichung wurden in 10-Minuten-Werten aufgezeichnet. Zusätzlich wurden das sekundliche Maximum und Minimum im jeweiligen 10-Minuten-Zeitraum erfasst. Im Auswertungszeitraum kam es in den einzelnen Messhöhen zu folgenden Datenausfällen:

Messhöhe	Werte	Fehler	Fehlerfrei	Fehlerfrei
m	-	-	-	%
99,7	42.504	2.052	40.452	95,2
96,2	42.504	3.318	39.186	92,2
78	42.504	1.953	40.551	95,4
68	42.504	1.339	41.165	96,8

Die Spalte „Werte“ gibt die Anzahl der vorhandenen 10-Minuten-Werte an. Die Spalte „Fehler“ gibt die Anzahl der fehlerhaften 10-Minuten-Werte (z.B. durch Vereisung) an. Die Spalten „Fehlerfrei“ geben die Anzahl bzw. den prozentualen Anteil der fehlerfreien 10-Minuten-Werte an den vorhandenen 10-Minuten-Werten an. Die Spalte „Verfügbarkeit“ gibt den prozentualen Anteil der fehlerfreien 10-Minuten-Werte an den im gesamten Zeitraum möglichen 10-Minuten-Werten an.

c) Ergebnisse

Im Folgenden sind die wesentlichen Ergebnisse der durchgeführten Windmessung in den einzelnen Messhöhen dargestellt. Die letzte Zeile gibt die Werte in 99,7 m Messhöhe bei gleichzeitiger Datenverfügbarkeit in 78 m Messhöhe an.

Messhöhe	Mittelwert 1	Mittelwert 2	Weibull A	Weibull k
m	m/s	m/s	m/s	-
99,7	5,77	5,83	6,6	2,4
96,2	5,81	5,85	6,6	2,44
78	5,21	5,25	5,9	2,39
68	4,91	4,92	5,6	2,34
99,7 / 78	5,775	5,777	6,52	2,304

Der Mittelwert 1 gibt den Mittelwert der Messdaten an. Der Mittelwert 2 gibt den Mittelwert der angepassten Weibull-Verteilung an.

**Irnfritz Mast, 99,7 m, 09.05.2013 - 28.02.2014
Weibull A 6.520, Weibull k 2.304**

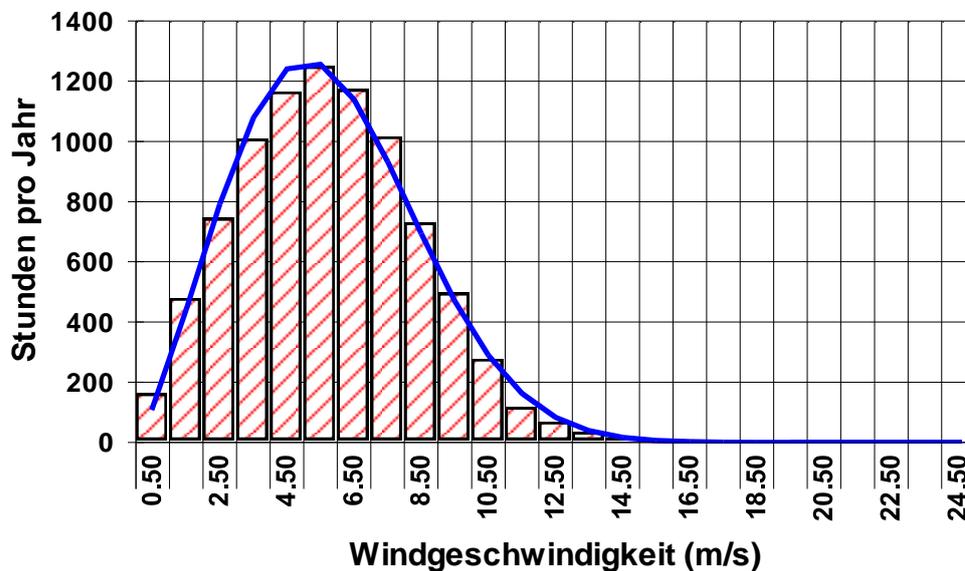


Abb. 10 : Häufigkeitsverteilung Windmessung Irnfritz Mast in 99,7 m

In der folgenden Tabelle ist die Windrichtungsverteilung (Häufigkeit in %) in 99,7 m Höhe über Grund dargestellt. Die Auswertung erfolgt anhand des Datenumfangs, der sich aus der kombinierten Auswertung der Windgeschwindigkeiten in 99,7 und 78 m ergibt.

Es wird angenommen, dass damit alle Vereisungsfälle aus den Daten eliminiert sind. Weiters sind in der Tabelle die Mittelwerte bzw. Weibull-Parameter in 99,7 m Höhe für den Datensatz angeführt.

Wert	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
Häufigkeit	5,654	3,490	3,437	6,999	17,40	10,49	2,685	2,220	4,232	10,42	20,53	12,44
Mittelwert	4,485	4,244	4,459	5,048	5,991	4,681	3,547	3,834	5,057	6,376	7,367	6,137
Weibull A	5,064	4,780	5,027	5,689	6,744	5,255	4,004	4,328	5,697	7,169	8,239	6,912
Weibull k	2,259	2,555	2,455	2,506	2,618	1,745	2,111	2,055	2,534	2,715	3,086	2,561

Die Hauptwindrichtung ist 300°. Die höchste mittlere Windgeschwindigkeit tritt ebenfalls im Sektor 300° auf. Die zweithöchste Windgeschwindigkeit tritt im Sektor 270° auf. Die Sektoren 0° bis 60° sowie 150° bis 210° haben nahezu keinen Einfluss auf das Windpotential.

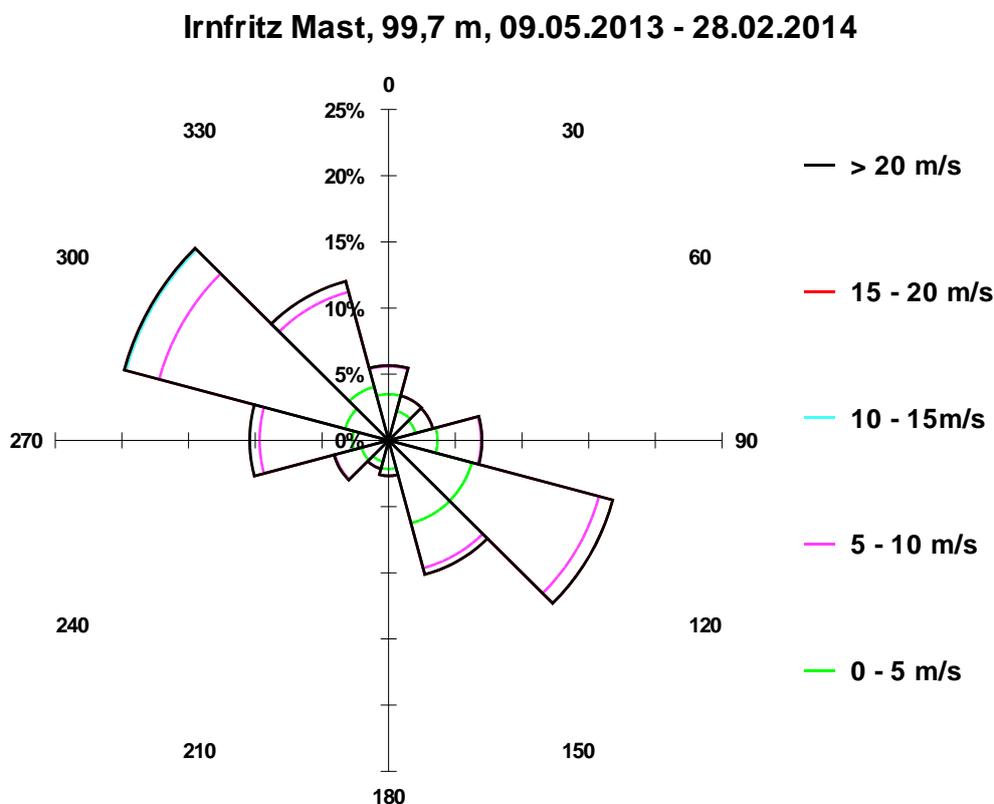


Abb. 11 : Richtungsverteilung Windmessung Irnfritz Mast in 99,7 m

Für die Ermittlung der richtungsabhängigen Turbulenzintensitäten in den einzelnen Messhöhen wurden Messwerte ab 5 m/s in den beiden Messhöhen 99,7 und 78 m Höhe über Grund herangezogen. Berücksichtigt wurde dabei, dass in keiner Messhöhe Vereisung festgestellt wurde.

In der folgenden Tabelle sind die Mittelwerte der Turbulenzintensität in 99,7 m Messhöhe in Prozent angegeben.

Sektor	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
TI 99,7 m	9,59	9,66	9,81	9,13	13,67	11,21	7,82	9,04	11,02	14,87	13,82	12,24

Im Sektor 270° ist die Turbulenzintensität größer 14%, in den Sektoren 120°, 150°, 240° und 300° bis 330° wie für Flachland-Standorte üblich im Bereich 10 bis 14% und in den Sektoren 0° und 90° und 180° bis 210° unter 10%.

Der Höhenexponent des vertikalen Windgradienten wurde aus der Differenz der 10-minütigen Windgeschwindigkeiten in 99,7 m und 78 m berechnet.

Wert	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
99,7 / 78	0,312	0,384	0,419	0,465	0,347	0,051	0,539	0,600	0,585	0,552	0,476	0,392

Aufgrund der starken Bewaldung sind die Höhenexponenten in einem sehr hohen Bereich.

Maximale Windgeschwindigkeiten im ausgewerteten Zeitraum

Maximaler 10-Minutenwert in 99,7 m	20,8 m/s
Maximaler 10-Minutenwert in 96 m	20,5 m/s
Maximaler 10-Minutenwert in 78 m	18,6 m/s
Maximaler 10-Minutenwert in 68 m	17,8 m/s

d) Langzeitkorrelation der Daten

Zur Abschätzung des langfristigen Windpotentials wurde für die Daten der Messreihe Irnfritz Mast eine zweidimensionale Korrelationsanalyse (MCP – „Measure-Correlate-Predict“ – Verfahren) durchgeführt. Dabei wird aus zwei zeitlich parallel, an verschiedenen Orten vorhandenen Zeitreihen des Windes die lineare Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit an der kurzfristigen Messstation (Irnfritz Mast) von der langfristigen Windgeschwindigkeit an den Messstationen Brunn an der Wild Mast und Irnfritz NÖLR bzw. am nächsten Rasterpunkt des World Wind Atlas jeweils in insgesamt 12 Windrichtungssektoren ermittelt. Aus den richtungsabhängigen Korrelationen kann so die kurzfristige Messreihe Irnfritz Mast in eine langfristige Messreihe umgewandelt werden.

Die Berechnung erfolgte mit dem Programm Resoft Windfarm, die lineare Regression wurde nach der York-Methode unter Berücksichtigung möglicher Fehler der Richtungsmessung ermittelt.

Die Gleichzeitigkeit der ausgewerteten Messreihen umfasste den Zeitraum 2013-05-09 bis 2014-02-28 (exklusive der Zeiten von Datenausfällen), die Langzeitprognose wurde im ersten Fall mit den Daten der Messstation Brunn an der Wild Mast für den Zeitraum 2013-02-22 bis 2014-02-28 und im zweiten Fall mit den Daten der Messstation Irnfritz NÖLR für den Zeitraum 1990-03-01 bis 2014-02-28 erstellt. Die Daten der Messung Irnfritz Mast wurden so wie die Daten der Messstationen Brunn an der Wild Mast bzw. Irnfritz NÖLR auf Stundenmittelwerte umgerechnet.

Im Zeitraum 2013-05-09 bis 2014-02-28 stehen 5.954 gemeinsame Stundenwerte von den Standorten Brunn an der Wild Mast und Irnfritz Mast für die Regressionsanalyse zur Verfügung. Der über alle Richtungen gemittelte Regressionskoeffizient beträgt 0,9103. Der Regressionskoeffizient liegt in den Sektoren 0°, 30°, 120° bis 210°, 300° und 330° über 0,9, in den anderen Sektoren unter 0,9.

Die Richtungskorrelation der folgenden Grafik zeigt die gute Übereinstimmung der beiden Windrichtungen.

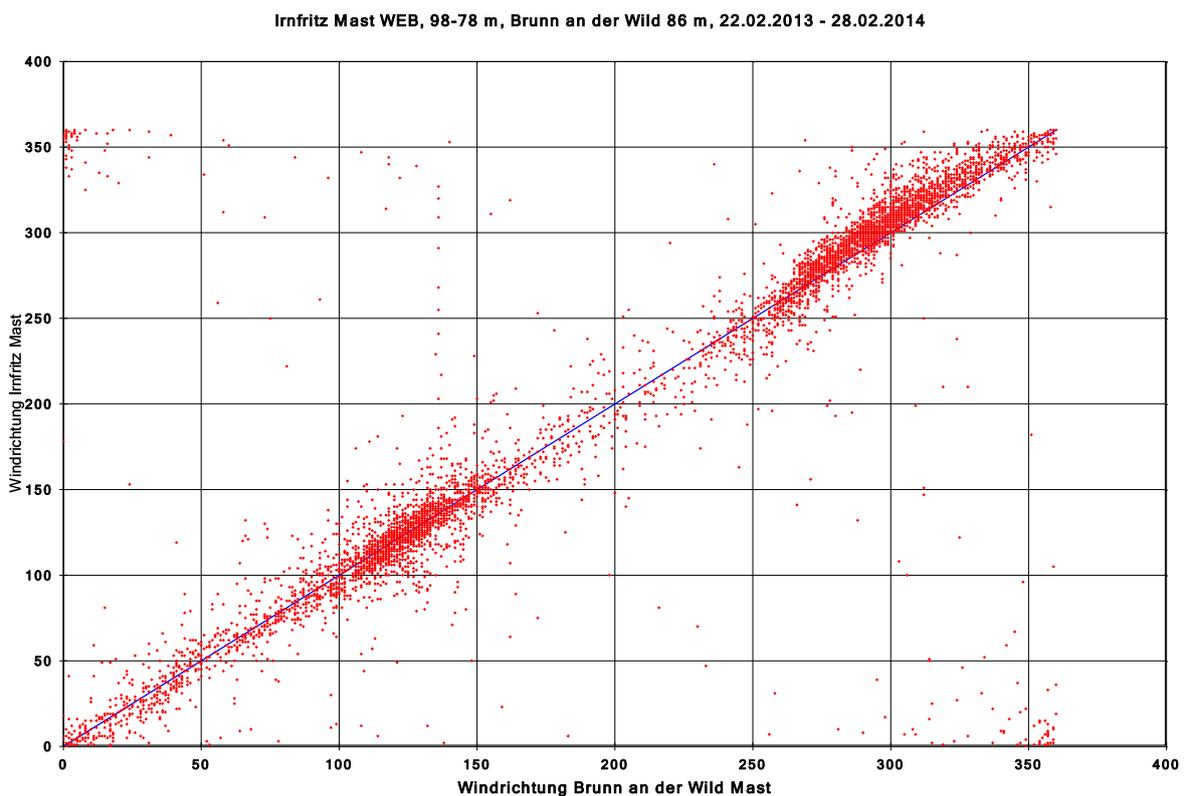


Abb. 12 : Richtungskorrelation Irnfritz Mast - Brunn an der Wild Mast

Die Mittelwerte der Windgeschwindigkeit der beiden Standorte bzw. Zeiträume sind wie folgt:

Station	Messhöhe	Zeitraum	Mittelwert
Brunn an der Wild Mast	86 m	09.05.2013 – 28.02.2014	5,817
Brunn an der Wild Mast	86 m	22.02.2013 – 28.02.2014	5,787
Irnfritz Mast	99,7 m	09.05.2013 – 28.02.2014	5,842
Irnfritz Mast	99,7 m	22.02.2013 – 28.02.2014	5,865

Die Langzeitprognose wurde im zweiten Fall mit den Daten der Messstation Irnfritz NÖLR für den Zeitraum 1990-03-01 bis 2014-02-28 erstellt und umfasst damit 24 Jahre.

Im Zeitraum 2013-05-09 bis 2014-02-28 stehen 6.668 gemeinsame Stundenwerte von den Standorten Irnfritz Mast und Irnfritz NÖLR für die Regressionsanalyse zur Verfügung. Der über alle Richtungen gemittelte Regressionskoeffizient beträgt 0,6916. Der Regressionskoeffizient liegt in den Windrichtungssektoren 270° bis 330° über 0,8, in den Windrichtungssektoren 120°, 150°, 210° und 240° zwischen 0,5 und 0,7 und in allen anderen Windrichtungssektoren unter 0,5.

Die Richtungskorrelation zeigt eine gute Übereinstimmung der beiden Windrichtungen.

Die Mittelwerte der Windgeschwindigkeit der beiden Standorte bzw. Zeiträume sind wie folgt:

Station	Messhöhe	Zeitraum	Mittelwert
Irnfritz NÖLR	10 m	09.05.2013 – 28.02.2014	3,548
Irnfritz NÖLR	10 m	01.03.1990 – 28.02.2014	4,021
Irnfritz Mast	99,7 m	09.05.2013 – 28.02.2014	5,771
Irnfritz Mast	99,7 m	01.03.1990 – 28.02.2014	6,443

Der Mittelwert für den langjährigen Zeitraum ist etwa 12 % höher als der im Messzeitraum gemessene Mittelwert. Der Zeitraum 1995 bis 2005 ist in Ostösterreich jedoch als überdurchschnittlich windstark zu bewerten. Zusätzlich kommt es durch die Zunahme der Verbauung bzw. die Pflanzung von Bäumen in der Umgebung der Station Irnfritz NÖLR zu einer niedrigeren gemessenen Windgeschwindigkeit in Irnfritz NÖLR in den letzten Jahren.

Die Langzeitprognose wurde im dritten Fall mit den Daten des World Wind Atlas (Rasterpunkt 50° Nord, 15° Ost) für den Zeitraum 1970-03-01 bis 2014-02-28 erstellt und umfasst damit 44 Jahre. Die Daten der Messung Irnfritz Mast wurden analog zu den Daten des World Wind Atlas auf 6-Stundenmittelwerte umgerechnet.

Im Zeitraum 2014-05-09 bis 2014-02-28 stehen 1.131 gemeinsame Werte von den Standorten Irnfritz Mast und World Wind Atlas für die Regressionsanalyse zur Verfügung. Der über alle Richtungen gemittelte Regressionskoeffizient beträgt 0,5805.

Der Regressionskoeffizient liegt in den Windrichtungen 270° bis 330° über 0,7, in den Windrichtungen 90° und 120° über 0,6, in den Windrichtungen 30°, 60° und 240° über 0,5 und in den anderen Windrichtungen unter 0,5.

Die Mittelwerte der Windgeschwindigkeit der beiden Standorte bzw. Zeiträume sind wie folgt:

Station	Messhöhe	Zeitraum	Mittelwert
World Wind Atlas	50 m	09.05.2013 – 28.02.2014	5,470
World Wind Atlas	50 m	01.03.1970 – 28.02.2014	5,439
Irnfritz Mast	99,7 m	09.05.2013 – 28.02.2014	5,738
Irnfritz Mast	99,7 m	01.03.1970 – 28.02.2014	5,797

Der Mittelwert für den langjährigen Zeitraum ist etwa 1 % höher als der im Messzeitraum gemessene Mittelwert.

6.3.3 Messstation Irnfritz NÖLR

Die Messung befindet sich in annähernd ebenem Gelände. Die Seehöhe der Station beträgt 559 m. In einem Umkreis von bis zu 500 m ist mit Ausnahme der Ortschaft Rothweinsdorf in westlicher Richtung keine Verbauung vorhanden. Die Ortschaft Rothweinsdorf befindet sich in etwa 150 m Entfernung. In nördlicher Richtung befindet sich ein schmaler Baumstreifen in einer Entfernung von etwa 80 m, der bis in eine Entfernung von etwa 400 m in nordnordöstlicher Richtung verläuft. In südöstlicher Richtung befinden sich Baumstreifen in einer Entfernung von etwa 200 m und etwa 500 m. Ansonsten sind Ackerflächen vorherrschend. Die Luftbilder aus den Jahren 2014 und 1999 zeigen eine geringfügige Zunahme der Verbauung in der Ortschaft Rothweinsdorf im Westen sowie die Neupflanzung von Bäumen im Norden und Südosten der Station.

Die Koordinaten der Messung sind wie folgt:

Koordinatensystem	Ost-West-Richtung	Nord-Süd-Richtung
Bundesmeldenetz MGI 34	688 660	398 798

Der Messstandort ist von oben beschriebenen Hindernissen umgeben, die aufgrund der geringen Messhöhe von 10 m einen beträchtlichen Einfluss auf die Windmessung haben. Die Windmessung wurde daher nur zur qualitativen Analyse des Langzeitverhaltens herangezogen.

6.3.4 Messstation Zwettl

Die Messstation befindet sich in nahezu ebenem Gelände unmittelbar nördlich des Zisterzienserstifts Zwettl in einem Garten mit lockerem Baumbestand. Die Seehöhe der Station beträgt 520 m. Die Messung wurde für die Abschätzung des langfristigen Jahresmittelwerts der Temperatur aus [32] herangezogen.

Die Koordinaten der Messung sind wie folgt:

Koordinatensystem	Ost-West-Richtung	Nord-Süd-Richtung
Bundesmeldenetz MGI 34	666 797	387 253

6.4 Beschreibung der Topografie

Die untersuchte Fläche ist 2,9 km x 3,1 km² groß und liegt auf einer etwa 600 m hohen, flachen Kuppe im Bereich des Windparks.

In nördlicher Richtung fällt das Gelände zu den Ortschaften Ludweis und Aigen auf etwa 450 bis 500 m ab. In nordöstlicher und östlicher Richtung ist das Gelände nahezu eben. In südöstlicher Richtung fällt das Gelände zum Tal der Taffa bzw. nach Horn auf bis zu 300 m Seehöhe ab. In südlicher bis westlicher Richtung ist das Gelände nahezu eben. In nordwestlicher Richtung sinkt das Gelände auf etwa 550 m ab und steigt anschließend zum 718 m hohen Predigtstuhl wieder an.

Im Bereich des Windparks ist die Oberflächenrauigkeit aufgrund des Waldes hoch. In größerer Entfernung wechseln Freiflächen und Waldflächen einander ab, wobei die Freiflächen etwas überwiegen.

In der Windfeldberechnung wurden die Einflüsse der Geländeform, der Rauigkeit und der nächsten Hindernisse berücksichtigt.

Die Geländeform wurde wie die Rauigkeit mittels digitalisierter Daten in das Modell eingegeben.

Das Einzugsgebiet wies eine Fläche von 28,95 x 30,25 km² auf. Die Eckpunkte der Fläche haben folgende Koordinaten (System Bundesmeldenetz):

Eckpunkt Südwest	X = 672 500 m	Y = 386 000 m
Eckpunkt Nordost	X = 701 450 m	Y = 416 250 m

Vereinfacht kann die Umgebungsrauigkeit unter Berücksichtigung der Orografie für Berechnungen der Schallimmissionen mit einer Rauigkeitslänge von 0,4 m angesetzt werden.

7. METHODIK

7.1 Berechnung des Windfeldes

Die Berechnungen wurden mit dem Modell WASP [33], dem Modell MS-Micro/3, das Teil des Programms Resoft Windfarm [35] ist, und dem Modell Windsim [37] durchgeführt. Die ersten beiden Modelle berechnen die Änderung der zweidimensionalen Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit anhand von Unterschieden der Topografie (siehe [38] und [39]).

Die Berechnung zweidimensionaler Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit erfolgte mit einem Raster von 50 bzw. 40 m Maschenweite in 12 Windrichtungssektoren in der obersten Messhöhe von 86 m und in der Nabenhöhe von 166 m Höhe über Grund. Meteorologische Datenbasis der Berechnung war die zweidimensionale Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit am Messpunkt Brunn an der Wild Mast im Zeitraum 1970-03-01 bis 2014-02-28 in 86 m über Grund.

7.1.1 Berechnung mit WASP

Das Modell WASP wurde von Risoe in Dänemark entwickelt und berechnet aus den Messdaten, den Daten des digitalen Höhen- und Rauigkeitsmodells sowie von Hindernissen im Nahbereich ein regionales Windklima. Dieses regionale Windklima wird unter Berücksichtigung der oben genannten Faktoren benutzt, um die Windverhältnisse flächig in Abhängigkeit der Richtung zu berechnen bzw. auch auf einen anderen Standort zu übertragen.

Die topografischen Daten werden in einem zirkularen Raster, der zum Standort hin immer enger wird, in das Programm eingearbeitet. Weiter entfernte topografische Merkmale werden entsprechend ungenauer verarbeitet.

Im gegenständlichen Projekt wurden die Windverhältnisse auf einem Raster von 50 m für die oberste Messhöhe von 86 und die Nabenhöhe von 166 m über Grund berechnet.

Zu berücksichtigen ist, dass die Windgeschwindigkeiten nur zweidimensional berechnet werden und daher keine Aussagen über vertikale Komponenten des Windvektors getroffen werden können.

Die Eckpunkte der Berechnungsfläche haben folgende Koordinaten (System Bundesmeldenetz):

Eckpunkt Südwest	X = 682 800 m	Y = 396 500 m
Eckpunkt Nordost	X = 685 700 m	Y = 399 600 m

7.1.2 Berechnung mit Windfarm

Das Modell MS-Micro/3 des Programms Windfarm wurde in Kanada und Großbritannien entwickelt und berechnet aus den Messdaten und den Daten des digitalen Höhen- und Rauigkeitsmodells die Windverhältnisse flächig im Bereich des Standorts. Im Gegensatz zum vorigen Modell wird kein regionales Windklima berechnet. In Bezug auf den Messpunkt werden an jedem Rechenpunkt in den einzelnen Richtungssektoren Korrekturfaktoren bestimmt, die anschließend mit den Messdaten kombiniert werden und auf diese Weise die Windgeschwindigkeiten ermitteln.

Die topografischen Daten werden in einen Innenbereich, einen Übergangsbereich und einen Außenbereich unterteilt und in das Programm eingearbeitet. Weiter entfernte topografische Merkmale werden entsprechend ungenauer verarbeitet. Im gegenständlichen Projekt wurden die Windverhältnisse auf einem Raster von 50 m für die Messhöhen 67,5 und 86 m und die Nabenhöhe 166 m über Grund berechnet.

Zu berücksichtigen ist, dass die Windgeschwindigkeiten nur zweidimensional berechnet werden und daher keine Aussagen über vertikale Komponenten des Windvektors getroffen werden können. Zusätzlich können direkte Einflüsse von Hindernissen am Standort nicht berechnet werden und müssen generell über eine höhere Rauigkeit berücksichtigt werden.

Die Eckpunkte der Berechnungsfläche haben folgende Koordinaten (System Bundesmeldenetz):

Eckpunkt Südwest	X = 682 800 m	Y = 396 500 m
Eckpunkt Nordost	X = 685 700 m	Y = 399 600 m

7.1.3 Berechnung mit Windsim

Das Modell Windsim wurde in Norwegen entwickelt und berechnet aus den Messdaten und den Daten des digitalen Höhen- und Rauigkeitsmodells die dreidimensionalen Windverhältnisse flächig im Bereich des Standorts. Im Gegensatz zu den vorigen Modellen ist Windsim ein vollständiges CFD-Modell auf Basis der Navier-Stokes-Gleichungen für Bewegungen von Strömungen. Einerseits werden die Windgeschwindigkeiten dreidimensional berechnet und andererseits werden auch nichtlineare Effekte im Lee von steilen Hängen oder Waldflächen simuliert. Zusätzlich wird die dreidimensionale Turbulenz im Programm über die gesamte Fläche berechnet.

Aufgrund der höheren Komplexität der Berechnung wurden drei Modellläufe mit immer enger werdendem Raster und kleinerer Fläche durchgeführt. Die Randbedingungen des Strömungsfeldes werden für jeden Modelllauf aus dem vorherigen gröberem Modelllauf abgeleitet.

Die Eckpunkte der Berechnungsflächen der einzelnen Modellläufe waren wie folgt:

Modelllauf	xmin	xmax	ymin	ymax	Raster
1	672 500	701 420	386 000	416 240	120
2	674 500	694 100	388 000	407 520	80
3	678 500	690 140	392 000	403 520	40

7.2 Berechnung des Energieertrages

7.2.1 Berechnung mit WASP

Die Berechnungen des Windfeldes mit dem Programm WASP wurden in das Programm Resoft Windfarm importiert. Die Berechnung der Energieerträge erfolgte analog zu 7.2.2.

7.2.2 Berechnung mit Windfarm

Die Berechnung des jährlich zu erwartenden Energieertrages wurde mit dem Programm „Resoft Windfarm“, Modul „Energy Yield“ durchgeführt. Die Berechnung erfolgte in folgenden Schritten:

Im ersten Schritt wurde der jährlich zu erwartende Energieertrag für den Messpunkt berechnet. Die Berechnung erfolgte in Abhängigkeit der im Abschnitt 3 angeführten Leistungskurve für eine einzeln stehende Windkraftanlage unter Berücksichtigung der aus der Fußpunkthöhe, der Nabenhöhe und der Lufttemperatur berechneten Luftdichte und der am Messpunkt in Nabenhöhe vorherrschenden zweidimensionalen Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit.

Der jährliche Energieertrag wurde aus einzelnen Teilergebnissen in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit mit einer Klassenbreite von 0,5 m/s über den Geschwindigkeitsbereich von 2 bis 25 m/s aufsummiert.

Unter Anwendung des berechneten Windfeldes mit einer Rasterweite von 50 bzw. 40 m wurden die Abweichungen in der zweidimensionalen Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit gegenüber den Windverhältnissen am Messpunkt an den einzelnen Anlagenstandorten ermittelt. Dadurch wurden die Unterschiede in der Orografie und der Landoberflächenrauigkeit zwischen den einzelnen Windkraftanlagen-Standorten erfasst. Da sich alle Windkraftanlagen nicht auf einem Rasterpunkt befinden, wurde das Windklima für die exakten Standorte aus den benachbarten Rasterpunkten linear interpoliert.

Aus dieser Abweichung der zweidimensionalen Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit wurde unter der Annahme einer konstanten Lufttemperatur und der Berücksichtigung der Seehöhe des jeweiligen Anlagenstandorts die Änderung des jährlichen Energieertrags gegenüber dem Messpunkt, die aus der sich ändernden Topografie resultiert, für den jeweiligen Anlagenstandort ermittelt.

In einem weiteren Schritt wurden jene Änderungen des jährlichen Energieertrages gegenüber dem Energieertrag einer Einzelanlage am Messpunkt für die jeweilige Anlagentypen an den einzelnen Anlagenstandorten berechnet, die aus der Verminderung der Windgeschwindigkeit im Lee des Rotors einer vorgelagerten Windkraftanlage resultieren.

Dazu wurden die in Abschnitt 3 angeführten Angaben zu den Schubbeiwerten in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit herangezogen. Weiters musste die mittlere Umgebungsturbulenz der ungestörten Strömung in Abhängigkeit der Windrichtung angegeben werden. Die mittlere Umgebungsturbulenz wurde aus den Messdaten in 86 m und berechneten Daten in 166 m über Grund am Messpunkt bestimmt.

Das eingesetzte Rechenmodell der Abschattung basiert auf der achsensymmetrischen Methode von Ainslie [40].

Der endgültige resultierende jährliche Energieertrag am jeweiligen Standort der Windkraftanlage des eingesetzten Typs wurde aus dem Energieertrag am Messpunkt unter Berücksichtigung der Topografie und der Abschattung berechnet.

7.2.3 Berechnung mit Windsim

Die Berechnungen des Windfeldes mit dem Programm Windsim wurden in das Programm Resoft Windfarm importiert. Die Berechnung der Energieerträge erfolgte analog zu 7.2.2.

7.3 Berechnung der Turbulenzintensitäten

Die Turbulenzintensität ist definiert als der Quotient aus der Standardabweichung und dem Mittelwert der Windgeschwindigkeit. Im Allgemeinen wird zwischen der Turbulenzintensität der freien Strömung und der Turbulenzintensität in der Nachlaufströmung des Rotors unterschieden.

Die Turbulenzintensität der freien Strömung resultiert aus der um den Standort vorhandenen Orografie und Rauigkeit der Landoberfläche und wird auch als Umgebungsturbulenz bezeichnet. Die Turbulenzintensität der freien Strömung wird in der aktuellen ÖNORM vereinfacht als Erwartungswert der Turbulenzintensität für eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s angegeben und mit I_{ref} bezeichnet.

Die Turbulenzintensität in der Nachlaufströmung des Rotors setzt sich aus der Umgebungsturbulenz I_{ref} und der durch den Rotor verursachten Turbulenz zusammen und wird in der aktuellen ÖNORM als I_{eff} bezeichnet.

Die Turbulenzintensität I_{eff} wurde in einem gesonderten Gutachten des TÜV Nord [21] für den Windgeschwindigkeitsbereich von 3 bis 20 m/s berechnet. Die berechneten effektiven Turbulenzintensitäten des Gutachtens des TÜV Nord wurden für dieses Gutachten übernommen.

7.3.1 Berechnung mit WASP Engineering

Die Umgebungsturbulenz I_{ref} wurde mit dem Programm WASP Engineering [34] aus den Rauigkeitsdaten und dem Geländehöhenmodell am Messstandort in 86 und an allen Anlagenstandorten in 166 m Höhe über Grund in zwölf Sektoren von jeweils 30° Breite berechnet. Die Berechnung erfolgte nach dem Modell von Kaimal. Ergänzend wurde mit dem Programm Windfarm Assessment Tool, das Teil des Programms WASP Engineering ist, eine über alle Richtungen gemittelte Umgebungsturbulenz I_{ref} für jeden Anlagenstandort berechnet.

Zur Prüfung des Ergebnisses wurden die Berechnungen der Umgebungsturbulenz für den Messstandort in 86 bzw. 166 m Höhe über Grund mit aus den Messdaten abgeleiteten Werten verglichen.

7.3.2 Berechnung mit Windfarm

Die Turbulenzintensität I_{eff} der Nachlaufströmung wurde mit der Methode von Garrad Hassan für den gesamten Windgeschwindigkeitsbereich des Anlagenbetriebs berechnet:

Die Methode von Garrad-Hassan [41] berechnet die zusätzliche Turbulenz der Nachlaufströmung an einem bestimmten Kontrollpunkt der Rotorkreisfläche der leeseitigen Windkraftanlage anhand der folgenden Gleichung:

$$I_{GH} = 1,31 * CT^{0,7} * I^{0,68} * (X/X_n)^{-0,96}$$

CT = Schubbeiwert, I = Umgebungsturbulenz, X = Abstand zwischen den WKAs, X_n = Wake-Länge

Die zusätzliche Turbulenz der Nachlaufströmung wird als konstant über die gesamte Breite der Nachlaufströmung betrachtet.

Die Methode von Garrad-Hassan berechnet generell die geringsten Turbulenzintensitäten. Das Modell wurde in der Ertragskalkulation angewandt, da geringe Turbulenzintensitäten zu einer stärkeren Windgeschwindigkeitsabnahme im Lee des Rotors und damit zu einem geringeren Windparkwirkungsgrad bzw. Energieertrag führen.

7.3.3 Berechnung mit Windsim

Die Turbulenz wird mit einem k-epsilon-Modell berechnet, welches zur Familie der Eddy-Viscosity-Modelle gehört. Die Turbulenzintensität der freien Strömung wird einerseits aus der Modellierung und andererseits direkt aus den Messdaten abgeleitet. Die Turbulenz der Nachlaufströmung wird aus einer Modellierung des Rotors als halbdurchlässige Scheibe und des Turms als festes Hindernis bestimmt. Die Berechnungsergebnisse wurden in das Programm Windfarm Assessment Tool importiert.

7.4 Berechnung sonstiger Windbedingungen

Die aus der Geländeform resultierende Schräganströmung an den einzelnen Anlagenstandorten wurde sowohl mit dem Programm WASP Engineering als auch mit dem Programm Windsim in Verbindung mit dem Programm Windfarm Assessment Tool berechnet. Die Ergebnisse wurden mit den Werten der Geländeneigung im Gutachten des TÜV Nord verglichen.

Der vertikale Windgradient an den einzelnen Anlagenstandorten wurde mit dem Programm WASP Engineering in Verbindung mit dem Programm Windfarm Assessment Tool berechnet. Die Ergebnisse wurden mit den Werten des Gutachtens des TÜV Nord verglichen.

Die Extremwindgeschwindigkeiten wurden einerseits mit dem Programm WASP Engineering aus den Windmessdaten berechnet und andererseits aus den bestehenden ÖNORMEN abgeleitet. Die in diesem Gutachten berechneten Werte wurden im Gutachten des TÜV Nord übernommen.

7.5 Ermittlung sonstiger klimatologischer Parameter

Die Temperaturdaten wurden aus den Werten der Messungen Brunn an der Wild Mast und Irnfritz Mast sowie der benachbarten Messstation Zwettl bestimmt.

Der mögliche Eisansatz pro Jahr wurde aus den Messdaten Brunn an der Wild Mast, Irnfritz Mast und Literaturquellen abgeschätzt.

Die Blitzdichte wurde von der Homepage des ALDIS abgerufen.

8. ERGEBNISSE

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der durchgeführten Berechnungen anhand der im vorhergehenden Abschnitt beschriebenen Methodik für den Windpark Wild dargestellt.

8.1 Windfeld

Ausgangspunkt der Berechnungen war die auf den Zeitraum 1970 bis 2014 langzeitkorrelierte Messung am Standort Brunn an der Wild Mast in 86 m über Grund – siehe Punkt 6.3.1.

Für die Ertragsberechnung wurden im Modell Resoft Windfarm je nach zugrundeliegendem Windfeldmodell verschiedene Höhenexponenten angewandt. Die Turbulenzintensitäten für die Berechnungen mit den Windfeldmodellen WASP, Windfarm und Windsim wurden je nach Sektor aus den Messdaten in 86 m Höhe über Grund und den Berechnungsergebnissen mit WASP Engineering in 166 m Höhe über Grund übernommen.

Die verwendeten Turbulenzintensitäten TI in Abhängigkeit der Windrichtung sind in der folgenden Tabelle in Prozent angeführt:

Sektor	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
TI Windfeld	11,24	10,86	10,85	11,65	10,31	8,63	8,50	10,80	10,81	11,09	10,96	12,75

Die verwendeten Höhenexponenten in Abhängigkeit der Windrichtung sind in der folgenden Tabelle in Prozent angeführt:

Sektor	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
EXP _{WASP}	0,315	0,323	0,291	0,269	0,274	0,265	0,287	0,333	0,326	0,331	0,353	0,341
EXP _{Windfarm}	0,148	0,161	0,141	0,148	0,149	0,104	0,142	0,168	0,182	0,167	0,182	0,185
EXP _{Windsim}	0,225	0,241	0,234	0,206	0,178	0,177	0,213	0,231	0,227	0,218	0,219	0,236

In der folgenden Tabelle werden die mittleren jährlichen Windgeschwindigkeiten in m/s in 166 m Nabenhöhe am Standort der jeweiligen Windkraftanlage angegeben. Die Bezeichnung der WKA erfolgt mit der Nummer entsprechend der Abbildung 1.

WKA/Modell	WASP	Windfarm	Windsim	Mittelwert
1	7,23	6,48	6,44	6,72
2	7,21	6,52	6,45	6,73
3	7,23	6,53	6,52	6,76
4	7,24	6,54	6,49	6,76
5	7,30	6,59	6,63	6,84
6	7,23	6,55	6,54	6,77
7	7,29	6,59	6,64	6,84
8	7,33	6,61	6,67	6,87
9	7,21	6,53	6,60	6,78
10	7,27	6,56	6,63	6,82
Mittelwert	7,25	6,55	6,56	6,79

Im Bereich des Windparks sind die Unterschiede in der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit zwischen den einzelnen Anlagen gering und betragen weniger als 4 Prozent.

Wie aus dem Vergleich der Höhenexponenten bereits ersichtlich, ergibt das Modell WASP gegenüber den Modellen Windfarm und Windsim höhere Werte.

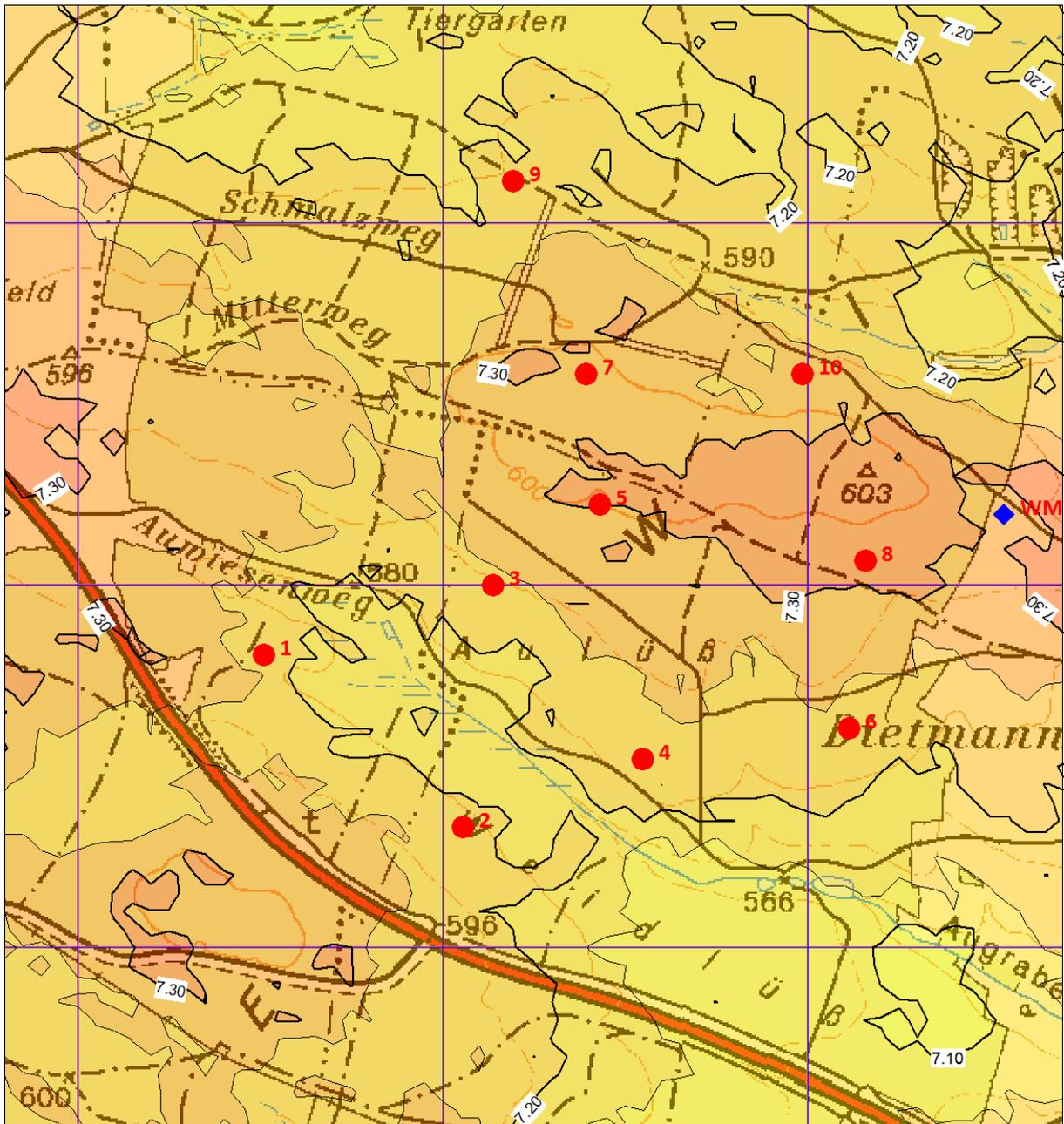


Abb. 13 : Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit [m/s] in 166 m, WASP

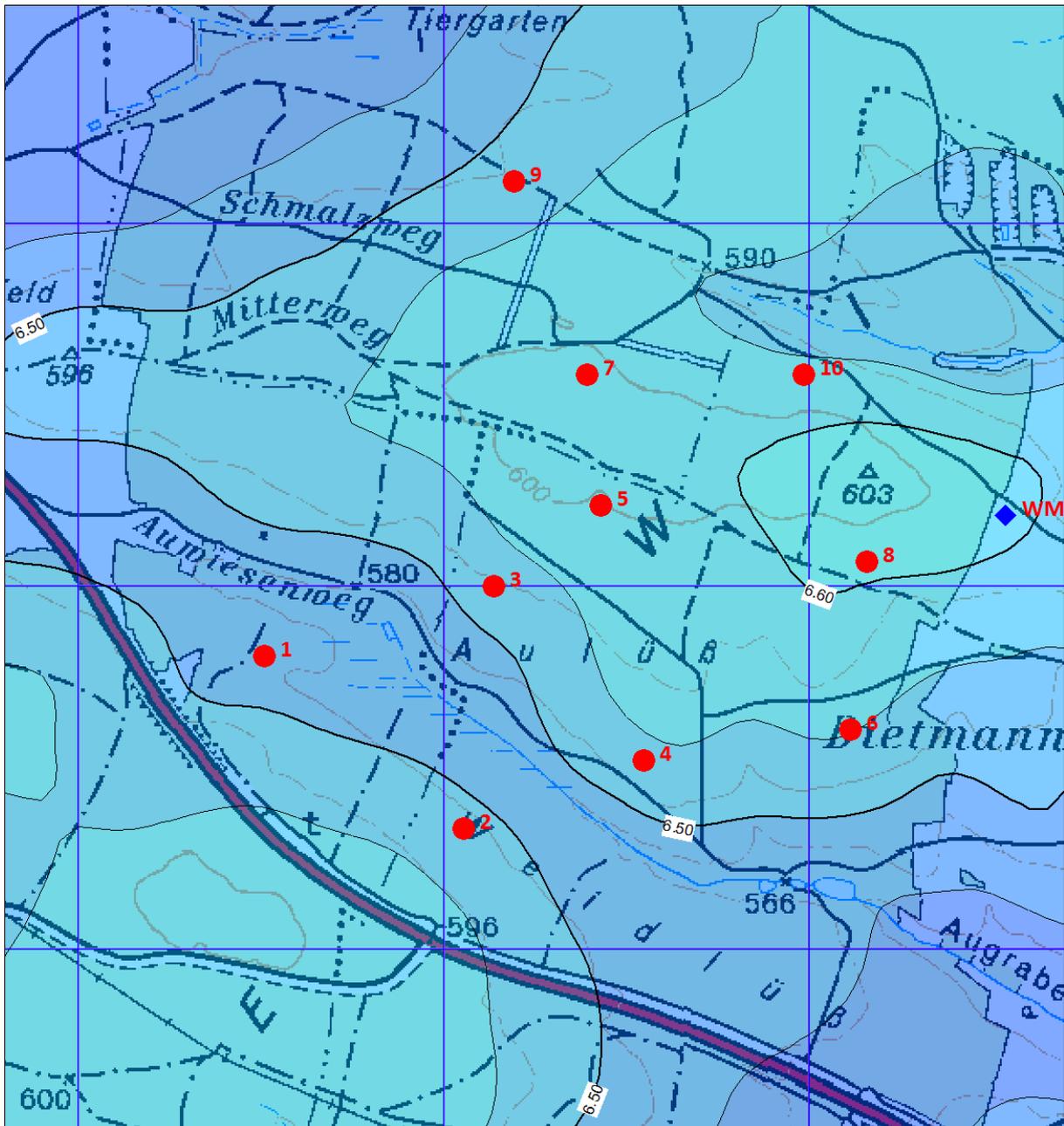


Abb. 14 : Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit [m/s] in 166 m, Windfarm

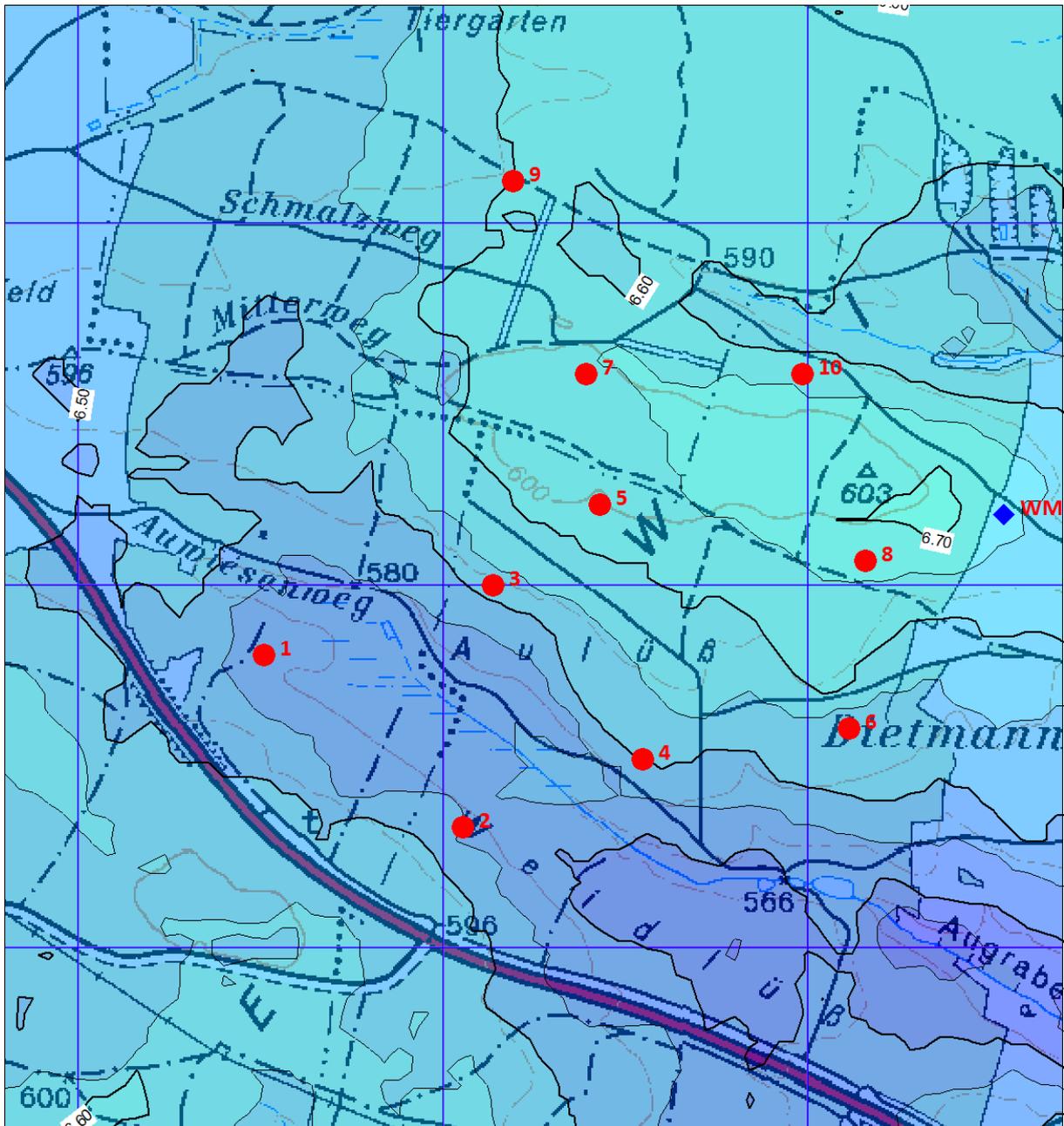


Abb. 15 : Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit [m/s] in 166 m, Windsim

In der folgenden Tabelle werden die mittleren jährlichen Leistungsdichten in W/m^2 in 166 m Nabenhöhe am Standort der jeweiligen Windkraftanlage angegeben. Die Bezeichnung der WKA erfolgt mit der Nummer entsprechend der Abbildung 1.

WKA/Modell	WASP	Windfarm	Windsim	Mittelwert
1	409	271	284	321
2	403	275	285	321
3	408	276	295	326
4	407	277	290	325
5	417	283	307	336
6	403	279	295	326
7	416	283	308	336
8	420	286	310	339
9	403	276	302	327
10	410	281	305	332
Mittelwert	410	279	298	329

An allen Anlagenstandorten bzw. in allen Berechnungsmodellen werden in Nabenhöhe Leistungsdichten von deutlich mehr als $220 W/m^2$ erreicht. Eine Überschreitung der raumordnungsrechtlich geforderten Leistungsdichte von $220 W/m^2$ in 130 m Höhe über Grund ist gesichert.

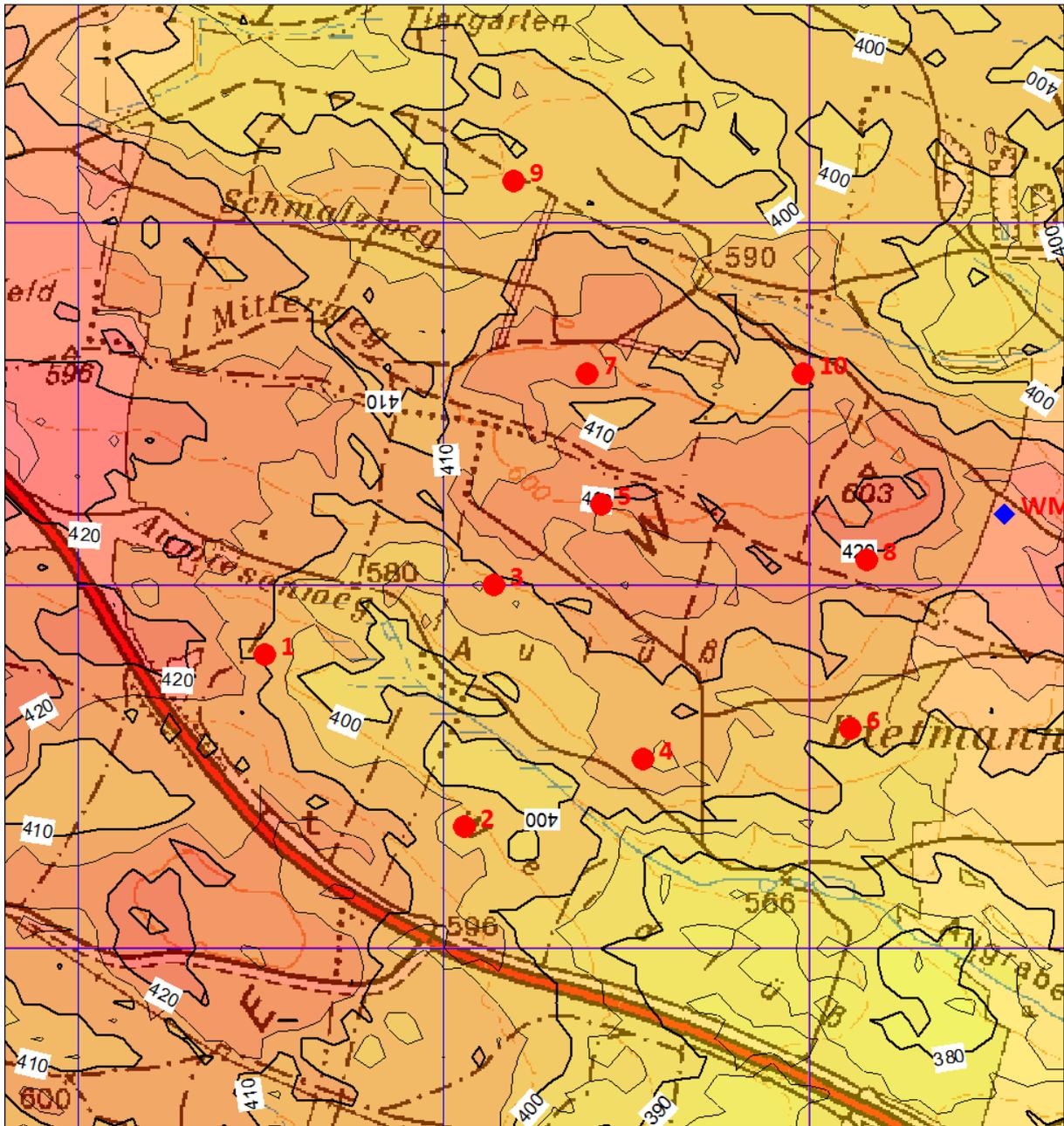


Abb. 16 : Mittlere jährliche Leistungsdichte [W/m^2] in 166 m, WASP

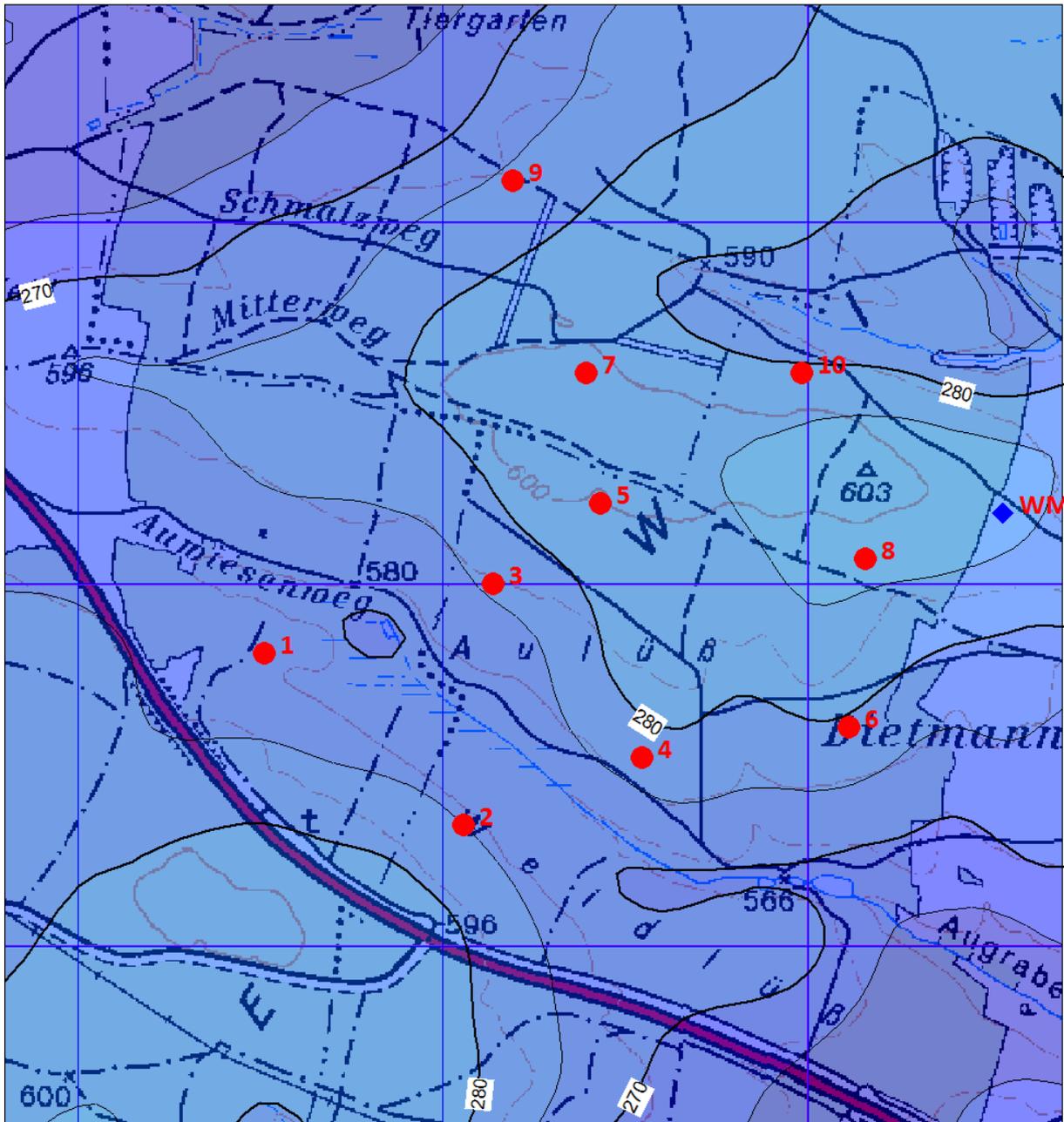


Abb. 17 : Mittlere jährliche Leistungsdichte [W/m^2] in 166 m, Windfarm

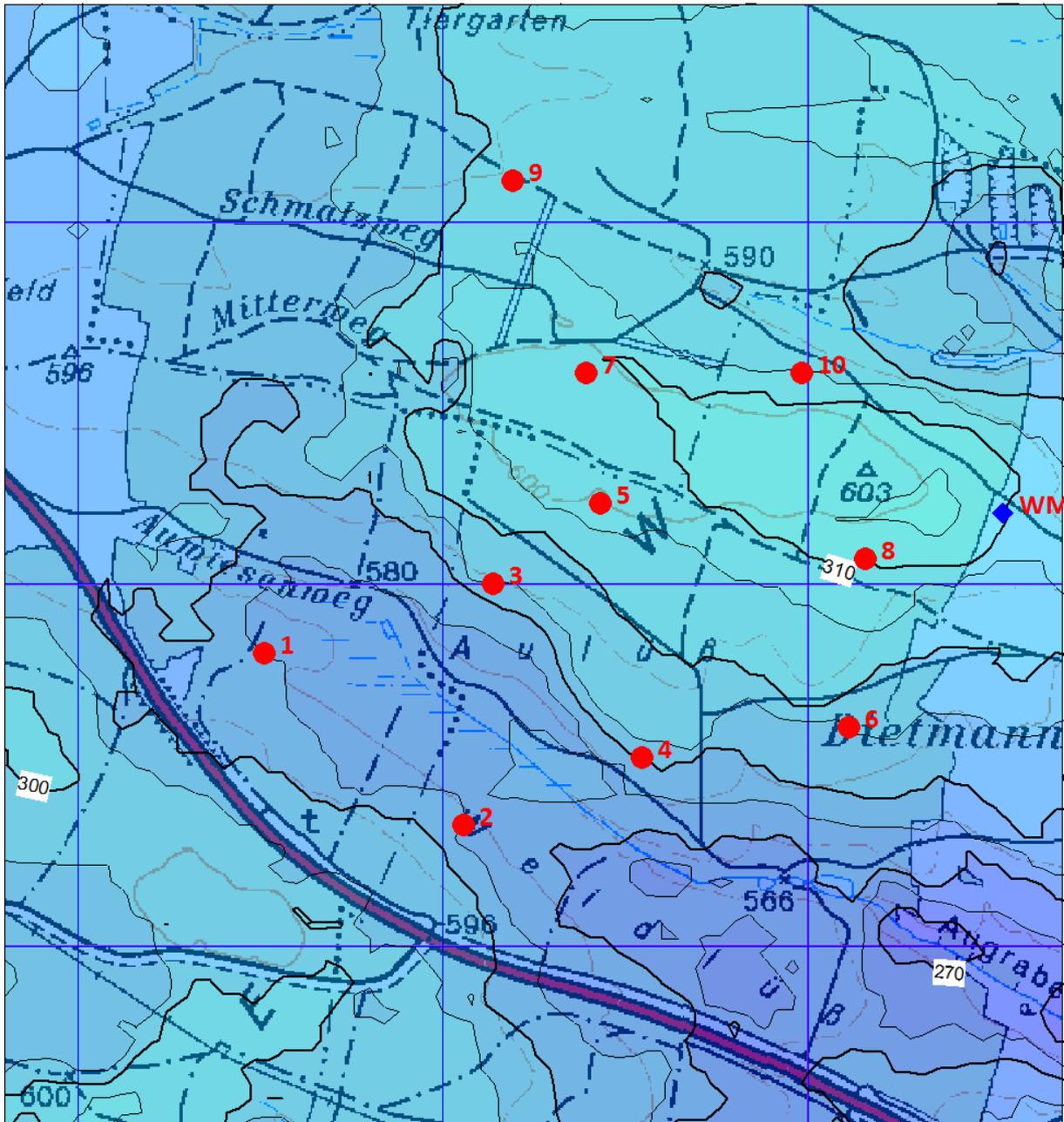


Abb. 18 : Mittlere jährliche Leistungsdichte [W/m^2] in 166 m, Windsim

8.2 Jährlich zu erwartender Energieertrag

Der jährlich zu erwartende Energieertrag wird in den nachfolgenden Tabellen für eine mittlere jährliche Temperatur von 7,2°C in 727 m Seehöhe und eine technische Verfügbarkeit von 100 % angegeben.

Die Verluste durch gegenseitige Abschattung (Wake) sind bereits in den Werten berücksichtigt.

In Abhängigkeit des Anlagenstandorts ergeben sich die folgenden jährlichen Energieerträge des Windparks Wild in GWh mit den einzelnen Modellen:

WKA/Modell	WASP	Windfarm	Windsim	Mittelwert
1	15,8870	13,0739	13,2122	14,0577
2	15,6775	12,9452	13,0595	13,8941
3	15,4619	12,8002	13,1019	13,7880
4	15,3155	12,5493	12,7394	13,5347
5	15,6714	13,0059	13,4566	14,0446
6	14,9390	12,1032	12,4440	13,1621
7	15,7730	13,1404	13,6384	14,1839
8	15,3349	12,3490	12,9789	13,5543
9	15,9783	13,3786	13,9644	14,4404
10	15,5548	12,7446	13,3714	13,8903
Summe	155,5931	128,0903	131,9667	138,5500

In der folgenden Tabelle sind die Verluste aus der Abschattung durch benachbarte Windkraftanlagen (Wake) am jeweiligen Anlagenstandort in Prozent angegeben.

WKA/Modell	WASP	Windfarm	Windsim	Mittelwert
1	-5,10	-5,90	-5,65	-5,55
2	-5,99	-7,66	-7,11	-6,92
3	-7,80	-8,98	-8,72	-8,50
4	-8,69	-10,95	-10,31	-9,98
5	-8,01	-9,16	-8,86	-8,68
6	-11,03	-14,62	-13,70	-13,12
7	-7,15	-8,26	-7,91	-7,77
8	-10,54	-14,22	-12,95	-12,57
9	-4,47	-5,03	-4,89	-4,80
10	-8,08	-10,42	-9,60	-9,37
Gesamt	-7,70	-9,54	-8,99	-8,74

In der folgenden Tabelle sind die über alle drei Berechnungsmethoden gemittelten jährlichen Energieerträge des Windparks Wild in den einzelnen Richtungssektoren mit jeweils 30° Breite in MWh angegeben. Weiters wird der Anteil des jeweiligen Richtungssektors am gesamten Energieertrag in Prozent in der letzten Spalte angeführt. Abweichungen zu den oben angeführten Energieerträgen ergeben sich durch Rundungen in den einzelnen Sektoren.

WKA	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°	Gesamt
1	572	320	169	477	1735	784	213	174	524	2700	4685	1698	14057
2	424	259	177	573	2250	859	215	175	511	2665	4141	1639	13894
3	529	231	160	562	1894	689	172	175	465	2509	4696	1704	13787
4	460	302	232	500	2289	864	213	175	408	2417	4281	1388	13534
5	390	385	231	596	1977	825	185	146	344	2708	4725	1528	14044
6	360	363	303	660	2296	898	229	183	493	2006	3932	1432	13162
7	602	394	303	504	1991	711	119	140	514	2727	4729	1444	14183
8	579	400	308	690	2377	934	168	172	456	2109	3975	1381	13553
9	620	387	300	698	1931	551	157	168	541	2713	4672	1699	14440
10	620	388	302	692	2330	723	182	157	407	2158	4232	1693	13890
Summe	5157	3429	2486	5951	21070	7836	1853	1663	4663	24712	44068	15606	138544
Anteil	3,7%	2,5%	1,8%	4,3%	15,2%	5,7%	1,3%	1,2%	3,4%	17,8%	31,8%	11,3%	100,0%

8.3 Turbulenzintensität

Im Lee des Rotors einer Windkraftanlage kommt es zu zwei Änderungen der ungestörten Windströmung:

- Verminderung der Windgeschwindigkeit
- Erhöhung der Turbulenzintensität

Diese Änderungen verringern einerseits den Energieertrag und führen andererseits zu erhöhten Belastungen der Bauteile nachfolgender Windkraftanlagen.

Im Projektgebiet wurde neben der Abschwächung der Windgeschwindigkeit in der Nachlaufströmung, die bereits in der Windfeldberechnung und in der Ertragskalkulation berücksichtigt wurde, auch die Turbulenzintensität für jeden einzelnen Anlagenstandort berechnet. Die Berechnungen erfolgten mit den in Abschnitt 7 beschriebenen Modellen. Folgende wesentliche Ergebnisse werden angegeben:

- Die Turbulenzintensität I_{ref} der ungestörten Strömung, die bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s erreicht wird, am Messstandort und an den Standorten der Windkraftanlagen
- Die effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} der Strömung inkl. Nachlauf benachbarter Windkraftanlagen, die bei einer Windgeschwindigkeit von 6, 9 und 12 m/s erreicht werden, an den Standorten der Windkraftanlagen

Zum Vergleich werden in der folgenden Tabelle die aus den Messdaten am Standort Brunn an der Wild Mast ermittelten Turbulenzintensitäten TI in 86 m Höhe über Grund richtungsabhängig den Ergebnissen I_{ref} in 166 m Höhe über Grund – berechnet mit WASP Engineering und Windsim – gegenübergestellt.

Die erste Zeile gibt die Richtungssektoren an, die zweite Zeile die Turbulenzintensität anhand der Messdaten, gemittelt ab 5 m/s Windgeschwindigkeit. Die vierte Zeile gibt die Turbulenzintensität anhand der Messdaten bei der Windgeschwindigkeit in Zeile 3 an. Die fünfte Zeile enthält die mit WASP Engineering am Messstandort in 166 m Höhe berechneten Turbulenzintensitäten bei 15 m/s Windgeschwindigkeit, die sechste Zeile die mit Windsim am Standort der WKA 8 in 166 m Höhe berechneten Turbulenzintensitäten bei der Windgeschwindigkeit gemäß Zeile 3.

Wert	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
TI _{Mast, 86 m 1}	11,24	10,86	12,41	11,65	10,71	8,63	8,50	10,80	10,81	13,96	14,02	14,20
Wind (m/s)	9	8	7	8	10	8	6	5	9	10	10	10
TI _{Mast, 86 m 2}	8,47	7,86	11,15	12,94	10,52	6,65	7,21	9,51	8,08	13,22	12,46	14,87
$I_{ref,WASP 166 m}$	11,70	11,57	10,85	12,78	10,31	10,88	11,51	12,67	14,01	11,09	10,96	12,75
$I_{ref, Windsim 166 m}$	6,95	6,55	9,35	9,48	8,26	5,77	5,45	6,84	6,95	8,36	8,86	9,68

Es zeigt sich, dass die Messwerte und die berechneten Ergebnisse deutlich streuen, wobei je nach Sektor WASP Engineering oder Windsim die gemessenen Werte besser wiedergibt. Es wird daher bei der Beurteilung des Windparks von den Mittelwerten der weiteren Berechnungen ausgegangen.

Die aus der Geländeform resultierende Turbulenzintensität I_{ref} in % wurde sowohl mit dem Programm WASP Engineering als auch mit dem Programm Windsim in Verbindung mit Windfarm Assessment Tool (kurz „WAT“) an allen Anlagenstandorten in Nabenhöhe berechnet. In der folgenden Tabelle ist der über alle Richtungen und alle Berechnungsverfahren gemittelte Wert angeführt. In der letzten Spalte werden zum Vergleich die Ergebnisse für die Turbulenzintensität I_{ref} im Gutachten des TÜV Nord angegeben.

Umgebungsturbulenz I_{ref} in Prozent in 166 m Nabenhöhe

WKA	WASP Engineering / WAT	Windsim / WAT	Mittelwert I_{ref}	Wert TÜV Nord
1	11,9	8,3	10,1	12,4
2	11,8	8,3	10,1	12,9
3	11,9	8,2	10,1	12,9
4	11,7	8,2	10,0	13,1
5	11,4	8,0	9,7	13,1
6	11,6	8,1	9,9	13,4
7	11,3	8,0	9,2	13,2
8	11,3	7,9	9,1	13,4
9	11,8	8,1	10,0	13,2
10	11,7	8,0	9,9	13,5

Laut der ÖNORM [8] und der zugrundeliegenden IEC Norm [10] darf der über alle Richtungen ermittelte Wert für die Turbulenzintensität I_{ref} maximal 14% betragen. Dieser Wert wird an allen Standorten eingehalten.

Die berechneten Werte des TÜV Nord sind deutlich höher als die in diesem Gutachten berechneten Werte. Die Werte des TÜV Nord stellen somit eine konservative Betrachtung dar.

Aus den Turbulenzintensitäten I_{ref} an den einzelnen Anlagenstandorten wurden für eine konservative Betrachtung die effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} im Gutachten des TÜV Nord herangezogen. In der folgenden Tabelle ist der über alle Richtungen ermittelte Wert angeführt.

Effektive Turbulenzintensität I_{eff} in Prozent in 166 m Nabenhöhe

WKA	TÜV Nord bei 6 m/s	TÜV Nord bei 9 m/s	TÜV Nord bei 12 m/s
Grenze	23,6	20,3	17,0
1	22,3	18,6	15,0
2	22,9	19,6	16,0
3	25,0	21,3	16,8
4	24,2	21,1	17,3
5	26,5	23,4	18,8
6	24,5	21,5	17,6
7	25,2	21,7	17,4
8	24,5	21,4	17,7
9	22,4	18,7	15,3
10	23,8	20,9	17,2

Laut der ÖNORM [8] und der zugrundeliegenden IEC Norm [10] dürfen die über alle Richtungen ermittelten, geschwindigkeitsabhängigen Werte für die Turbulenzintensität I_{eff} maximal die in der zweiten Tabellenzeile „Grenze“ angeführten Werte erreichen. Diese Grenzwerte werden an den Standorten der Windkraftanlagen 1, 2 und 9 eingehalten und an den Standorten der Windkraftanlagen 3 bis 8 und 10 nicht eingehalten.

Vom Hersteller Vestas wurden daher standortspezifische Lastvergleiche der Betriebsfestigkeitslasten durchgeführt und dem TÜV Nord vorgelegt. Der TÜV Nord kommt in seinem Gutachten in der Folge zu folgendem Ergebnis:

„Die standortspezifischen Lastvergleiche des WEA-Herstellers ergaben für die WEA 1 bis 10 nach dessen Angaben keine relevanten Überschreitungen, so dass die Standorteignung lastseitig gewährleistet ist. Die vorliegenden standortspezifischen Lastvergleiche wurden auf Plausibilität hinsichtlich der oben genannten Eingangsparameter geprüft. Die Berechnungen des WEA-Herstellers sowie die zum Vergleich herangezogenen Auslegungslasten in /23/ wurden keiner Prüfung unterzogen und werden als richtig vorausgesetzt. Die standortspezifischen Lastvergleiche in /23/ wurden TÜV NORD En-Sys GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt.“

Abschließend kann festgestellt werden, dass die Standsicherheit der WEA 1 bis 10 hinsichtlich der standortspezifischen Windbedingungen unter Berücksichtigung der Lastvergleiche der Betriebsfestigkeitslasten /23/ nach Aussagen des Herstellers lastseitig nachgewiesen ist.“

8.4 Sonstige Windbedingungen

Um die für die Windkraftanlagen-Type erforderliche Windklasse nach den aktuell gültigen Normen festzulegen, wurden neben der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit weitere Windbedingungen gemäß der genannten Methodik berechnet.

8.4.1 Schräganströmung

Die aus der Geländeform resultierende maximale Schräganströmung in Grad wurde sowohl mit dem Programm WASP Engineering als auch mit dem Programm Windsim in Verbindung mit dem Windfarm Assessment Tool (kurz „WAT“) berechnet und mit den Werten im Gutachten des TÜV Nord verglichen.

Schräganströmung in Grad in 166 m Nabenhöhe

WKA	WASP Engineering / WAT	Windsim / WAT	Mittelwert	TÜV Nord*
1	0,3	0,7	0,5	2,2
2	0,6	0,9	0,8	1,8
3	0,6	0,8	0,7	1,8
4	0,8	1,0	0,9	1,4
5	0,5	0,7	0,6	2,6
6	1,2	1,3	1,3	2,5
7	0,1	0,3	0,2	1,2
8	0,8	1,1	1,0	2,9
9	0,4	0,6	0,5	1,1
10	0,6	0,9	0,8	1,6

* Der TÜV Nord gibt in seinem Gutachten die (höhere) Geländeneigung anstelle der Schräganströmung an

Laut den angeführten Normen darf der Wert für die Schräganströmung zwischen -8 und 8° betragen. Die Schräganströmung ist somit an allen Standorten zulässig. Die Werte der Geländeneigung im Gutachten des TÜV Nord sind höher als die in diesem Gutachten berechneten Schräganströmungen, da die Strömung mit zunehmendem Bodenabstand gleichförmiger und glatter wird.

Die Verwendung der höheren Werte des TÜV Nord in den Lastberechnungen des Herstellers führt zu konservativen Ergebnissen.

8.4.2 Höhenexponent alpha

Der Höhenexponent alpha bestimmt, um welchen Wert die Windgeschwindigkeit in der Rotorebene mit der Höhe zunimmt. Die Tabelle gibt für jede Windkraftanlage die Höhenexponenten an, die mit WASP Engineering in Verbindung mit Windfarm Assessment Tool (kurz „WAT“) berechnet wurden. Zusätzlich werden zum Vergleich die Werte des Gutachtens des TÜV Nord angeführt.

Höhenexponent alpha in 166 m Nabenhöhe

WKA	WASP Engineering / WAT	TÜV Nord
1	0,144	0,15
2	0,141	0,15
3	0,141	0,15
4	0,139	0,15
5	0,131	0,14
6	0,137	0,14
7	0,130	0,13
8	0,130	0,13
9	0,141	0,15
10	0,140	0,14

Laut den angeführten Normen darf der gewichtete Mittelwert für den Exponenten alpha des vertikalen Windprofils zwischen 0 und 0,2 betragen. Dieser zulässige Bereich von 0 bis 0,2 wird bei beiden Berechnungen an allen Standorten eingehalten.

8.4.3 Maximale Windgeschwindigkeiten

Die unterschiedlichen 50-jährlichen Maxima des 10-Minuten-Mittelwerts der Windgeschwindigkeit innerhalb des Projektgebiets wurden anhand des Programms WASP Engineering für jeden einzelnen Windkraftanlagen-Standort in Nabenhöhe berechnet. Datenbasis bildete die auf die Nabenhöhe von 166 m Höhe umgerechnete langzeit-korrelierte Messung Brunn an der Wild Mast. Die Berechnung mit WASP Engineering erfolgte mit einem so genannten regionalen Extremwindklima, das aus den Basisdaten erstellt wurde.

50-jährliche Windgeschwindigkeit (10-Minuten-Mittelwert) in m/s in 166 m Nabenhöhe

WKA	WASP Engineering
1	31,6
2	31,7
3	31,7
4	31,7
5	31,8
6	31,6
7	31,9
8	31,9
9	31,4
10	31,5

Der maximale Wert wird mit 31,9 m/s am Standort der WKA 7 und 8 erreicht.

Aus der IEC-Norm [10] ergibt sich daraus eine maximale 3-Sekunden-Böe, die einmal in 50 Jahren zu erwarten ist, von 44,7 m/s.

Gemäß dem aktuell gültigen Eurocode [7] und seinen nationalen Festlegungen [6] wurden die maximalen Windgeschwindigkeiten wie folgt ermittelt:

Basiswindgeschwindigkeit $v_{b,0}$ in 10 m Höhe	24,3 m/s
50-jährliches, max. 10-Minuten-Mittel in 166 m Höhe	33,8 m/s
50-jährliche, max. 2-Sekunden-Böe in 166 m Höhe	48,4 m/s

Die detaillierte standortspezifische Berechnung mit WASP Engineering ergibt deutlich niedrigere Werte als der Eurocode.

Die Windkraftanlage Vestas V150-4,2 MW mit 166 m Nabenhöhe ist für maximale 50-jährliche 10-Minuten-Mittel von 37,5 m/s und maximale 50-jährliche 3-Sekunden-Böen von 52,5 m/s zugelassen. Die Errichtung und der Betrieb der Windkraftanlage sind entsprechend der ÖNORM und der Berechnung WASP Engineering zulässig.

8.5 Temperatur

Die am Standort Wild zu erwartenden Temperaturen wurden aus den Daten der Messungen Brunn an der Wild Mast, Irnfritz Mast und Zwettl abgeleitet.

Im gesamten Projektgebiet ist aufgrund des annähernd homogenen Temperaturfeldes mit den gleichen Temperaturen zu rechnen. Die jährlichen Mittelwerte und Extremwerte der Temperatur sind in der untenstehenden Tabelle angeführt:

Jährlicher Mittelwert in 727 m Seehöhe	+ 7,2°C
Norm-Außentemperatur	- 16,8°C
Langjähriger Mittelwert des Jänner-Minimums	- 18,0°C

Die Norm-Außentemperatur ist jener Temperaturwert, der vom niedrigsten jährlichen Zweitagesmittelwert zehnmal in 20 Jahren erreicht wird. Dieser Wert wurde mit dem Minimum der Temperatur entsprechend [12] und [13] gleichgesetzt.

Der langjährige Mittelwert des Jänner-Minimums ist der langjährige Mittelwert des absoluten monatlichen Tagesminimums der Lufttemperatur im Jänner.

8.6 Eisansatz

Die am Standort Wild zu erwartenden Vereisungsbedingungen wurden aus dem Vereisungsgutachten [22] übernommen.

Im Projektgebiet ist aufgrund des annähernd homogenen Temperatur- bzw. Feuchtefeldes mit den gleichen Vereisungsbedingungen zu rechnen.

Die meteorologische Vereisungsdauer beträgt 7,5% des Gesamtjahres. Bei Verwendung einer Rotorblattheizung entsprechend [29] sinkt die Vereisungsdauer der Rotorblätter auf 6% des Gesamtjahres.

Die klimatologischen Vereisungsbedingungen entsprechen einem durchschnittlichen Standort in Deutschland.

8.7 Zuordnung in Klassifikationsmodelle der Richtlinien und Normen

Die Windkraftanlage V150-4.0/4.2 MW mit 166 m Nabhöhe ist für die klimatologischen Bedingungen der Windzone II (S) nach DIBt [14] typengeprüft.

Gemäß Typenprüfung nach DIBt sind mittlere jährliche Windgeschwindigkeiten von bis zu 7,05 m/s in 166 m Nabhöhe zulässig. In den Berechnungen in Kapitel 8.1 wurden mit dem Programm WASP mittlere jährliche Windgeschwindigkeiten von bis zu 7,33 m/s in 166 m Nabhöhe ermittelt. Diese Daten wurden an den TÜV Nord übermittelt, der sie an den Hersteller für dessen Lastberechnungen weitergab.

Gemäß Kapitel 8.3 haben die Lastberechnungen des Herstellers ergeben, dass die Standsicherheit nachgewiesen ist.

Die Extremwind-Bedingungen am Standort Wild sind entsprechend dem untenstehenden Vergleich aufgrund der ÖNORM [6] weniger belastend für die Windkraftanlage als die höchsten zulässigen Bedingungen aus der Typenprüfung. Die Spalte DIBt Windzone II gibt die zulässigen Werte an. Die Spalte Ö-NORM bezeichnet die aus [6] und [7] berechneten maximalen Windgeschwindigkeiten am Standort.

Die Spalte WASP gibt die maximalen standortspezifischen Werte gemäß WASP und WASP Engineering wieder.

Parameter	DIBt 2012 Windzone II (S)	Berechnung Ö-NORM	Berechnung WASP
Windmittel (m/s)	7,05	-	7,33
50-Jahres-Wind (m/s)	37,5	33,8	31,9
50-Jahres-Böe (m/s)	52,5	48,4	44,7

8.8 Blitzdichte

Die jährlich zu erwartende Blitzdichte wurde auf Basis der Blitzortungsdaten der Jahre 1992 - 2002 des österreichischen Blitzortungssystems ALDIS (Austrian Lightning Detection & Information System) für den Mittelpunkt des Windparks Wild berechnet [42]. Das Ergebnis wird als jährliche pro km² zu erwartende Blitzdichte. 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	684 451 m	398 084 m	48,713°	15,441°	1,02

Die angegebene Blitzdichte stellt einen statistischen Mittelwert dar und ist nach ÖVE/ÖNORM EN 62305-2 zur Risikoanalyse betreffend Blitzschlag heranzuziehen.

Die ermittelten Blitzdichten sind im österreichischen Vergleich als unterdurchschnittlich einzustufen.

9. DISKUSSION UND BEURTEILUNG DER ERGEBNISSE

9.1 Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit

Die mittlere jährliche Windgeschwindigkeit beträgt im Mittel der drei Berechnungsverfahren in 166 m Höhe über Grund 6,79 m/s.

Die Windgeschwindigkeiten am Standort Wild sind als österreichweit gut einzustufen. Der Standort ist aus meteorologischer Sicht für die Nutzung der Windenergie geeignet. Die Berechnung des Windfeldes in 166 m Höhe über Grund ergab im Mittel der drei Berechnungsverfahren eine Leistungsdichte von etwa 329 W/m². Demgegenüber wird in der Novelle des NÖ Raumordnungsgesetzes die Eignung eines Standorts für die Windenergienutzung mit 220 W/m² in 130 m Höhe über Grund quantifiziert. Der Grenzwert des Raumordnungsgesetzes wird an dem Standort deutlich überschritten.

Die geplanten Windkraftanlagen wurden für die Windzone II (S) nach DIBt [14] zugelassen. Die Belastung der Windkraftanlagen am Standort ist entsprechend der Lastberechnungen des Herstellers geringer als die zulässige Belastung gemäß technischer Auslegung.

9.2 Jährlicher Energieertrag

Im Windpark Wild erreichen die untersuchten 10 Windkraftanlagen mit einer Gesamtnennleistung von 42 MW bei einer technischen Verfügbarkeit von 100 % im Mittel der drei Berechnungsmethoden einen jährlichen Energieertrag von 138,55 GWh oder 3.299 Volllaststunden pro Jahr.

Setzt man für die Vereisung eine Verringerung des Betriebszeitraums um 6%, während des verbleibenden Betriebszeitraums eine technische Verfügbarkeit der Anlagen von 97% und für die elektrischen Verluste aufgrund der Rotorblattheizung und während der Energielieferung von 2,5% an, ergibt sich ein gesamter Abschlag von 11,1%. Berücksichtigt man diesen Abschlag, so werden im Mittel der drei Berechnungsmethoden 123,17 GWh pro Jahr oder 2.933 Volllaststunden erreicht.

9.3 Turbulenzintensitäten

Die Turbulenzintensitäten I_{ref} der Umgebungsströmung sind an allen Standorten im zulässigen Bereich der Typenprüfung. Die effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} unter Berücksichtigung der Nachlaufströmung der Windkraftanlagen überschreiten bei einem Teil der Windkraftanlagen die zulässigen Werte. Die Standsicherheit wurde daher mittels weiterer Lastberechnungen des Herstellers nachgewiesen.

9.4 Sonstige Windbedingungen

Das maximale 50-jährliche 10-Minuten-Mittel der Windgeschwindigkeit in 166 m Höhe beträgt gemäß ÖNORM 33,8 m/s, gemäß der Berechnung mit WASP Engineering bis zu 31,9 m/s am Standort der Windkraftanlagen 7 und 8. Die maximale 50-jährliche 2-Sekunden-Böe der Windgeschwindigkeit in 166 m Höhe beträgt gemäß ÖNORM 48,4 m/s, gemäß der Berechnung mit WASP Engineering bis zu 44,7 m/s am Standort der Windkraftanlagen 7 und 8. Die geplanten Windkraftanlagen wurden für ein maximales 50-jährliches 10-Minuten-Mittel von 37,5 m/s und für eine maximale 50-jährliche 2-Sekunden-Böe von 52,5 m/s ausgelegt. Sowohl gemäß der Berechnung anhand der ÖNORM als auch gemäß der Berechnung mit WASP Engineering werden an allen Anlagenstandorten die zulässigen Werte eingehalten.

Die Belastung der Windkraftanlagen am Standort ist geringer als die zulässige Belastung gemäß technischer Auslegung.

Der Höhenexponent alpha befindet sich an allen Standorten innerhalb der zulässigen Grenzwerte der IEC/ÖNORM [8]. Die Schräganströmung beträgt maximal 1,3°. An keinem Standort wird der zulässige Grenzwert von 8° nach IEC/ÖNORM [8] überschritten.

Die Belastung der Windkraftanlagen am Standort ist somit geringer als die zulässige Belastung gemäß technischer Auslegung.

9.5 Dauer und Intensität von Vereisung

Die am Standort Wild auftretende Dauer von Vereisung kann aufgrund der in den Messdaten ersichtlichen Vereisung sowie anhand von Literaturdaten mit etwa 526 Stunden pro Jahr bzw. 6 % der Gesamtjahreszeit abgeschätzt werden.

9.6 Versatz von Eisstücken

Die mittlere Vereisungszeit pro Jahr beträgt etwa 526 Stunden. Die Windkraftanlagen sind daher mit einer Wahrscheinlichkeit von 6 % pro Jahr vereist. Um die Flugweite von Eisstücken bei Eisansatz abschätzen zu können, wurde die bei Eisansatz zu erwartende maximale Windgeschwindigkeit ermittelt. Als Kriterium wurde in Anlehnung an die Normen bezüglich Extremwindgeschwindigkeiten die Wahrscheinlichkeit jener extremen Situation herangezogen, die einmal in 50 Jahren auftritt. Die extreme Situation wird durch den maximalen 10-Minuten-Mittelwert der Windgeschwindigkeit bei vorhandenem Eisansatz definiert. Die Wahrscheinlichkeit des maximalen 10-Minuten-Mittelwerts der Windgeschwindigkeit in 50 Jahren beträgt $3,81 \times 10^{-7}$ ohne Eisansatz.

Unter der Berücksichtigung der Wahrscheinlichkeit des Eisansatzes ($= 6 \times 10^{-2}$) hat der maximale 10-Minuten-Mittelwert, der einmal in 50 Jahren bei Eisansatz auftritt, eine

Wahrscheinlichkeit von $6,35 \times 10^{-6}$. Dies entspricht dem maximalen 10-Minuten-Mittelwert der Windgeschwindigkeit mit einer Wiederkehrzeit von 3 Jahren. Aus der Referenzwindgeschwindigkeit von 31,9 m/s in 166 m Höhe ergibt sich daraus die maximale Windgeschwindigkeit bei Eisansatz zu 25,9 m/s.

9.7 Temperatur

Die am Standort Wild auftretenden Temperaturen entsprechen der Standardklasse der Normen [8] und [10]. Es ist daher mit keinem erhöhten Risiko im Betrieb der Windkraftanlagen zu rechnen.

9.8 Blitzdichte

Die am Standort Wild auftretende Blitzdichte ist für Österreich unterdurchschnittlich. Es ist daher mit keinem erhöhten Risiko im Betrieb der Windkraftanlagen zu rechnen.

10. ZUSAMMENFASSUNG

Der Windpark Wild wird umfassend auf aktuellem technischen und naturwissenschaftlichen Kenntnisstand hinsichtlich möglicher Umweltauswirkungen aus meteorologischer Sicht beschrieben und bewertet.

Die Abgrenzung des Untersuchungsgebiets mit einer maximalen Einflußdistanz von 1500 m bedingt keine zusätzliche Berücksichtigung von benachbarten Windkraftanlagen.

Sämtliche Beurteilungsgrundlagen, Unterlagen, vorhandene Messdaten und die angewandten Beurteilungsmethoden werden beschrieben. Ergänzend wird weiterführende Literatur angeführt.

Im Projektgebiet wird eine mittlere jährliche Windgeschwindigkeit von etwa 6,8 m/s erreicht. Die Ergebnisse der Windfeldberechnung weisen den Standort aus energetischer Sicht und im Hinblick auf das niederösterreichische Raumordnungsgesetz als geeignet aus. Die geplanten Windkraftanlagen wurden in den Lastberechnungen des Herstellers Vestas und im Gutachten des TÜV Nord als standsicher beurteilt.

Der jährlich zu erwartende Energieertrag beträgt unter Berücksichtigung ertragsmindernder Faktoren wie mangelnde technische Verfügbarkeit, elektrische Verluste bei der Rotorblattheizung und der Übertragung des Stroms sowie Eisansatz gemittelt über 3 Berechnungsmethoden 123,17 GWh.

Hinsichtlich der maximalen Windgeschwindigkeiten unterschreiten die am Standort berechneten Werte die zulässigen Grenzwerte der technischen Auslegung.

Das maximale, einmal in 50 Jahren zu erwartende 10-Minuten-Mittel beträgt in 166 m über Grund entsprechend der ÖNORM [6] 33,8 m/s und entsprechend der Berechnungen auf Basis der Messdaten 31,9 m/s.

Die maximale, einmal in 50 Jahren zu erwartende 2-Sekunden-Böe beträgt in 166 m über Grund entsprechend der ÖNORM [6] 48,4 m/s und entsprechend der Berechnungen auf Basis der Messdaten 44,7 m/s.

Die zulässigen Belastungsgrenzen werden somit eingehalten.

Die Umgebungsturbulenz unterschreitet bei allen Anlagen den zulässigen Maximalwert. Die effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} unter Berücksichtigung der Nachlaufströmung der Windkraftanlagen überschreiten bei einem Teil der Windkraftanlagen die zulässigen Werte. Die Standsicherheit wurde daher mittels weiterer Lastberechnungen des Herstellers nachgewiesen.

Die Schräganströmung und der Höhenexponent alpha befinden sich an allen innerhalb der zulässigen Grenzwerte nach IEC/ÖNORM.

Alle weiteren meteorologischen Größen befinden sich im Standardbereich der Normen [8] und [10] sowie Richtlinien [14].

11. LITERATUR

- [38] „On the Application of a Model of Boundary-Layer Flow over Isolated Low Hills to Real Terrain“, J.L. Walmsley, J.R. Salmon, P.A. Taylor, *Boundary Layer Meteorology*, 23, p. 17-46, 1982
- [39] „A Simple Model of Neutrally Stratified Boundary Layer Flow over Complex Terrain with Surface Roughness Modulations (MS3DJH/3R)“, J.L. Walmsley, P.A. Taylor, T. Keith, *Boundary Layer Meteorology*, 36, p. 157-186, 1986
- [40] „Calculating the Flowfield in the Wake of Wind Turbines“, J.F. Ainslie, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 27, 1988, p.213-224
- [41] „The Effect of Rotor Characteristics on the Loading Spectrum and Fatigue Life of a Wind Turbine within a Win Farm“, Garrad Hassan and Partners, GH Report 197/R2, Dezember 1991
- [42] Homepage ALDIS www.aldis.at