

# METEOROLOGISCHES GUTACHTEN

## Windpark Japons Repowering

Projekt:	Windpark Japons Repowering
Projekt-Kurzbezeichnung:	WP JAP2
Projektgebiet:	Bezirk Horn
Auftraggeber:	evn naturkraft Erzeugungsgesellschaft mbH
Gutachten-Kurzbezeichnung:	WP JAP2-MET-04
Textseiten:	52
Beilagen-Seiten:	1
Datum des Gutachtens:	2020-03-23
Verfasser:	Mag. Georg Kury



## Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung .....	3
2. Beurteilungsgrundlagen .....	3
3. Verwendete Unterlagen .....	4
3.1 Projektunterlagen .....	4
3.2 Unterlagen zur Windkraftanlage Vestas V150-4.0/4.2 MW .....	5
3.3 Unterlagen zur Windkraftanlage Enercon E-70 .....	5
3.4 Allgemeine klimatologische Unterlagen .....	5
3.5 Unterlagen zu den Berechnungsprogrammen .....	5
4. Projektbeschreibung .....	6
4.1 Allgemeine Projektbeschreibung .....	6
4.2 Beschreibung der klimatischen Verhältnisse .....	8
4.3 Beschreibung der vorhandenen meteorologischen Daten .....	8
4.3.1 Messung Irnfritz Mast .....	10
4.3.2 Messung Japons .....	19
4.3.3 Messung Brunn an der Wild Mast .....	21
4.3.4 Messstation Irnfritz NÖLR .....	25
4.3.5 Messstation Zwettl .....	25
4.4 Beschreibung der Topografie .....	26
5. Methodik .....	27
5.1 Berechnung des Windfeldes .....	27
5.1.1 Berechnung mit WASP .....	28
5.1.2 Berechnung mit Windsim .....	28
5.2 Berechnung des Energieertrages .....	29
5.2.1 Berechnung mit WASP .....	29
5.2.2 Berechnung mit Windfarm .....	29
5.2.3 Berechnung mit Windsim .....	30
5.3 Berechnung der Turbulenzintensitäten .....	30
5.3.1 Berechnung mit WASP Engineering .....	31
5.3.2 Berechnung mit Windfarm .....	31
5.3.3 Berechnung mit Windsim .....	32
5.4 Berechnung sonstiger Windbedingungen .....	32
5.5 Ermittlung sonstiger klimatologischer Parameter .....	32

6. Ergebnisse .....	33
6.1 Windfeld .....	33
6.2 Jährlich zu erwartender Energieertrag .....	40
6.3 Turbulenzintensität .....	42
6.4 Sonstige Windbedingungen .....	42
6.4.1 Schräganströmung .....	43
6.4.2 Höhenexponent alpha .....	43
6.4.3 Maximale Windgeschwindigkeiten .....	44
6.5 Temperatur .....	45
6.6 Eisansatz .....	45
6.7 Blitzdichte .....	45
6.8 Weitere ertragsmindernde Faktoren .....	46
6.9 Beurteilung der Prognoseungenauigkeit .....	46
7. Diskussion und Beurteilung der Ergebnisse .....	49
7.1 Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit .....	49
7.2 Jährlicher Energieertrag .....	49
7.3 Turbulenzintensitäten .....	49
7.4 Sonstige Windbedingungen .....	50
7.5 Dauer und Intensität von Eisbildung .....	50
7.6 Temperatur .....	50
7.7 Blitzdichte .....	50
8. Zusammenfassung .....	51
9. Literatur .....	52



## **1. EINLEITUNG**

Der geplante Windpark Japons Repowering umfasst 3 Windkraftanlagen der Type Vestas V150-4.0/4.2 MW mit einer Gesamtnennleistung von 12,6 MW im Grenzgebiet des Bezirks Horn in den Gemeinden Japons und Irnfritz-Messern. Die Windkraftanlagen weisen eine Nennleistung von 4.200 kW und einen Rotordurchmesser von 150 m auf. Die Windkraftanlagen haben eine Nabenhöhe von 166 m über Fundamentoberkante bzw. 169,6 m über Geländeoberkante.

Das Ingenieurbüro ENAIRGY Windenergie GmbH wurde am 2020-01-10 unter der Bestellnummer 4400158250 von der evn naturkraft Erzeugungsgesellschaft mit der Durchführung eines meteorologischen Gutachtens beauftragt.

## **2. BEURTEILUNGSGRUNDLAGEN**

- [1] NÖ Raumordnungsgesetz 2014, LGBl. 3/2015, zuletzt geändert durch LGBl. Nr. 71/2018
- [2] NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005, GZ 7800-5, zuletzt geändert durch LGBl. Nr. 42/2018
- [3] ÖNORM M 9490-6 „Meteorologische Messungen für Fragen der Luftreinhaltung, Teil 6: Messung des Windes (Windrichtung und Windgeschwindigkeit)“, Ausgabe 2009-11-01
- [4] 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
- [5] ÖNORM EN 1991-1-4 „Eurocode 1 –Einwirkungen auf Tragwerke, Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten“, Ausgabe 2011-05-15
- [6] ÖVE/ÖNORM EN 61400-1 „Windenergieanlagen Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010)“ Ausgabe 2011-09-01
- [7] ÖVE/ÖNORM EN 61400-12-1 „Windenergieanlagen – Teil 12-1: Messung des Leistungsverhaltens einer Windenergieanlage (IEC 61400-12-1: 2005)“, Ausgabe 2007-04-01
- [8] IEC 61400-1 Ed. 3:2005 + Amendment A1:2010, 2010-11
- [9] IEC 61400-1 „Wind turbines generator systems - Part 1: Safety requirements“ Second edition 1999-02
- [10] „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen“, Germanischer Lloyd Windenergie GmbH, Ausgabe 2003



- [11] „Richtlinie für Windkraftanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Fassung März 2004
- [12] „Richtlinie für Windkraftanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Fassung Oktober 2012

### **3. VERWENDETE UNTERLAGEN**

#### **3.1 Projektunterlagen**

- [13] „Windpark Japons – Repowering, Koordinatenliste und Höhenangaben – Revision 0“, Ruralplan Ziviltechniker GmbH, 2020-01-21
- [14] „Installationsbericht für die Windmessung Innfritz (AT), Bericht.Nr.: MS-1209-137-AT-de, Revision 2“, TÜV SÜD Industrie Service GmbH, 2013-06-24
- [15] Messdaten Innfritz, 100 m Mast, WEB AG, übermittelt per email von der EVN AG am 2014-02-05, 2014-03-07 und 2015-04-09
- [16] Betriebsergebnisse Windpark Japons, übermittelt per email von der EVN AG am 2013-07-25 und 2013-07-29
- [17] Messdaten Innfritz, Luftgüteüberwachung der NÖLR, Abteilung BD4, übermittelt per email am 2013-10-25, 2014-03-13 und 2015-05-04
- [18] „Meteorologisches Gutachten Windpark Wild, WP BRW-MET-03“, ENAIRGY Windenergie GmbH, 2015-05-26
- [19] „Vereisungsgutachten BRW-ICE-01“, ENAIRGY Windenergie GmbH, 2015-05-26
- [20] „Stellungnahme der ENAIRGY Windenergie GmbH zur Leistungsdichte in 130 m Höhe über Grund am Standort der geplanten Windkraftanlagen Japons Repowering gemäß NÖ ROG idGF §20 Abs.3a Z.1“ ENAIRGY Windenergie GmbH, 2016-02-25
- [21] Digitales Höhenmodell, BEV
- [22] „Austrian Map 3D“, Dornier GmbH / BEV – Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen, 2001
- [23] NÖ-GIS, Niederösterreichische Landesregierung

### **3.2 Unterlagen zur Windkraftanlage Vestas V150-4.0/4.2 MW**

- [24] „Leistungsspezifikationen V150-4.0/4.2 MW 50/60 Hz“, Vestas Wind Systems, 2019-08-27
- [25] „Vestas De-Icing-System“, Vestas Wind Systems, 2013-11

### **3.3 Unterlagen zur Windkraftanlage Enercon E-70**

- [26] „Auszug aus dem Meßbericht Leistungskurvenvermessung: DEWI-PV 0308-08.2“, Deutsches Windenergieinstitut GmbH, 2004-07-15
- [27] „Schubbeiwerte ENERCON E-70 E4 (Simulation Enercon), Rev. 1.1“, S. Meinen, Enercon GmbH, April 2004

### **3.4 Allgemeine klimatologische Unterlagen**

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

### **3.5 Unterlagen zu den Berechnungsprogrammen**

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



## **4. PROJEKTBSCHREIBUNG**

### **4.1 Allgemeine Projektbeschreibung**

Das gegenständliche Projekt mit 3 Windkraftanlagen der Type Vestas V150-4.0/4.2 MW ist in den Gemeinden Japons und Imfritz-Messern zwischen den Ortschaften Sabatenreith, Klein-Ulrichschlag, Radessen, Drösiedl, Töbings, Radl und Schweinburg geplant. Die Windkraftanlagen haben eine Nabenhöhe von 166 m über Fundamentoberkante bzw. 169,6 m über Geländeoberkante.

In der Gemeinde Japons befindet sich bereits die bestehende Windkraftanlage Sabathenreith der Type Enercon E-70 E4 mit 113,5 m Nabenhöhe.

Zusätzlich befinden sich in den Gemeinden Japons und Imfritz-Messern derzeit 7 bestehende Windkraftanlagen der Type Dewind D8 mit 100 m Nabenhöhe, die jedoch vor der Errichtung der geplanten 3 Windkraftanlagen abgebaut werden und somit nicht relevant sind.

Im Umkreis von 5 km um diese geplanten bzw. bestehenden 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.

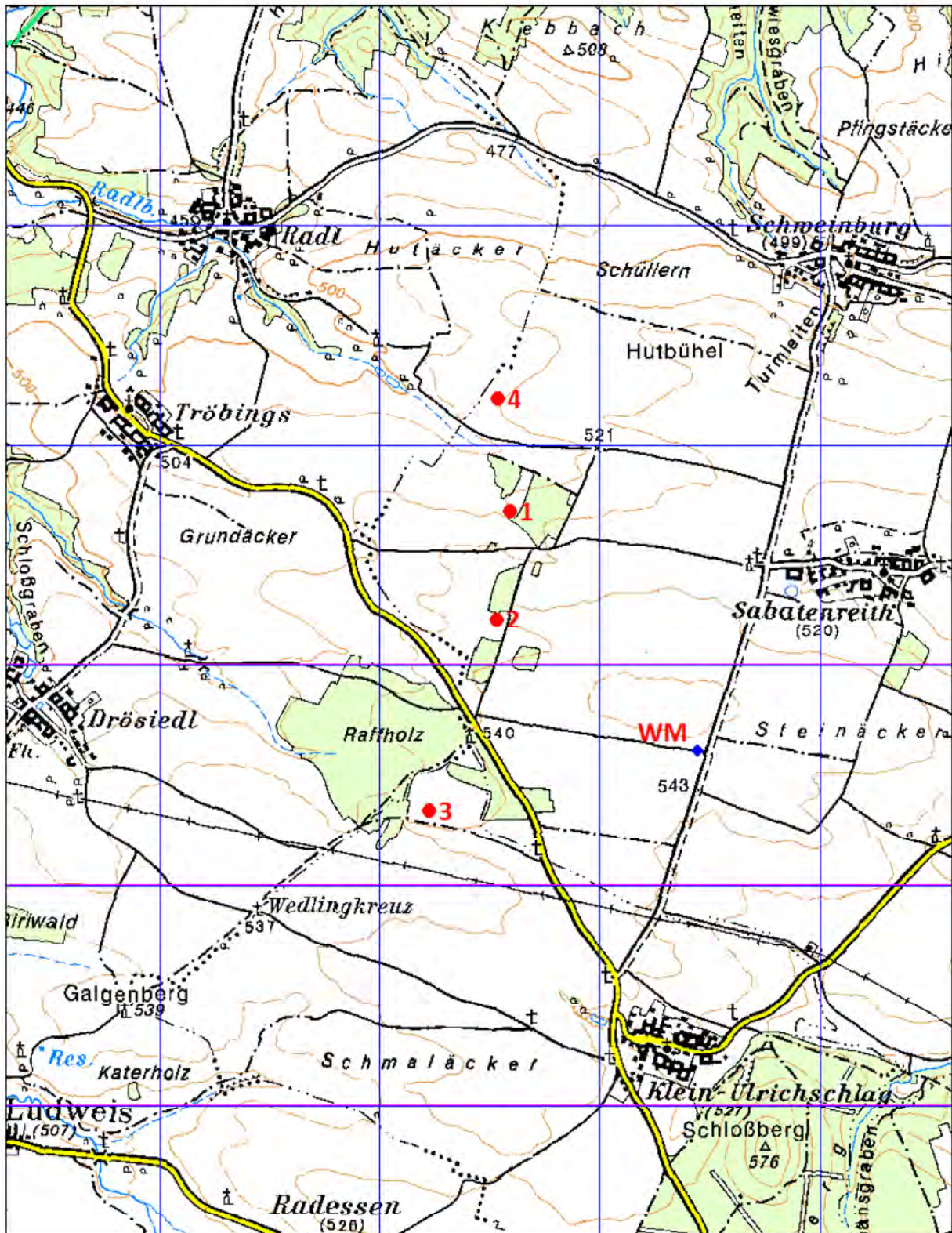
Daraus ergibt sich, dass eine Interaktion aus meteorologischer Sicht zwischen dem geplanten Windpark Japons Repowering und benachbarten Anlagen nur mit der bestehenden Windkraftanlage Sabatenreith besteht.

Die Koordinaten der untersuchten Windkraftanlagen sind im Koordinatensystem Bundesmeldenetz/Österreichisches Datum in Meter angegeben und wurden aus [13] entnommen.

Nummer:	1	2	3	4
WKA:	JAP2 1	JAP2 2	JAP2 4	SAB
Type:	V150-4.0/4.2	V150-4.0/4.2	V150-4.0/4.2	E-70 E4
Nabenhöhe:	169,6	169,6	169,6	113,5
Rechtswert:	690 593	690 536	690 225	690 538
Hochwert:	406 705	406 211	405 342	407 215
Seehöhe:	521	538	536	519

JAP2 = Windpark Japons Repowering, SAB = Windkraftanlage Sabatenreith





Rote Punkte 1 bis 3 = Windkraftanlagen des Windparks Japons Repowering, Roter Punkt 4 = Windkraftanlage Sabatenreith, Blaues Karo WM = Referenzpunkt der Windfeldberechnung

Abb. 1 : Aufstellungsanordnung der Windkraftanlagen im Windpark Japons Repowering



#### **4.2 Beschreibung der klimatischen Verhältnisse**

Eine allgemeine klimatologische Beschreibung des Projektgebiets erfolgt anhand der Daten aus [29] inklusive einer zwischenzeitlichen Anpassung nach [30]:

Das Projektgebiet gehört zur niederschlagsarmen pannonisch-kontinentalen Klimazone mit heißen Sommern und kalten Wintern. Das Januar-Mittel des Bereichs liegt zwischen  $-2^{\circ}\text{C}$  und  $0^{\circ}\text{C}$ , im Juli schwanken die Mittelwerte zwischen  $18^{\circ}\text{C}$  und  $20^{\circ}\text{C}$ . Der jährliche Mittelwert der Temperatur liegt zwischen  $8^{\circ}\text{C}$  und  $10^{\circ}\text{C}$ .

Das Projektgebiet zählt mit einem Jahresmittelwert von  $600 \text{ mm/m}^2$  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 %.

#### **4.3 Beschreibung der vorhandenen meteorologischen Daten**

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

Station	Messhöhe Wind	Entfernung	Datenquelle
Irnfritz Mast	68 / 78 / 96 / 100 m	7.241 m	WEB AG
Japons Mast	10 / 30 m	1.100 m	evn naturkraft
Brunn/Wild Mast	37 / 42 / 68 / 71 / 83 / 86 m	9.297 m	evn naturkraft
Irnfritz NÖLR	10 m	7.504 m	NÖLR
Zwettl	-	30.236 m	ZAMG
MERRA-2 Nord	50 m	24.561 m	Sander & Partner
MERRA-2 Süd	50 m	33.105 m	Sander & Partner
World Wind Atlas	50 / 500 m	139.762 m	Sander & Partner

NÖLR = Niederösterreichische Landesregierung, ZAMG = Zentralanstatte für Meteorologie und Geodynamik

Die Entfernung wird zum Mittelpunkt des Windparks Japons Repowering angegeben.



Neben den Messstationen der Umgebung wurden die Reanalyse-Daten des World Wind Atlas am Gitterpunkt 15° Ost / 50° Nord aus dem Zeitraum 1970 bis 2014 und des Datensatzes MERRA-2 an den Gitterpunkten 15,625° Ost / 48,5 bzw. 49° Nord aus dem Zeitraum 1980 bis 2015 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 Messung Irnfritz Mast verwendet, wobei die Messdaten anhand der Betriebsergebnisse des bestehenden Windparks kalibriert wurden.

Die Qualität der verwendeten Daten der Messung Irnfritz Mast ist bedeutend höher als die Qualität der Daten der anderen Messstationen, die die Windgeschwindigkeit in geringerer Höhe über Grund messen und bei denen die Anordnung der Messgeräte teilweise nicht der ÖVE/ÖNORM EN 61400-12-1 [7] entspricht.

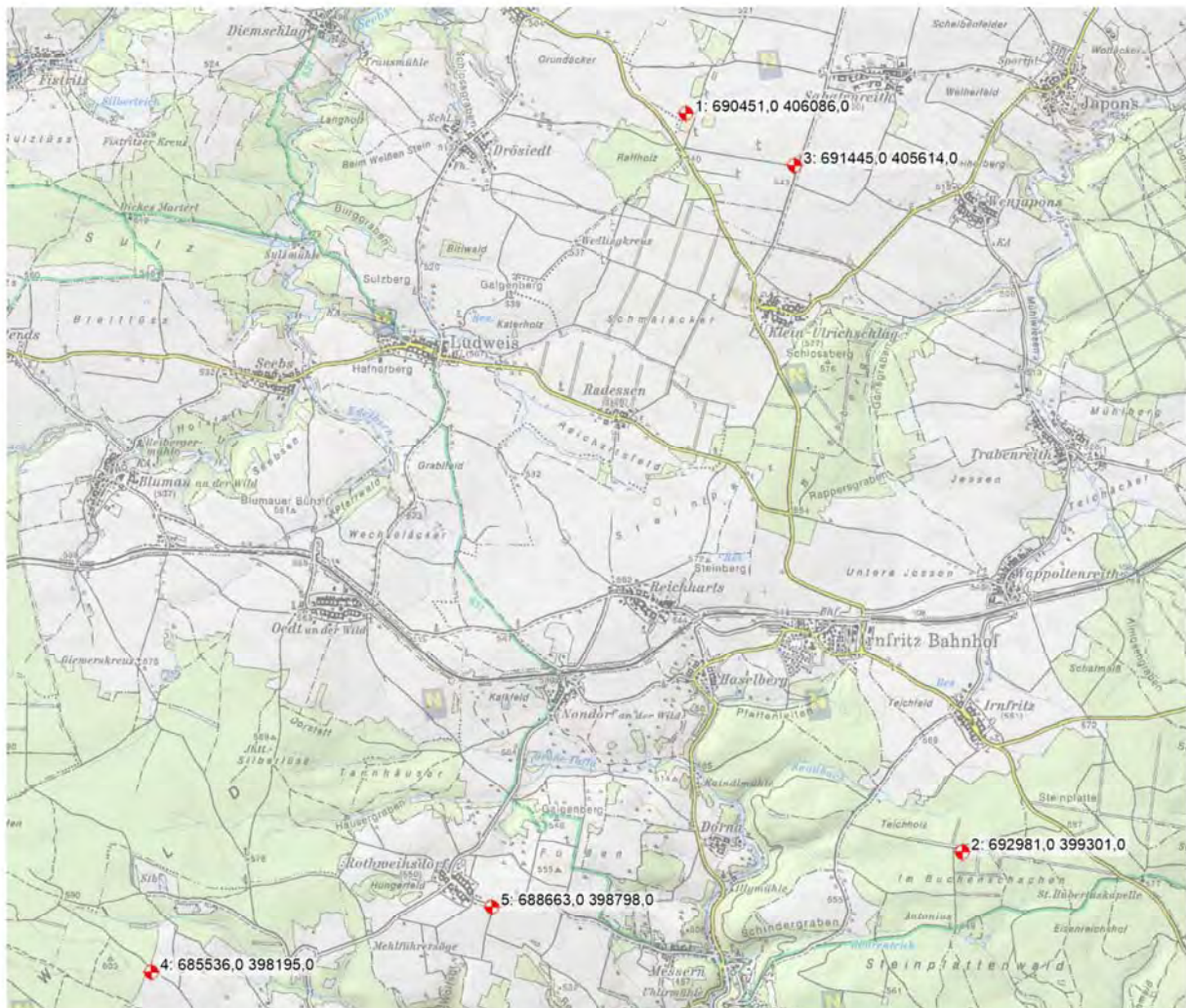


Abb. 2 : Lageplan des Mittelpunkts des Windparks Japons Repowering (1) und der Windmessungen Irnfritz Mast (2), Japons Mast (3), Brunn an der Wild Mast (4) und Irnfritz NÖLR (5)



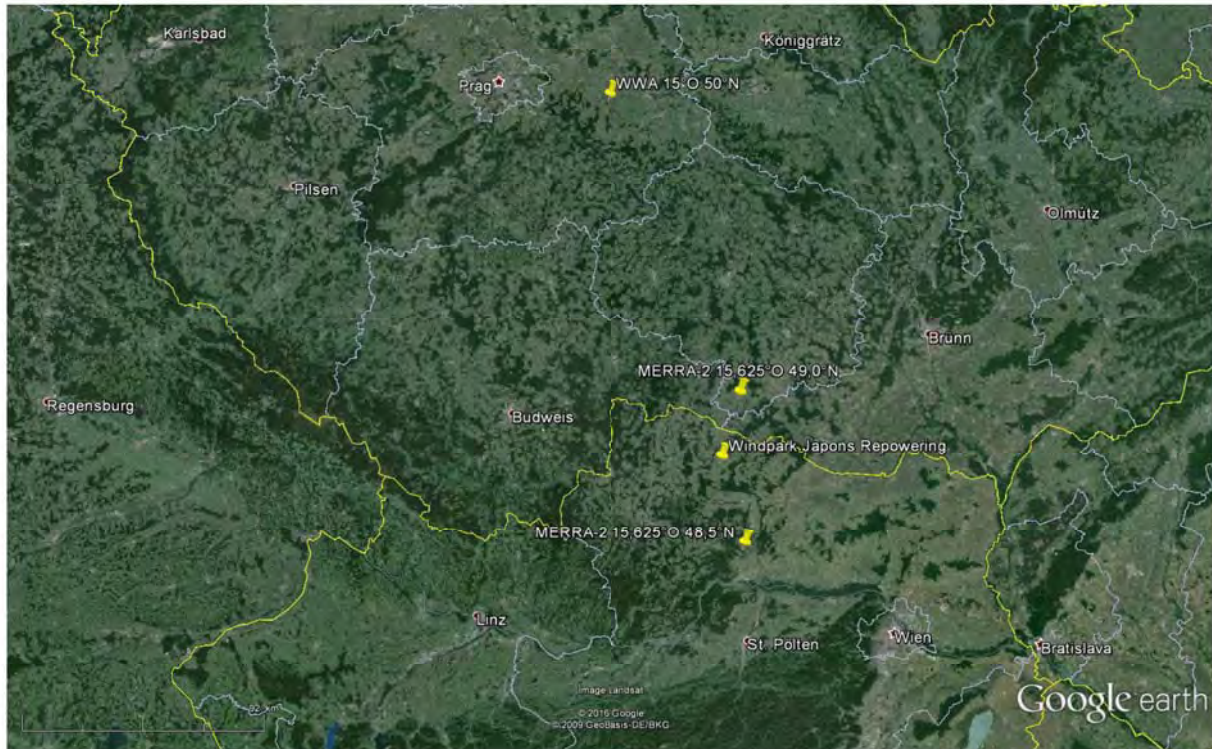


Abb. 3 : Lageplan des Mittelpunkts des Windparks Japons Repowering, des Gitterpunkts 15° Ost / 50° Nord des World Wind Atlas (WWA) und der Gitterpunkte der Datensätze MERRA-2 15,625° Ost / 48,5 bzw. 49° Nord

Zusätzlich wurden von der evn naturkraft monatliche Betriebsergebnisse und technische Verfügbarkeiten aller Windkraftanlagen des bestehenden Windparks Japons aus dem Zeitraum Jänner 2006 bis Juni 2013 zur Verfügung gestellt. Aus diesen Daten in 100 m Nabenhöhe wurde eine langfristige mittlere jährliche Windgeschwindigkeit von 5,94 m/s in 100 m Höhe über Grund im Areal des Windparks abgeleitet. Dieser Wert ist allerdings aufgrund der näherungsweise Berechnung der Windgeschwindigkeit aus den Energieerträgen anhand der Leistungskurve mit größerer Unsicherheit behaftet.

#### 4.3.1 Messung Infriz Mast

Die Windmessung befand sich 7.241 m südsüdöstlich des Mittelpunkts des geplanten Windparks in einer Waldfläche. In westnordwestlicher bis nordöstlicher Richtung betragen die Baumhöhen des Waldes etwa 30 m und in östlicher, südlicher und westlicher Richtung etwa 6 bis 8 m. Die Rauigkeit um die Messstelle ist hoch, die Rauigkeitslänge beträgt etwa 0,7 m. Der Messstandort ist in der Abbildung 2 mit der Nummer 2 gekennzeichnet.

Die Messung wurde entsprechend der ÖVE/ÖNORM EN 61400-12-1 [7] durchgeführt und entsprach somit den international üblichen Qualitätskriterien.



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	692 981	399 301	571 m

b) Messzeitraum:

Die Messung wurde von 2013-05-09 bis mindestens 2014-09-30 durchgeführt. Der ENAIRGY wurden Daten bis 2014-09-30 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. Die Daten wurden auf Plausibilität geprüft und fehlerhafte Werte wurden durch eine Fehlerkennung ersetzt. Im Auswertungszeitraum kam es in den einzelnen Messhöhen zu folgenden Datenausfällen und Datenfehlern, hauptsächlich aufgrund von Vereisung:

Messhöhe	Werte	Fehler Wind	Fehler Richtung	Fehlerfrei	Verfügbarkeit
m	-	-	-	-	%
99,7	73.368	1.723	419	71.261	97,13
96,2	73.368	3.270	419	70.098	95,54
78	73.368	1.987	419	70.996	96,77
68	73.368	1.090	274	72.005	98,14

Die Spalte „Werte“ gibt die Anzahl der vorhandenen 10-Minuten-Werte an. Die Spalte „Fehler Wind“ gibt die Anzahl der fehlerhaften 10-Minuten-Werte der Windgeschwindigkeit an. Die Spalte „Fehler Richtung“ gibt die Anzahl der fehlerhaften 10-Minuten-Werte der Windrichtung an. Die Spalte „Fehlerfrei“ gibt die Anzahl der fehlerfreien 10-Minuten-Werte mit Windgeschwindigkeit und Richtung an. Die Spalte „Verfügbarkeit“ gibt den prozentualen Anteil der fehlerfreien 10-Minuten-Werte an den im gesamten Zeitraum möglichen 10-Minuten-Werten an.

Die verwendeten Daten umfassen mit einer nahezu durchgehenden Mess- und Auswertungsperiode von über 17 Monaten einen längeren Zeitraum als die üblicherweise geforderte einjährige Dauer.

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	Software
m	m/s	m/s	m/s	-	-
99,7	5,68	5,73	6,5	2,34	WASP
96,2	5,67	5,71	6,4	2,38	WASP
78	5,18	5,17	5,9	2,36	WASP
68	4,88	4,88	5,5	2,33	WASP
99,7 / 78	5,694	5,696	6,431	2,209	Windfarm

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 - 30.09.2014**  
**Weibull A 6.431, Weibull k 2.209**

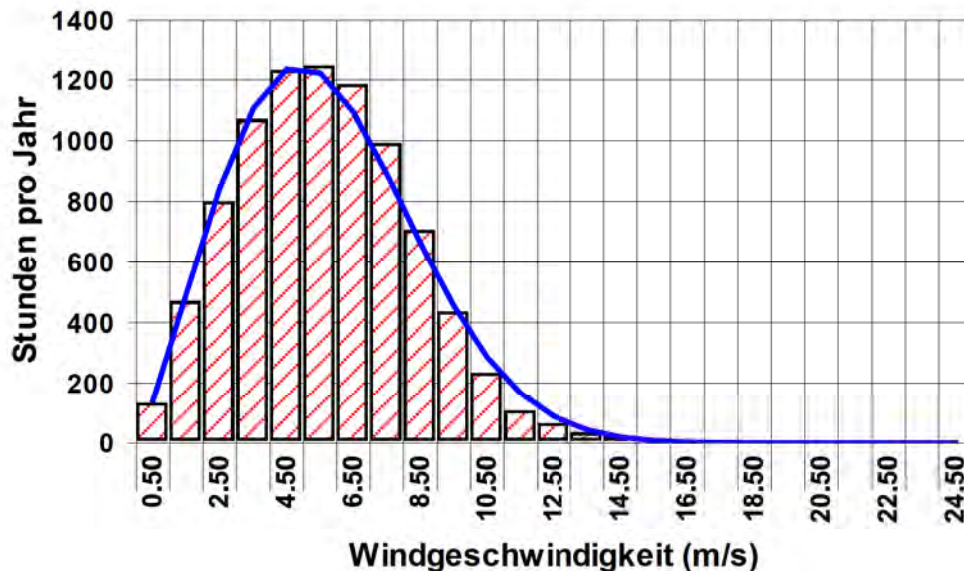


Abb. 4 : Häufigkeitsverteilung Windmessung Irnfritz Mast in 99,7 m



In der folgenden Tabelle sind die gemessenen Mittelwerte der Leistungsdichte in den einzelnen Messhöhen mit und ohne Korrektur der standortspezifischen Luftdichte angeführt.

Messhöhe	Seehöhe	Luftdichte	Korrektur	Leistungsdichte	Leistungsdichte korrigiert
m	m	kg/m <sup>3</sup>	-	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>
99,7	670,7	1,159	0,946	190	180
96,2	667,2	1,159	0,946	186	176
78	649	1,162	0,948	141	134
68	639	1,163	0,949	118	112

Die Spalte „Messhöhe“ gibt die Höhe der Messung über Grund an. Die Spalte „Seehöhe“ gibt die Höhe der Messung über Meeressniveau an. In der Spalte „Luftdichte“ wird die Luftdichte in der jeweiligen Seehöhe der Messung angeführt. Der Bezugspunkt der mittleren jährlichen Temperatur zur Berechnung der Luftdichte ergibt sich aus der Messung selbst und umliegenden Messstationen der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik und beträgt 7,8°C in 677 m Seehöhe. Die Temperaturzunahme mit der abnehmenden Seehöhe beträgt 0,0065°C pro m. Die Spalte „Korrektur“ gibt den Quotienten der standortspezifischen Luftdichte und der Standardluftdichte von 1,2255 kg/m<sup>3</sup> an. Die Spalte „Leistungsdichte“ enthält den Mittelwert der in der Messperiode gemessenen Leistungsdichte ohne Korrektur der standortspezifischen Luftdichte. In der Spalte „Leistungsdichte korrigiert“ ist die Korrektur aufgrund der standortspezifischen Luftdichte inkludiert.

Aus den Messdaten ergibt sich eine Erhöhung der korrigierten Leistungsdichte in 99,7 m Messhöhe gegenüber 68 m Messhöhe von 68 W/m<sup>2</sup> bzw. 60,7% und gegenüber 78 m Messhöhe von 46 W/m<sup>2</sup> bzw. 34,3%.

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	7,786	4,157	3,549	6,675	15,31	10,29	3,039	2,223	3,710	9,579	19,52	14,16
Mittelwert	4,850	4,396	4,560	4,934	5,967	4,719	3,505	3,507	4,673	6,254	7,233	6,186
Weibull A	5,474	4,951	5,147	5,558	6,702	5,319	3,958	3,957	5,274	7,045	8,124	6,979
Weibull k	2,027	2,563	2,280	2,551	2,787	1,904	2,166	2,004	2,336	2,536	2,793	2,389

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 180° bis 240° haben nahezu keinen Einfluss auf das Windpotential.

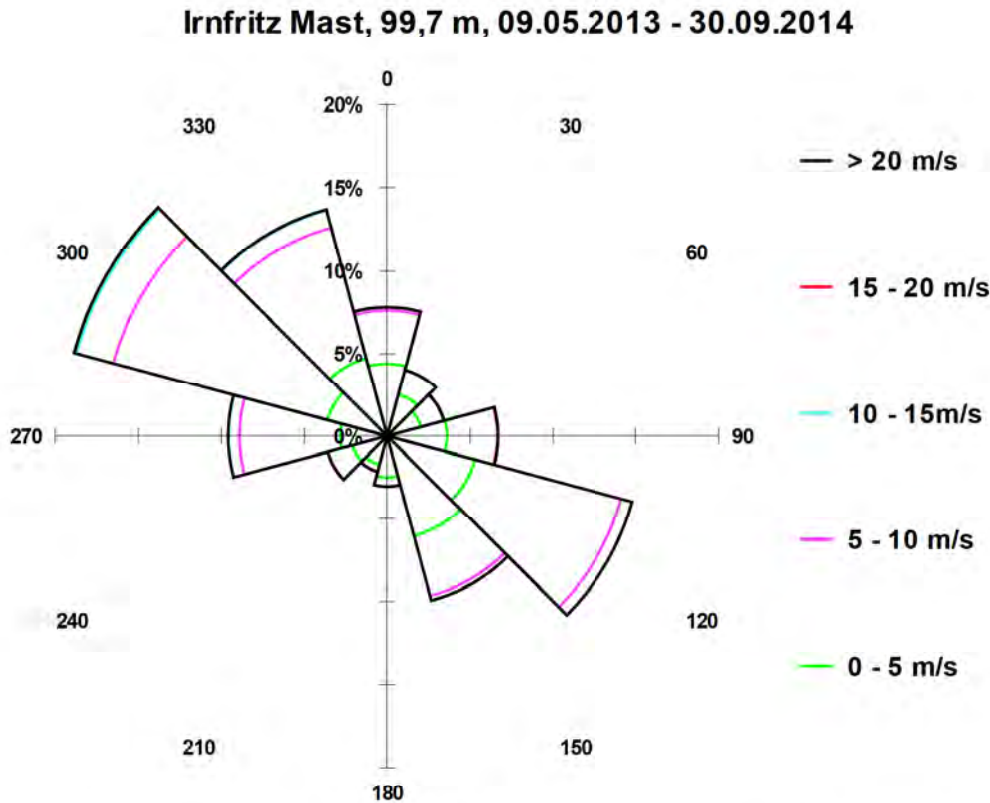


Abb. 5 : Richtungsverteilung Windmessung Irnfritz Mast in 99,7 m

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	9,62	9,09	10,39	9,02	13,66	12,71	9,48	11,15	12,02	15,08	13,85	12,00

Im Sektor 270° ist die Turbulenzintensität größer 14%, in den Sektoren 0°, 30°, 90° und 180° unter 10% und in allen anderen Sektoren wie für Flachland-Standorte üblich im Bereich 10 bis 14%.



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	0,318	0,384	0,411	0,419	0,316	0,055	0,492	0,547	0,550	0,545	0,467	0,384

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

#### Maximale Windgeschwindigkeiten im ausgewerteten Zeitraum

Maximaler 10-Minutenwert in 99,7 m	20,80 m/s
Maximaler 10-Minutenwert in 96 m	20,52 m/s
Maximaler 10-Minutenwert in 78 m	18,71 m/s
Maximaler 10-Minutenwert in 68 m	17,84 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 nächsten Rasterpunkten der Datensätze MERRA-2 und 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 2014-09-30 (exklusive der Zeiten von Datenausfällen). Die Langzeitprognose wurde mit dem Datensatz MERRA-2 für den Zeitraum 1980-01-01 bis 2015-12-31 und mit dem Datensatz World Wind Atlas für den Zeitraum 1970-01-01 bis 2014-12-31 erstellt. Die Langzeitkorrelation umfasst damit 36 bzw. 45 Jahre. Die Daten der Messung Irnfritz Mast wurden für den Datensatz MERRA-2 auf Stundenmittelwerte und für den Datensatz World Wind Atlas auf 6-Stundenmittelwerte umgerechnet.

Im Zeitraum 1980-01-01 bis 2015-12-31 stehen 11.956 gemeinsame Stundenwerte von den Zeitreihen Irnfritz Mast und MERRA-2 für die Regressionsanalyse zur Verfügung. Der über alle Richtungen gemittelte Regressionskoeffizient für den Datensatz MERRA-2 Nord am Rasterpunkt 15,625° Ost / 49° Nord beträgt 0,7284. Der Regressionskoeffizient liegt in den Sektoren 0°, 270°, 300° und 330° über dem Mittelwert, in den anderen Sektoren unter dem Mittelwert.



Der über alle Richtungen gemittelte Regressionskoeffizient für den Datensatz MERRA-2 Süd am Rasterpunkt 15,625° Ost / 48,5° Nord beträgt 0,6976. Der Regressionskoeffizient liegt in den Sektoren 0°, 150°, 270°, 300° und 330° über dem Mittelwert, in den anderen Sektoren unter dem Mittelwert.

Die Richtungskorrelation der folgenden Grafik zeigt eine gute Übereinstimmung der Windrichtungen der gemessenen Daten und der Reanalyse-Daten.

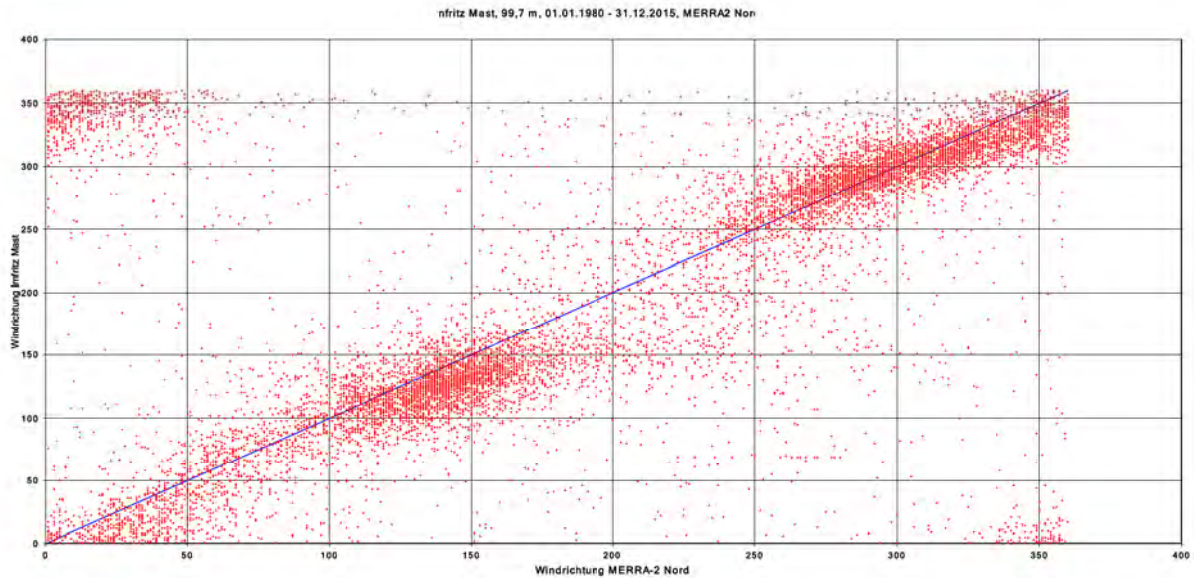


Abb. 6 : Richtungskorrelation Infriz Mast – MERRA-2 Nord

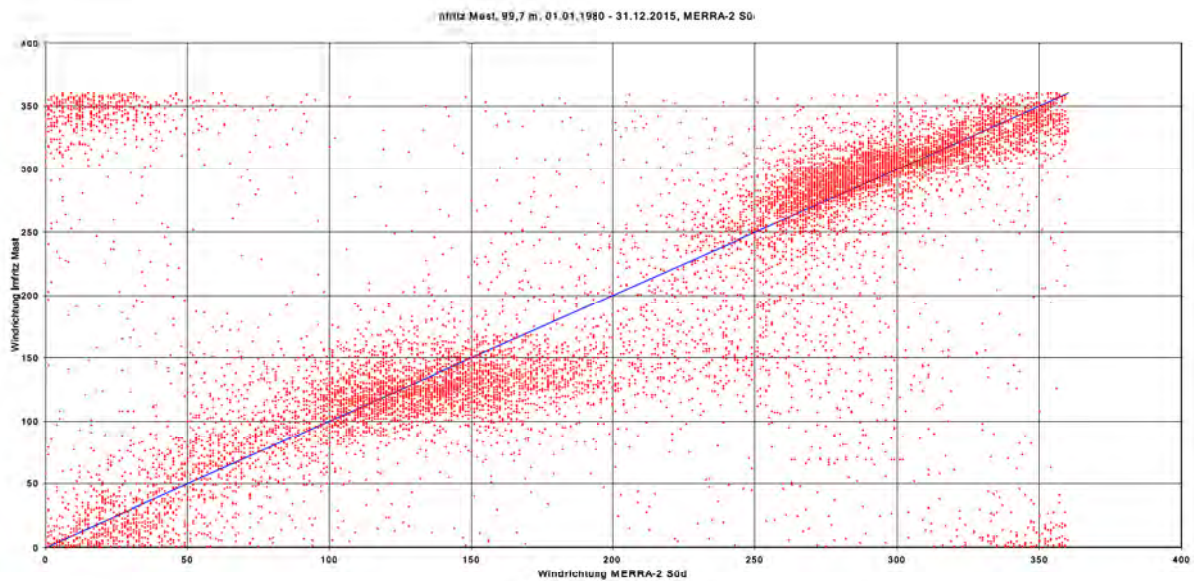


Abb. 7 : Richtungskorrelation Infriz Mast – MERRA-2 Süd

Die Mittelwerte der Windgeschwindigkeit der Zeitreihen bzw. Zeiträume in m/s sind wie folgt:

Station	Messhöhe	Zeitraum	Mittelwert
MERRA-2 Nord	50 m	09.05.2013 – 30.09.2014	5,752
MERRA-2 Nord	50 m	01.01.1980 – 31.12.2015	6,264
MERRA-2 Süd	50 m	09.05.2013 – 30.09.2014	5,157
MERRA-2 Süd	50 m	01.01.1980 – 31.12.2015	5,657
Irnfritz Mast	99,7 m	09.05.2013 – 30.09.2014	5,658
Irnfritz Mast (MERRA-2 Nord)	99,7 m	01.01.1980 – 31.12.2015	6,135
Irnfritz Mast (MERRA-2 Süd)	99,7 m	01.01.1980 – 31.12.2015	6,138

Der Mittelwert für den langjährigen Zeitraum ist 8,43 % (Nord) bzw. 8,48 % (Süd) höher als der im Messzeitraum gemessene Mittelwert.

Die Langzeitprognose der Windmessung Irnfritz Mast wurde zusätzlich mit dem Datensatz des World Wind Atlas am Rasterpunkt 15° Ost / 50° Nord für den Zeitraum 1970-01-01 bis 2014-12-31 erstellt.

Im Zeitraum 2013-05-09 bis 2014-09-30 stehen 1.993 gemeinsame 6-Stundenwerte von den Zeitreihen Irnfritz Mast und World Wind Atlas für die Regressionsanalyse zur Verfügung. Der über alle Richtungen gemittelte Regressionskoeffizient beträgt 0,5991. Der Regressionskoeffizient liegt in den Sektoren 0°, 270°, 300° und 330° über dem Mittelwert, in den anderen Sektoren unter dem Mittelwert. Die Richtungskorrelation zeigt eine gute Übereinstimmung der Windrichtungen der gemessenen Daten und der Reanalyse-Daten.

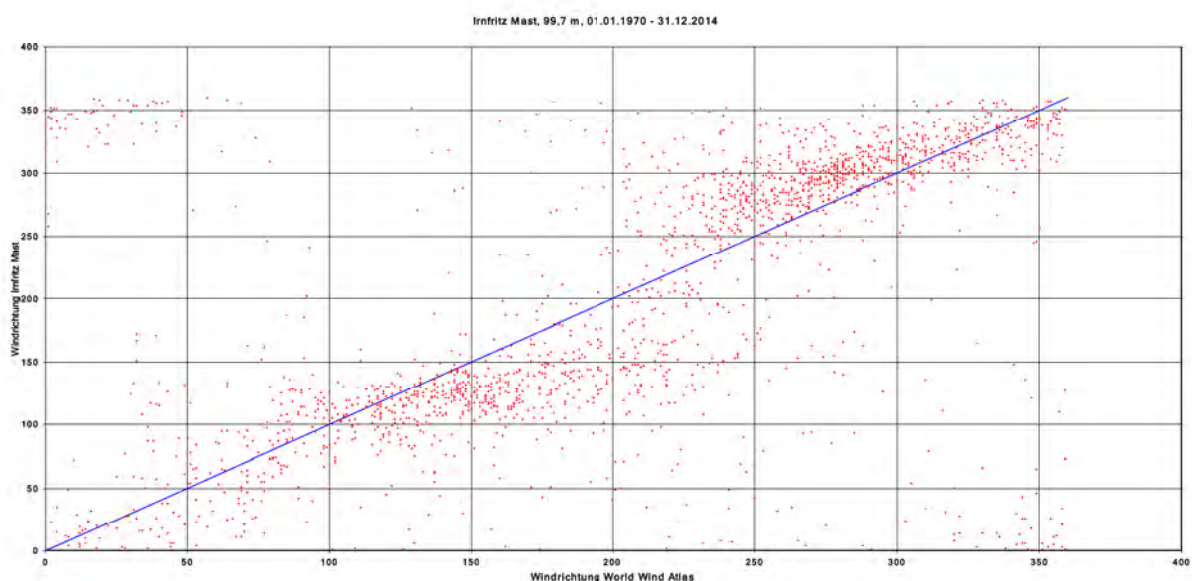


Abb. 8 : Richtungskorrelation Irnfritz Mast – World Wind Atlas



Die Mittelwerte der Windgeschwindigkeit der beiden Zeitreihen bzw. Zeiträume in m/s sind wie folgt:

Station	Messhöhe	Zeitraum	Mittelwert
World Wind Atlas	50 m	09.05.2013 – 30.09.2014	5,107
World Wind Atlas	50 m	01.01.1970 – 31.12.2014	5,434
Irnfritz Mast	99,7 m	09.05.2013 – 30.09.2014	5,644
Irnfritz Mast	99,7 m	01.01.1970 – 31.12.2014	5,952

Der Mittelwert für den langjährigen Zeitraum ist 5,46 % höher als der im Messzeitraum gemessene Mittelwert.

Um den Zeitraum 1980 bis 2015 mit dem Zeitraum 1970 bis 2014 vergleichen zu können, wurde auch eine Langzeitkorrelation der Datensätze MERRA-2 Nord und Süd mit dem Datensatz des World Wind Atlas durchgeführt. Der Mittelwert ist im Zeitraum 1970 bis 2014 um 1,80 % (Nord) bzw. 1,87% (Süd) niedriger als im Zeitraum 1980 bis 2015.

Betrachtet man alle Langzeitkorrelationen für den Zeitraum 1970 bis 2014, so ergeben sich Erhöhungen des Mittelwerts im Zeitraum 1970 bis 2014 von 6,48 % (Nord), 6,46 % (Süd) und 5,46 % (World Wind Atlas) gegenüber dem Mittelwert des Messzeitraums der Windmessung Irnfritz Mast.

Die Ergebnisse sind insofern plausibel, da im Messzeitraum 2013-05-09 bis 2014-09-30 die windschwächeren Monate des Sommerhalbjahres Mai bis September zweimal enthalten sind.

In Abhängigkeit der durchgeführten Korrelation ergeben sich folgende langjährige Mittelwerte der Windgeschwindigkeit in m/s in 99,7 m Höhe über Grund:

Korrelation mit	Wind Messzeitraum	Korrekturfaktor	Wind 1970-2014
MERRA-2 Nord	5,658	1,0648	6,025
MERRA-2 Süd	5,658	1,0646	6,024
World Wind Atlas	5,644	1,0546	5,952

Da die Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz in die Berechnung der Leistungsdichte eingeht, ergeben sich folgende langjährige Leistungsdichten in W/m<sup>2</sup> am Messstandort Irnfritz in 99,7 m Höhe über Grund:

Korrelation mit	Leistungsdichte Messzeitraum	Korrekturfaktor	Leistungsdichte 1970-2014
MERRA-2 Nord	180	1,2073	217
MERRA-2 Süd		1,2066	217
World Wind Atlas		1,1729	211

Die Methodik entspricht dem aktuellen Stand der Forschung und wird weltweit bei der Erstellung von Windgutachten angewandt. Die Verwendung von drei verschiedenen Langzeit-Datensätzen übertrifft den üblichen Umfang von Windgutachten und erhöht die Prognosegenauigkeit.

#### 4.3.2 Messung Japons Mast

Die Windmessung befand sich 1.100 m ost-südöstlich des Mittelpunkts des geplanten Windparks an einem bis in mindestens 700 m Entfernung hindernisfreien Standort. Die Rauigkeit um die Messstelle ist gering, die Rauigkeitslänge beträgt etwa 0,05 m. Der Messstandort ist in der Abbildung 2 mit der Nummer 3 gekennzeichnet.

##### a) Koordinaten:

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

	Rechtswert	Hochwert	Seehöhe
Japons Mast	691 445	405 614	549 m

##### b) Messzeitraum:

Die Messung wurde von 2002-11-07 bis 2004-04-01 durchgeführt. Die Auswertung umfasst die Daten des gesamten Messzeitraums. Die Windgeschwindigkeit und Windrichtung wurden in 10-Minuten-Werten aufgezeichnet. Zusätzlich wurde das 2-sekündliche Maximum im jeweiligen 10-Minuten-Zeitraum erfasst. Im Auswertungszeitraum kam es in den einzelnen Messhöhen zu folgenden Datenausfällen und Datenfehlern aufgrund von Vereisung:

Messhöhe	Werte	Fehler Wind	Fehler Richtung	Fehlerfrei	Verfügbarkeit
m	-	-	-	-	%
30,0	73.703	5.118	4.014	68.491	92,90
10,0	73.703	5.100	4.014	68.509	92,92

Die Spalte „Werte“ gibt die Anzahl der vorhandenen 10-Minuten-Werte an. Die Spalte „Fehler Wind“ gibt die Anzahl der fehlerhaften 10-Minuten-Werte der Windgeschwindigkeit an. Die Spalte „Fehler Richtung“ gibt die Anzahl der fehlerhaften 10-Minuten-Werte der Windrichtung an. Die Spalte „Fehlerfrei“ gibt die Anzahl der fehlerfreien 10-Minuten-Werte mit Windgeschwindigkeit und Richtung 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 30 m Messhöhe bei gleichzeitiger Datenverfügbarkeit in 10 m Messhöhe an.

Messhöhe	Mittelwert 1	Mittelwert 2	Weibull A	Weibull k	Software
m	m/s	m/s	m/s	-	-
30,0	4,61	4,59	5,2	1,87	WASP
10,0	4,05	4,00	4,5	1,70	WASP
30 / 10	4,607	4,615	5,193	1,828	Windfarm

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

**Japons Mast, 30 m, 07.11.2002 - 01.04.2004**  
**Weibull A 5.193, Weibull k 1.828**

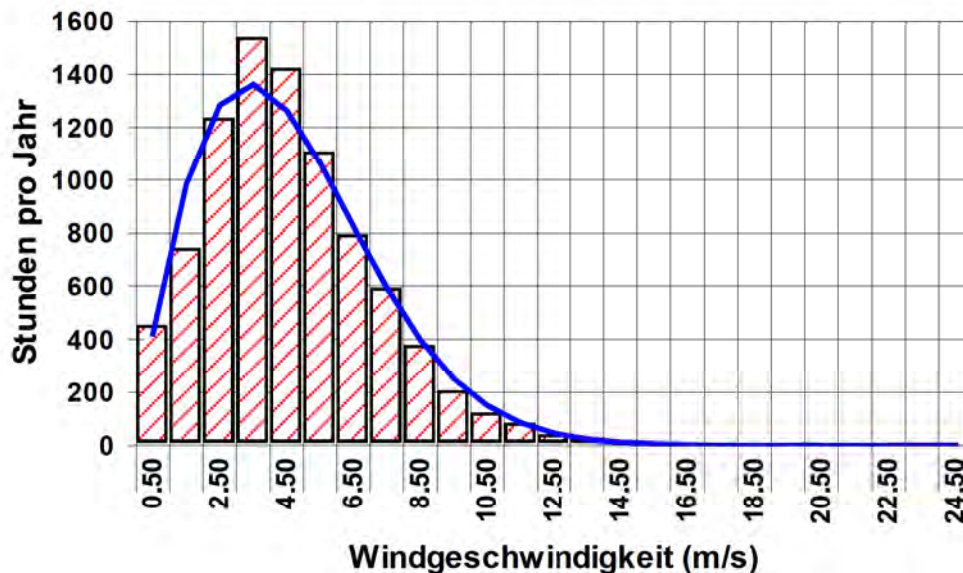


Abb. 9 : Häufigkeitsverteilung Windmessung Japons Mast in 30 m

In der folgenden Grafik ist die Windrichtungsverteilung (Häufigkeit in %) in 30 m Höhe über Grund dargestellt. Die Auswertung erfolgt anhand des Datenumfangs, der sich aus der kombinierten Auswertung der Windgeschwindigkeiten in 30 und 10 m ergibt.

Die Hauptwindrichtung ist 300°. Die höchste mittlere Windgeschwindigkeit tritt ebenfalls im Sektor 270° auf. Die zweithöchste Windgeschwindigkeit tritt im Sektor 240° auf. Die Sektoren 0° bis 60° sowie 150° bis 210° haben nahezu keinen Einfluss auf das Windpotential. Aufgrund der geringen Messhöhe erfolgt im Vergleich zur Windmessung Irnfritz Mast eine Drehung der Windrose gegen den Uhrzeigersinn.

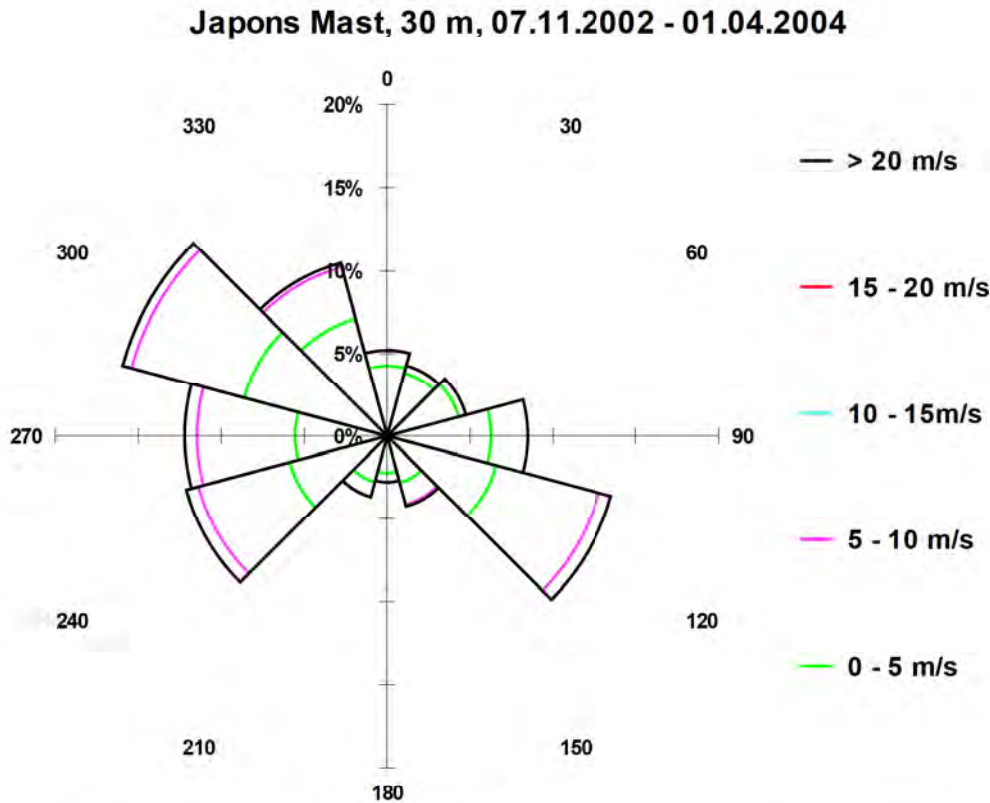


Abb. 10 : Richtungsverteilung Windmessung Japons Mast in 30 m

Die Windmessung Japons Mast wurde trotz der geringen Entfernung zum Windpark Japons Repowering aufgrund der ungenaueren Messtechnik und der geringen Messhöhe nicht für weitere Berechnungen verwendet.

#### 4.3.3 Messung Brunn an der Wild Mast

Die Windmessung befand sich 9.297 m südwestlich des Mittelpunkts des geplanten Windparks. 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 2 mit der Nummer 4 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 Wind	Fehler Richtung	Fehlerfrei	Verfügbarkeit
m	-	-	-	-	%
86	49.636	3.296	489	46.340	86,66
82,5 / 83,1	49.636	2.720	489	46.912	87,73
67,5 / 70,6	49.636	3.198	489	46.436	86,84
36,9 / 42	49.636	3.005	2	46.631	87,12

Die Spalte „Werte“ gibt die Anzahl der vorhandenen 10-Minuten-Werte an. Die Spalte „Fehler Wind“ gibt die Anzahl der fehlerhaften 10-Minuten-Werte der Windgeschwindigkeit an. Die Spalte „Fehler Richtung“ gibt die Anzahl der fehlerhaften 10-Minuten-Werte der Windrichtung an. Die Spalte „Fehlerfrei“ gibt die Anzahl der fehlerfreien 10-Minuten-Werte mit Windgeschwindigkeit und Richtung 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	Software
m	m/s	m/s	m/s	-	-
86	5,73	5,76	6,5	2,41	WASP
82,5 / 83,1	5,67	5,67	6,4	2,38	WASP
67,5 / 70,6	5,15	5,18	5,8	2,44	WASP
36,9 / 42	4,21	4,19	4,7	2,36	WASP
86 (67,5/70,6)	5,738	5,787	6,530	2,364	Windfarm

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**

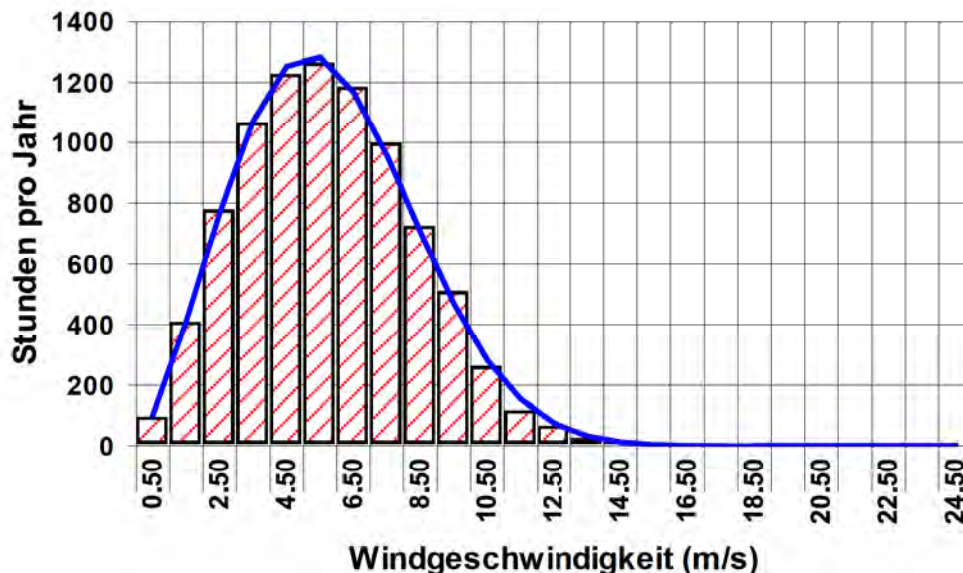


Abb. 11 : Häufigkeitsverteilung Windmessung Brunn an der Wild Mast in 86 m

In der folgenden Grafik 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.

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**

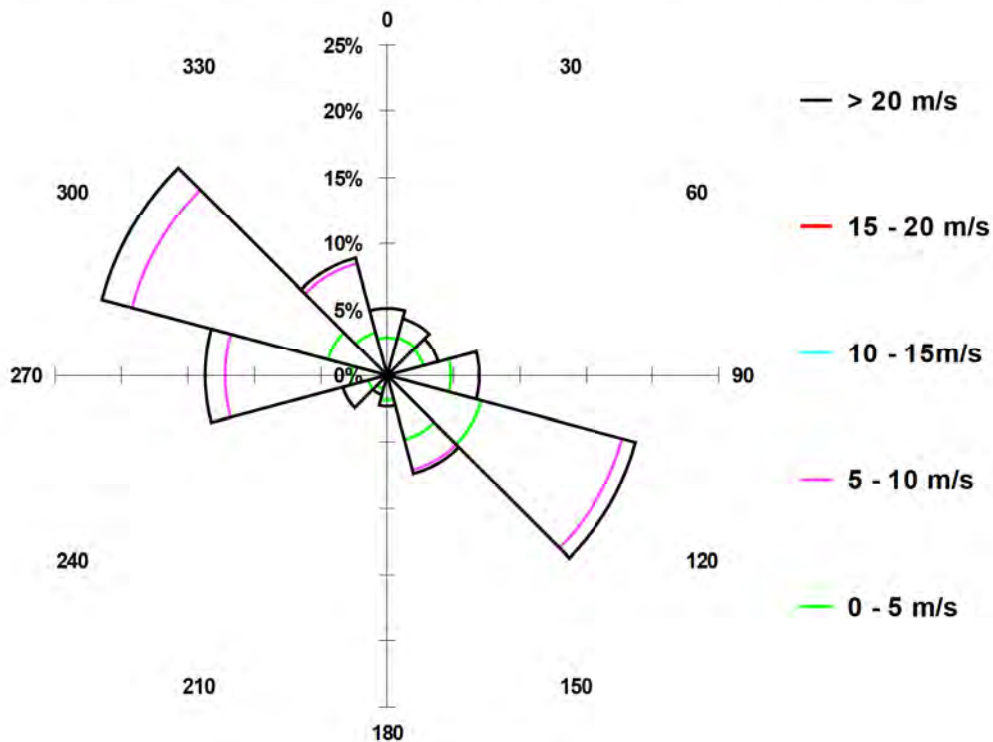


Abb. 12 : Richtungsverteilung Windmessung Brunn an der Wild Mast in 86 m

Die Windmessung Brunn an der Wild Mast wurde aufgrund der größeren Entfernung zum Windpark Japons Repowering und der geringeren Messhöhe nicht für weitere Berechnungen verwendet.

#### 4.3.4 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. Der Messstandort ist in der Abbildung 2 mit der Nummer 5 gekennzeichnet.

Die Koordinaten der Messung sind wie folgt:

Koordinatensystem	Ost-West-Richtung	Nord-Süd-Richtung
Bundesmeldenetz MGI 34	688 663	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 nicht für die weiteren Berechnungen verwendet.

#### 4.3.5 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 [30] herangezogen.

Die Koordinaten der Messung sind wie folgt:

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



#### **4.4 Beschreibung der Topografie**

Die untersuchte Fläche ist 1,85 km x 2,55 km groß und liegt auf einer etwa 530 m hohen, nahezu ebenen Fläche im Bereich des Windparks.

In nördlicher Richtung fällt das Gelände zur Thaya auf etwa 400 m ab und steigt anschließend auf durchschnittlich 500 m wieder an. In nordöstlicher Richtung ist das Gelände nahezu eben mit einem leichten Abfall auf 500 m. In östlicher Richtung fällt das Gelände zum Thumeritzbach auf etwa 480 m ab und steigt anschließend auf durchschnittlich 500 m wieder an. In südöstlicher und südlicher Richtung steigt das Gelände sehr flach auf bis zu 580 m an und fällt anschließend zum Horner Becken mit einer Höhe von etwa 300 m steil ab. In südwestlicher Richtung steigt das Gelände sehr flach zur 600 m hohen Wild an. In westlicher Richtung sinkt das Gelände zum Seebach auf etwa 450 m ab und steigt anschließend zum 718 m hohen Predigtstuhl wieder an. In nordwestlicher Richtung sinkt das Gelände zum Seebach auf etwa 450 m ab und steigt anschließend zum 658 m hohen Hoher Stein wieder an.

Im Bereich des Windparks ist die Oberflächenrauigkeit aufgrund der vorrangigen Freiflächen niedrig. 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. Im vorliegenden Fall wurden Geländehöhen und Oberflächenrauigkeiten mit einem horizontalen Raster von 25 m und einer Genauigkeit der Seehöhe von einem Meter verwendet.

Das Einzugsgebiet wies eine Fläche von 28,6 km x 30,4 km auf. Die Eckpunkte der Fläche haben folgende Koordinaten (System Bundesmeldenetz):

Eckpunkt Südwest	X = 672 500 m	Y = 386 000 m
Eckpunkt Nordost	X = 701 100 m	Y = 416 400 m

Unterschiede der Seehöhe und der Oberflächenrauigkeit zwischen dem Messstandort und dem Windparkstandort wurden somit berücksichtigt. Im Vergleich zwischen dem Messstandort Imfritz und dem Windparkareal ergibt sich einerseits eine geringere Seehöhe und andererseits eine geringere Bewaldung bzw. geringere Oberflächenrauigkeit für das Windparkareal. Beide Effekte heben einander teilweise auf.



## **5. METHODIK**

### **5.1 Berechnung des Windfeldes**

Die Umrechnung der Windmessergebnisse in Irnfritz auf den Standort in Japons erfolgte mittels zwei unabhängigen Windfeldsimulationen. Die Verwendung von zwei verschiedenen Windfeldsimulationen übertrifft den üblichen Umfang von Windgutachten und erhöht die Prognosegenauigkeit. Für die Windfeldsimulationen wurden die Programme WASP [31] und Windsim [35] verwendet. Die beiden genannten Programme sind die weltweit am häufigsten eingesetzten Programme bei der Erstellung von Windgutachten.

Beide Programme sind in der Lage das vertikale Windprofil auch oberhalb der Prandtl-Grenzschicht, die bis maximal 100 m Höhe über Grund reicht und innerhalb derer das vereinfachte logarithmische Windprofil-Gesetz noch anwendbar ist, zu berechnen.

Die Berechnung zweidimensionaler Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit erfolgte mit einem Raster von 25 bis 100 m Maschenweite in 12 Windrichtungssektoren in der obersten Messhöhe von 100 m und in den Nabhöhen von 114 und 170 m Höhe über Grund. Meteorologische Datenbasis der Berechnung war die zweidimensionale Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit am Messpunkt Irnfritz Mast im Zeitraum 2013-05-09 bis 2014-09-30 in 99,7 m über Grund.

Die Messdaten wurden mit den Programmen WASP und Windsim auf einen hindernisfreien Normpunkt in der Nähe des Windparks übertragen. Als Normpunkt wurde aufgrund der in einem Radius von über 700 m hindernisfreien Umgebung der Messpunkt der Windmessung Japons Mast gewählt.

Die Ergebnisse der Windfeldsimulationen wurden anhand der Betriebsergebnisse der bestehenden Windkraftanlagen in Japons geprüft. Die Berechnungen der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeiten auf Basis der langzeit-korrelierten Windmessdaten anhand der beiden Programme ergaben Werte über 5,94 m/s in 100 m Höhe über Grund am Normpunkt im Windparkareal. Es besteht jedoch die Möglichkeit, dass die vom Hersteller zur Verfügung gestellte Leistungskurve der bestehenden Windkraftanlagentypen im tatsächlichen Betrieb nicht erreicht wird und daher die Ableitung der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit aus den Betriebsergebnissen des bestehenden Windparks eine zu niedrige jährliche Windgeschwindigkeit ergibt.

Um eine konservative Beurteilung der Windbedingungen zu gewährleisten, wurden nicht die langzeit-korrelierten Windgeschwindigkeiten, sondern die niedrigeren Windgeschwindigkeiten im Messzeitraum im Programm WASP verwendet. Im Programm Windsim wurden die Windgeschwindigkeiten im Messzeitraum mit einem Faktor 1,025 multipliziert. Dieser Faktor liegt deutlich unter den Ergebnissen der Langzeitkorrelationen, die Korrekturfaktoren der Windgeschwindigkeit zwischen 1,0546 und 1,0648 ergaben.



Die verwendeten Daten ergeben im Windparkareal eine berechnete mittlere jährliche Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe über Grund von 5,943 m/s mit dem Programm WASP und 5,939 m/s mit dem Programm Windsim. Die Ergebnisse sind als konservativ einzustufen.

#### 5.1.1 Berechnung mit WASP

Das dänische Programm WASP wird seit 25 Jahren ständig weiterentwickelt und Software-Lizenzen werden in mehr als 100 Ländern der Welt verwendet. Für mehr als 1.500 Ingenieure und Wissenschaftler wurden in den letzten 25 Jahren Schulungen zu dem Programm durchgeführt.

Das Modell WASP 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 aus dem regionalen Windklima der Messung Irnfritz auf einem Raster von 25 m für die oberste Messhöhe von 100 m und die Nabenhöhen von 114 und 170 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 = 689 650 m	Y = 405 000 m
Eckpunkt Nordost	X = 691 600 m	Y = 407 500 m

#### 5.1.2 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 dem vorigen Modell ist Windsim ein vollständiges CFD („Computational Fluid Dynamics“) -Modell auf Basis der Reynolds-Averaged-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. Das Programm Windsim gilt als eine der weltweit führenden CFD-Programme im Fachbereich Windenergie. Der Software-Hersteller betreibt Büros in mehr als 15 Ländern, darunter China, Indien und den USA.

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 gröberen Modelllauf abgeleitet.

Die Eckpunkte der Berechnungsflächen der einzelnen Modellläufe waren wie folgt:

Modelllauf	xmin	xmax	ymin	ymax	Raster
1	672 700	701 100	386 200	416 400	100
2	685 100	698 000	394 300	412 250	50
3	688 500	694 550	398 300	408 250	25

## **5.2 Berechnung des Energieertrages**

### 5.2.1 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 5.2.2.

### 5.2.2 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 Normpunkt (= Messpunkt Japons Mast) 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 Normpunkt 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 0 bis 30 m/s aufsummiert.



Unter Anwendung des berechneten Windfeldes mit einer Rasterweite von 25 m wurden die Abweichungen in der zweidimensionalen Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit gegenüber den Windverhältnissen am Normpunkt 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 Normpunkt, 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 Normpunkt 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 berechneten Daten in 100 m über Grund am Normpunkt bestimmt.

Das eingesetzte Rechenmodell der Abschattung basiert auf der achsensymmetrischen Methode von Ainslie [36].

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

### 5.2.3 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 5.2.2.

## **5.3 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.

### 5.3.1 Berechnung mit WASP Engineering

Die Umgebungsturbulenz  $I_{ref}$  wurde mit dem Programm WASP Engineering [32] aus den Rauigkeitsdaten und dem Geländehöhenmodell am Normpunkt in 100 m Höhe über Grund und an allen Anlagenstandorten in Nabenhöhe 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.

Die Turbulenzintensität  $I_{eff}$  wird in einem gesonderten Gutachten berechnet.

### 5.3.2 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 [37] 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.

### 5.3.3 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.

## **5.4 Berechnung sonstiger Windbedingungen**

Die aus der Geländeform resultierende Schräganströmung an den einzelnen Anlagenstandorten wurde sowohl mit dem Programm WASP Engineering in Verbindung mit dem Programm Windfarm Assessment Tool als auch mit dem Programm Windsim berechnet.

Der vertikale Windgradient an den einzelnen Anlagenstandorten wurde sowohl mit dem Programm WASP Engineering in Verbindung mit dem Programm Windfarm Assessment Tool als auch mit dem Programm Windsim berechnet.

Die Extremwindgeschwindigkeiten wurden einerseits mit dem Programm WASP Engineering aus den Windmessdaten berechnet bzw. aus den bestehenden ÖNORMEN abgeleitet.

## **5.5 Ermittlung sonstiger klimatologischer Parameter**

Die Temperaturdaten wurden aus den Werten der Messungen Irnfritz Mast und Japons 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.

## **6. ERGEBNISSE**

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

### **6.1 Windfeld**

Ausgangspunkt der Berechnungen war die Messung am Standort Irnfritz Mast in 100 m über Grund – siehe Punkt 4.3.1.

Für die Ertragsberechnung wurden im Modell Resoft Windfarm je nach zugrundeliegendem Windfeldmodell verschiedene Höhenexponenten angewandt. Die Turbulenzintensitäten für die Ertragsberechnungen mit dem Modell Windfarm wurden je nach Sektor aus den Berechnungsergebnissen mit WASP Engineering in 100 m Höhe über Grund am Normpunkt 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	12,51	12,30	11,55	13,87	12,82	11,36	13,99	11,51	11,64	13,06	11,65	10,97

Die verwendeten Höhenexponenten am Normpunkt zwischen 100 m und 170 m Höhe über Grund 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 <sub>WASP</sub>	0,291	0,275	0,310	0,312	0,305	0,252	0,330	0,279	0,299	0,296	0,310	0,276
EXP <sub>Windsim</sub>	0,227	0,171	0,169	0,209	0,162	0,143	0,228	0,163	0,157	0,193	0,152	0,182



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

WKA/Modell	WASP	Windsim	Mittelwert
1	6,82	6,38	6,60
2	6,91	6,47	6,69
3	6,83	6,37	6,60
Mittelwert EVN	6,85	6,41	6,63

Im Bereich des Windparks sind die Unterschiede in der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit zwischen den Anlagen gering und betragen im Mittel der zwei Berechnungsverfahren etwa 1,4 Prozent. Der Unterschied zwischen den beiden Berechnungsmodellen beträgt etwa 6,4 Prozent im Mittel der zwei Berechnungsverfahren und ist somit deutlich größer als die räumlich horizontalen Unterschiede.

Wie aus dem Vergleich der Höhenexponenten bereits ersichtlich, ergibt das Modell WASP die höheren Werte und das Modell Windsim die niedrigeren Werte.

In den folgenden Grafiken sind die mittleren jährlichen Windgeschwindigkeiten in 170 m Höhe über Grund innerhalb der Berechnungsfläche für die beiden Modellberechnungen dargestellt. Der Abstand der Isolinien beträgt 0,1 m/s. Die Windkraftanlagen sind als rote Punkte dargestellt. Die Nummerierung entspricht der Abbildung 1. Der Normpunkt der Windfeldberechnungen ist mit einem blauen Karo und der Bezeichnung WM dargestellt.

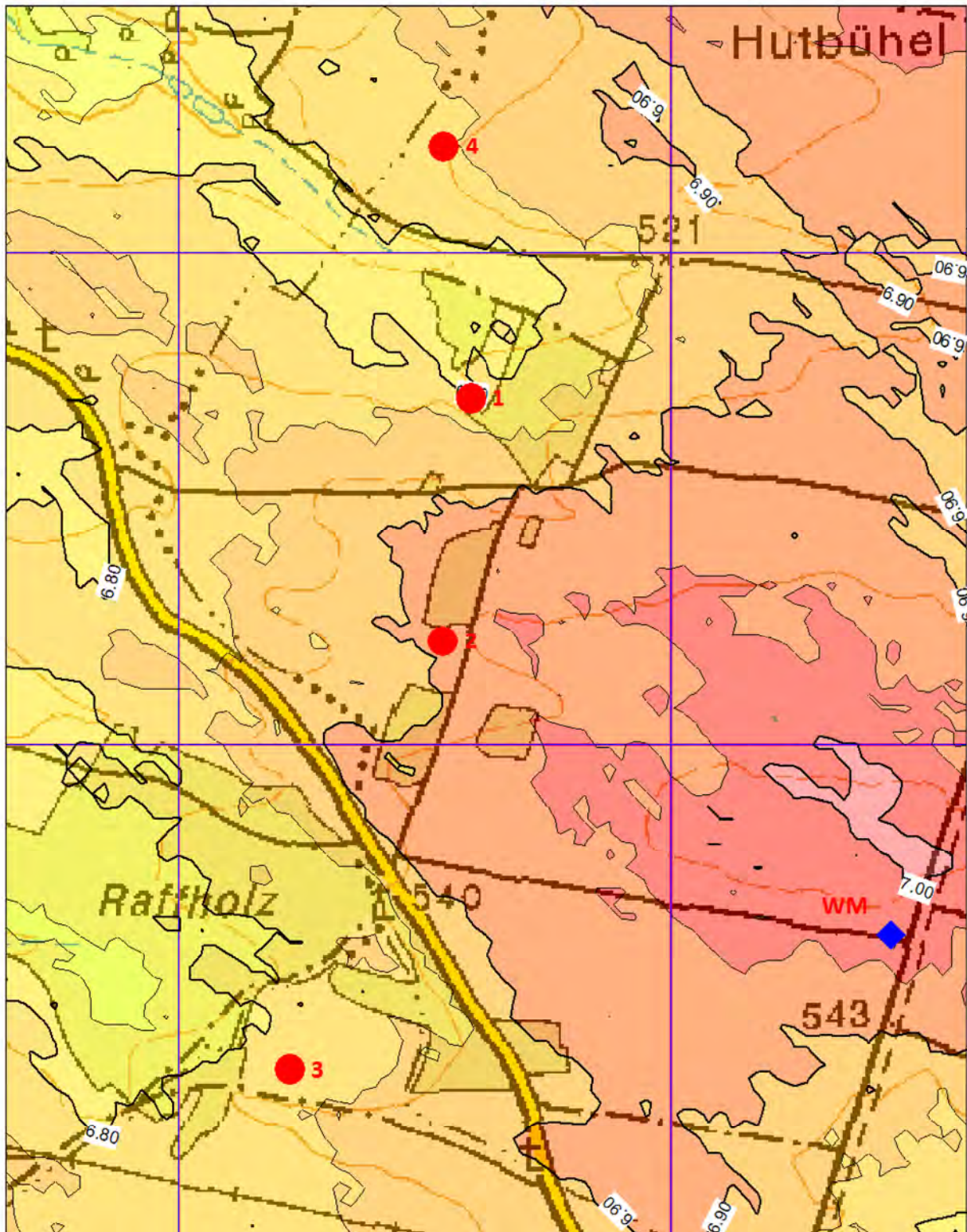


Abb. 13: Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit [m/s] in 170 m, WASP



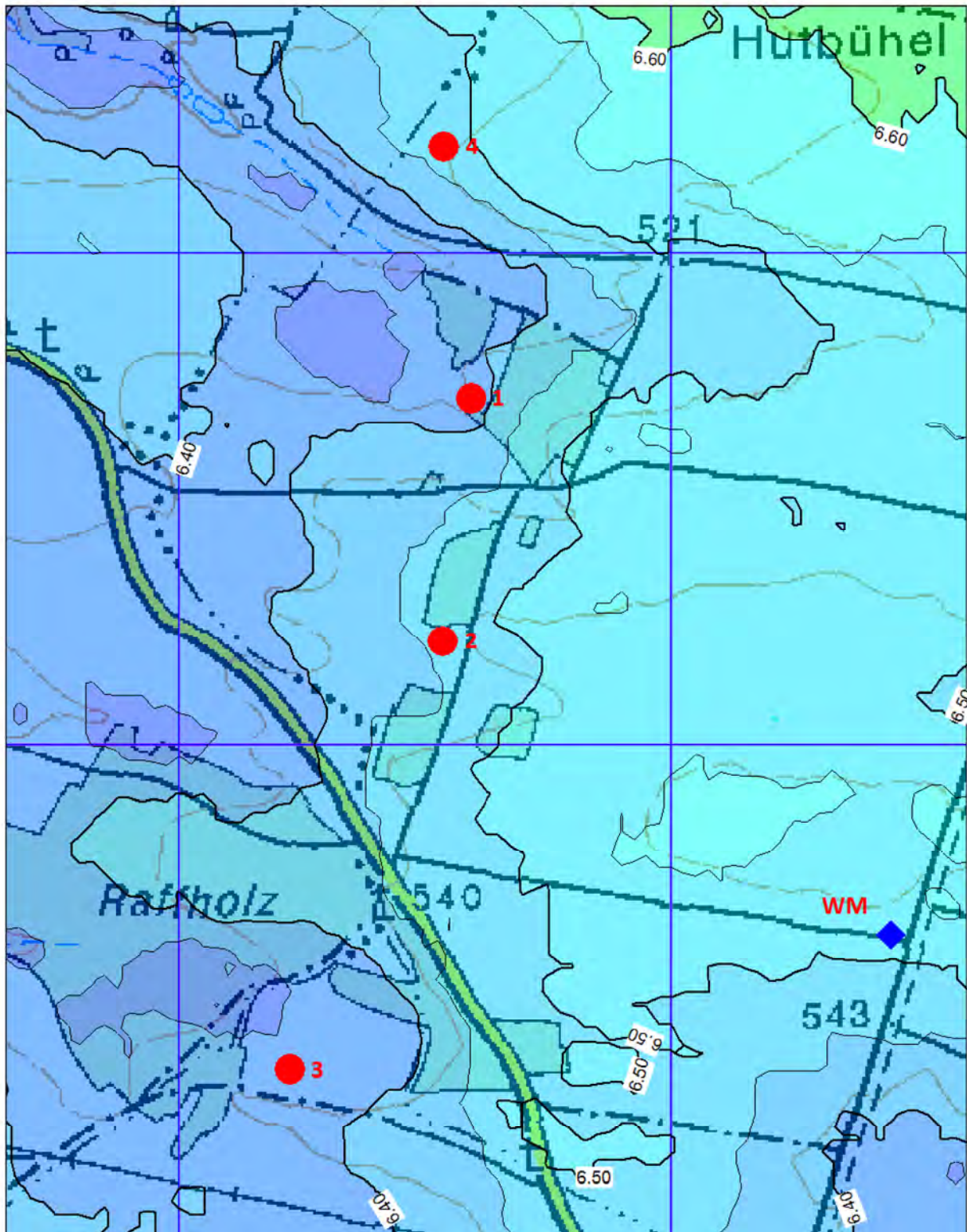


Abb. 14: Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit [m/s] in 170 m, Windsim

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

WKA/Modell	WASP	Windsim	Mittelwert
1	309	258	284
2	322	269	296
3	310	255	283
Mittelwert EVN	314	261	288

An allen Anlagenstandorten werden im Mittel der zwei Berechnungsverfahren Leistungsdichten von 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 gegeben und wurde bereits in [20] bestätigt.

In den folgenden Grafiken sind die mittleren jährlichen Leistungsdichten in 170 m Höhe über Grund innerhalb der Berechnungsfläche für die beiden Modellberechnungen dargestellt. Der Abstand der Isolinien beträgt  $10 W/m^2$ . Die Windkraftanlagen sind als rote Punkte dargestellt. Die Nummerierung entspricht der Abbildung 1. Der Normpunkt der Windfeldberechnungen ist mit einem blauen Karo und der Bezeichnung WM dargestellt.



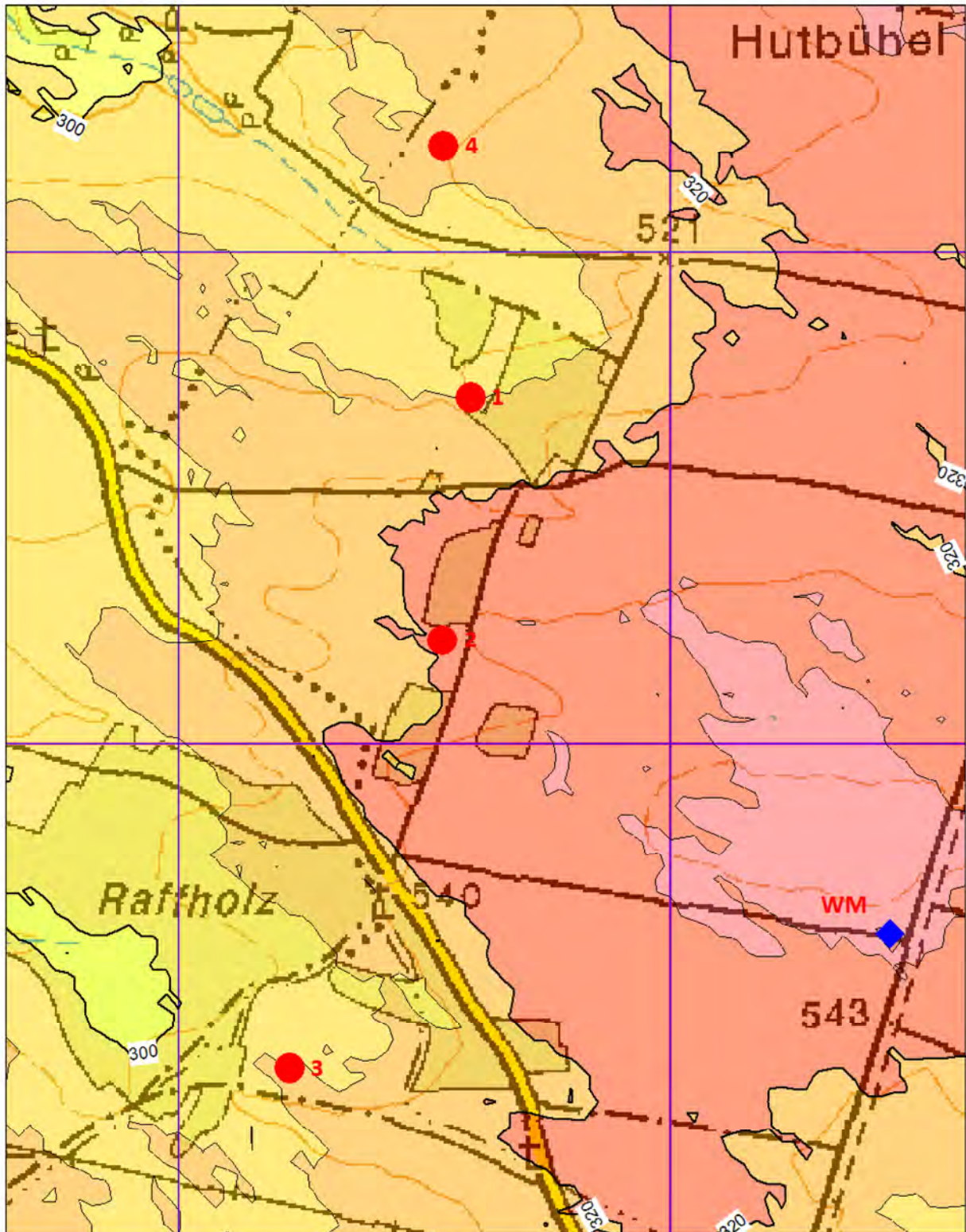


Abb. 15: Mittlere jährliche Leistungsdichte [W/m<sup>2</sup>] in 170 m, WASP

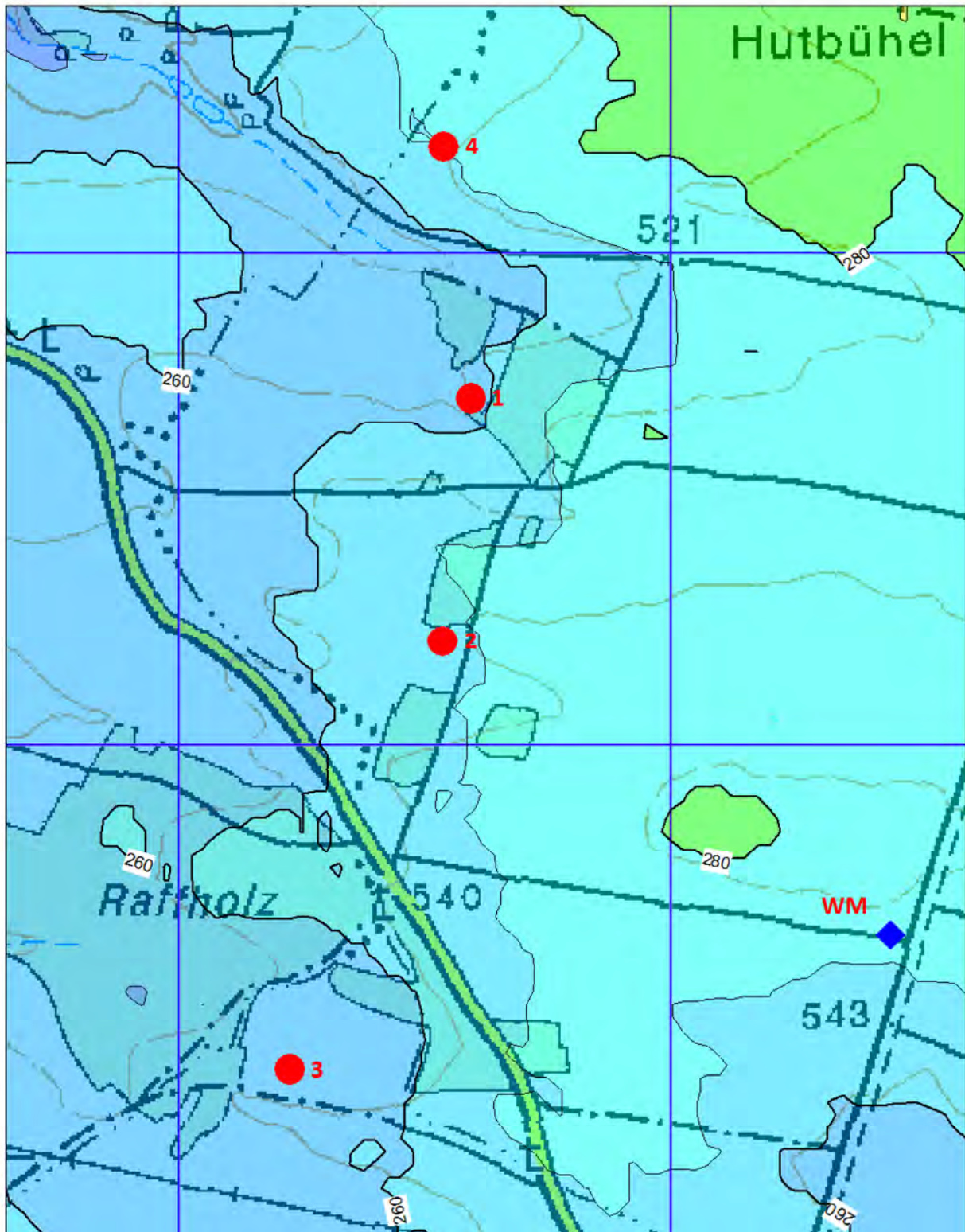


Abb. 16 : Mittlere jährliche Leistungsdichte [ $\text{W}/\text{m}^2$ ] in 170 m, Windsim



## **6.2 Jährlich zu erwartender Energieertrag**

Der jährlich zu erwartende Energieertrag wird in den nachfolgenden Tabellen für eine mittlere jährliche Temperatur von 8,9°C in 700 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 Japons Repowering in GWh mit den beiden Modellen:

WKA/Modell	WASP	Windsim	Mittelwert
1	15,3529	13,7030	14,5280
2	15,5485	13,8757	14,7121
3	15,4389	13,6487	14,5438
Summe EVN	46,3403	41,2274	43,7839

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

WKA/Modell	WASP	Windsim	Mittelwert
1	-0,88	-0,83	-0,86
2	-2,02	-2,13	-2,08
3	-0,77	-0,78	-0,78
Summe EVN	-1,22	-1,26	-1,24

In der folgenden Tabelle sind die über alle zwei Berechnungsmethoden gemittelten jährlichen Energieerträge des Windparks Japons Repowering 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	730	341	345	864	2701	921	95	108	389	1792	3967	2271	14527
2	533	334	369	893	2780	933	168	109	408	1817	4024	2342	14712
3	717	290	356	875	2795	916	165	120	386	1731	3906	2286	14543
Summe	1980	964	1069	2632	8275	2769	427	336	1182	5340	11896	6898	43782
Anteil	4,52%	2,20%	2,44%	6,01%	18,90%	6,32%	0,97%	0,77%	2,70%	12,20%	27,17%	15,76%	100,00%



### **6.3 Turbulenzintensität**

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.

Die aus der Geländeform resultierende Turbulenzintensität  $I_{ref}$  der ungestörten Strömung, die bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s erreicht wird, in % wurde sowohl mit dem Programm WAsP Engineering in Verbindung mit dem Programm Windfarm Assessment Tool (kurz „WAT“) als auch mit dem Programm Windsim an allen Anlagenstandorten in Nabenhöhe berechnet. In der folgenden Tabelle ist der über alle Richtungen und alle Berechnungsverfahren gemittelte Wert angeführt.

Umgebungsturbulenz  $I_{ref}$  in Prozent in Nabenhöhe

WKA	WASP Engineering / WAT	Windsim	Mittelwert $I_{ref}$
1	12,1	12,7	12,4
2	11,8	12,5	12,2
3	12,1	12,9	12,5
5	11,8	12,1	11,9

Laut der ÖNORM [6] und der zugrundeliegenden IEC Norm [8] sowie der DIBt [12] darf der über alle Richtungen ermittelte Wert für die Turbulenzintensität  $I_{ref}$  maximal 14% (Turbulenzklasse B) betragen. Dieser Wert wird an allen Standorten eingehalten.

Die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  der Nachlaufströmung im Lee der Rotoren wird in einem gesonderten Gutachten dargestellt.

### **6.4 Sonstige Windbedingungen**

Um die für die Windkraftanlagen-Type erforderliche Windklasse bzw. Windzone nach den aktuell gültigen Normen [6] und Richtlinien [12] festzulegen, wurden neben der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit weitere Windbedingungen gemäß der genannten Methodik berechnet.

#### 6.4.1 Schräganströmung

Die aus der Geländeform resultierende maximale Schräganströmung in Grad wurde sowohl mit dem Programm WASP Engineering in Verbindung mit dem Programm Windfarm Assessment Tool (kurz „WAT“) als auch mit dem Programm Windsim berechnet.

Schräganströmung in Grad in Nabenhöhe

WKA	WASP Engineering / WAT	Windsim	Mittelwert
1	1,3	1,5	1,4
2	1,1	1,0	1,1
3	0,6	0,8	0,7

Laut den angeführten Normen und Richtlinien darf der Wert für die Schräganströmung zwischen  $-8$  und  $8^\circ$  betragen. Die Schräganströmung ist somit an allen Standorten zulässig.

#### 6.4.2 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 dem Programm WASP Engineering in Verbindung mit dem Programm Windfarm Assessment Tool (kurz „WAT“) bzw. mit dem Programm Windsim berechnet wurden.

Höhenexponent alpha in Nabenhöhe

WKA	WASP Engineering / WAT	Windsim	Mittelwert alpha
1	0,132	0,210	0,171
2	0,126	0,198	0,162
3	0,132	0,208	0,170

Laut den angeführten Normen und Richtlinien 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 im Mittel der beiden Berechnungsverfahren an allen Standorten eingehalten.



### 6.4.3 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 umgerechnete Messung Irnfritz 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 Nabenhöhe

WKA	WASP Engineering
1	26,4
2	26,4
3	26,4

Der maximale 10-Minuten-Wert beträgt 26,4 m/s.

Aus der IEC-Norm [10] ergibt sich daraus eine maximale 3-Sekunden-Böe, die einmal in 50 Jahren zu erwarten ist, von 37,0 m/s.

Gemäß dem aktuell gültigen Eurocode [5] und seinen nationalen Festlegungen [4] wurden die maximalen Windgeschwindigkeiten wie folgt ermittelt:

Basiswindgeschwindigkeit $v_{b,0}$ in 10 m Höhe	23,6 m/s
50-jährliches, max. 10-Minuten-Mittel in 169,6 m Höhe	36,2 m/s
50-jährliche, max. 2-Sekunden-Böe in 169,6 m Höhe	48,2 m/s

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

Die Windkraftanlage Vestas V150-4.0/4.2 MW mit 170 m Nabenhöhe ist gemäß [24] für Windzone 2(S) nach DIBt [12] 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 daher sowohl entsprechend der ÖNORM als auch entsprechend den Berechnungsergebnissen mit dem Programm WASP Engineering zulässig.

## **6.5 Temperatur**

Die am Standort Japons Repowering zu erwartenden Temperaturen wurden aus den Daten der Messungen Innfritz Mast, Japons 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 700 m Seehöhe	+ 8,9°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 [10] und [11] gleichgesetzt.

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

## **6.6 Eisansatz**

Die am Standort Japons Repowering zu erwartenden Vereisungsbedingungen wurden aus dem Vereisungsgutachten [19] 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 [25] sinkt die Vereisungsdauer der Rotorblätter auf 6% des Gesamtjahres.

Die klimatologischen Vereisungsbedingungen entsprechen einem durchschnittlichen Standort in Deutschland.

## **6.7 Blitzdichte**

Die jährlich zu erwartende Blitzdichte wurde auf Basis der Blitzortungsdaten der Jahre 2008 - 2017 des österreichischen Blitzortungssystems ALDIS (Austrian Lightning Detection & Information System) für den Mittelpunkt des Windparks Japons Repowering berechnet [38]. Das Ergebnis wird als jährliche pro km<sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> und Jahr
Mittelpunkt	690 451 m	406 086 m	48,790°	15,522°	1,29

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.

### **6.8 Weitere ertragsmindernde Faktoren**

In der eisfreien Zeit ist aufgrund diverser Betriebserfahrungen mit einer technischen Verfügbarkeit der Anlagen von 97% zu rechnen.

Weitere ertragsmindernde Faktoren wie beispielsweise elektrische Verluste der Netzanbindung, Stromverbrauch der Rotorblattheizung, Abschaltungen zum Schutz von Fledermäusen und zur Vermeidung von Schattenwurf werden in diesem Gutachten nicht berücksichtigt.

Eine technische Verfügbarkeit von 97% während der eisfreien Zeit, die 94% des Jahres umfasst, ergibt einen gesamten Abschlag von 8,82%.

Setzt man diesen Abschlag an, so ergibt sich ein jährlicher Energieertrag der drei Anlagen der evn naturkraft von 39,9222 GWh/Jahr im Mittel der zwei Modellberechnungen.

### **6.9 Beurteilung der Prognoseungenauigkeit**

Die Prognoseungenauigkeit der Ertragskalkulation setzt sich aus den Prognoseungenauigkeiten der einzelnen Teilschritte der Berechnung zusammen:

- Messungen am Standort des Windparks
- Langzeitkorrelation der Messdaten anhand von Langzeitdaten
- Topografische Modellierung des Standorts
- Windfeldberechnung
- Ertragsberechnung
- Windparkwirkungsgrad
- Leistungskurve der Windkraftanlage

Die gesamte Prognoseungenauigkeit ergibt sich aus der Wurzel der summierten Quadrate der Prognoseungenauigkeiten der Teilschritte.

Die Ertragsberechnung beruht auf einer Windmessung in 99,7 m Höhe über Grund. Die möglichen Fehler der Messung wurden in der Auswirkung auf die Ertragsberechnung wie folgt abgeschätzt:

Kalibrierung der Messgeräte	1,0 %
Charakteristik der Messgeräte	1,5 %
Montage der Messgeräte	1,5 %
Datenerfassung durch die Messgeräte	1,5 %
Verfügbarkeit der Messdaten	2,0 %
Auswertung der Daten mittels Software	2,5 %
Gesamter Fehler der Messung	4,2 %

Die Langzeitkorrelation der Windmessung in 99,7 m Höhe über Grund erfolgte einerseits mit dem 35-jährigen Reanalyse-Datensatz MERRA-2 und andererseits mit 45-jährigen Reanalyse-Daten des World Wind Atlas.

Aus den durchgeführten Korrelationen wurde die Windgeschwindigkeit im Zeitraum der Windmessung um etwa 6% niedriger gegenüber dem Zeitraum 1970 bis 2014 eingestuft. Die rechnerische Übertragung der Windgeschwindigkeit vom Messstandort auf den Standort des Windparks zeigte im Vergleich mit den Betriebsergebnissen des bestehenden Windparks, dass die Verwendung der Daten der Windgeschwindigkeit aus dem Messzeitraum repräsentativere Ergebnisse zeigt. Die Ergebnisse der Langzeitkorrelation für die verschiedenen Zeiträume schwanken nur geringfügig. Der mögliche Fehler der Langzeitkorrelation im Energieertrag wurde mit 3% abgeschätzt.

Die topografische Modellierung des Standorts beruht einerseits auf dem Geländehöhenmodell und andererseits auf dem Rauigkeitsmodell bzw. Vegetationshöhenmodell.

Der mögliche Fehler der Modellierung des Geländehöhenmodells im Energieertrag wurde aufgrund der detaillierten Rasterung und des Vergleichs mit Airborne-Laser-Scanning-Daten mit einer Genauigkeit von 0,1 m mit 0,5% abgeschätzt. Die Abweichung der Fußpunkthöhe der Windkraftanlagen in den Modellberechnungen von den tatsächlichen Fußpunkthöhen beträgt im Mittel -0,8 m.

Der mögliche Fehler der Modellierung des Rauigkeitsmodells im Energieertrag wurde aufgrund der Ergebnisse der verschiedenen Modellberechnungen mit 1,5% abgeschätzt. Für die gesamte Topografie ergibt sich ein möglicher Fehler von 1,6%.

Die Windfeldberechnungen mit den zwei verschiedenen Modellen zeigen eine Abweichung gegenüber dem Mittelwert von bis zu 5,4% im Energieertrag des gesamten Windparks. Der mögliche Fehler der Windfeldberechnung im Energieertrag wurde mit 6,0% abgeschätzt.

Eine Ungenauigkeit in der Ertragskalkulation ergibt sich einerseits aus einer möglichen Ungenauigkeit in der Bestimmung der Luftdichte und andererseits aus der Verwendung von Weibull-Parametern anstelle der berechneten Häufigkeitsklassen.



Die langfristige Lufttemperatur konnte aufgrund der Messung am Standort und der langjährigen Messstation Zwettl sehr gut abgeschätzt werden. In den Modellberechnungen mit den Programmen WASP und Windfarm wurden die Weibull-Verteilungen für die Ertragskalkulation herangezogen, in den Modellberechnungen mit dem Programm Windsim ergänzend dazu in einer Vergleichsrechnung die Häufigkeitsklassen. Aufgrund der geringen Unterschiede der Berechnungen kann der Fehler im Teilschritt Ertragsberechnung mit 1,5% abgeschätzt werden.

Die Berechnung des Windparkwirkungsgrades schwankt in den einzelnen Modellberechnungen um weniger als 0,1%. In der Abschätzung der Prognoseungenauigkeit wurde ein Wert von 0,2% angesetzt.

Die Ungenauigkeit der Leistungskurve wurde aus verschiedenen Leistungskurvenmessungen ähnlicher Anlagentypen mit 6,4% abgeschätzt.

In Summe ergibt sich ein Erwartungswert des jährlichen Energieertrags (P50-Wert) des Windparks Japons Repowering von 39,9222 GWh.

Die gesamte Prognoseungenauigkeit bzw. Standardabweichung der Prognose beträgt 10,4% bzw. 4,1584 GWh.

Der jährliche Energieertrag überschreitet mit 75 % Wahrscheinlichkeit einen Wert von 37,1172 GWh.

## **7. DISKUSSION UND BEURTEILUNG DER ERGEBNISSE**

### 7.1 Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit

Die mittlere jährliche Windgeschwindigkeit beträgt im Mittel der zwei Berechnungsverfahren in einer Höhe von 170 m Höhe über Grund 6,63 m/s.

Die Windgeschwindigkeiten am Standort Japons Repowering sind als österreichweit gut einzustufen. Der Standort ist aus meteorologischer Sicht für die Nutzung der Windenergie geeignet. Die Berechnung des Windfeldes in 170 m Höhe über Grund ergab im Mittel der zwei Berechnungsverfahren eine Leistungsdichte von etwa 288 W/m<sup>2</sup>. Demgegenüber wird in der Novelle des NÖ Raumordnungsgesetzes die Eignung eines Standorts für die Windenergienutzung mit 220 W/m<sup>2</sup> in 130 m Höhe über Grund quantifiziert. Der Grenzwert des Raumordnungsgesetzes wird an dem Standort deutlich überschritten.

Die geplanten Windkraftanlagen wurden für die Windzone 2(S) nach DIBt [12] zugelassen, die eine mittlere jährliche Windgeschwindigkeit von bis zu 7,0 m/s erlaubt. Die Belastung der Windkraftanlagen am Standort ist somit geringer als die zulässige Belastung gemäß technischer Auslegung.

### 7.2 Jährlicher Energieertrag

Im Windpark Japons Repowering erreichen die untersuchten drei Windkraftanlagen mit einer Gesamtnennleistung von 12,6 MW bei einer technischen Verfügbarkeit von 100 % im Mittel der zwei Berechnungsmethoden einen jährlichen Energieertrag von 43,7839 GWh oder 3.475 Volllaststunden pro Jahr.

Setzt man für die Vereisung eine Verringerung des Betriebszeitraums um 6% und während des verbleibenden Betriebszeitraums eine technische Verfügbarkeit der Anlagen von 97% an, ergibt sich ein gesamter Abschlag von 8,82%. Berücksichtigt man diesen Abschlag, so werden im Mittel der zwei Berechnungsmethoden 39,9222 GWh pro Jahr oder 3.168 Volllaststunden erreicht.

### 7.3 Turbulenzintensitäten

Die Turbulenzintensitäten  $I_{ref}$  der Umgebungsströmung sind an allen Standorten im zulässigen Bereich der Typenprüfung. Die effektiven Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  werden in einem gesonderten Gutachten dargestellt.



#### 7.4 Sonstige Windbedingungen

Das maximale 50-jährliche 10-Minuten-Mittel der Windgeschwindigkeit in 170 m Höhe beträgt gemäß ÖNORM 36,2 m/s und gemäß der Berechnung mit WASP Engineering 26,4 m/s am Standort der Windkraftanlagen. Die maximale 50-jährliche 2-Sekunden-Böe der Windgeschwindigkeit in 170 m Höhe beträgt gemäß ÖNORM 48,2 m/s, gemäß der Berechnung mit WASP Engineering bis zu 37,0 m/s am Standort der Windkraftanlagen. Die geplanten Windkraftanlagen wurden für die Windklasse III nach IEC [8] bzw. der Windzone 2(S) nach DIBt [12] 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 Windklasse III nach IEC/ÖNORM [6] und Windzone 2(S) nach DIBt [12].

Die Schräganströmung beträgt maximal 1,5°. An keinem Standort wird der zulässige Grenzwert von 8° gemäß Windklasse III nach IEC/ÖNORM [6] bzw. Windzone 2(S) nach DIBt [12] überschritten. Die Belastung der Windkraftanlagen am Standort ist somit geringer als die zulässige Belastung gemäß technischer Auslegung.

#### 7.5 Dauer und Intensität von Vereisung

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

#### 7.6 Temperatur

Die am Standort Japons Repowering auftretenden Temperaturen entsprechen der Standardklasse der Normen [8] und Richtlinien [12]. Es ist daher mit keinem erhöhten Risiko im Betrieb der Windkraftanlagen zu rechnen.

#### 7.7 Blitzdichte

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

## **8. ZUSAMMENFASSUNG**

Der Windpark Japons Repowering wird umfassend auf aktuellem technischen und naturwissenschaftlichen Kenntnisstand aus meteorologischer Sicht beschrieben und bewertet.

Die Abgrenzung des Untersuchungsgebiets mit einer maximalen Einflussdistanz von 1500 m bedingt die zusätzliche Berücksichtigung der benachbarten Windkraftanlage Sabatenreith.

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 6,6 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 für deutlich höhere mittlere Windgeschwindigkeiten zugelassen als die am Standort auftretenden.

Der jährlich zu erwartende Energieertrag beträgt unter Berücksichtigung ertragsmindernder Faktoren wie mangelnde technische Verfügbarkeit sowie Eisansatz gemittelt über zwei Berechnungsmethoden 39,9222 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 170 m über Grund entsprechend der ÖNORM [4] 36,2 m/s und entsprechend der Berechnungen auf Basis der Messdaten 26,4 m/s.

Die maximale, einmal in 50 Jahren zu erwartende 2-Sekunden-Böe beträgt in 170 m über Grund entsprechend der ÖNORM [4] 48,2 m/s und entsprechend der Berechnungen auf Basis der Messdaten 37,0 m/s.

Die zulässigen Belastungsgrenzen werden somit eingehalten.

Die Umgebungsturbulenz unterschreitet bei allen Anlagen den zulässigen Maximalwert. Die effektive Turbulenzintensität wird in einem gesonderten Gutachten dargestellt.

Der Höhenexponent alpha befindet sich an allen Standorten innerhalb der zulässigen Grenzwerte der Windklasse III nach IEC/ÖNORM und Windzone 2(S) gemäß DIBt.

Alle weiteren meteorologischen Größen befinden sich im Standardbereich der Normen sowie Richtlinien.



## **9. LITERATUR**

- [36] „Calculating the Flowfield in the Wake of Wind Turbines“, J.F. Ainslie, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 27, 1988, p.213-224
- [37] „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
- [38] Homepage ALDIS [www.aldis.at](http://www.aldis.at)