

GUTACHTEN ZUR GESAMTTURBULENZ

für den Standort

STEIGERS ECK / HORNBERG

FÜR

eine geplante WEA und drei vorhandene WEA

AUFTRAGGEBER: vento ludens GmbH & Co. KG
Hauptstraße 105
89343 Jettingen-Scheppach

AUFTRAGNEHMER: Ingenieurbüro PLANKon
Dipl.-Ing. Roman Wagner vom Berg
Achternstr. 16
D - 26122 Oldenburg
Tel.: 0441-390340

BERICHTSNUMMER: PK 2009018-GTG

DATUM: 30.03.2009



DAP-PL-3975.00

Inhaltsverzeichnis

0	Einleitung	3
1	Standortbeschreibung und Anlagenkonfiguration	4
2	Turbulenzintensität Umgebung und Windaufkommen	5
3	Turbulenzannahmen gem. DIBt /1/, /2/	7
4	Methodik zur Ermittlung Gesamtturbulenz für jeden WEA Standort	8
5	Ermittlung Gesamtturbulenz für jeden WEA Standort	11
6	Schlussbetrachtung	12
7	Literaturhinweise	13
8	Anlagen zum Gutachten der Gesamtturbulenz am Standort Steigers Eck	14

0 Einleitung

In der vorliegenden Berechnung wird der Standort Steigers Eck hinsichtlich der Gesamtturbulenz, entspricht I_{eff} gem. /1/, unter Berücksichtigung der Nachstromturbulenz benachbarter WEA und der sektoriellen Turbulenzintensität der natürlichen Umgebung am Standort untersucht.

Auf der Leeseite von Windenergieanlagen bilden sich in der sogenannten Nachstromblase (engl.: wake) infolge von Windverwirbelungen Turbulenzen. Ein mit den Turbulenzen verbundener Über- und Unterdruck ist als Belang der Standsicherheit im Sinne der Bauordnung und als Umwelteinwirkung im Sinne des § 3 Abs. 2 BImSchG zu beurteilen.

Die Turbulenzen können im Nachstrom einer WEA je nach Abstand auch auf andere Windenergieanlagen einwirken. Dies kann zu Ermüdungserscheinungen des Materials mit Folgen für die Lebensdauer der Anlagen führen. Beträgt der Abstand zwischen WEA weniger als das Fünffache des Rotordurchmessers der beantragten Anlage, kann durch ein standortbezogenes Gutachten nachgewiesen werden, dass der Abstand sicherheitstechnisch keine nachteiligen Folgen für die in Lee befindlichen Anlage(n) haben kann.

Unter Verwendung der Software WindPro Vers. 2.5 wird unter Eingabe des Turbulenzwertes je Sektor die Gesamtturbulenz für jeden WEA-Standort unter Berücksichtigung der Beeinflussung durch benachbarte WEA gem. der entsprechenden DIBt-Richtlinien /1/, /2/ für Windkraftanlagen ermittelt.

Die Umgebungsturbulenz wurde durch ein vorgeschaltetes Gutachten /4/ durch die Fa. PLANKon bestimmt. Die Details zur Ermittlung der Umgebungsturbulenz sind diesem Gutachten zu entnehmen.

1 Standortbeschreibung und Anlagenkonfiguration

Der Standort befindet sich ca. 6,5 km südöstlich von Hornberg im Schwarzwald im Bundesland Baden-Württemberg. Direkt am Standort werden bereits 3 WEA betrieben. Es handelt sich dabei zum einen um eine Anlage vom Typ Enercon E-66/18.70 mit einer Nabenhöhe von 98 m, einem Rotordurchmesser von 70,0 m und einer Nennleistung von 1800 kW. Zum anderen werden südwestlich vom Standort der geplanten WEA 2 Repower MD 77-WEA betrieben, die eine Nabenhöhe von 100 m, einen Rotordurchmesser von 77,0 m und eine Nennleistung von 1500 kW besitzen.

Der folgenden Tabelle können die Koordinaten der WEA (System: Gauß-Krüger-Bessel, Zone 3) sowie die nächste benachbarte WEA mit Entfernung entnommen werden:

WEA Nr.	Typ	Rechtswert [m]	Hochwert [m]	naheste WEA	Entfernung [m]	Entfernung [Durchm.]
gepl. V90-2,0MW	Vestas V90	3.448.622	5.339.438	vorh. E-66/18.70	355	3,9 - 5,1
vorh. MD77-1	Repower MD77	3.447.887	5.338.562	vorh. MD77-2	367	4,8
vorh. MD77-2	Repower MD77	3.447.930	5.338.198	vorh. MD77-1	367	4,8
vorh. E-66/18.70	Enercon E-66	3.448.481	5.339.112	gepl. V90-2,0MW	355	3,9 - 5,1

Die WEA mit der Bezeichnung vorh. MD77-1 und vorh. MD77-2 sind gem. DIBT nicht von der aktuellen Planung betroffen. Auf diese WEA wird in der weiteren Untersuchung nicht mehr eingegangen. Sie sind deshalb auch nicht bei den Untersuchungsergebnissen aufgeführt.

Die variable Entfernungsangabe in Rotordurchmessern ergibt sich durch die verschiedenen Durchmesser V 90- und E-66-WEA.

Die Entfernungen im Durchmesser variieren, wenn die Abstände ausgehend von der WEA mit dem größeren oder dem kleineren Rotor gesehen werden.

Die Aufstellung der WEA zueinander kann auch dem Lageplan im Anhang entnommen werden. Die Koordinaten der WEA wurden durch den Auftraggeber zur Verfügung gestellt und werden als richtig vorausgesetzt.

Die Standortbeschreibung der Umgebung ist dem Turbulenzgutachten /4/ zu entnehmen. Auf Wunsch des Auftraggebers wurde im Zuge der Erstellung des vorliegenden Gutachtens eine Ortsbegehung durch PLANKon durchgeführt.

2 Turbulenzintensität Umgebung und Windaufkommen

Die Turbulenzintensität T_u wird zur Beschreibung des turbulenten Anteile der Luftströmung bestimmt. Sie ergibt sich aus dem Verhältnis der Standardabweichung S_u der turbulenten Fluktuationen des Windes zum Mittelwert V_m der Windgeschwindigkeit. Die genaue Angabe einer Turbulenzintensität lässt sich nur durch Windmessungen am Standort selbst ermitteln. Sie hängt stark von den Umgebungsbedingungen wie Oberflächenrauigkeit, Höhenprofil, Hindernisse und Höhe über Grund ab.

Im vorliegenden Gutachten /4/ wurde die Turbulenzintensität der Umgebung bei 15,0 m/s in Nabenhöhe wie folgt bestimmt:

Sektor	Berechnungshöhe [m]	Umgebungsturbulenz [%]	charakteristische Umgebungsturbulenz [%]	Häufigkeit [%]
N	125,00	10,1	12,1	3,7
NNO	125,00	9,1	10,9	3,5
ONO	125,00	10,5	12,6	5,9
O	125,00	8,7	10,5	10,2
OSO	125,00	9,7	11,7	6,8
SSO	125,00	12,4	14,9	4,2
S	125,00	10,0	12,0	5,2
SSW	125,00	14,0	16,8	9,0
WSW	125,00	11,4	13,7	19,4
W	125,00	9,2	11,0	19,7
WNW	125,00	9,3	11,2	7,8
NNW	125,00	9,7	11,6	4,6
Mittel		10,4	12,4	100,00

Zur Bestimmung der charakteristischen Turbulenzintensität wird die ermittelte Umgebungsturbulenzintensität infolge möglicher Unsicherheiten um 20 % erhöht.

Die Jahresmittelwindgeschwindigkeit an diesem Standort beträgt gem. Berechnung PLANKon ca. 6,2 m/s in 125,0 m Höhe. Für die weiteren Berechnungen wurde die Häufigkeitsverteilung von PLANKon verwendet.

Der Standort liegt gem. DIN 1055, Lastannahmen, und DIN 4133, Schornsteine aus Stahl, in der Windzone II.

Die Hauptwindrichtung gem. den Aussagen der durchgeführten Windfeldanalyse für den untersuchten Standort sind Westsüdwest und West. Es sind die Windrichtungen mit dem größten Windaufkommen an dem Standort. Alle anderen Windrichtungen sind als Nebenwindrichtungen zu betrachten.

Die Windverteilung bzw. Häufigkeitsverteilung ist gem. Berechnung der Fa. PLANKon auf 125,0 m wie folgt dargestellt:

Standort 125 m Nabenhöhe

Sektor	A-Parameter	Windgeschwindigkeit	k-Parameter	Häufigkeit
	[m/s]	[m/s]		[%]
N	3,78	3,35	2,080	3,7
NNO	4,01	3,55	1,970	3,5
ONO	5,55	4,92	2,130	5,9
O	7,54	6,68	2,220	10,2
OSO	7,29	6,46	2,170	6,8
SSO	5,60	4,96	2,140	4,2
S	6,14	5,44	2,100	5,2
SSW	6,88	6,09	2,210	9,0
WSW	8,09	7,18	2,500	19,4
W	8,56	7,58	2,280	19,7
WNW	6,74	5,98	1,870	7,8
NNW	4,74	4,20	1,980	4,6
	7,05	6,25	2,010	100,0

Die Hauptwindrichtung gem. den Aussagen der durchgeführten Windfeldanalyse für den untersuchten Standort sind West und Westsüdwest.

3 Turbulenzannahmen gem. DIBt /1/, /2/

Gem. der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2004 /1/ ist der Einfluss benachbarter WEA auf Auswirkungen für die Turbulenzintensität zu untersuchen.

In der neueren Fassung der DIBt-Richtlinie von 2004 /1/ werden WEA auf Basis einer windgeschwindigkeitsabhängigen Turbulenzintensität, ausgelegt. Dies ist auch konform zur DIN EN 61400-1 bzw. IEC 61400-1:1999. Die Turbulenzintensität, auf deren Basis eine WEA auszulegen ist, wurde in der älteren Fassung der DIBt-Richtlinie für Windkraftanlagen von 1993 /2/ konstant mit 20% für alle Windgeschwindigkeiten angenommen.

Beide Fassungen der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen sind aufgrund der bestehenden WEA, die auf Grundlage der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen Fassung 2004 /1/ typengeprüft ist, und der neuen WEA, die auf Grundlage der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen Fassung 1993 /2/ typengeprüft ist, zu berücksichtigen.

Es wird hier ermittelt, welche entstehenden Turbulenzintensitäten sich durch den Windpark und seine Konfiguration ergeben. Diese werden mit den in der Auslegung der WEA zugrunde gelegten verglichen. Im vorliegenden Fall wird für die bestehenden WEA auf Basis der neuen DIBt-Richtlinie von 2004 /1/ und für die neuen WEA auf Basis der alten DIBt-Richtlinie von 1993 /2/ gerechnet.

Für die verschiedenen WEA ergeben sich zulässige Turbulenzintensitäten je Anlagentyp und Auslegung gem. der nachfolgenden Tabelle:

WEA Nr.	Typ	Durchmesser Rotor	max. TI zul.	bei v Wind
		[m]	[%]	[m/s]
gepl. V90-2,0MW	Vestas V90	90,0	20,0	konstant
vorh. E-66/18.70	Enercon E-66	70,0	18,0	15 *)

*) Die windgeschwindigkeitsabhängige Darstellung der zulässigen Turbulenzintensität erfolgt hier vereinfacht für das Intervall 15 m/s.

Diese zulässigen Turbulenzintensitäten werden an diesem Standort durch die umgebenden Anströmungsstörungen nicht erreicht. Zur Untersuchung der zulässigen Turbulenzintensitäten muss jedoch auch die Nachlaufströmung der WEA's berücksichtigt werden.

4 Methodik zur Ermittlung Gesamtturbulenz für jeden WEA Standort

Die Annahmen des verwendeten Berechnungsmodells in der Software WindPro für die Turbulenzberechnung des Nachlaufes basieren auf dem Modell von S. Frandsen und M.L. Thogersen /3/. Die Implementierung dieses Modells ist auch Gegenstand der DIBt - Richtlinie /1/ und wird in der Richtlinie empfohlen. Die zugrundeliegenden Formeln der DIBt-Richtlinie aus dem Modell /3/ sind im folgenden dargestellt.

Die Gesamtturbulenz I_{eff} (Umgebung und Nachstrom benachbarter WEA) für jede WEA wird für die verschiedenen Windgeschwindigkeitsintervalle gem. /1/ mit den nachfolgenden Formeln ermittelt. Der Einfluss erhöhter Turbulenzen in der Nachlaufströmung während des Betriebes benachbarter, im Abstand a_i von der betrachteten Anlage stehender Windenergieanlagen i , darf beim Nachweis der Ermüdungssicherheit durch eine effektive Turbulenzintensität I_{eff} berücksichtigt werden.

Mit $s_i = a_i/D$, wobei für D der jeweils größere Rotordurchmesser einzusetzen ist, gilt für den Fall, dass $\min s_i \geq 10$:

$$I_{eff} = \frac{\sigma_1}{v_{hub}} \quad (1)$$

für den Fall das $\min s_i < 10$

$$I_{eff} = \left[(1 - n \cdot p_w) \cdot \left(\frac{\sigma_1}{v_{hub}} \right)^m + p_w \sum_{i=1}^n I_T^m \cdot (s_i) \right]^{1/m} \quad (2)$$

Dabei ist:

p_w die Wahrscheinlichkeit der Nachlaufsituation; sie wird mit $p_w = 0,06$ angenommen

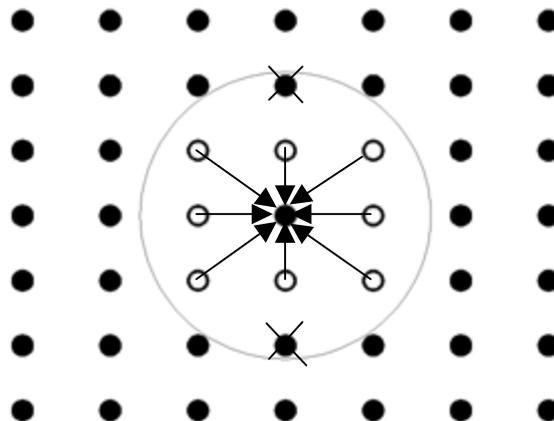
I_T die maximale Turbulenzintensität in Nabenhöhe der jeweiligen Anlage

$$I_T = \sqrt{\frac{1}{\left[1,5 + 0,8 \cdot \frac{s_i}{\sqrt{C_T}} \right]^2} + \left(\frac{\sigma_1}{v_{hub}} \right)^2} \quad (3)$$

s_i	der auf den größten Rotordurchmesser bezogene dimensionslose Abstand von der Turmachse der betrachteten Windenergieanlage zur Turmachse der benachbarten Windenergieanlage i
n	die Anzahl der benachbarten Windenergieanlagen
m	der Exponent der Wöhler-Kurve für den Werkstoff des betrachteten Bauteiles, für Stahl $m = 3$, für GFK $m = 10$
σ_1	die Standardabweichung der örtlichen Umgebungsturbulenz in Meter pro Sekunde
v_{hub}	die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe in Meter pro Sekunde
C_T	Schubbeiwert des Rotors, bezogen auf die umschriebene Rotorfläche

Einflüsse durch die Nachlaufströmung von Windenergieanlagen, die durch weitere Anlagen verdeckt sind, brauchen gem. /1/ nicht berücksichtigt zu werden. So sind z. B. von den in einer Reihe angeordneten Anlagen nur die beiden unmittelbar benachbarten Anlagen zu berücksichtigen. Bei einer Windparkanordnung ist die Anzahl n der bei der Ermittlung von I_{eff} zu berücksichtigenden benachbarten Windenergieanlagen dem Bild unten zu entnehmen.

Die Anzahl der benachbarten WEA wird wie folgt festgelegt :



Als benachbart gelten die WEA in dem Kreis

Für nur 2 WEA wird $N = 1$ gesetzt.

Für 1 Reihe von WEA wird $N = 2$ gesetzt.

Für 2 Reihen von WEA wird $N = 5$ gesetzt.

Für mehr als 2 Reihen von WEA wird $N = 8$ gesetzt.

Sollten im Park mehr als fünf Reihen hintereinander gelegen sein, die mit dem gewählten Modell nicht mehr abgedeckt sind, ist davon auszugehen, das der Park selbst stark das umgebende Windgeschehen beeinflusst. Ebenso, wenn der Abstand zwischen WEA in Reihen senkrecht zur Hauptwindrichtung weniger als drei Rotordurchmesser beträgt, muß ein Anstieg der durchschnittlichen Turbulenz berücksichtigt werden. In diesem Falle werden die Berechnungen der Turbulenzintensität durch die Formeln (4) und (5) vorgenommen.

$$\sigma'_1 = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\sigma_w^2 + \sigma_1^2} + \sigma_1 \quad (4)$$

Dabei ist

$$\sigma_w = \frac{0,36 \cdot v_{hub}}{1 + 0,2 \cdot \sqrt{\frac{s_r \cdot s_f}{C_T}}} \quad (5)$$

mit

s_r, s_f die auf den größten Rotordurchmesser bezogenen dimensionslosen Abstände innerhalb einer Reihe bzw. zwischen den Reihen

C_T Schubbeiwert des Rotors, bezogen auf die umschriebene Rotorfläche

5 Ermittlung Gesamtturbulenz für jeden WEA Standort

Mit den in Kap. 4 beschriebenen Methoden bei Annahme des Wöhler Exponenten $m = 10$ für GFK wurden für jeden WEA-Standort die Nachstromturbulenzen unter Berücksichtigung der in /4/ ermittelten Umgebungsturbulenz bzw. der charakteristischen Umgebungsturbulenz ermittelt. Die Berechnungsergebnisse sind auch in den Berechnungsprotokollen im Anhang zu entnehmen. Maßgeblich ist die sich durch Wichtung der Windhäufigkeiten ergebende mittlere auftretende Turbulenzintensität. Unter Berücksichtigung der Umgebungsturbulenzen nach /4/ ergeben sich dann durch die benachbarten WEA gem. dem Modell in /1/ bzw. /2/ max. Gesamtturbulenzen für jeden WEA Standort entsprechend der nachfolgenden Tabelle:

Tabellarische Darstellung der Berechnungsergebnisse

DIBt 1993		DIBt 2004											
WEA Nr.	Windgeschwindigkeitsklassen in m/s												
	konst.	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	20-24	24-26
	zulässige Auslegungswerte Turbulenzintensität in %												
WEA Nr.	20	42,0	30,0	24,9	22,0	20,2	18,9	18,0	17,3	16,7	16,3	15,9	15,6
	gem. DIBt 1993 und DIBt 2004 berechnete Werte I_{eff} in %												
gepl. V90-2,0MW	13,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
vorh. E-66/18.70	-	-	-	-	-	-	-	14,6	-	-	-	-	-

Die maximale mittlere Gesamtturbulenz ergibt sich an WEA vorh. E-66/18.70 mit 14,6 %.

Mit dem hier eingesetzten Verfahren, sowie den angesetzten Randbedingungen ergeben sich gegenüber einer detaillierten Lastrechnung konservative Werte für die effektiven Turbulenzintensitäten. Es kann davon ausgegangen werden, dass bei Durchführung einer detaillierten Lastrechnung im Vergleich zum verwendeten Verfahren eventuell geringere Abstände zwischen den betrachteten WEA möglich sind.

6 Schlussbetrachtung

Für den Standort Steigers Eck ist für den Nachweis der Standsicherheit die Gesamtturbulenz I_{eff} berechnet worden. Die in die Berechnung eingehenden Umgebungsturbulenzen sind dem Kap. 2 zu entnehmen.

Die Jahresmittelwindgeschwindigkeit an diesem Standort beträgt gem. Berechnung PLANKon 6,2 m/s in 125,0 m Höhe. Die Ergebnisse der Windfeldberechnung und der Umgebungsturbulenzberechnung /4/ sind die Eingangswerte der Gesamtturbulenzberechnung. Zur Begutachtung des Standortes wurde von PLANKon eine Ortsbegehung durchgeführt.

Die zulässige Gesamtturbulenz I_{eff} wird an keinem Standort überschritten (vgl. Kap. 5).

Die Aufstellung ist mit den Auslegungsgrundlagen gem. /1/ und /2/ der betroffenen Standorte unter dem Gesichtspunkt der Gesamtturbulenz I_{eff} je WEA gem. der vorliegenden Berechnung als verträglich anzusehen.

Eine Gewähr für die sich tatsächlich einstellenden Turbulenzen kann aufgrund der komplexen physikalischen Zusammenhänge der Thematik nicht übernommen werden.

Für die Umgebungsturbulenz wurde in Kenntnis dieser Umstände ein Sicherheitszuschlag von 20 % berücksichtigt.

Die vorliegende Berechnung wurde vom Ing.-Büro PLANKon gemäß dem Stand der Technik nach bestem Wissen und Gewissen unparteiisch erstellt.

Oldenburg, den 30. März 2009


Dipl.-Ing. Roman Wagner vom Berg

The signature is written in blue ink over a circular blue stamp. The stamp contains the text 'INGENIEURKAMMER MITGLIED DER NIEDERSÄCHSISCHEN INGENIEURKAMMER' around the perimeter and 'Dipl.-Ing. (FH) ROMAN WAGNER VOM BERG' in the center.

7 Literaturhinweise

- /1/ Richtlinie des Deutschen Institutes für Bautechnik (DIBt) „Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ Fassung März 2004; DIBt, Berlin
- /2/ Richtlinie des Deutschen Institutes für Bautechnik (DIBt) „Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ Fassung Juni 1993; 2. Auflage 1995; DIBt, Berlin
- /3/ S. Frandsen M.L. Thorgersen, Integrated Fatigue Loading for Wind Turbines in Wind Farms by Combining Ambient Turbulence and Wakes, Wind Engineering, Volume 23, No. 6. 1999
- /4/ PLANKon, Gutachten zur Turbulenz der freien Anströmung für den Standort „Am Steigers Eck / Hornberg“, Bericht Nr. PK 2009018-UTG vom 30.03.2009

8 Anlagen zum Gutachten der Gesamtturbulenz am Standort Steigers Eck

- 1 Blatt Lageplan mit Darstellung der WEA

Projekt:

Steigerseck

Ausdruck/Seite

30.03.2009 08:49 / 2

Lizenzierter Anwender:

Ingenieurbüro PLANKon

Achtenstraße 16

DE-26122 Oldenburg

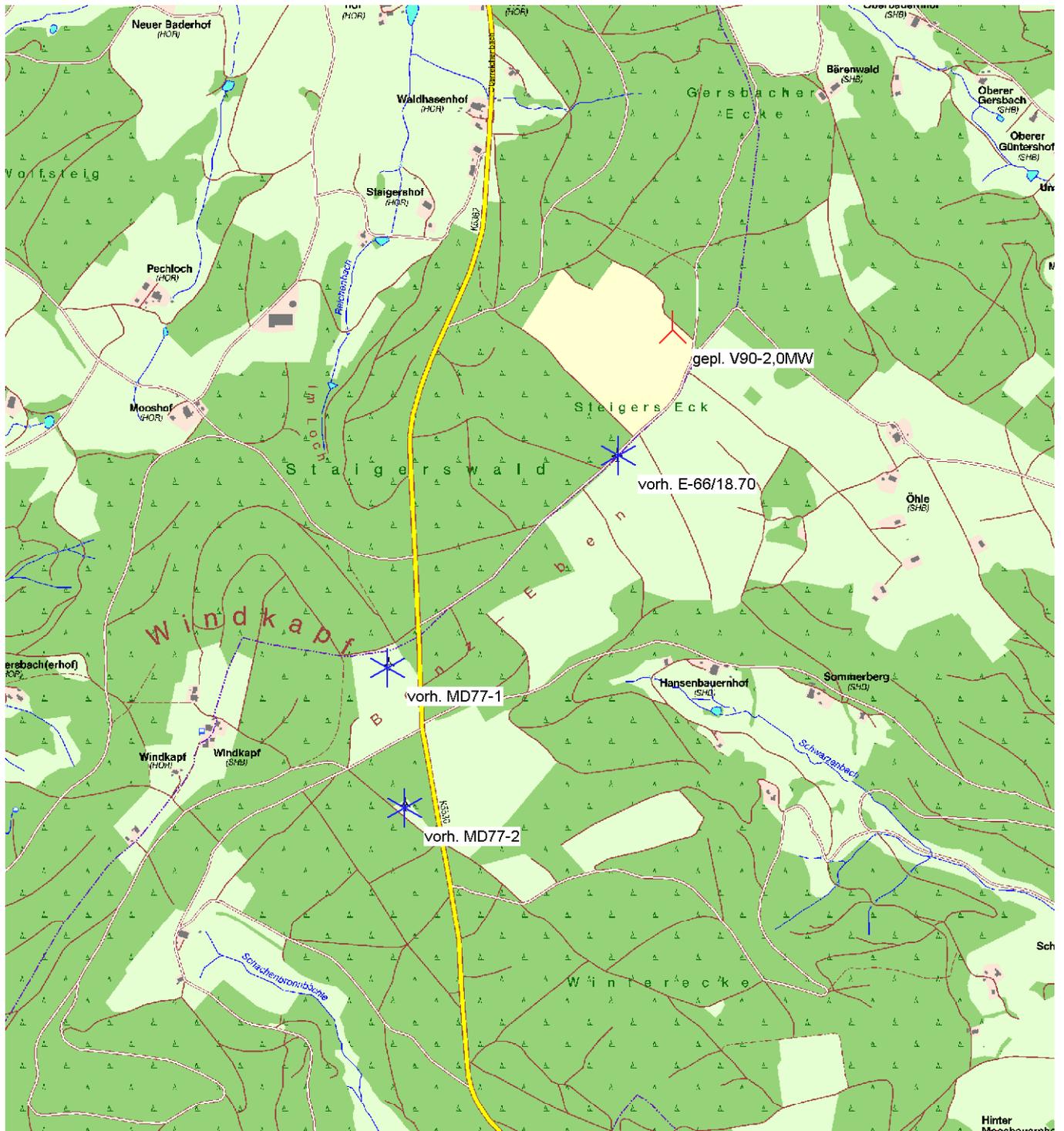
0441 92540350

Berechnet:

30.03.2009 08:48/2.4.0.67

BASIS - TK10t Steigerseck

Berechnung: Lageplan zum GTG /Mrz'09 Datei: TK10t Steigerseck.bmi



Karte: TK10t Steigerseck , Druckmaßstab 1:15.000, Kartenzentrum GK (Bessel) Zone: 3 Ost: 3.448.254 Nord: 5.338.818

⚡ Neue WEA ⚙ Existierende WEA