



Studie

Windpotentialstudie für die 4 Regionalen Planungsgemeinschaften in Thüringen – Rev. 01

 GEO-NET
Umweltconsulting GmbH
Geschäftsführer:
Dipl.-Geogr. Thorsten Frey
Dipl.-Geogr. Peter Trute

Große Pfahlstraße 5a
30161 Hannover
Germany
Tel. +49 (0) 511 388 72 00
Fax +49 (0) 511 388 72 01

info@geo-net.de
www.geo-net.de

Amtsgericht Hannover
HRB 61218

Hannoversche Volksbank eG
BIC VOHADE2H
IBAN DE81 2519 0001
0532 2480 00

VAT DE 228892587
STEUER-NR. 25/204/02568

Auftraggeber

Regionale Planungsgemeinschaft Mittelthüringen
Weimarplatz 4
99423 Weimar

Regionale Planungsgemeinschaft Ostthüringen
Puschkinplatz 7
07545 Gera

Regionale Planungsgemeinschaft Nordthüringen
Am Petersenschacht 3
99706 Sondershausen

Regionale Planungsgemeinschaft Südwestthüringen
Karl-Liebknecht-Straße 4
98527 Suhl

Auftragnehmer

GEO-NET Umweltconsulting GmbH
Große Pfahlstraße 5a
30161 Hannover

Hannover, den 05.12.2016



Inhaltsverzeichnis

1. Auftragsverhältnis 3

1.1 Projektbezeichnung, Auftraggeber und Auftragnehmer 3

2. Hintergrund und Aufgabenbeschreibung..... 5

3. Ermittlung von Schwellenwerten geeigneter Parameter zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten 6

3.1 Kosten 6

3.2 Vergütung..... 9

3.3 Festlegung des Wirtschaftlichkeits-Schwellenwertes 9

4. Modellierung 15

4.1 Datengrundlage..... 15

4.2 Methodik..... 15

4.3 Validierung S.27-36 betreffen andere Planungsregionen in Thüringen 20

5. Aussagekraft und Unsicherheiten 37

6. Zusammenfassung der Ergebnisse der Windfeldmodellierung 39

7. Kartenmaterialien 40

~~7.1 Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 70 m Nabenhöhe (Thüringen) 41~~

~~7.2 Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 100 m Nabenhöhe (Thüringen) 42~~

~~7.3 Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 140 m Nabenhöhe (Thüringen) 43~~

~~7.4 Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 160 m Nabenhöhe (Thüringen) 44~~

~~7.5 Modellierte Windgeschwindigkeit in 70 m Nabenhöhe (Thüringen) 45~~

~~7.6 Modellierte Windgeschwindigkeit in 100 m Nabenhöhe (Thüringen) 46~~

~~7.7 Modellierte Windgeschwindigkeit in 140 m Nabenhöhe (Thüringen) 47~~

~~7.8 Modellierte Windgeschwindigkeit in 160 m Nabenhöhe (Thüringen) 48~~

~~7.9 Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 70 m Nabenhöhe (Thüringen) 49~~

~~7.10 Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 100 m Nabenhöhe (Thüringen) 50~~

~~7.11 Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 140 m Nabenhöhe (Thüringen) 51~~

~~7.12 Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 160 m Nabenhöhe (Thüringen) 52~~

7.13 Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 70 m Nabenhöhe (Nordthüringen) 53

7.14 Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 100 m Nabenhöhe (Nordthüringen) 54

7.15 Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 140 m Nabenhöhe (Nordthüringen) 55

7.16 Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 160 m Nabenhöhe (Nordthüringen) 56

7.17 Modellierte Windgeschwindigkeit in 70 m Nabenhöhe (Nordthüringen) 57

7.18 Modellierte Windgeschwindigkeit in 100 m Nabenhöhe (Nordthüringen) 58

7.19 Modellierte Windgeschwindigkeit in 140 m Nabenhöhe (Nordthüringen) 59

7.20 Modellierte Windgeschwindigkeit in 160 m Nabenhöhe (Nordthüringen) 60

7.21 Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 70 m Nabenhöhe (Nordthüringen) 61

7.22 Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 100 m Nabenhöhe (Nordthüringen) 61

7.23 Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 140 m Nabenhöhe (Nordthüringen) 62

7.24 Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 160 m Nabenhöhe (Nordthüringen) 62

7.25	Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 70 m Nabenhöhe (Mittelthüringen)	63
7.26	Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 100 m Nabenhöhe (Mittelthüringen)	64
7.27	Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 140 m Nabenhöhe (Mittelthüringen)	65
7.28	Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 160 m Nabenhöhe (Mittelthüringen)	66
7.29	Modellierte Windgeschwindigkeit in 70 m Nabenhöhe (Mittelthüringen)	67
7.30	Modellierte Windgeschwindigkeit in 100 m Nabenhöhe (Mittelthüringen)	68
7.31	Modellierte Windgeschwindigkeit in 140 m Nabenhöhe (Mittelthüringen)	69
7.32	Modellierte Windgeschwindigkeit in 160 m Nabenhöhe (Mittelthüringen)	70
7.33	Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 70 m Nabenhöhe (Mittelthüringen)	71
7.34	Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 100 m Nabenhöhe (Mittelthüringen)	71
7.35	Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 140 m Nabenhöhe (Mittelthüringen)	72
7.36	Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 160 m Nabenhöhe (Mittelthüringen)	72
7.37	Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 70 m Nabenhöhe (Ostthüringen)	73
7.38	Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 100 m Nabenhöhe (Ostthüringen)	74
7.39	Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 140 m Nabenhöhe (Ostthüringen)	75
7.40	Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 160 m Nabenhöhe (Ostthüringen)	76
7.41	Modellierte Windgeschwindigkeit in 70 m Nabenhöhe (Ostthüringen)	77
7.42	Modellierte Windgeschwindigkeit in 100 m Nabenhöhe (Ostthüringen)	78
7.43	Modellierte Windgeschwindigkeit in 140 m Nabenhöhe (Ostthüringen)	79
7.44	Modellierte Windgeschwindigkeit in 160 m Nabenhöhe (Ostthüringen)	80
7.45	Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 70 m Nabenhöhe (Ostthüringen)	81
7.46	Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 100 m Nabenhöhe (Ostthüringen)	81
7.47	Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 140 m Nabenhöhe (Ostthüringen)	82
7.48	Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 160 m Nabenhöhe (Ostthüringen)	82
7.49	Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 70 m Nabenhöhe (Südwestthüringen)	83
7.50	Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 100 m Nabenhöhe (Südwestthüringen)	84
7.51	Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 140 m Nabenhöhe (Südwestthüringen)	85
7.52	Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 160 m Nabenhöhe (Südwestthüringen)	86
7.53	Modellierte Windgeschwindigkeit in 70 m Nabenhöhe (Südwestthüringen)	87
7.54	Modellierte Windgeschwindigkeit in 100 m Nabenhöhe (Südwestthüringen)	88
7.55	Modellierte Windgeschwindigkeit in 140 m Nabenhöhe (Südwestthüringen)	89
7.56	Modellierte Windgeschwindigkeit in 160 m Nabenhöhe (Südwestthüringen)	90
7.57	Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 70 m Nabenhöhe (Südwestthüringen)	91
7.58	Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 100 m Nabenhöhe (Südwestthüringen)	91
7.59	Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 140 m Nabenhöhe (Südwestthüringen)	92
7.60	Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 160 m Nabenhöhe (Südwestthüringen)	92
	Quellen	93
	Anhang: Standortbeschreibungen	94

1. Auftragsverhältnis

1.1 Projektbezeichnung, Auftraggeber und Auftragnehmer

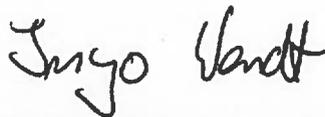
Auftrag:	Windpotentialstudie für die 4 Regionalen Planungsgemeinschaften in Thüringen nach akkreditierten Verfahren PB_07-01-00-C, Empfehlungen zur Bewertung und Anwendung von Windpotenzialkarten und Grundzügen der Technischen Richtlinie TR6 Revision 9
Auftraggeber:	Regionale Planungsgemeinschaft Mittelthüringen Weimarplatz 4 99423 Weimar Regionale Planungsgemeinschaft Ostthüringen Puschkinplatz 7 07545 Gera Regionale Planungsgemeinschaft Nordthüringen Am Petersenschacht 3 99706 Sondershausen Regionale Planungsgemeinschaft Südwestthüringen Karl-Liebnecht-Straße 4 98527 Suhl
Auftrag vom:	19.11.2015 mit Ergänzung von 10.2016
Auftragnehmer:	GEO-NET Umweltconsulting GmbH Große Pfahlstraße 5a 30161 Hannover
Ansprechpartner	Hr. Dominik Adler, Hr. Ingo Wendt, Hr. Henning Siebenand, Hr. Christian Wetzel
Projektnummer:	1_15_180
Revisionsstand:	01
Kennzeichnung des Ergebnisdokuments:	1_15_180_WPS_4RPG-TH_Rev01 (120 Seiten ohne Deck- blatt)
Erstellungsdatum:	05.12.2016

Erstellt von:



Dipl.-Met. Dominik Adler
(Windgutachter)

Unter Mitarbeit von:



Dipl.-Geograph Ingo Wendt
(Windgutachter)

Unter Mitarbeit von:



Dipl.-Met. Henning Siebenand
(Windgutachter)

Unter Mitarbeit von:



Dipl.-Met. Christian Wetzel
(Windgutachter)

Geprüft von:



Dipl.-Geogr. Thorsten Frey
(Geschäftsführer)

2. Hintergrund und Aufgabenbeschreibung

Im März 2015 haben die vier Regionalen Planungsgemeinschaften Thüringens den Beschluss zur Fortschreibung ihrer Regionalpläne gefasst. Gemäß der Vorgabe V 5.2.13 des Landesentwicklungsprogramms Thüringen 2025 fällt die Ausweisung von Vorranggebieten Windenergie mit der Wirkung von Eignungsgebieten in den Aufgabenbereich der Regionalen Planungsgemeinschaften.

Als Planungsträger sollen die Regionalen Planungsgemeinschaften dabei nur solche Flächen ausweisen, auf denen davon ausgegangen werden kann, dass eine Windenergienutzung wirtschaftlich möglich ist. Maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit eines Windenergieprojektes ist das am Standort vorherrschende Windpotential, so dass es als zentrales Element für die Ausweisung der Vorranggebiete Windenergie angesehen werden muss.

Vor dem Hintergrund wurde die Fa. GEO-NET Umweltconsulting GmbH (GEO-NET) beauftragt, gebündelt für die 4 Planungsgemeinschaften Mittelthüringen, Nordthüringen, Ostthüringen und Südwestthüringen eine Untergrenze zur Windhöflichkeit festzulegen, um den Planungsträger bei der Ausweisung von Flächen, auf denen eine wirtschaftliche Windenergienutzung gesichert ist, zu unterstützen.

Die Ausweisung dieser Untergrenze soll für die Nabenhöhen von 70 m, 100 m, 140 m und 160 m als Resultat eines entsprechenden Begründungsprozesses erfolgen. Die Schwellenwerte wurden ursprünglich als Anteil am Referenzertrag nach geltendem EEG 2014, als mittlere Windgeschwindigkeit in m/s und als Windleistungsdichte in W/m^2 angegeben (Revision 00), wurden nun im Rahmen einer Auftragsergänzung jedoch auf das EEG 2017 bzw. das veränderte Referenzertragsmodell angepasst (Revision 01). Dabei sollen geeignete Referenzanlagen für jede Nabenhöhe gewählt werden. Durch das EEG 2017 bzw. der Einführung eines Ausschreibungssystems und der Anpassung des Referenzertragsmodells ändern sich auch die Stromgestehungskosten für die einzelnen Standortgüten im Vergleich zu den alten Untersuchungen. Hierauf wird in dieser Revision bestmöglich eingegangen, dieses komplexe Thema für die Ausweisung der Schwellenwerte vollumfänglich zu berücksichtigen hätte den Rahmen der vorliegenden Untersuchungen allerdings gesprengt.

Anschließend soll zur Identifizierung der hinsichtlich des Windpotentials gemäß den vorherigen Analysen geeigneten Flächen in Thüringen das Windpotential flächendeckend für das gesamte Gebiet der Planungsgemeinschaften modelliert werden, und zwar unter Verwendung eines Modellsystems, welches dafür geeignet ist, das Windangebot auch in komplexem Gelände mit zergliedertem und waldreichen Terrain realistisch zu simulieren. Dabei soll neben der Validierung der Modellergebnisse mit einem über die Planungsgemeinschaften möglichst gut verteilten Bestand an repräsentativen Referenzanlagen auch eine Einschätzung der Ergebnisunsicherheiten zur Einordnung der Aussagekraft der Simulationen durch den Auftraggeber erfolgen.

3. Ermittlung von Schwellenwerten geeigneter Parameter zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten

3.1 Kosten

Damit ein Windenergieprojekt wirtschaftlich ist, müssen die Investitionskosten, aufgeteilt in Haupt-, Nebeninvestitionskosten, Vorfinanzierungskosten sowie Betriebskosten, innerhalb der Betriebsperiode der geplanten Windenergieanlagen von den zu erwartenden Einnahmen gedeckt werden.

Als Hauptinvestitionskosten eines Windenergieprojekts sind die Kosten für die Windenergieanlage selbst zu verstehen. Diese beinhalten neben der Windenergieanlage mit den Hauptbestandteilen Turm, Gondel und Rotorblätter auch die Kosten für die Logistik zum Aufstellungsort und die Installation der Anlage. Nicht enthalten sind Kosten für das Fundament, die Zuwegung und den Netzanschluss, die unter die Investitionsnebenkosten fallen.

Unter Investitionsnebenkosten versteht man Kosten, die in Verbindung mit der Fertigstellung eines Windenergieprojektes stehen. Sie fallen einmalig vor Inbetriebnahme der Windenergieanlagen an. Die Investitionsnebenkosten setzen sich aus folgenden Komponenten zusammen:

Dem Fundament, der Netzanbindung, der Erschließung (Wege, Kranstellplätze etc.), den Planungskosten (Gutachten, Baugenehmigungen etc.) sowie sonstigen Investitionsnebenkosten wie z.B. Kosten für Ausgleichsmaßnahmen.

Die Betriebskosten von Windenergieprojekten bezeichnen die laufenden Kosten, die im laufenden Betrieb über die gesamte Lebensdauer der Anlage hinweg anfallen. Sie bestehen aus folgenden Hauptkostenpunkten: Wartung und Reparatur, Pachtzahlungen, Kaufmännische und Technische Betriebsführung, Versicherungskosten, Rücklagen / Bürgschaften sowie sonstigen Betriebskosten wie z.B. Strombezugskosten.

Als Stromgestehungskosten für Strom aus Windenergie werden nun diejenigen Kosten bezeichnet, die bei der Umwandlung von Windenergie in Strom entstehen.

In die Berechnung der Stromgestehungskosten fließt eine Vielzahl von Eingangsparametern ein. Hierzu zählt neben den oben aufgeführten Kostenblöcken vor allem die Finanzierungsstruktur, die durch die Anteile von Fremd- und Eigenkapital sowie den Fremdkapitalzins und die Eigenkapitalrentabilität beschrieben wird. Weiterhin ist die jährliche angenommene Kostensteigerung, die eine Auswirkung auf die Höhe der Betriebskosten hat, von Bedeutung. Darüber hinaus sind die Finanzierungsdauer sowie die Lebensdauer der Windenergieanlagen weitere zu berücksichtigende Eingangsparameter. Die Stromgestehungskosten sind damit abhängig von der Attraktivität von Windenergieprojekten für Investoren, der Marktpreisentwicklung von Rohstoffen oder Schwankungen vom Fremdkapitalzins.

Als Grundlage der Ausweisung der Wirtschaftlichkeits-Schwellenwerte wurden Studien der Deutschen WindGuard (DWG, 2013, 2015) verwendet. Die Studien befassen sich intensiv mit der spezifischen Kostensituation von Windenergieprojekten und geben eine Prognose über die Entwicklung der verschiedenen Kostenblöcke ab.

Für das Jahr 2015 bezifferte die DWG die erwarteten mittleren Kosten der Stromerzeugung im Bereich Onshore-Windenergie auf 5,3 ct / kWh bis 9,6 ct / kWh, je nach Windstärke (Abb. 1). Im Vergleich zur früheren Studie der DWG (2013) entspricht dies einen deutlicher Rückgang der Stromgestehungskosten von 1 - 2 ct / kWh.

Standortqualität	Mittlere Stromgestehungskosten 2016/17 (ohne Berücksichtigung des §24 EEG 2014)
60%	9,6 ct/kWh
70%	8,6 ct/kWh
80%	7,8 ct/kWh
90%	7,2 ct/kWh
100%	6,7 ct/kWh
110%	6,3 ct/kWh
120%	6,1 ct/kWh
130%	5,8 ct/kWh
140%	5,5 ct/kWh
150%	5,3 ct/kWh

Abbildung 1 Von der DWG (2015) modellierte mittlere Stromgestehungskosten ohne Berücksichtigung des §24 EEG 2014 für das Jahr 2016/2017 in Abhängigkeit von der Standortgüte

Die aktualisierte Studie nutzt als Datengrundlage für die Kostenberechnung eine Branchenerhebung von Anfang 2013 und bewertet die Entwicklung der bei Windparkplanern und Betreibern erhobenen Investitionsnebenkosten und Betriebskosten in der Zwischenzeit, während die Hauptinvestitionskosten bei den Herstellern aktuell abgefragt wurden.

Bezüglich weiterer Annahmen, insbesondere zur installierten Anlagentechnologie und der Finanzierungsparameter, wurden Fachinterviews geführt und Zubau- sowie Genehmigungsdaten untersucht. Während in der Studie von 2013 noch ein Anreiz für Windenergieprojekte an windhöflicheren Standorten durch die mit zunehmender Standortgüte ansteigende Eigenkapitalverzinsung von 8,75 % bis 11 % gesetzt wurde basiert die aktuelle Studie auf einer einheitlichen Eigenkapitalrendite von 8 %. Als Basis der Kostenberechnungen, insbesondere der Betriebskosten, diente darüber hinaus das im EEG 2014 verankerte zweistufige Referenzertragsmodell.

Der Trend für die kommenden Jahre ist aufgrund der Vielzahl an Einflussfaktoren ungewiss. Allgemein können sich aufgrund von projektespezifischen Abweichungen oder Veränderungen der Marktsituation die Stromgestehungskosten verändern. Durch die Untersuchung verschiedener Sensitivitäten hat die DWG den Einfluss verschiedener Eingangsparameter auf die Stromgestehungskosten im Rahmen von Sensitivitätsstudien beurteilt. Die folgende Abb. 2 stellt die mittleren Auswirkungen der Veränderung verschiedener Eingangsparameter dar.

Eingangsparameter	Änderung		Mittlere Auswirkung auf Stromgestehungskosten	
Vergüteter Ertrag (§ 24 EEG 2014)	-3 %	-13 %*	3 %	10 %
Hauptinvestitionskosten	+10 %	-10 %	4 %	-4 %
Investitionsnebenkosten	+10 %	-10 %	1 %	-1 %
Betriebskosten	+10 %	-10 %	4 %	-4 %
Fremdkapitalzinsen	+1%-Punkte	-0,5%-Punkte	3 %	-2 %
Eigenkapitalverzinsung	+2%-Punkte	-2%-Punkte	3 %	-3 %
Eigenkapitalanteil	+10%-Punkte	-5%-Punkte	3 %	-1 %
Kumuliert**			24 %	-14 %

Abbildung 2 Einfluss verschiedener Eingangsparameter auf die von der DWG (2015) modellierten mittleren Stromgestehungskosten

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass sich verändernde Größen bei den Volllaststunden infolge standortoptimierte Anlagentechnologie, Änderungen der Investitionskosten und der Betriebskosten sowie die Finanzierungsparameter am stärksten auf die Stromgestehungskosten auswirken.

Daneben gibt es die größten Einflüsse aufgrund der Auswirkungen des §24 EEG 2014 sowie der Einführung des Ausschreibungsdesigns. Insbesondere durch den 2016 in Kraft getretenen § 24 EEG (Ausfall der Förderung bei anhaltenden negativen Preisen) ist dabei tendenziell über die gesamte Anlagenlaufzeit die Gefahr einer Kostensteigerung deutlich höher ist als die Wahrscheinlichkeit einer Kostensenkung.

Das Ausschreibungsdesign wird ab 2017 die Rahmenbedingungen für Windenergieprojekte deutlich ändern. Einerseits erhöht sich durch die miteinander im Wettbewerb stehenden Projekte der Kostendruck, was prinzipiell eine Kostensenkung anreizt. Andererseits sind Kostensteigerungen aufgrund der Teilnahme am Ausschreibungsverfahren und der veränderten Finanzierungsparameter (größere Projektrisiken werden von den Banken mit einem größeren Fremdkapitalzinssatz und einem höheren Eigenkapitalanteil bewertet) zu erwarten. Die Änderungen am Referenzertragsmodell beeinflussen neben der Vergütung vor allem die Betriebskosten durch die Umstellung von einem zweistufigen Modell mit erhöhten Anfangsvergütungen auf ein einstufiges Modell mit gleichbleibender Vergütung und auch die Wahl der Anlagentechnologie, die zu Grunde gelegt wurde, da das neue Modell für eine Anreizung von größeren Nabenhöhen sorgt. Vor der Festlegung der endgültigen Korrekturfaktoren wurde von dem Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET, 2016) geäußert, dass durch die Standortabhängigkeit der Fixkostenanteile in den Betriebskosten sowie der Standortabhängigkeit der Investitionsnebenkosten, die in der Studie der DWG nicht berücksichtigt wurden, die Korrekturfaktoren (die aus den Stromgestehungskosten hergeleitet werden) für die windschwachen Standorte von 70 % - 90 % zu gering angesetzt und zudem die angesetzten Volllaststunden zu groß gewählt worden seien. Die DWG reagierte seinerseits darauf im März 2016 und berechnete die Verhältnisfaktoren für die Ermittlung der anzulegenden Werte in einem Ausschreibungssystem mit einstufigem Referenzertragsmodell. Durch die Umstellung von einem zweistufigem Referenzertragsmodell mit fest definierten anzulegenden Werten zu einem einstufigen Referenzertragsmodell im Ausschreibungssystem wurden auch von der DWG verschiedene Modellanpassungen als erforderlich angesehen. Neben den Vergütungsstrukturen wurden unter anderem die Planungskosten, der Eigenkapital-Anteil sowie die Tilgungsdauer modifiziert. Die Betriebskosten wurden hinsichtlich der Anteile fixer und variabler Kosten im Detail untersucht. Die Ergebnisse wurden auf die Betriebskosten der Projekte nach Standortqualität übertragen. Das Modell wurde zudem hinsichtlich der Neudefinition des Referenzstandorts angepasst, die einen Anreiz zum Zubau von Windenergieanlagen mit großen Nabenhöhen bietet und eine Anpassung der Anlagentechnologie in den Berechnungen notwendig macht.

Letztlich wurden jedoch diese neuen Untersuchungen bei der Festlegung der Korrekturfaktoren vom BMWI nur am Rande berücksichtigt, weshalb sie im Rahmen der vorliegenden Studie nur der Vollständigkeit halber erwähnt und ansonsten lediglich qualitativ in die Überlegungen zur Festlegung des Wirtschaftlichkeits-Schwellenwertes eingeflossen sind.

3.2 Vergütung

Das am 8. Juli 2016 beschlossene und am 1. Januar 2017 in Kraft tretende EEG 2017 stellt einen Paradigmenwechsel bei der Vergütung und damit eine umfangreiche Änderung an den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dar: Die Höhe der Vergütung wurde bisher staatlich festgelegt, künftig wird sie durch ein Ausschreibungsverfahren zwischen den Marktteilnehmern ermittelt.

Geboten wird dabei nach aktuellem Stand auf den anzulegenden Wert für den Standort mit einem 100 Prozent-Gütefaktor auf Basis eines einstufigen Referenzertragsmodells. Der Zuschlagswert wird mit einem Korrekturfaktor multipliziert, welcher abhängig ist von der Standortgüte. Dafür werden im EEG Stützwerte in Dezimalschritten zwischen 70 und 150 Prozent festgelegt (Tab. 1).

Gütefaktor	70 Prozent	80 Prozent	90 Prozent	100 Prozent	110 Prozent	120 Prozent	130 Prozent	140 Prozent	150 Prozent
Korrekturfaktor	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79

Tabelle 1 Korrekturfaktoren nach EEG 2017 in Abhängigkeit vom Gütefaktor / von der Standortgüte

Zwischen benachbarten Stützwerten wird linear interpoliert. Unterhalb eines Gütefaktors von 70 Prozent wird der Korrekturfaktor nicht weiter erhöht. Die Korrekturfaktoren wurden so gewählt, dass ein deutschlandweiter Ausbau unterstützt und gleichzeitig windhöffigere Standorte stärker angereizt werden. Dabei erfolgte ein intensiver Austausch zwischen dem BMWi und Branchenvertretern im Vorfeld, und die auf dem Markt bestehenden Kostenstudien dienen als entsprechende Grundlage. Der Höchstwert für die Gebote wird nun mit 7 Cent pro Kilowattstunde für den 100 Prozent-Referenzstandort über 20 Jahre festgelegt. Dieser Wert entspricht grob dem bisherigen Vergütungssatz in dem zweistufigen Referenzertragsmodell (Mischkalkulation). Der Wert wird automatisch jährlich um 1 Prozent abgesenkt. Je nach Wettbewerbsbedingungen und Kostensituation kann die BNetzA den Wert auch um bis zu fünf Prozent höher oder niedriger festsetzen.

Gleichzeitig wird der Referenzstandort neu definiert, um den Bau effizienter Anlagen stärker als bislang anzureizen. Die Berechnung des Referenzertragswerts erfolgt in Zukunft auf Basis einer Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s auf einer Referenzhöhe von 100 m, die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit zunehmender Anlagenhöhe wird durch das Potenzgesetz mit einem Hellmannindex von 0,25 definiert.

Im Folgenden werden die jeweiligen Maximalgebote als Vergütung für die dazugehörige Standortgüte dargestellt, auch wenn es vor dem Hintergrund des geringen Ausbauziels von zunächst 2800 MW brutto und einer fehlenden Mindestausbaumenge für Windenergie an Land unwahrscheinlich ist, dass sich der Gebotspreis auf der Höchstgrenze einpendeln wird.

3.3 Festlegung des Wirtschaftlichkeits-Schwellenwertes

Das EEG 2017 lässt durch die Differenzierung der Vergütungsstruktur bis zu einer Standortqualität von 70 % Standorte mit geringerer Standortgüte im Vergleich schnell unrentabel werden, weshalb die Grenze, an denen ein wirtschaftlicher Betrieb von Windenergieanlagen prinzipiell machbar erscheint und die offenkundig vom Gesetzgeber gewünscht ist, auf 70 % Standortgüte festgelegt wurde. Die tatsächliche Eignung dieses Schwellenwertes wurde dann anhand eines Vergleiches der mittleren Vergütungs- und Stromgestehungskostenkurven überprüft. Dabei ist allerdings noch einmal darauf hinzuweisen, dass es sich bei den angegebenen spezifischen Kosten um Mittelwerte handelt, von denen die projektspezifischen Kosten deutlich abweichen können. Veränderungen einzelner

kleiner Grundparameter in Bezug auf die Charakteristik von Windenergieprojekten können zu weitreichenderen Auswirkungen auf die Rentabilität dieser potentiellen Standorte führen.

Änderungen an diesen Rahmenbedingungen wirken sich zudem gemäß einer Sensitivitätsanalyse der DWG-Studie nicht über alle Standortgüten hinweg gleich, sondern insgesamt stärker für niedrigere Standortgüten aus. Diesem Umstand muss projektspezifisch mit einer Reduktion der eigenen Renditeansprüche Rechnung getragen werden. Zudem sind wesentliche Änderungen an den von der DWG (2015) verwendeten Annahmen insbesondere durch die Einführung eines neuen Referenzertragsmodells, dem neuartigen Ausschreibungsdesign und dem Ausfall von Vergütungen bei langanhaltenden Phasen negativer Börsenstrompreise aufgrund des Zeitraumes der Erstellung der vorliegenden Untersuchungen noch nicht in den Zahlen inbegriffen.

Die Planungs- und Investitionsbedingungen sind komplex und die Kosten standortspezifisch mitunter stark erhöht, weshalb das Ausweisen allgemeingültiger Grenzwerte in Bezug auf die Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines Windenergieprojektes keine Einzelfallbetrachtung eines spezifischen Projektes ersetzen kann. Eine solche Grenze kann deshalb nie mehr als ein Richtwert sein. So besteht das grundsätzliche Problem solcher Schwellenwerte, dass die Gefahr besteht, dass Potentiale für Windenergienutzung bereits im Vorfeld ausgeblendet werden und weiterhin die dynamische Entwicklung von Rahmenbedingungen nicht berücksichtigt wird. Da die Variation einzelner Parameter insbesondere an Standorten mit moderater bis geringer Windhöffigkeit unmittelbare Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes hat und der Investor mit geringeren Eigenkapitalrenditen zu rechnen hat, sind die Windbedingungen an einem Standort natürlich dennoch eine wichtige Rahmenbedingung und die potentiellen Windenergiestandorte sollten so gewählt werden, dass möglichst gute Windbedingungen vorherrschen. Bei der entsprechenden Durchsetzungsfähigkeit der wirtschaftlich besser darstellbaren Projekte wird hier bewusst dem Markt vertraut.

Letztlich wurde mit dem Auftraggeber die Verwendung einer 70 %-tigen Standortgüte als Schwellenwert der Wirtschaftlichkeit besprochen, weil das EEG 2017 einen standortbezogenen Nachteilsausgleich nur bis zu diesem Anteil am Referenzertrag vorsieht. Damit dürften Standorte unterhalb dieses Schwellenwertes schnell unrentabel werden und damit geringere Chancen haben, sich im Ausschreibungsverfahren durchzusetzen, als Standorte mit einer größeren Standortgüte. Diese Grenze wurde deshalb von GEO-NET für die weiteren Untersuchungen verwendet. Dazu muss auch erwähnt werden, dass die Korrekturfaktoren entsprechend den Untersuchungen zu den Stromgestehungskosten gewählt wurden und aus einem Konsultationsprozess zwischen BMWi und Branchenvertretern resultierten.

Für den Vergleich der Kosten- und Vergütungskurven mussten zunächst die für die Standortgüte nach altem Referenzertragsmodell ausgewiesenen Stromgestehungskosten auf das neue Modell umgerechnet werden.

Die Unterschiede in der Standortgüte zwischen dem alten und dem neuen Referenzertragsmodell sind dabei stark abhängig von der betrachteten Nabenhöhe. Ohne Berücksichtigung der technischen Verfügbarkeit sowie von elektrischen Verlusten, die in dieser Studie mit 2 % bzw. 1,5 % angesetzt wurden, würden Standorte mit einer Nabenhöhe von etwa 135 m nach neuem und altem Referenzertragsmodell die gleiche Standortgüte aufweisen. Bei deutlich geringeren Nabenhöhen, bezogen auf die vorliegenden Untersuchungen also für die betrachteten Höhen 100 m und noch gravierender für 70 m, weist ein Standort aufgrund des unterschiedlichen Vertikalprofils in beiden Referenzertragsmodellen im neuen Referenzertragsmodell eine deutlich höhere Standortgüte als nach dem alten Referenzertragsmodell auf und würde entsprechend schlechter vergütet werden, weshalb es wahrscheinlich ist, dass Flächen, die von einer Höhenbeschränkung beispielsweise aufgrund von

Flugverkehr betroffen sind, im Ausschreibungsdesign nicht realisierbar sein werden, was sich auch gut in Abb. 3 erkennen lässt: Für die Nabenhöhe 70 m verläuft die Vergütungskurve für den gesamten Standortgütebereich unterhalb der Kostenkurve, so dass geplante Windenergieanlagen mit dieser Nabenhöhe nur schlecht wirtschaftlich darstellbar sind. Mit größer werdender Nabenhöhe wird dieser Effekt immer geringer und hat sich für die betrachtete Nabenhöhe von 160 m bereits umgekehrt – hier weisen Standorte nach dem neuen Referenzertragsmodell geringere Standortgüten auf. Insgesamt kann man festhalten: Das neue Ausschreibungsdesign weist eine starke Anreizung von hohen Nabenhöhen auf, hinsichtlich der Förderung gilt: je größer die Nabenhöhe desto besser die Förderung und damit die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wobei man natürlich ebenfalls die Variabilität der Kostenparameter bei sich ändernder Nabenhöhe berücksichtigen muss.

Beim Vergleich der beiden Kurven für 100 m, 140 m und 160 m (Abb. 4 – 6) ist zu erkennen, dass Kosten- und Vergütungskurve für die Höhen annähernd parallel verlaufen, sich die Vergütungskurve im vom EEG 2017 differenzierten Standortgütenbereich oberhalb der Kostenkurve befindet und sich die Differenz für größere Nabenhöhen vergrößert. Für geringere Standortgüten als 70 % nähern sich die beiden Kurven dann immer näher an, was bedeutet, dass ein Windenergieprojekt unter den gemachten Voraussetzungen in einem ungünstigen Fall nicht mehr wirtschaftlich zu realisieren wäre. Es sei an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen, dass die gezeigten Kostenkurven nicht die späteren Ansätze der DWG aus dem Frühjahr 2016 bezüglich der Modellannahmen widerspiegeln, durch die sich potenziell vor allem die Standorte mit 70 % – 90 % Standortgüte verschlechtern.

Puffer zwischen Maximalvergütung und Kostenkurven sind aber insoweit vorhanden, dass man dennoch von wirtschaftlichen darstellbaren Verhältnissen in Abhängigkeit vom Einpendeln des Gebotspreises ausgehen kann. Dies gilt insbesondere für große Nabenhöhen, in der vorliegenden Untersuchung also für 140 m und vor allem 160 m. Zur Maximierung der Realisierungschancen von Windenergieprojekten im neuen Ausschreibungsdesign sollte man deshalb Flächen mit großen Nabenhöhen bevorzugen.

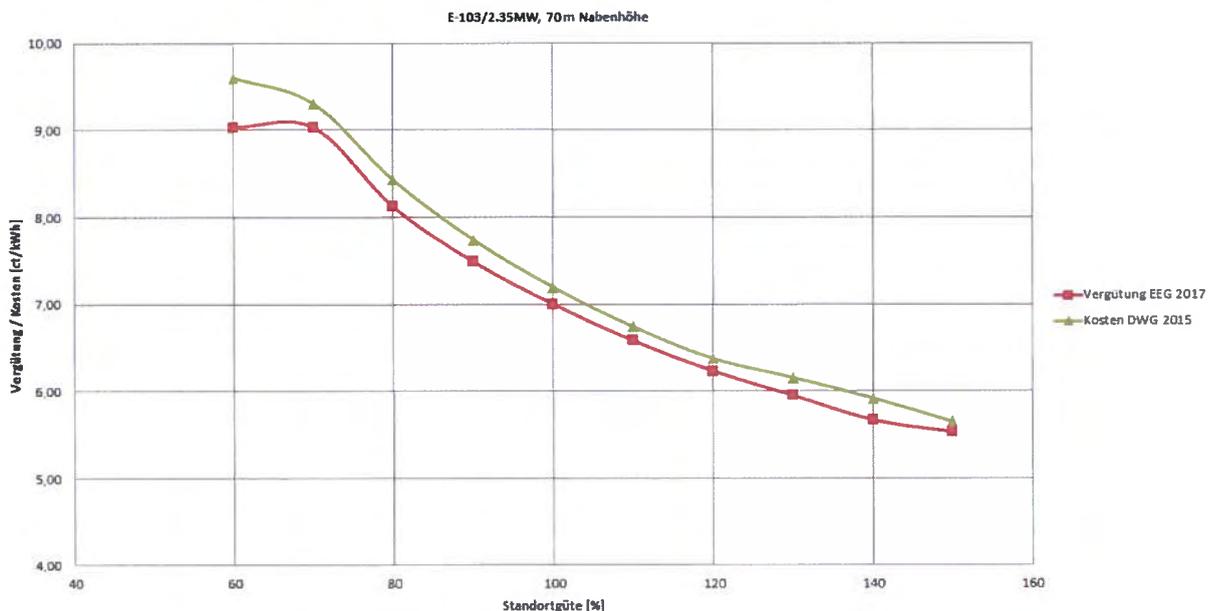


Abbildung 3 Vergleich modellierter Stromgestehungskosten der DWG (2015) und der Vergütung nach EEG 2017 in Abhängigkeit von der Standortgüte für eine Nabenhöhe von 70 m und dem exemplarisch gewählten WEA-Typ E-103/2.35MW

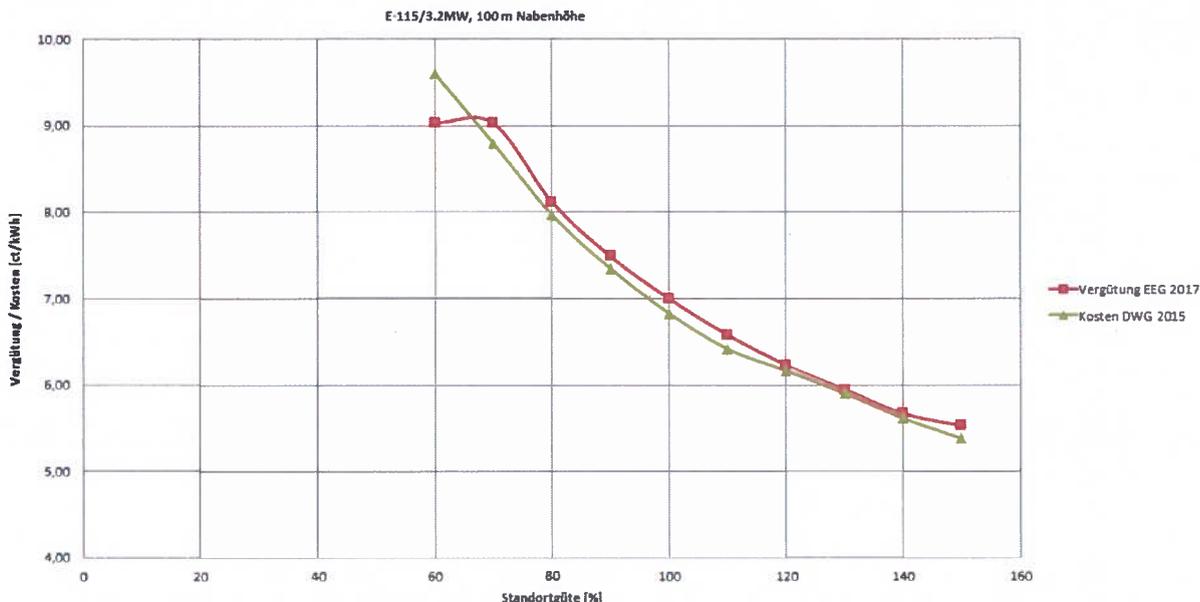


Abbildung 4 Vergleich modellierter Stromgestehungskosten der DWG (2015) und der Vergütung nach EEG 2017 in Abhängigkeit von der Standortgüte für eine Nabenhöhe von 100 m und dem exemplarisch gewählten WEA-Typ E-115/3.2MW

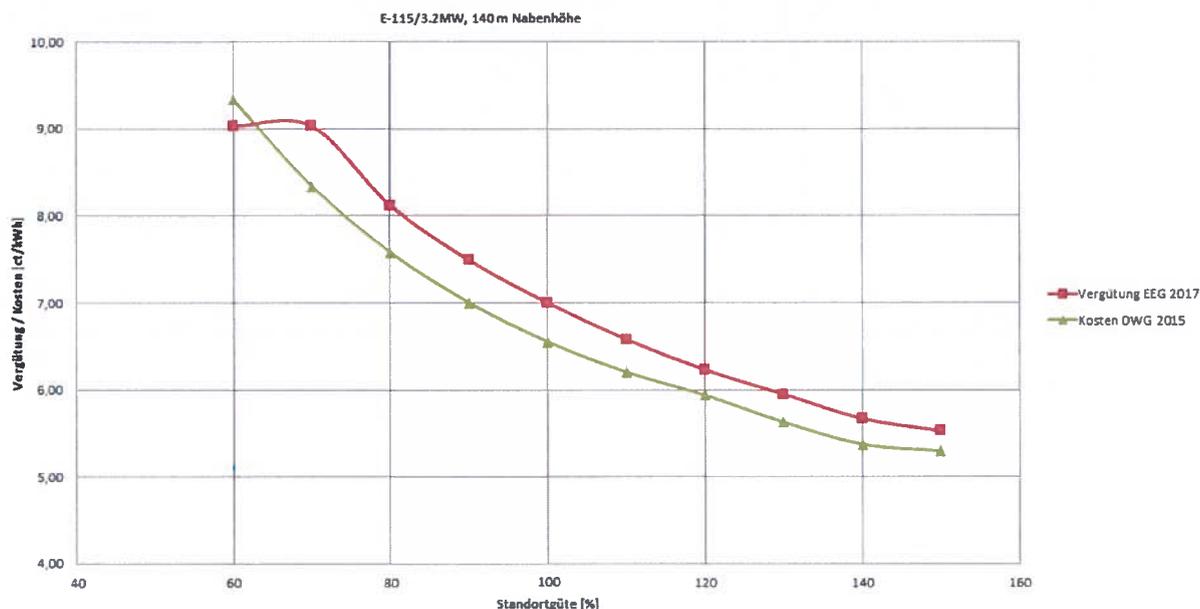


Abbildung 5 Vergleich modellierter Stromgestehungskosten der DWG (2015) und der Vergütung nach EEG 2017 in Abhängigkeit von der Standortgüte für eine Nabenhöhe von 140 m und dem exemplarisch gewählten WEA-Typ E-115/3.2MW

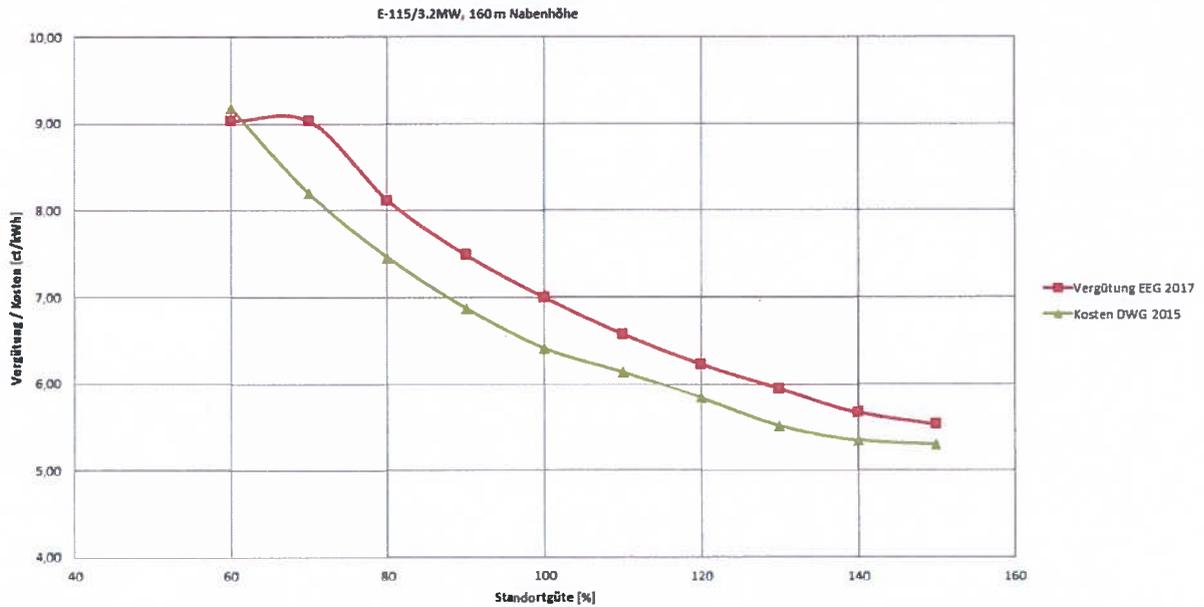


Abbildung 6 Vergleich modellierter Stromgestehungskosten der DWG (2015) und der Vergütung nach EEG 2017 in Abhängigkeit von der Standortgüte für eine Nabhöhe von 160 m und dem exemplarisch gewählten WEA-Typ E-115/3.2MW

Zur Umrechnung dieses Niveaus in entsprechende Windgeschwindigkeits- und spezifische Energie-dichte Schwellenwerte wird auf zwei aktuelle Anlagen für geringe bis moderate Windhöffigkeiten des deutschlandweiten Branchenführers Enercon zurückgegriffen. Für die Nabhöhe von 70 m wird die E-103 mit einer Nennleistung von 2350 kW und einem Rotordurchmesser von 103 m, für die Nabhöhen von 100 m, 140 m und 160 m wird die E-115 mit einer Nennleistung von 3200 kW und einem Rotordurchmesser von 115 m verwendet (siehe Tab. 2). Zum Vergleich: Der Durchschnittswert der im 1. Halbjahr 2016 installierten Windenergieanlagen in Deutschland betrug gut 2800 kW für die Nennleistung bei einem Rotordurchmesser von 109 m und einer Nabhöhe von 129 m, für Thüringen 3000 kW für die Nennleistung bei einem Rotordurchmesser von 112 m und einer durchschnittlichen Nabhöhe von 134 m.

Referenzanlagen	E-103	E-115
Nabhöhe	70 m	100 m, 140 m, 160 m
Nennleistung	2350 kW	3200 kW
Rotordurchmesser	103 m	115 m
Spezifische Nennleistung	282 W/m ²	308 W/m ²

Tabelle 2 Übersicht über die für die Betrachtung verwendeten Referenzanlagen und deren wichtigste technische Parameter

In Tab. 3 sind die mithilfe der gewählten Referenzanlagen berechneten Schwellenwerte der Wirtschaftlichkeit dargestellt. Die Ergebnisse wären allerdings für aktuelle Schwachwindanlagen anderer Hersteller ähnlich und würden sich erst bei der Nutzung früherer Starkwindanlagen spürbar unterscheiden. Zur Umrechnung werden insoweit Vereinfachungen getätigt, als dass von einem Rayleigh-verteilter Wind mit einem Formfaktor von $k=2$ ausgegangen wird. Die Berechnung der spezifischen Energiedichte erfolgte zudem mit der Luftdichte der Standardatmosphäre von $1,225 \text{ kg/m}^3$. Die vorherigen Überlegungen haben gezeigt, dass für die niedrigeren Nabenhöhen ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich (70 m) bzw. nur sehr schwer möglich (100 m). Eine Gültigkeit der genannten Schwellenwerte sollte deshalb insbesondere nur für die Höhen 140 m und 160 m und mit Abstrichen für die Höhe 100 m gelten.

Nabenhöhe	70 m	100 m	140 m	160 m
Standortgüte	70 %	70 %	70 %	70 %
Mittlere Windgeschwindigkeit	5,13 m/s	5,56 m/s	5,97 m/s	6,13 m/s
Spezifische Energiedichte	158 W/m ²	201 W/m ²	249 W/m ²	269 W/m ²

Tabelle 3 Übersicht über die für die einzelnen Nabenhöhen ermittelten Schwellenwerte für eine wirtschaftliche Realisierung von Windenergieprojekten in Form der Standortgüte, der mittleren Windgeschwindigkeit sowie der spezifischen Energiedichte. Eine Gültigkeit der genannten Schwellenwerte gilt insbesondere nur für die Höhen 140 m und 160 m (grün) und mit Abstrichen für die Höhe 100 m (orange), nicht aber für die Höhe 70 m.

4. Modellierung

4.1 Datengrundlage

Für den Windatlas Thüringen musste zunächst eine geeignete Datenbasis geschaffen werden, die als Grundlage für die Modellierung des Windfeldes und der anschließenden, großräumigen Verifizierung der Ergebnisse und der Modellanpassung diene. GEO-NET identifizierte zunächst zu diesem Zweck während eines mehrtägigen Site-Visits den im Land existierenden Bestand an WEA und überprüfte deren Repräsentativität für den jeweiligen Landschaftsraum. Dabei zeigte sich bereits, dass die theoretisch zur Verfügung stehenden WEA nicht gleichmäßig über die Regionen verteilt vorliegen, so dass die spätere Validierung der Rechenergebnisse nicht überall mit gleicher Intensität durchgeführt werden kann. Dies wiederum hat Auswirkungen auf die Aussagekraft der Simulationen bzw. auf die zu bestimmenden Unsicherheiten.

Der GEO-NET bereits vorliegende umfangreiche Datenbestand an Ertragsdaten wurde in einem ersten Schritt durch Bezug aus der Betreiberdatenbasis weiter vervollständigt, um das Modellgebiet bestmöglich abzudecken.

Die Landnutzungs- und Reliefstrukturen in den Rechengittern im Bereich von Thüringen wurden aus Basis-DLM bzw. DGM 25 (TLVermGeo, 2015) unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Geländekartierung und aktuellen Satellitenbildern gewonnen. Für die Rechenraster im Außenbereich, die außerhalb der Landesfläche von Thüringen lagen, wurden die Informationen zur Landnutzungs- und Reliefstruktur aus den digitalen Karten Europas des europäischen CORINE-Datensatzes in der Version 2012 (EUA, 2015) und aus dem SRTM-Höhenmodell des International Centre for Tropical Agriculture (JARVIS, 2006) gewonnen.

Die vorhandenen Ertragsdaten von Windenergieanlagen decken weite Regionen des zu untersuchenden Areal von Thüringen gut ab. Zur Herleitung des Windpotentials aus den Ertragsdaten ist die Kenntnis anlagenspezifischer Informationen vonnöten, wozu der Anlagentyp, die Nabenhöhe, die Standortkoordinaten sowie zusätzlich zum Ertrag die technischen Verfügbarkeiten zählen. Als minimale zeitliche Auflösung wurde dabei gemäß den Bestimmungen der gültigen TR6 Rev.09 eine monatliche Basis der Daten gewählt.

Zur Ermittlung der anlagenspezifischen Kennzahlen, der Bewertung der Anströmungsverhältnisse und damit Repräsentativität der WEA für das umliegende Areal sowie zum Abgleich der verwendeten Eingangsdaten im Rahmen der Modellierung erfolgten Standortbesichtigungen der untersuchten Windparks. Gemäß der geltenden Richtlinie TR6 wurde dabei darauf geachtet, dass seit dem Zeitpunkt der letzten Standortbesichtigung nicht mehr als 2 Jahre vergangen sind. Standortbeschreibungen sind dem Anhang zu entnehmen.

4.2 Methodik

Die Simulation der in dem Modellgebiet bestehenden Strömungsverhältnisse erfolgt rasterbasiert mit dem dreidimensionalen nichthydrostatischen Mesoskalenmodell **FITNAH Version 4.0** (Flow over Irregular Terrain with Natural and Anthropogenic Heat-sources) (GROSS, 2002; GROSS et.al, 2002). FITNAH erfüllt und übertrifft die in der VDI-Richtlinie 3783 (VDI, 1992) festgelegten Mindestanforderungen an mesoskalige Modelle.

Das Grundgerüst des Modells besteht aus den Gleichungen der Impulserhaltung (Navier-Stokes-Bewegungsgleichung), der Massenerhaltung (Kontinuitätsgleichung) und der Energieerhaltung (1. Hauptsatz der Thermodynamik). Da in diesem Gleichungssystem die Corioliskraft Berücksichtigung findet, wird auch die in der atmosphärischen Grenzschicht zu beobachtende Winddrehung mit der Höhe berechnet. Die Berechnung der meteorologischen Variablen erfolgt über einen numerisch-iterativen Ansatz für jeden Gitterpunkt des Rechengitters.

Grundlage für die verschiedenen Rechnungen sind Informationen hinsichtlich der großräumigen, mittleren synoptischen Wetterbedingungen, für welche die lokalen Windverhältnisse in verschiedenen Höhen ü. G. an einem Standort berechnet werden. Als repräsentative meteorologische Situationen werden üblicherweise die Windverhältnisse in einer Höhe von 2500 m ü. NN., hier CFSR-Daten, verwendet (Geostrophischer Wind, Höhenwind), da die Strömung in diesem Höhenniveau von den bodennahen Geländestrukturen unbeeinflusst ist. Die verwendeten CFSR-Daten (SANDER, 2015) liegen zudem weltweit in einem festen, relativ engmaschigen Gitternetz vor (Maschenweite 0,5 Grad). Die Modifikation des Windfeldes in Bodennähe und in der gesamten atmosphärischen Grenzschicht wird durch das dreidimensionale nichthydrostatische Mesoskalenmodell FITNAH berechnet. Dabei findet die Richtung und die Windgeschwindigkeit der Strömung in der freien Atmosphäre (Geostrophischer Wind, Höhenwind) genauso Eingang in die Simulationen wie die charakteristischen Eigenschaften der Luftmasse.

In der Vertikalen werden bei den Modellsimulationen 50 horizontale und geländeangepasste Rechenflächen übereinander angeordnet. Der Abstand ist in Bodennähe mit 5 m bis 10 m sehr gering gewählt, darüber hinaus nimmt der Abstand sukzessive zu, bis der Oberrand des Rechengitters in der Höhe von max. 2000 m ü. G. erreicht wird. Diese Festlegung trägt der Tatsache Rechnung, dass die vertikalen Änderungen der meteorologischen Variablen in Bodennähe besonders groß sind, während in größeren Höhen üblicherweise nur noch geringe Variationen beobachtet werden.

Den Gitterpunkten in den untersten Rechenflächen sind eine mittlere Höhe ü. G. und verschiedene Parameter der Landnutzung zugeordnet. Die verschiedenen Nutzungstypen werden auf Basis von langjährigen Erfahrungswerten und der Geländekenntnis durch eine Hindernishöhe, einen Durchlässigkeitsbeiwert, eine Rauigkeitslänge und eine anthropogene Wärmefreisetzung gekennzeichnet. Die Genauigkeit dieser Eingangsdaten orientiert sich dabei am Rechengitter. Gerade die Effekte größerer, meist geschlossener Hindernisse, wie z.B. von Gebäudekomplexen oder Waldbeständen auf die Verteilung der meteorologischen Variablen, müssen auf eine realistische Art und Weise in der Windfeldsimulation Berücksichtigung finden. Die Einführung einer erhöhten Bodenrauigkeit liefert in der Regel keine zufriedenstellenden Ergebnisse. Erst bei der Berücksichtigung von z.B. Baumhöhen und Bestandsdichten sowie von Gebäudehöhen und Bebauungsdichten gelingt es dem dreidimensionalen nichthydrostatischen Mesoskalenmodell FITNAH, die typischen starken Verzögerungen der mittleren Strömung sowie die deutliche Verstärkung der Böigkeit im Einflussbereich von Wäldern und Siedlungen zu berechnen.

Bei der Simulation des Lokalwindfeldes wird das standortbezogene Untersuchungsgebiet aus 12 Richtungssektoren mit verschiedenen Beträgen des großräumigen Windes angeströmt. Aufgrund der Vielfalt der möglichen Wetterlagen im Laufe eines Jahres muss eine Beschränkung der numerischen Rechenschritte auf typische, repräsentative meteorologische Situationen erfolgen. Dabei sind die Rechnungen mit einer Geschwindigkeit von 5 m/s repräsentativ für den Bereich 0 - 7,5 m/s, Rechnungen mit 10 m/s für den Bereich 7,5 - 12,5 m/s und Rechnungen mit 15 m/s für den Bereich mit Geschwindigkeiten größer 12,5 m/s. Die 36 resultierenden Strömungsfelder werden bei der anschließenden Auswertung gemäß der Häufigkeit ihres Auftretens gewichtet. Die entsprechenden Gewichtungsfaktoren werden der zweiparametrischen Verteilung des gewichteten Höhenwindes (Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit für einzelne Windrichtungssektoren) entnommen.

Nach Abschluss der Modellrechnung liegen theoretisch als Ergebnis standort- und nabenhöhen-spezifische Windstatistiken für jeden beliebigen Rasterpunkt im 3D-Rechengitter vor. Da das Verfahren zur Auswertung dieser Statistiken sehr umfangreich ist, wird nur für benötigte Standorte und Nabenhöhen im Modellgebiet eine Windstatistik ausgelesen. Dabei bezieht sich die standortspezifische Windstatistik auf den am nächsten gelegenen, für die Umgebungsbedingungen repräsentativsten Gitterpunkt der Modellrechnung. Grundsätzlich werden die vertikalen Rechenflächen so ange-

ordnet, dass alle für die WEA-Standorte relevanten Höhen ü. G. abgedeckt werden. Liegt eine betrachtete Höhe, für die die Windstatistik ausgelesen werden soll, zwischen zwei Rechenflächen, so wird die Windgeschwindigkeit im Einzelfall linear interpoliert. Die standort- und nabenhöhenspezifischen Windstatistiken beinhalten alle wichtigen Simulationsergebnisse, die für eine Ertragsberechnung benötigt werden wie z.B. Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit, Windrichtungsverteilung, Windstärkeverteilung und Luftdichte.

Für das gesamte Rechengitter wird für jeden Rastermittelpunkt und für jede beliebige Höhe ü. G. ein Mittelwert der simulierten Windgeschwindigkeit ausgewertet. Auf Grundlage dieser Auswertung kann ein flächendeckendes Windfeld für das Modellgebiet erzeugt und dargestellt werden.

Die Modellsimulation ist für einen Untersuchungsraum von ca. 224 km x 196 km mit einer Maschenweite von 100 m in Nord-Süd und 100 m in Ost-West Richtung erfolgt. Die Festlegung der Größe der einzelnen Rechengitter erfolgte in Abstimmung mit dem Auftraggeber auf Basis der Größe des zu untersuchenden Areals in Verbindung zur Lage der Vergleichs-WEA sowie zu den topographischen Umgebungsbedingungen.

Die Landnutzungsstrukturen werden dabei standardmäßig in die Landnutzungsklassen untergliedert: Wald, Gehölz, Siedlung, Gewässer und Freifläche. Die verschiedenen Nutzungsklassen werden im Strömungsmodell durch mehrere Variablen (Rauigkeitslänge, Bestandshöhe, Porosität etc.) parametrisiert. Die Landnutzungsklassen Wald und Gehölz werden durch das in FITNAH implementierte Waldmodell (Gross, 1993) behandelt. Wald wird mit einer mittleren Bestandshöhe (z.B. 20 m) berücksichtigt. Verschiedene Waldtypen (Laub-, Nadelwald) können entsprechend ihrer Eigenschaften differenziert modelliert werden.

Die Nutzungsklasse Siedlung wird in FITNAH mit einem Porositätsansatz (GROSS, 2014) modelliert. Für unterschiedliche Bebauungstypen (Wohnbebauung, Industriegebiete etc.) können die verwendeten Parameter variiert werden.

Die im GIS zusammengeführten Informationen zur Landnutzung und zum Relief müssen für die Modellrechnung mit dem mesoskaligen Simulationsmodell FITNAH rasterbasiert aufbereitet werden. Für die Rasterung der Landnutzungs- und Reliefstrukturen in die entsprechende Maschenweite der festgelegten Rechengitter im Modellgebiet wird GIS-Software eingesetzt. Da durch eine Rasterung von Vektordaten Informationen verloren gehen können, werden die resultierenden Raster für die Modellierung nochmals geprüft. Die zur Modellsimulation genutzten Höhen- und Nutzungsinformationen sind im Folgenden dargestellt (s. Abb. 7 & 8).

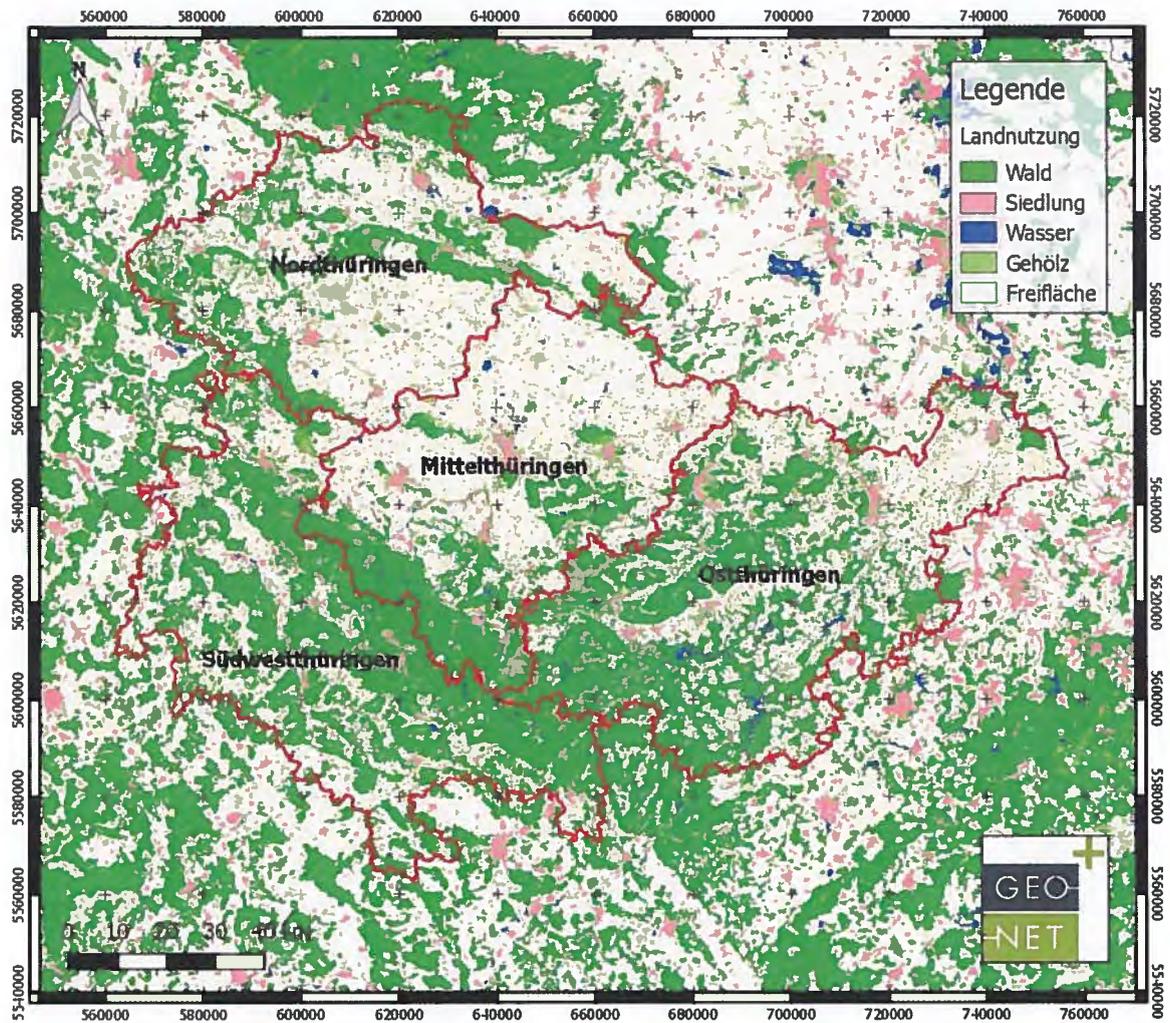


Abbildung 7 Landnutzung (Rasterauflösung 100 m) im Bereich der Planungsregionen Thüringens (TLVermGeo, 2015; EUA 2015; GEO-NET, 2015)

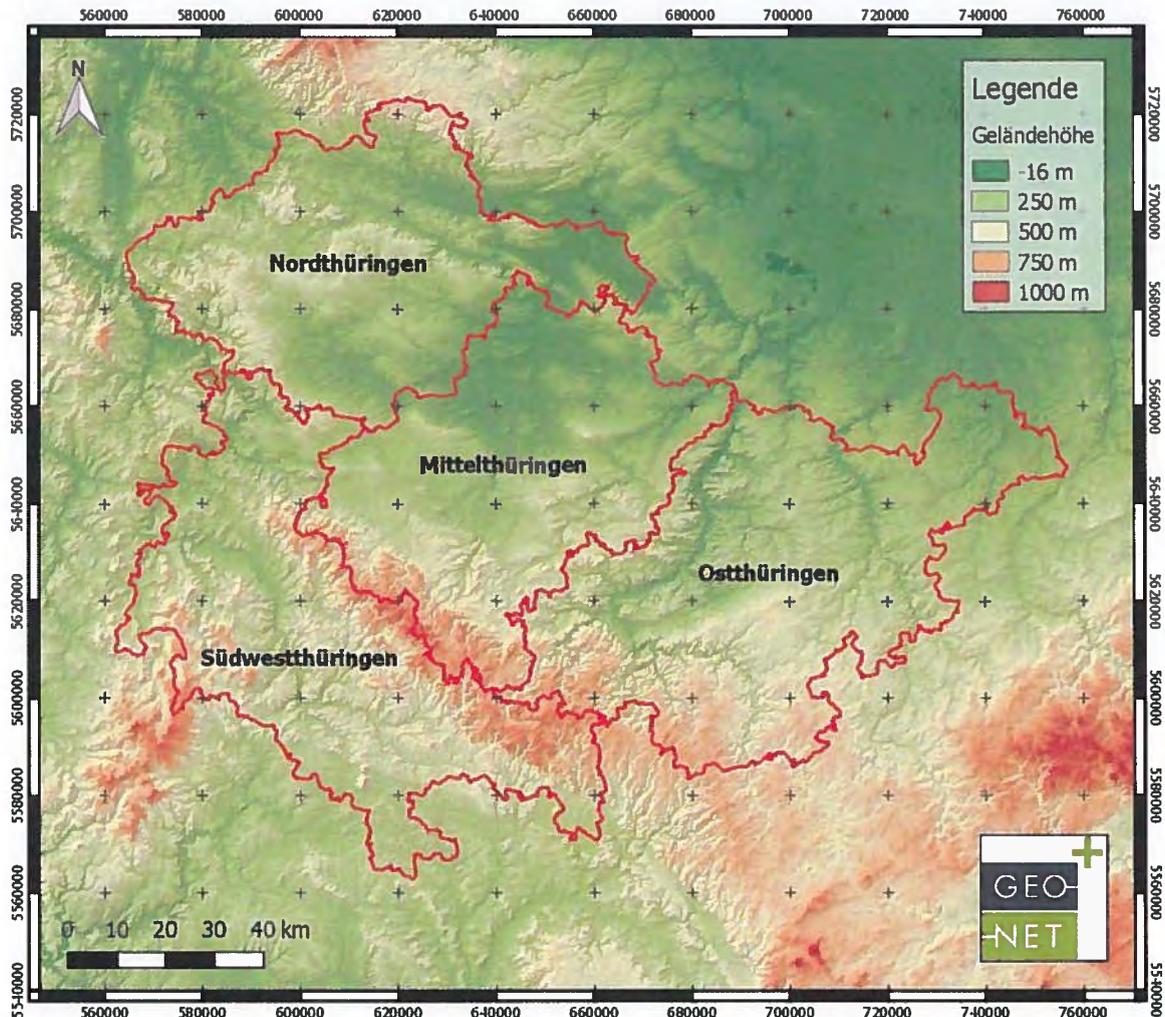


Abbildung 8 Orographische Situation (Rasterauflösung 100 m) im Bereich der Planungsregionen Thüringens (TLVermGeo, 2015; JARVIS 2006; GEO-NET, 2015)

Zur Festlegung der meteorologischen Situation wird die CFSR-Reanalyse (Climate Forecast System Reanalysis) durch des National Center for Environmental Prediction (NCEP) bereitgestellt und von der Fa. SANDER & PARTNER GmbH für Jahre 1981 - 2010 im Höhenbereich von 2500 m ü. NN aufbereitet. Dabei handelt es sich um eine thermodynamische Aufbereitung der Daten durch die Umrechnung von Druckniveaus (750 hPa und 850 hPa), auf denen die Daten ursprünglich vorliegen, hin zu verschiedenen Höhenniveaus, die abhängig sind von den vorherrschenden Wetterbedingungen.

Die NCEP/CFSR – Reanalysedaten (SAHA et. al., 2010) werden in einer Zusammenarbeit des National Center for Environmental Prediction (NCEP) und der National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) der USA auf Basis von globalen Beobachtungsdaten diverser Klimasystemkomponenten erstellt. Die Reanalysedaten umfassen einen Zeitraum von 31 Jahren, liegen in stündlicher Auflösung vor und haben eine horizontale Auflösung von ca. 0,5 Grad. Sie dienen weltweit als Unterstützung in der Atmosphärenforschung. Nähere Informationen zur Struktur der Reanalysedaten sind auf www.sander-partner.com zu finden (SANDER u. PARTNER, 2016).

Als meteorologische Eingangsdaten für die Windfeldsimulation werden die mittleren Häufigkeitsverteilungen (Windgeschwindigkeit, Windrichtung) des Höhenwindes ermittelt. Die für einen Gitterpunkt repräsentative Häufigkeitsverteilung wird bestimmt durch eine entfernungsabhängige Gewichtung der umliegenden Höhenwindpunkte. Insgesamt wurden die Höhenwinddaten an 48 CFSR-Gitterpunkten verwendet, siehe Abb. 9.

Die Antriebsdaten sind vorab stichpunktartig hinsichtlich ihrer Windrichtungsverteilung verifiziert worden. Zu diesem Zweck können Daten von bodennahen Wetterstationen, Reanalysedaten, im Umfeld stattgefundenen Windmessungen und Gondelpositionen von WEA geprüft werden.

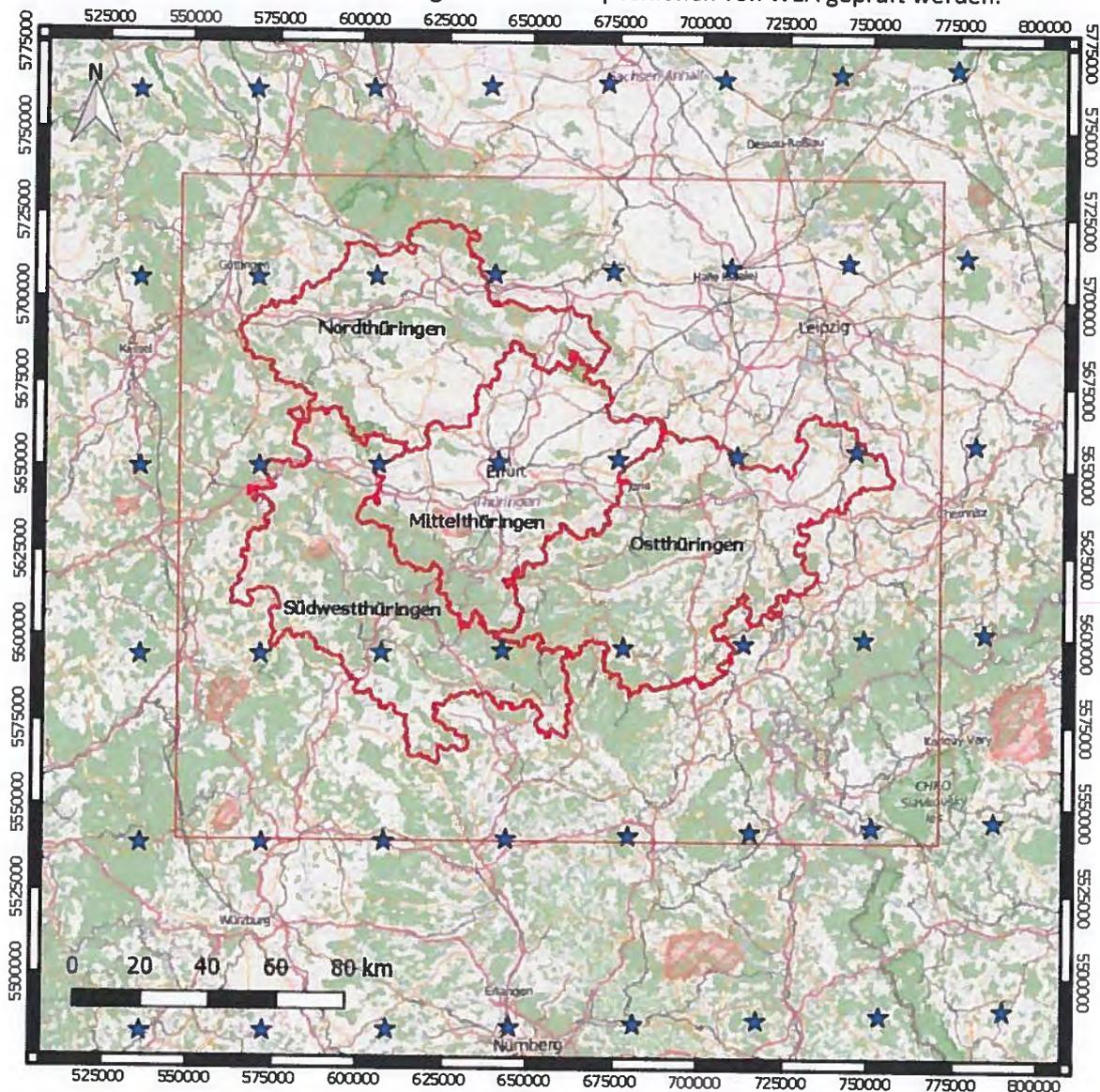


Abbildung 9 Übersicht über die zur Auswertung der Windfeldmodellierung Thüringens verwendete ten CFSR-Höhenwind-Gitterpunkte (blaue Sterne) (SANDER u. PARTNER, 2016)

4.3 Validierung

Während der Validierung eines Modells wird dieses auf seine Funktionalität im Untersuchungsgebiet überprüft. Dazu werden die gefilterten und langzeitbezogenen Erträge der verfügbaren Vergleichs-WEA mittels der modellierten Windverhältnisse nachgerechnet. Während der Nachberechnung werden auch die Abschattungsverluste der VWEA untereinander berücksichtigt. Das Verhältnis der modellierten Erträge zu den langzeitbezogenen Produktionsdaten wird als Gütefaktor bezeichnet. Insgesamt standen die Erträge von 428 Vergleichs-WEA in Thüringen sowie von grenznahen Vergleichs-WEA zur Verfügung, von denen nach einem ersten Qualitätscheck 197 VWEA für die Validierung verwendet wurden, siehe Abb. 10.

Durch die Eingabe von insgesamt 48 Höhenwinddatensätzen wurden die Validierungsergebnisse unter Skalierung der Höhenwinddaten bestmöglich produziert. Die Nachberechnung erfolgte dabei

folgendermaßen: Zunächst wurden die Abschattungsverluste der Windparks mittels des Programmpaketes windPRO 3.0 unter Verwendung von Winddaten des unangepassten Windfeldes berechnet. Anschließend wurde die Nachrechnung der langzeitbezogenen Erträge mittels der modellierten Windgeschwindigkeiten und der berechneten Parkwirkungsgrade unter Annahme einer Rayleigh-Verteilung durchgeführt. Bei großen Abweichungen erfolgte eine entsprechende Skalierung der umliegenden Höhenwind-Gitterpunkte (siehe Abb. 10). Die Gütefaktoren des angepassten Windfeldes sind in den Tabellen 4 - 55 dargestellt.

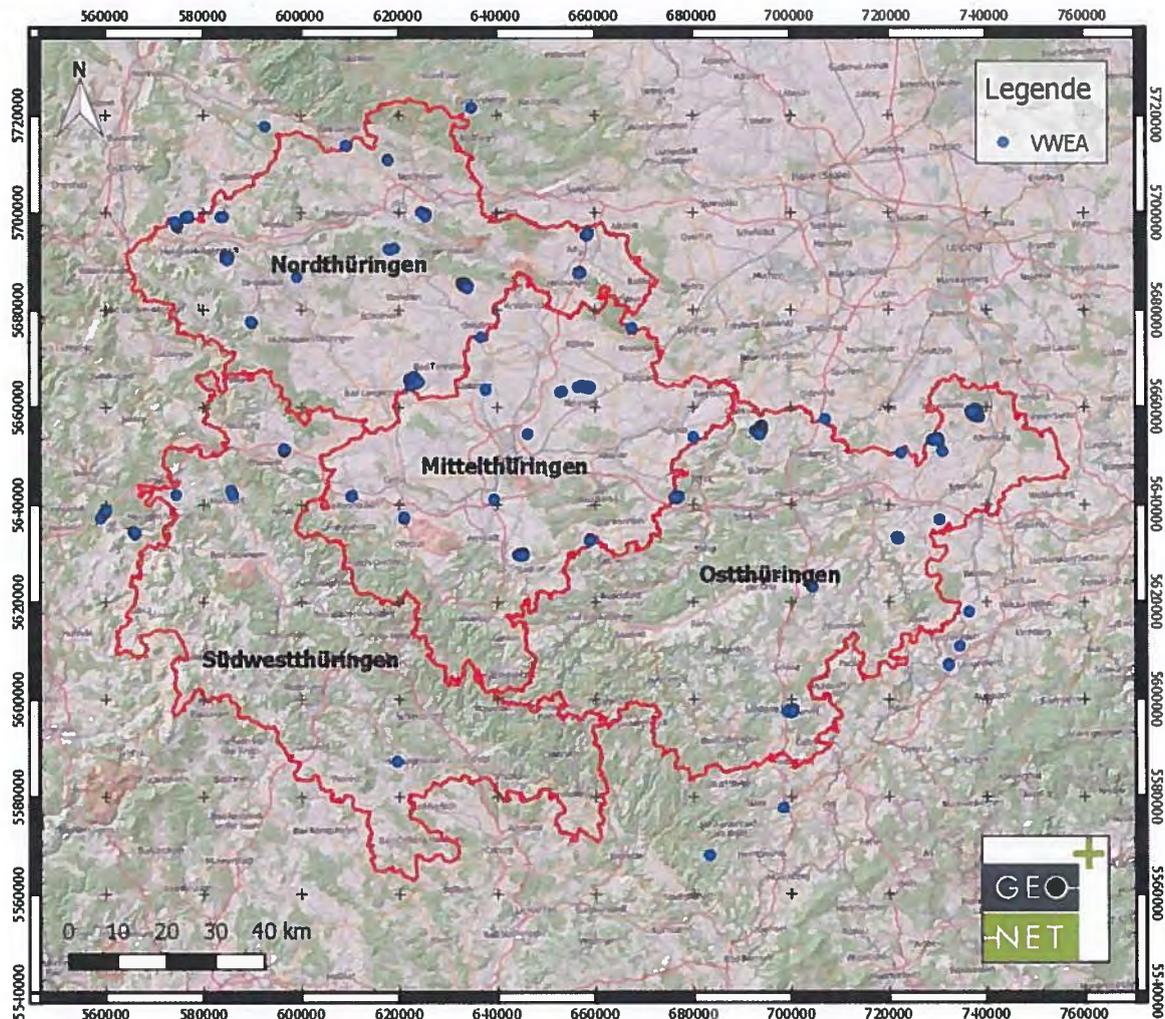


Abbildung 10 Übersicht über die für die Validierung der Windfeldmodellierung Thüringens verwendeten Vergleichs-WEA (VWEA) (GEO-NET, 2015)

Die monatlichen Energieerträge der Vergleichs-WEA werden zur Bewertung und Verifizierung der Simulationsergebnisse bereinigt verwendet. Hierfür werden die vorliegenden monatlichen Ertragsangaben mit den angegebenen technischen Verfügbarkeiten korrigiert und auf Basis von Korrelationsuntersuchungen hinsichtlich ihrer Plausibilität überprüft. Unplausible Daten (meist Monate mit geringer technischer Verfügbarkeit) werden nicht für den Langzeitbezug eingesetzt.

Der Langzeitbezug von Energieproduktionsdaten wird im Bereich Windanalytik von GEO-NET nach aktuellem Stand der Technik mit geeigneten, für das untersuchte Areal repräsentativen, Langzeitdaten durchgeführt. In der vorliegenden Untersuchung wurden die Winddaten der MERRA-Reanalyse (RIENECKER et.al, 2011; SANDER, 2016) sowie der ConWx-Reanalyse (EMD, 2016; CONWX, 2016) verwendet, welche mithilfe der zu den Vergleichs-WEA zugehörigen Leistungskennlinie in Ertragsindizes umgerechnet wurden.

Die MERRA-Daten (Modern Era-Retrospective analysis for Research and Applications) werden von der NASA erstellt (RIENECKER et.al, 2011; SANDER, 2016). Es handelt sich dabei um globale Reanalyse-daten, die auf einem Gitter mit $0,5^\circ \times 0,66^\circ$ Breitengrad/Längengrad vorliegen und damit eine Auflösung von etwa 50 km aufweisen. Der Datensatz basiert größtenteils auf Satellitenbeobachtungen, mit denen das Wettermodell zur Berechnung angetrieben wird. Auf zwei Höhenniveaus (10 m und 50 m) liegen die Parameter Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Temperatur und Luftdichte vor. Durch das im Gegensatz zu operationellen Wettermodellen zeitlich konstante Modellsystem und die qualitätsgeprüfte, breite Beobachtungsdatenbasis ist die MERRA Windgeschwindigkeitszeitreihe über den gesamten Zeitraum weitgehend konsistent und homogen. Die MERRA Windgeschwindigkeitszeitreihe wird mit einer anlagenspezifischen Leistungskennlinie in einen Ertragsindex umgerechnet und auf einen festen Referenzzeitraum (1996 - 2014) bezogen.

Die ConWx-Daten sind von EMD in Kooperation mit ConWx ApS entwickelt worden (EMD, 2016b; CONWX, 2016). Dabei handelt es sich um stündliche Windgeschwindigkeitsdaten aus einem Klimamodell für West- und Zentraleuropa, das durch die ERA-Interim Re-Analysedaten des European Center for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) angetrieben wird. Die Auflösung des Modells beträgt $0,03^\circ \times 0,03^\circ$ Breitengrad/Längengrad, was für Deutschland im Mittel einer Auflösung von etwa 3,3 km x 2,1 km Nord-Süd/West-Ost entspricht. Damit sind die Daten höher aufgelöst als die MERRA-Reanalyse und geben die Windverhältnisse am Standort auf mehreren Höhenniveaus (10 m, 25 m, 50 m, 75 m, 100 m, 150 m & 200 m) mit den Parametern Windgeschwindigkeit und -richtung nach einer entsprechenden Korrektur für den Langzeitbezug gut wieder. Analog zum MERRA-Ertragsindex wird die Windgeschwindigkeitszeitreihe von ConWx mit einer anlagenspezifischen LK in einen Ertragsindex umgerechnet und auf einen festen Referenzzeitraum (1996 - 2014) bezogen.

Für die Prüfung der Konsistenz oder Inhomogenität der Langzeitdaten werden die Indices miteinander verglichen. Die MERRA- und ConWx-Indices zeigen einen nahezu gleichen zeitlichen Verlauf auf, sodass eine Inkonsistenz bei einem der beiden Indices ausgeschlossen werden kann. MERRA- und ConWx-Index werden jeweils zu 50 % gewichtet.

Der Zusammenhang zwischen den dargestellten Kurz- und Langzeitdaten sowie die Berechnung des zu erwartenden Energieertrages an den VWEA-Standorten im Langzeitniveau erfolgte hier mit Hilfe der linearen Regression. Die langzeitbezogenen Realertragsdaten werden dem Ergebnis der Energieertragsberechnungen auf Basis der 3D-Windfeldsimulationen mit FITNAH für die VWEA-Standorte gegenübergestellt und in Form der Angabe der prozentualen Reproduktion zusammen mit der entsprechenden Unsicherheit in den Tabellen 4 – 55 dargestellt.

Im Allgemeinen ist bei einem Ertragsvergleich davon auszugehen, dass in einer landschaftlich unterschiedlich geprägten Region generelle Unsicherheiten bestehen können, weshalb es zu Abweichungen bei dem langzeitbereinigten Energieertrag kommen kann. Diese Unstimmigkeiten können auch mit den durchgeführten Korrelationstests nicht restlos bereinigt werden. Eine wichtige Rolle bei der Unsicherheitsanalyse spielen auch die Windverhältnisse in den betrachteten Produktionszeiträumen gegenüber den langfristig zu erwartenden Verteilungen. Zudem können auch aufgrund besonderer Windrichtungsspektren oder Häufung bestimmter Wetterlagen die Windverhältnisse dahingehend modifiziert sein, dass die Anströmungsbedingungen an einzelnen Standorten häufiger eingeschränkt sind und sich andere Parkwirkungsgrade einstellen. Darüber hinaus kann der Ertragsvergleich mit weiteren verschiedenen Unsicherheiten behaftet sein. Neben den bei der Ertragsberechnung verwendeten Leistungskennlinien sind vor allem die Energieverluste aufgrund technischer Nicht-Verfügbarkeit sowie Unzulänglichkeiten bei der Energieertragsmessung als Ursachen anzuführen und sollten entsprechend bei der Bewertung der Ergebnisse Berücksichtigung finden.

Nordthüringen**VWEA-Standort Artern-Voigstedt**

Anzahl/Konvertertyp	2 / E-48 // 2 / E-70 E4/2.3MW
Nabenhöhe [m]	64,5 // 76,0
Lage (Landschaftsraum/Region)	Hohe Schrecke - Finne
Komplexität des Geländes nach IEC	nicht komplex
Auswertzeitraum	März 2007 – Juni 2012
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	100 (90 – 109)
Unsicherheit der Reproduktion [%]	5,4

Tabelle 4 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Artern-Voigstedt

VWEA-Standort Bischhausen-Weißenborn

Anzahl/Konvertertyp	3 / E-101/3MW
Nabenhöhe [m]	135,5
Lage (Landschaftsraum/Region)	Nordthüringer Buntsandsteinland
Komplexität des Geländes nach IEC	nicht komplex
Auswertzeitraum	Juli 2013 – Dezember 2014
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	100 (94 – 110)
Unsicherheit der Reproduktion [%]	5,5

Tabelle 5 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Bischhausen-Weißenborn

VWEA-Standort Breitenstein

Anzahl/Konvertertyp	1 / E-40/5.40
Nabenhöhe [m]	65,0
Lage (Landschaftsraum/Region)	Sachsen-Anhalt (gewertet zu Harz)
Komplexität des Geländes nach IEC	nicht komplex
Auswertzeitraum	Januar 1998 – September 2015
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	100
Unsicherheit der Reproduktion [%]	4,7

Tabelle 6 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Breitenstein

VWEA-Standort Büttstedt

Anzahl/Konvertertyp	2 / E-70 E4/2.3MW
Nabenhöhe [m]	113,5
Lage (Landschaftsraum/Region)	Hainich-Dün-Hainleite
Komplexität des Geländes nach IEC	nicht komplex
Auswertzeitraum	Januar 2009 – Oktober 2015
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	101 (99 – 103)
Unsicherheit der Reproduktion [%]	5,1

Tabelle 7 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Büttstedt

VWEA-Standort Dünwald-Hüpstedt

Anzahl/Konvertertyp	1 / E-40/6.44
Nabenhöhe [m]	65,0
Lage (Landschaftsraum/Region)	Hainich-Dün-Hainleite
Komplexität des Geländes nach IEC	nicht komplex
Auswertzeitraum	Januar 2005 – Februar 2012
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	100
Unsicherheit der Reproduktion [%]	4,7

Tabelle 8 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Dünwald-Hüpstedt

VWEA-Standort Geisleden

Anzahl/Konvertertyp	7 / E-53
Nabenhöhe [m]	73,3
Lage (Landschaftsraum/Region)	Hainich-Dün-Hainleite
Komplexität des Geländes nach IEC	nicht komplex
Auswertzeitraum	Januar 2011 – August 2015
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	97 (88 – 110)
Unsicherheit der Reproduktion [%]	5,2

Tabelle 10 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Geisleden

VWEA-Standort Gleichen

Anzahl/Konvertertyp	7 / E-53
Nabenhöhe [m]	73,3
Lage (Landschaftsraum/Region)	Nordthüringer Buntsandsteinland
Komplexität des Geländes nach IEC	nicht komplex
Auswertzeitraum	Dezember 2007 – Dezember 2014
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	101 (99 – 105)
Unsicherheit der Reproduktion [%]	4,9

Tabelle 11 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Gleichen

VWEA-Standort Großberndten

Anzahl/Konvertertyp	3 / E-82 E2/2.3MW
Nabenhöhe [m]	108,4
Lage (Landschaftsraum/Region)	Hainich-Dün-Hainleite
Komplexität des Geländes nach IEC	nicht komplex
Auswertzeitraum	Januar 2011 – Juni 2014
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	100 (97 – 106)
Unsicherheit der Reproduktion [%]	5,4

Tabelle 12 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Großberndten

VWEA-Standort Großenehrich-Westerengel

Anzahl/Konvertertyp	11 / V80/2MW
Nabenhöhe [m]	100,0
Lage (Landschaftsraum/Region)	Hainich-Dün-Hainleite
Komplexität des Geländes nach IEC	nicht komplex
Auswertzeitraum	Januar 2010 – August 2015
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	100 (82 – 110)
Unsicherheit der Reproduktion [%]	5,2

Tabelle 13 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Großenehrich-Westerengel

VWEA-Standort Großvargula

Anzahl/Konvertertyp	16 / MD77
Nabenhöhe [m]	100,0
Lage (Landschaftsraum/Region)	Innerthüringer Ackerhügelland
Komplexität des Geländes nach IEC	nicht komplex
Auswertzeitraum	Juni 2011 – August 2015
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	101 (95 – 110)
Unsicherheit der Reproduktion [%]	5,8

Tabelle 14 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Großvargula

VWEA-Standort Heldringen-Braunsroda

Anzahl/Konvertertyp	5 / E-66/18.70-3
Nabenhöhe [m]	85,0
Lage (Landschaftsraum/Region)	Hohe Schrecke - Finne
Komplexität des Geländes nach IEC	nicht komplex
Auswertzeitraum	Juni 2004 – Mai 2012
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	101 (94 – 109)
Unsicherheit der Reproduktion [%]	5,1

Tabelle 15 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Heldringen-Braunsroda

VWEA-Standort Hörningen

Anzahl/Konvertertyp	2 / E-58
Nabenhöhe [m]	67,0
Lage (Landschaftsraum/Region)	Nordthüringer Buntsandsteinland
Komplexität des Geländes nach IEC	nicht komplex
Auswertzeitraum	Januar 2007 – Juli 2010
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	99 (96 – 102)
Unsicherheit der Reproduktion [%]	5,9

Tabelle 16 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Hörningen

VWEA-Standort Kleinfurra

Anzahl/Konvertertyp	5 / E-66/15.66
Nabenhöhe [m]	67,0
Lage (Landschaftsraum/Region)	Nordthüringer Buntsandsteinland
Komplexität des Geländes nach IEC	2 komplex / 3 nicht komplex
Auswertzeitraum	Januar 2004 – Dezember 2012
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	98 (91 – 102)
Unsicherheit der Reproduktion [%]	4,7

Tabelle 17 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Kleinfurra

VWEA-Standort Nentzelsrode-Hain

Anzahl/Konvertertyp	2 / E-82 E2/2.3MW
Nabenhöhe [m]	138,4
Lage (Landschaftsraum/Region)	Nordthüringer Buntsandsteinland
Komplexität des Geländes nach IEC	nicht komplex
Auswertzeitraum	August 2014 – Oktober 2015
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	106 (104 – 108)
Unsicherheit der Reproduktion [%]	5,8

Tabelle 18 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Nentzelsrode-Hain

VWEA-Standort Pöhlde

Anzahl/Konvertertyp	1 / E-40/6.44
Nabenhöhe [m]	65,0
Lage (Landschaftsraum/Region)	Niedersachsen (gewertet zu Nordthüringer Buntsandsteinland)
Komplexität des Geländes nach IEC	komplex
Auswertzeitraum	Dezember 2001 – Dezember 2013
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	101
Unsicherheit der Reproduktion [%]	4,7

Tabelle 19 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Pöhlde

VWEA-Standort Reinholterode

Anzahl/Konvertertyp	1 / E-66/18.70-3 // 1 / E-82 E2/2.3MW
Nabenhöhe [m]	98,4 // 138,4
Lage (Landschaftsraum/Region)	Nordthüringer Buntsandsteinland
Komplexität des Geländes nach IEC	1 komplex // 1 nicht komplex
Auswertzeitraum	November 2011 – Dezember 2013
Gewichtete mittlere Reproduktion (MERRA 50%/ConWx 50%) [%]	101 (93 – 108)
Unsicherheit der Reproduktion [%]	5,1

Tabelle 20 Reproduktion zwischen der auf Basis von Langzeitdaten langzeitkorrigierten Erträge und Ergebnissen der FITNAH-Jahresertragsberechnung sowie der auf den Wind bezogenen Unsicherheit der Reproduktion am VWEA-Standort Reinholterode

5. Aussagekraft und Unsicherheiten

Der Windatlas Thüringen soll die Träger der Regionalplanung bei der Auswahl der Vorranggebiete nach der durch sie durchgeführten Weißflächenkartierung belastbar unterstützen. Trotz der hohen Qualität der Eingangsdaten und des verwendeten Modells, der verwendeten Rechenaufösung und der gewissenhaft durchgeführten Validierung des Modells kann ein solcher Anwendungsfall aber nicht die Erstellung von standortspezifischen Windgutachten von akkreditierten Windgutachterbüros ersetzen, welche als wesentliche Finanzierungsgrundlage von Windenergieprojekten höhere Anforderungen an die Genauigkeit und Abschätzung der maßgeblichen Unsicherheitsquellen stellen. Bei der im Rahmen dieser Untersuchungen durchgeführten Unsicherheitsbetrachtung wurde z.T. klassifiziert und kategorisiert, so dass sie sich von der standortspezifischen Betrachtung eines Wind-Ertragsgutachtens entfernt. Dennoch wurde darauf geachtet, möglichst nahe an der Unsicherheitsbetrachtung der TR6 zu agieren.

Zu diesem Zweck erfolgte eine Bewertung der Unsicherheit der Reproduktion der ausgewerteten Referenzanlagen nach den Kriterien: Detaillierungsgrad, Informationsgüte, Verfahren der Ausreißereliminierung bzw. Verfügbarkeitskorrektur, Parkabschattung, Unsicherheit „Eingangsdaten“ WEA wie z.B. die Unsicherheit der verwendeten Leistungskennlinie, die Konsistenz der Langzeitdatenquellen, der Abbildungsalgorithmus, die Länge des Abgleichszeitraums, die Repräsentativität der Langzeitdaten zum Standort sowie die Projektion des Bezugszeitraums auf den zukünftigen WEA-Betriebszeitraum. Die hinsichtlich des Energieertrages berechneten Unsicherheiten wurden mit einem pauschalen Sensitivitätsfaktor von 2,5 auf Unsicherheiten bezogen auf den Wind umgerechnet.

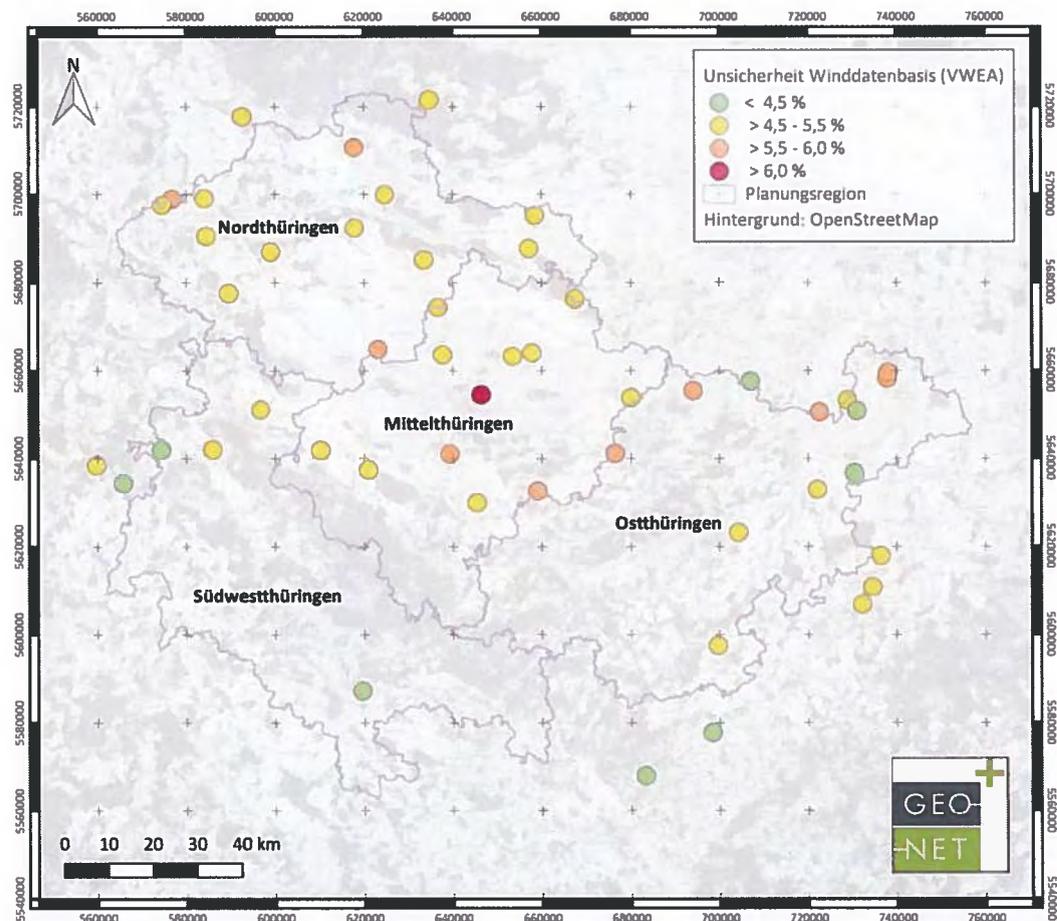


Abbildung 11 Übersicht über die Unsicherheiten der Reproduktion der für die Validierung der Windfeldmodellierung Thüringens verwendeten Vergleichs-WEA

Für die Ausweisung der Unsicherheiten der Windfeldmodellierung in den einzelnen Berechnungshöhen erfolgte anschließend eine Bewertung der Unsicherheiten auf der Ebene der Naturräume auf Grundlage von Terrain und Landnutzung. Dabei wurden folgende Naturräume bewertet: Altenburger Lössgebiet, Bad Salzunger Buntsandsteinland, Hainich-Dün-Hainleite, Harz, Hohe Schrecke-Finne, Hohes Thüringer Schiefergebirge-Frankenwald, Ilm-Saale-Ohrdrufer Platte, Innerthüringer Ackerhügelland, Meininger Kalkplatten, Nordthüringer Buntsandsteinland, Ostthüringer Schiefergebirge-Vogtland, Ronneburger Acker- und Bergbaugesamt, Saale-Sandsteinplatte sowie Weißenfelder Lössplatten. Weiterhin gingen die vertikale Extrapolation der Windgeschwindigkeit sowie der Anzahl der in dem jeweiligen Raum vorhandenen Vergleichs-WEA in die Gesamtunsicherheit ein. Im Vergleich zu einer spezifischen Windparkplanung fehlen damit vor allem die horizontale Extrapolation von den gewählten Referenzanlagen, die Gewichtung der Referenzstandorte und die Überprüfung, inwieweit eine Repräsentativität überhaupt gegeben ist. Diese Repräsentativität wird neben den Anströmbedingungen vor allem durch die Forderung nach einer minimalen Nabenhöhe der Referenzanlage von $\frac{2}{3}$ der geplanten Nabenhöhe sowie einem Abstand von 10 km bei nicht-komplexen Standorten und 2 km bei komplexen Standorten bestimmt.

6. Zusammenfassung der Ergebnisse der Windfeldmodellierung

In den in Kap. 7 dargestellten Windfeldern zeichnen sich in Thüringen unabhängig von der jeweiligen Höhe ü. Grund drei großräumige Bereiche ab, die zum überwiegenden Teil sehr gute Windhöffigkeiten aufweisen. Zum einen sind dies die Höhenlagen des Thüringer Waldes, die nach der Modellierung sehr gute Windverhältnisse bei allerdings aufgrund fehlender Referenzdaten zur Plausibilisierung gleichzeitig hoher Unsicherheit aufweisen. Weitere Regionen sind das obere Eichsfeld, der Hainich, der Dün, die Hainleite, die Windleite und der Übergang zum Kyffhäuser Gebirge. Maßgeblich für das hier modellierte große Windpotential ist die Orographie bzw. die Exponiertheit der Standorte. Denn alle diese Regionen sind mittelgebirgsähnliche Hochlagen oder Höhenzüge innerhalb Thüringens. Die dritte Region, die vergleichsweise gute bis sehr gute Windhöffigkeiten aufweist, ist der Übergangsbereich von Thüringen zu Sachsen-Anhalt im Bereich des Saale-Holzlandes und des Zeitzer Hügellandes. Dass diese Regionen die entsprechenden Windhöffigkeiten zeigen, ist nur z.T. durch die orographische Erhöhung dieser Gebiete gegenüber dem Umland bzw. der Exponiertheit geschuldet, denn die angesprochenen Landschaftsräume sind zusätzlich bzgl. der Landnutzung sehr ausgeräumt, so dass sich das durch Rauigkeiten wie Waldgebiete, Städte etc. beeinflusste und abgeschwächte Windfeld wieder erholt.

Windschwächere Bereiche sind hingegen aufgrund der orographischen Bedingungen die Tallagen der Flüsse (Saale, Ilm etc.) und die Tallagen in den Mittelgebirgen (Thüringer Wald, Hainich, Dün, Hainleite etc.) Weitere großräumige Regionen mit niedrigeren Windgeschwindigkeiten sind große Teile des südlichen Südwestthüringens und der Randbereiche des Harzes und weiterhin der Harz selbst in Nordthüringen. Die markante Abschwächung des Windes im südwestlichen Thüringen wird durch den in Hauptwindrichtung Südwest vorlagerten Höhenzug der Rhön bewirkt. Dieser Höhenzug mit der Wasserkuppe als höchste Erhebung mit mehr als 900 m ü. NN sorgt für die niedrigen Windgeschwindigkeiten in den nordöstlich und östlich gelegenen Bereichen, die nur Geländehöhen von wenigen hundert Metern aufweisen. Die niedrigen Lagen des Harzvorlandes und des Harzrandes sind ebenfalls im Abschattungsbereich einerseits des Harzes, andererseits des sehr hügeligen Eichsfeldes, der Hainleite und der Windleite. Dass große Teile des thüringischen Harzes ebenfalls windschwach dargestellt sind geht auf Leeeffekte durch den Hochharz (höchste Erhebung der Brocken mit mehr als 1100 m ü. NN) zurück. Weiterhin als eher windschwach sind die Leelagen des Thüringer Waldes, also die Nord- und Osthänge, zu bezeichnen. Dass sich das Windpotential in diesen Bereichen jedoch als nicht so gering darstellt wie im Lee der Rhön oder des Harzes hängt mit den geringeren Höhenunterschieden zwischen den höchsten Erhebungen und den betrachteten Flächen im Lee zusammen.

Große Teile des zentralen Thüringens, gelegen im Thüringer Becken, sind ebenfalls eher zu den windschwächeren Bereichen zu zählen. Es gibt jedoch innerhalb dieser riesigen ausgeräumten Landschaft lokale, kleinere Erhebungen gegenüber dem jeweiligen Umland, an denen durch die lokale Exponiertheit die Windhöffigkeiten besser sind.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass es in Thüringen Regionen gibt, die sich hinsichtlich der Windhöffigkeit sehr gut zum weiteren Ausbau der Windenergie anbieten. Es gibt aber auch Regionen, in denen mitunter Abstriche bei der Renditeerwartung in Kauf genommen werden müssen, um die Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten nicht zu gefährden.

7. Kartenmaterialien

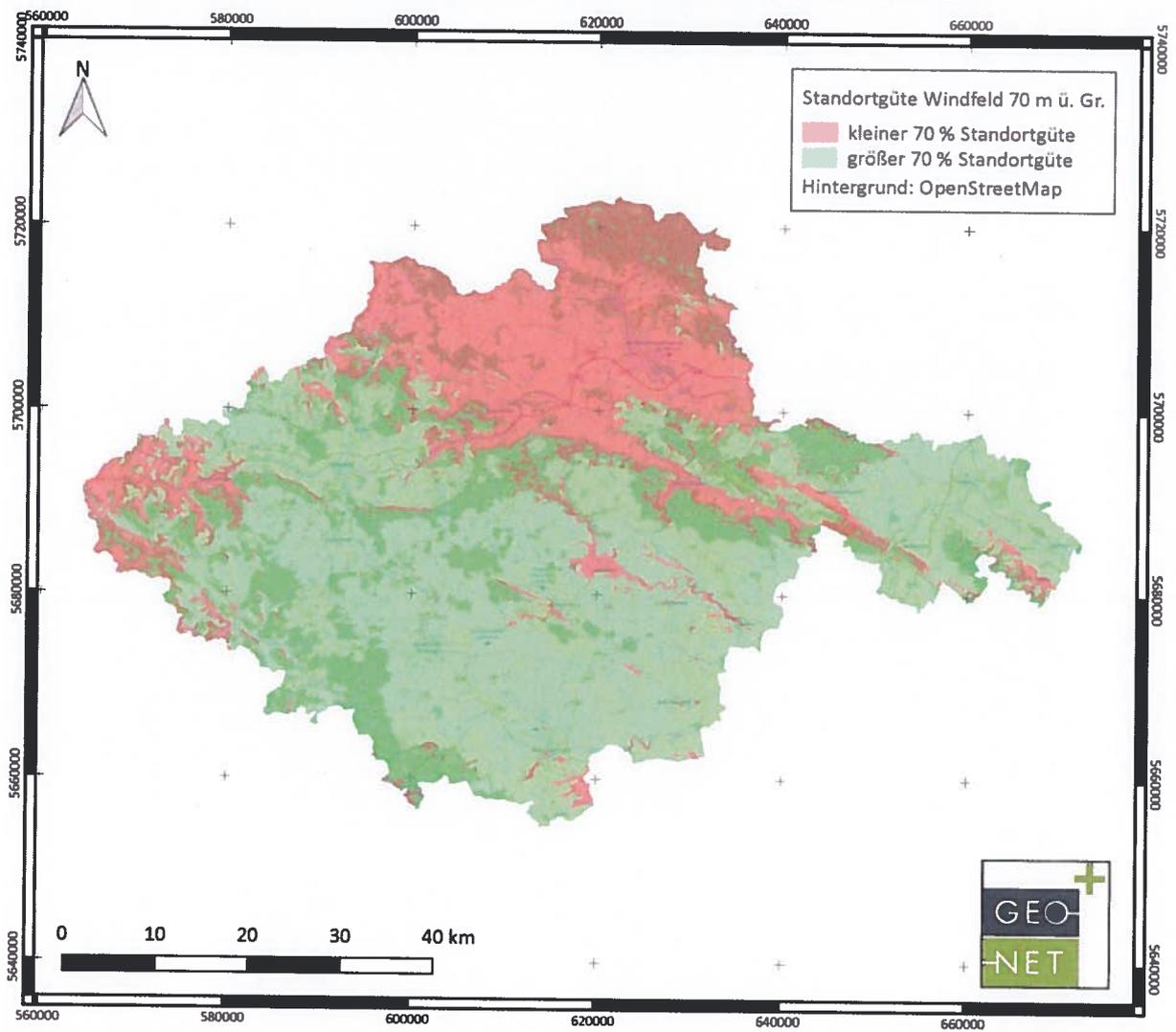
Entsprechend den Überlegungen aus Kap. 3 erfolgt in den nachfolgenden Karten eine Darstellung der Flächen mit mehr als 70 % Standortgüte in den verschiedenen Berechnungshöhen, auf denen im Mittel ein wirtschaftlicher Betrieb vom Gesetzgeber angestrebt wurde. Dabei wurde auf eine Berücksichtigung der Luftdichte verzichtet, andernfalls würde mit zunehmender Geländehöhe und damit sinkender Luftdichte ein Referenzertrag von 70 % erst bei höheren Windgeschwindigkeiten erzielt werden.

Als Ergebnis weisen etwa 62,5 % (70 m), 67,0 % (100 m), 89,6 % (140 m) bzw. 92,3 % (160 m) der Landesfläche von Thüringen eine Standortgüte von mindestens 70 % auf. Die Flächen sind mit einer geeigneten Weißflächenkartierung unter Erarbeitung der weichen und harten Tabuzonen zu kombinieren, um die für die Ausschreibung wirtschaftlich und planungs- sowie naturrechtlich geeigneten Areale zu identifizieren. Dadurch werden sich auch die genannten Prozentzahlen drastisch reduzieren.

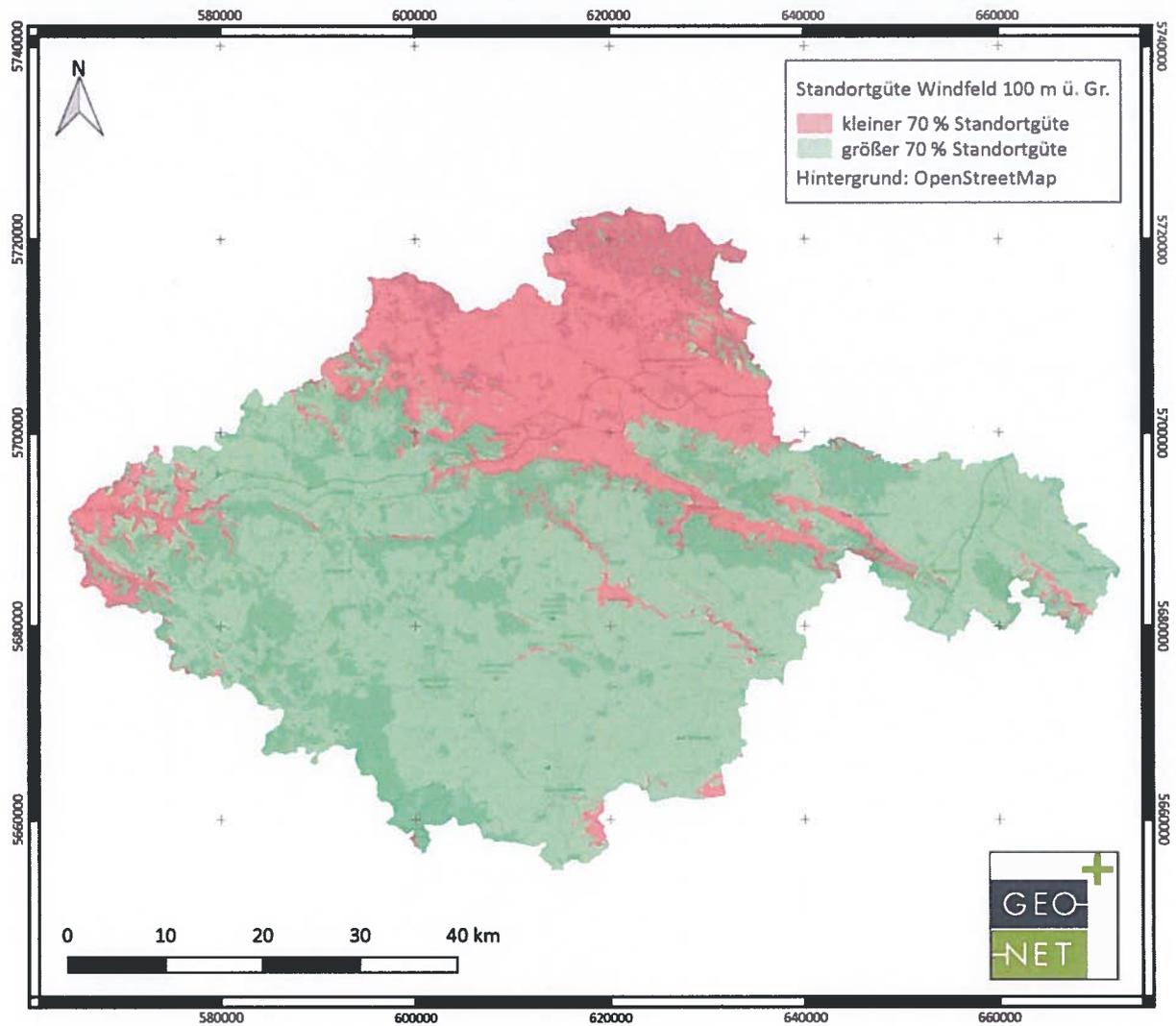
Nabenhöhe	Anteil Fläche > 70 % Standortgüte [%]			
	70 m	100 m	140 m	160 m
Thüringen	62,5	67,0	89,6	92,3
Nordthüringen	66,3	71,3	94,6	97,8
Mittelthüringen	74,8	78,5	98,2	99,0
Ostthüringen	70,1	77,0	96,0	98,6
Südwestthüringen	39,0	41,1	70,0	74,0

Tabelle 56 Übersicht über die Flächenanteile mit mehr als 70 % Standortgüte für Gesamtthüringen sowie für die einzelnen Planungsregionen

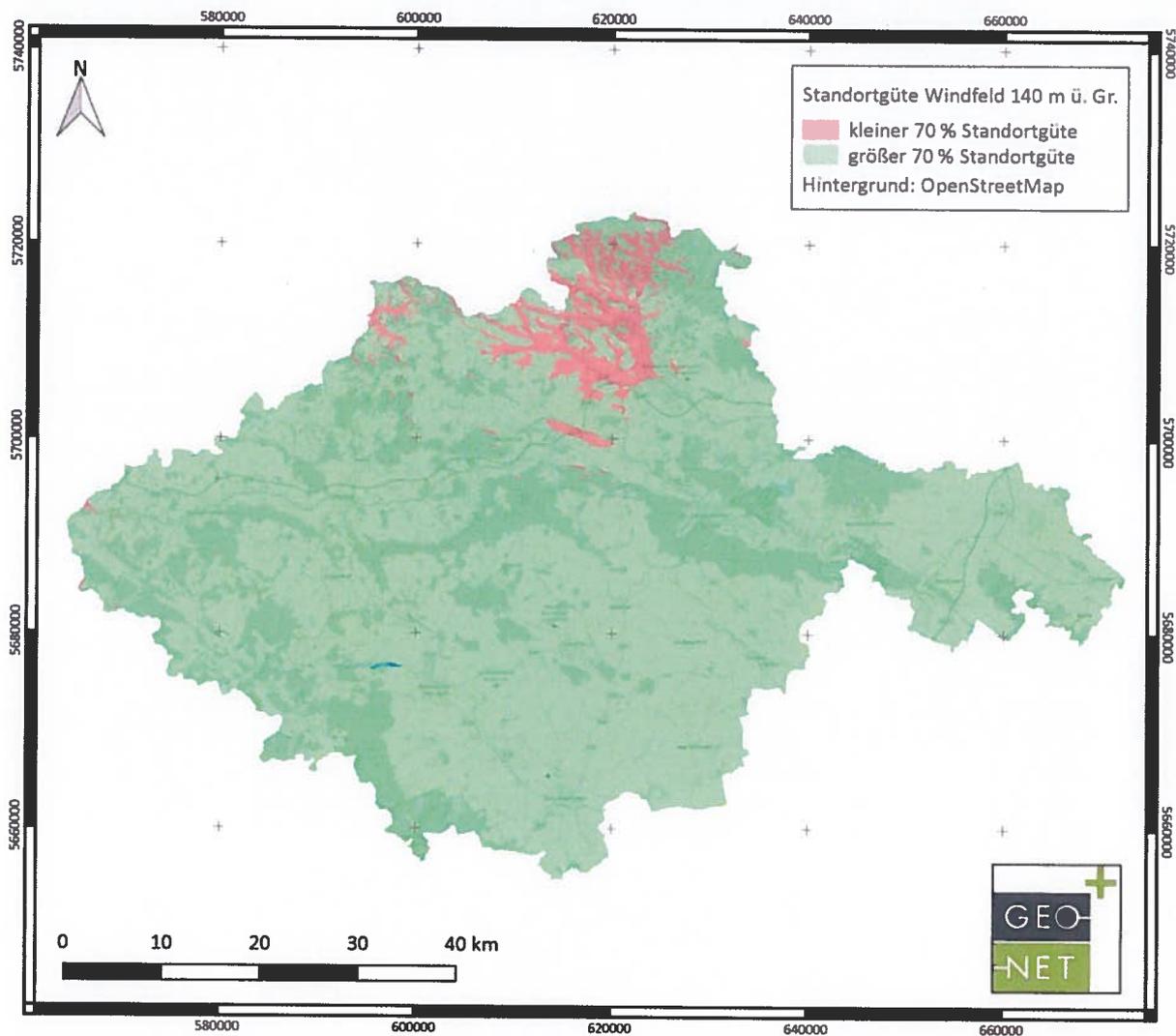
7.13 Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 70 m Nabenhöhe (Nordthüringen)



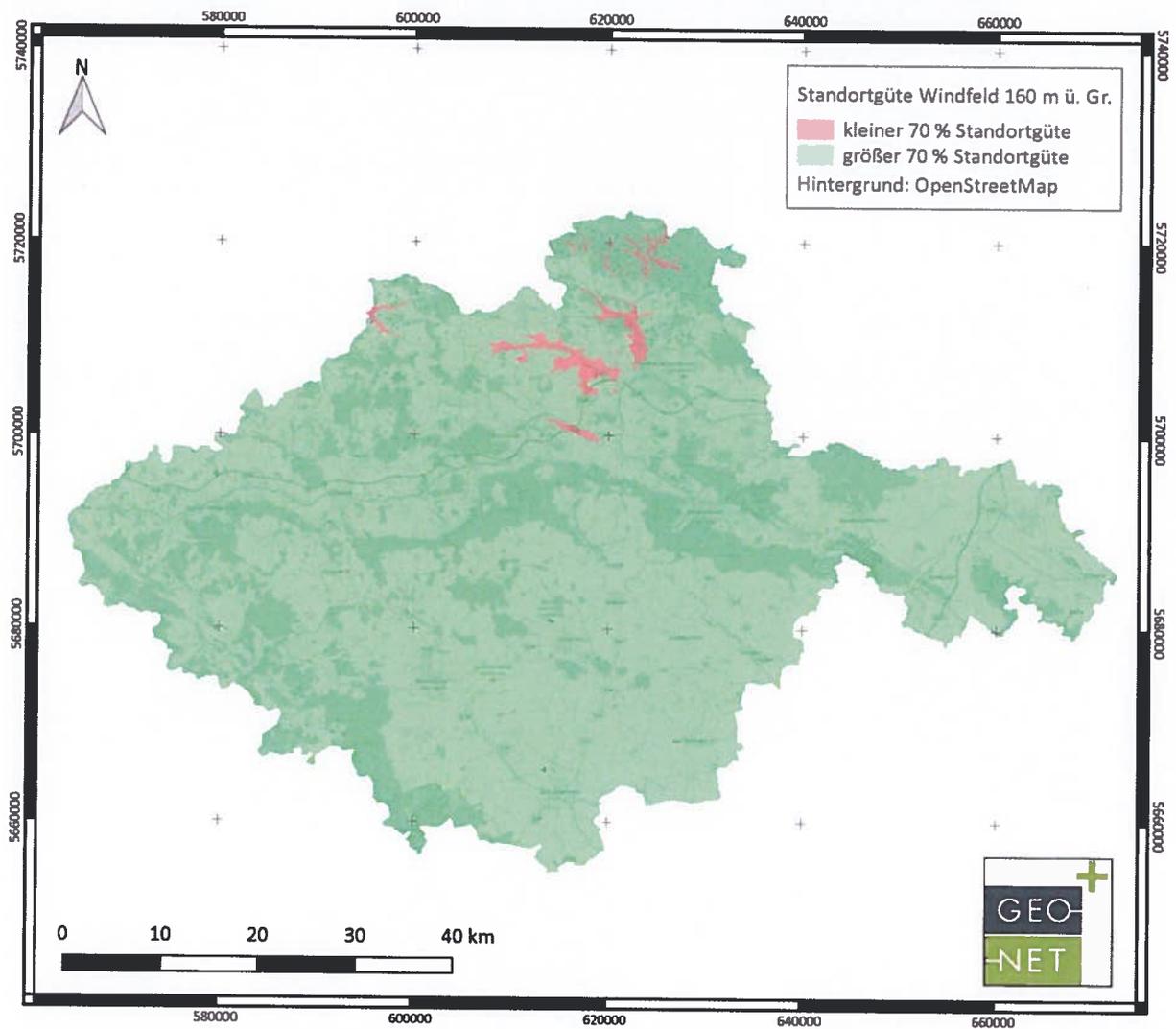
7.14 Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 100 m Nabenhöhe (Nordthüringen)



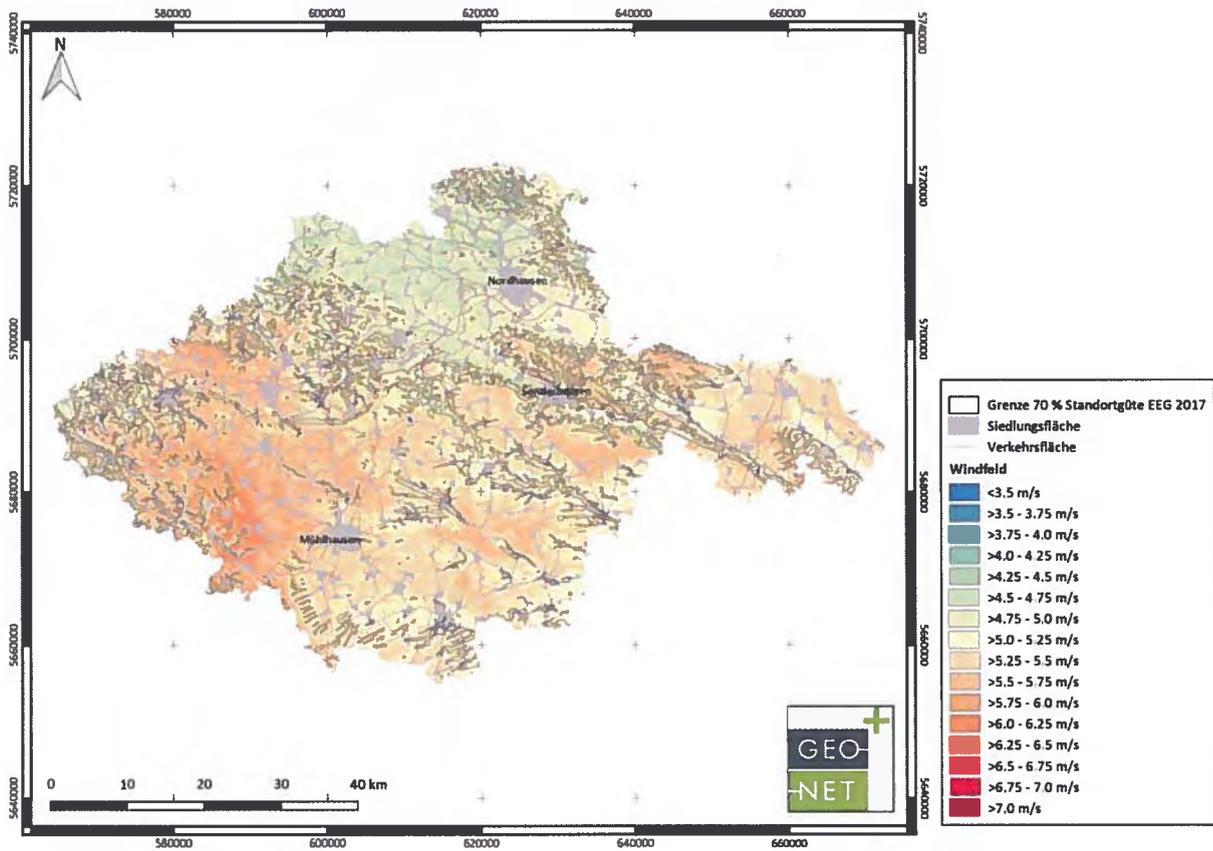
7.15 Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 140 m Nabenhöhe (Nordthüringen)



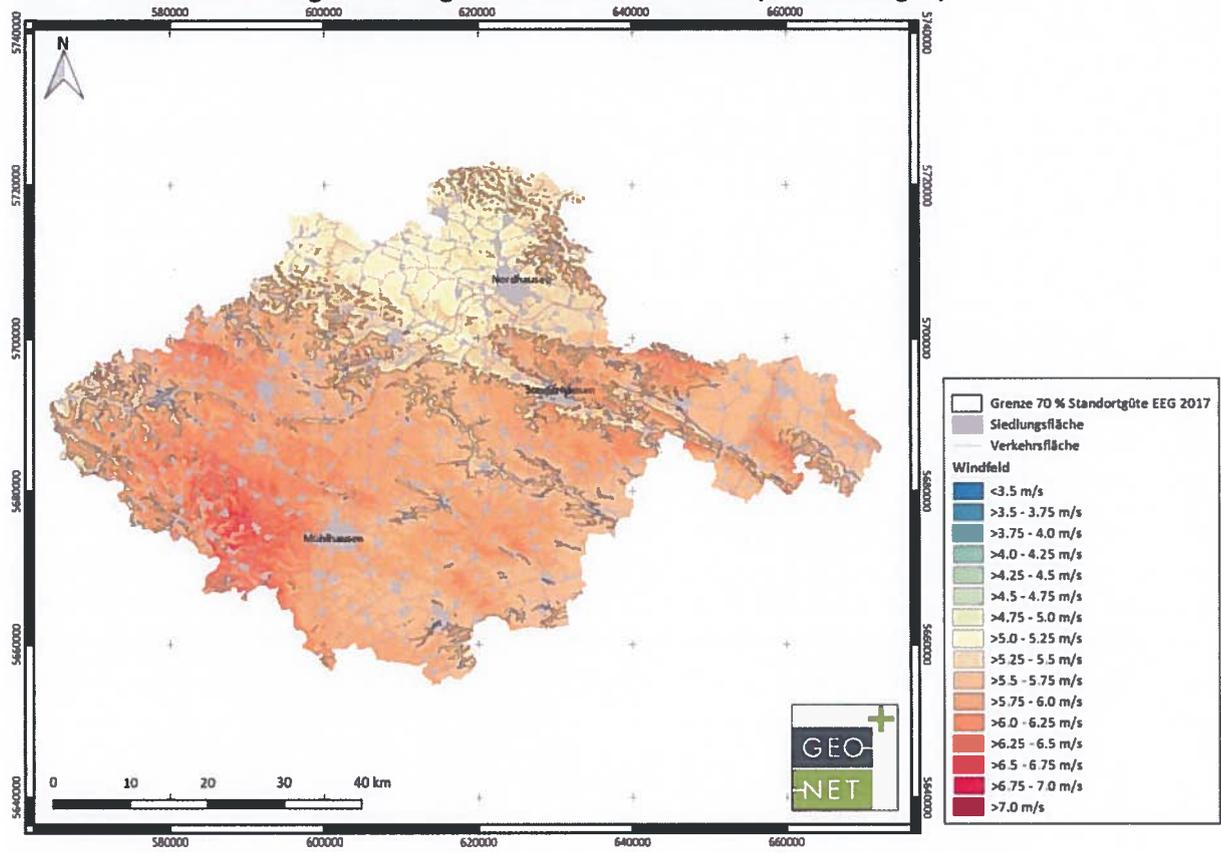
7.16 Berechnete Flächen ab 70 % Standortgüte in 160 m Nabenhöhe (Nordthüringen)



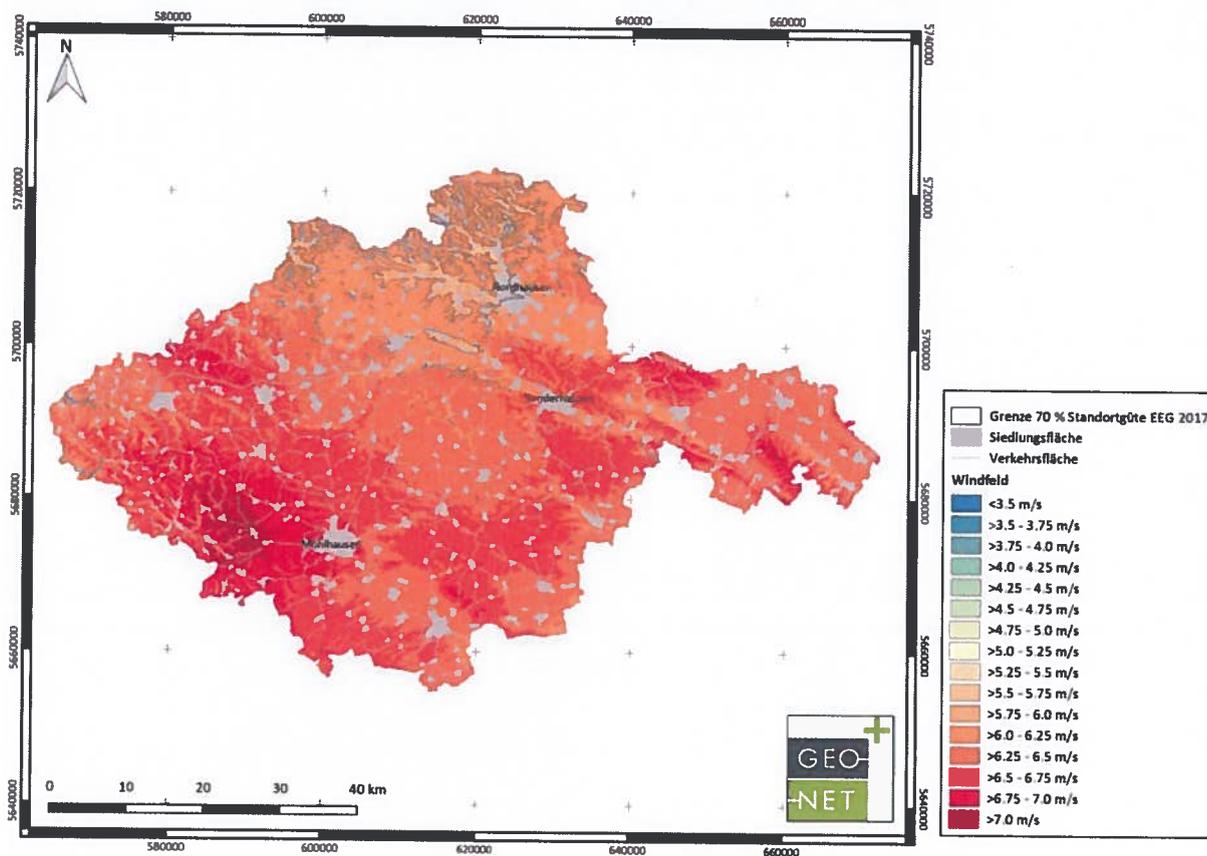
7.17 Modellierte Windgeschwindigkeit in 70 m Nabenhöhe (Nordthüringen)



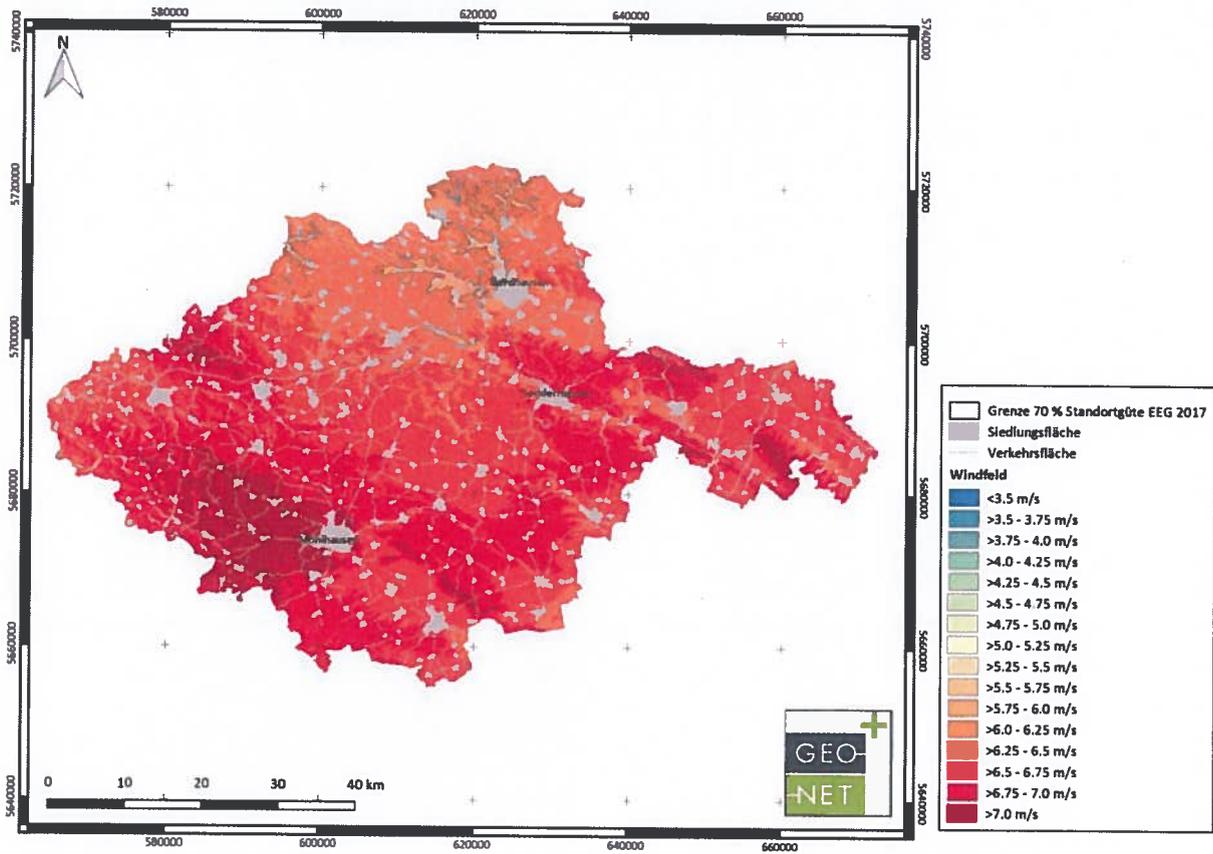
7.18 Modellierte Windgeschwindigkeit in 100 m Nabenhöhe (Nordthüringen)



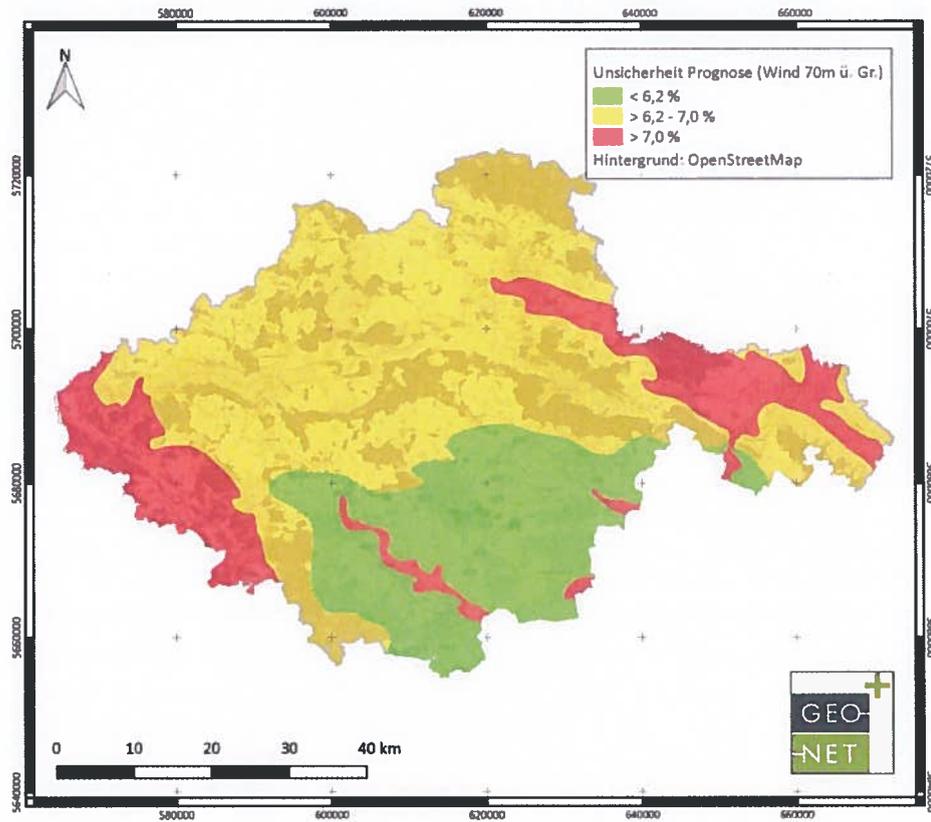
7.19 Modellierte Windgeschwindigkeit in 140 m Nabenhöhe (Nordthüringen)



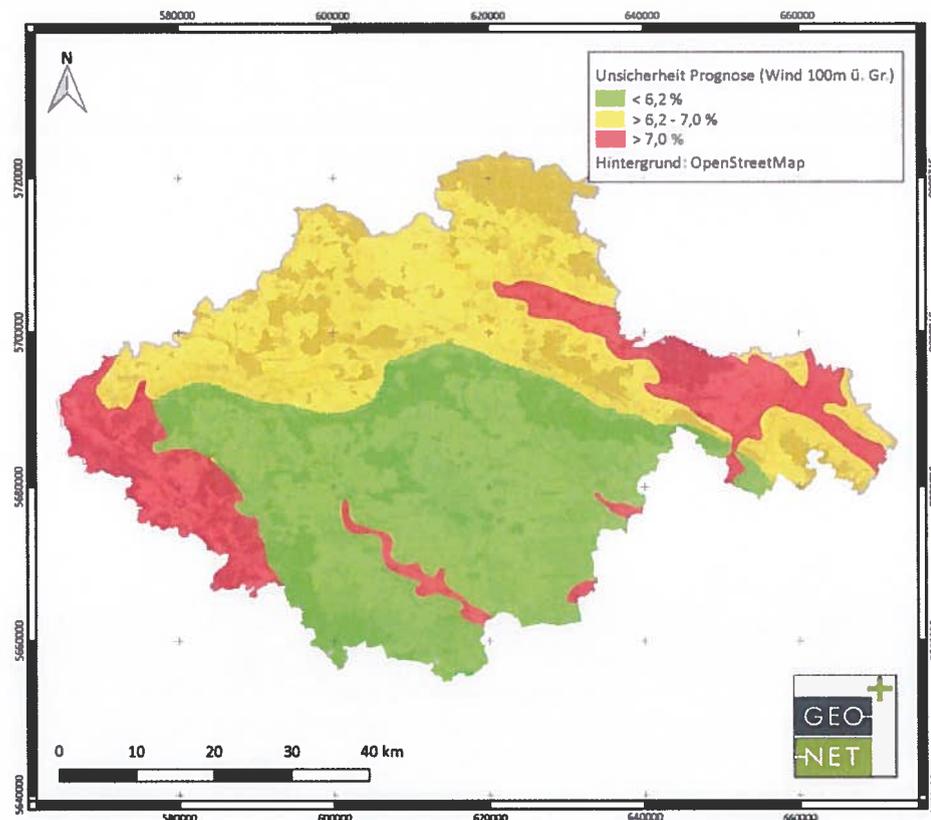
7.20 Modellierte Windgeschwindigkeit in 160 m Nabenhöhe (Nordthüringen)



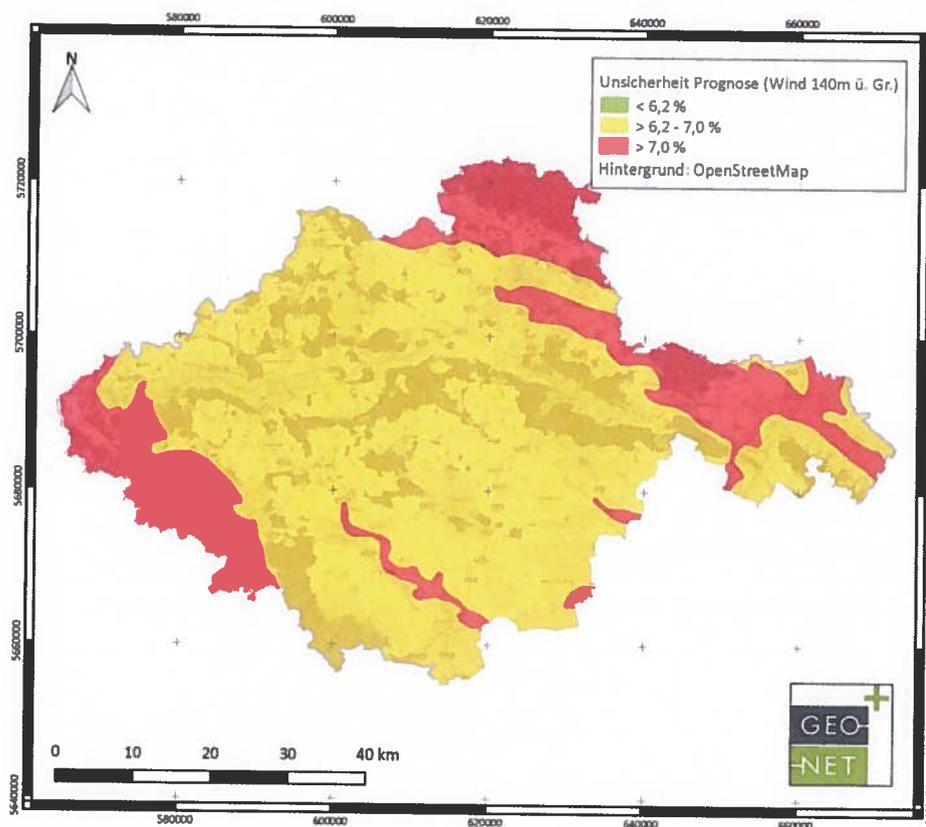
7.21 Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 70 m Nabenhöhe (Nordthüringen)



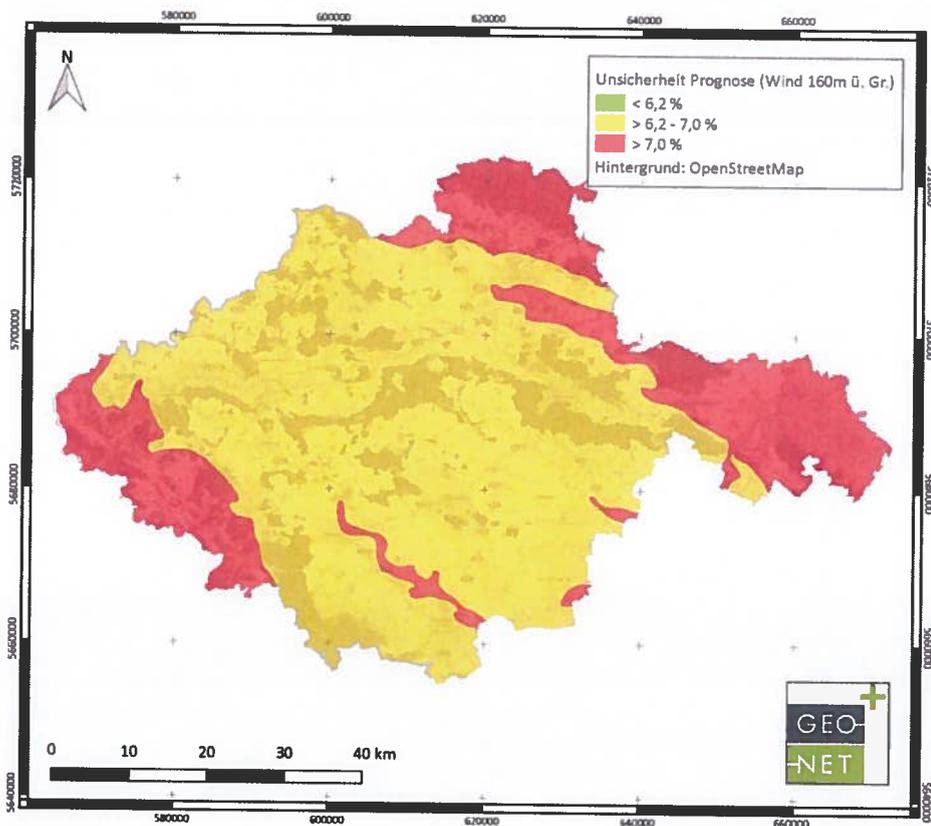
7.22 Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 100 m Nabenhöhe (Nordthüringen)



7.23 Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 140 m Nabenhöhe (Nordthüringen)



7.24 Unsicherheit der Windfeldmodellierung in 160 m Nabenhöhe (Nordthüringen)



Quellen

- BET, 2016: Windenergie an Land: Analyse Stromgestehungskosten & Korrekturfaktoren, 08.02.2016, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen
- BGB, 2016: Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, 13.10.2016, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil I Nr. 49, Bonn
- BMWi, 2016: EEG-Novelle 2016 -Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG-, Februar 2016, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin/Bonn
- BWE-WGB, 2014: Empfehlungen zur Bewertung und Anwendung von Windpotenzialkarten V. 1, Bundesverband Windenergie – Windgutachterbeirat, 17.09.2014, Kassel
- CONWX, 2016: the dynamic portal engine and content management system, ConWX ApS, <http://www.conwx.com/>
- DWG, 2012: Wirtschaftlichkeit von Standorten für die Windenergienutzung – Untersuchung der wesentlichen Einflussparameter, Studie, April 2012, Deutsche WindGuard GmbH, Varel
- DWG, 2013: Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland, Studie, November 2013, Deutsche WindGuard GmbH, Varel
- DWG, 2015: Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland - Update, Studie, Dezember 2015, Deutsche WindGuard GmbH, Varel
- DWG, 2016a: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – 1. Halbjahr 2016, Deutsche WindGuard GmbH, Varel
- DWG, 2016b: Kurzanalyse zu Verhältnisfaktoren unter verschiedener Annahmen, Deutsche WindGuard GmbH, Varel
- EMD, 2016a: Programmpaket WindPRO Version 3.0, EMD International A/S.
- EMD, 2016b: ConWx-Reanalyse, Stundenmittel der Windgeschwindigkeit in 10 m – 200 m Höhe an verschiedenen Gitterpunkten im Zeitraum Januar 1979 – Dez 2015, EMD International A/S.
- EUA, 2015: Corine Land Cover 2000, Corine-Datensatz zu Geländehöhe und Nutzungsstruktur, Europäische Umweltagentur (EUA), Kongens Nytorv 6, 1050 Copenhagen K, Dänemark, <http://www.eea.europa.eu/>.
- FGW, 2016: Technische Richtlinie für Windenergieanlagen Teil 5 (TR5): Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages, Revision 6, Stand 24.02.2016, Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V. (FGW), Berlin.
- FGW, 2014: Technische Richtlinie für Windenergieanlagen Teil 6 (TR6): Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Revision 9, Stand 22.09.2014, Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V. (FGW), Berlin.
- GEO-NET, 2015: Standortinformationen zu verwendeten (Vergleichs-)Windparks, GEO-NET Umweltconsulting GmbH, Eigene Erhebung
- GROSS, G., T. FREY, P. TRUTE, 2002: Die Anwendung numerischer Simulationsmodelle zur Berechnung der lokalen Windverhältnisse in komplexem Gelände. DEWI-Magazin, 20, 28-36.
- GROSS, G., 2002: The exploration of boundary layer phenomena using a nonhydrostatic mesoscale model, Meteorol. Z. 11, 295-302.
- IEL, 2014: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG, Vorhaben IIe: Stromerzeugung aus Windenergie, Wissenschaftlicher Bericht, Juli 2014, Leipziger Institut für Energie GmbH, Hamburg
- ISE, 2013: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Studie, November 2013, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg
- JARVIS, A., H. I. REUTER, A. NELSON, E. GUEVARA, 2006: Hole-filled seamless SRTM data V3, International Centre for Tropical Agriculture (CITA), Washington, USA
- RIENECKER, M.M., M.J. SUAREZ, R. GELARO, R. TODLING, J. BACMEISTER, E. LIU, M.G. BOSILOVICH, S.D. SCHUBERT, L. TAKACS, G.-K. KIM, S. BLOOM, J. CHEN, D. COLLINS, A. CONATY, A. DA SILVA, et al., 2011: MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. J. Climate, 24, 3624-3648, doi:10.1175/JCLI-D-11-00015.1.
- SAHA, S., S. MOORTHY, H.L. PAN, X. WU, J. WANG, S. NADIGA, P. TRIPP, R. KISTLER, J. WOOLLEN, D. BEHRINGER, H. LIU, D. STOKES, R. GRUMBINE, G. GAYNO, J. WANG, Y.T. HOU, H.Y. CHUANG, H.M.H. JUANG, J.SELA, et al., 2010: The NCEP Climate Forecast System Reanalysis, American Meteorological Society, Vol. 91, August 2010, 1015-1057, doi: 10.1175/2010BAMS3001.2
- SANDER, 2016: MERRA-Reanalyse, Stundenmittel der Windgeschwindigkeit in 50 m Höhe an verschiedenen Gitterpunkten im Zeitraum Januar 1979 – Dez 2015, Sander + Partner GmbH, Bern CH.
- SANDER u. PARTNER, 2016: Informationen zur MERRA und CFSR Reanalyse, Sander + Partner GmbH, <http://www.sander-partner.com>, Bern, CH.
- TLVermGeo, 2015: Topographische Karte 1:25.000, Normalausgabe; Nutzungsdaten Basis-DLM und Höhendaten DGM 25, Landesamt für Vermessung und Geoinformation (TLVermGeo), Erfurt.

Anhang: Standortbeschreibungen

Nordthüringen:

Artern-Voigtstedt:

Die VWEA-Standorte im WP Artern-Voigtstedt liegen ca. 1,4 km bis 2,0 km nordnordwestlich der Stadt Artern/Unstrut und ca. 1,6 km bis 2,3 km westlich der Ortschaft Voigtstedt im Kyffhäuserkreis in Thüringen in einer Höhe zwischen 162 m bis 164 m ü. NN. Die VWEA-Standorte stehen alle gegenüber dem Umland auf leicht erhöhten Freiflächen. Jedoch ist deren Anströmung nicht ungehindert, da aufgrund der geringen Nabenhöhe die VWEA durch umliegende kleine Waldgebiete und Haine und Hecken beeinflusst werden. Aufgrund der Lage auf einer Kuppe in der Helme-Unstrut-Niederung ist die orografische Situation als leicht wellig zu beschreiben. Die Standorte sind als repräsentativ für die östlich gelegenen niederen Gebiete nördlich der Kammlagen Hainleite, Finne und Windleite (05.07.2012).



Abbildung 12 Blick Richtung West auf die Vergleichs-WEA-Standorte im WP Artern-Voigtstedt
Bischhausen-Weißenborn:

Die VWEA-Standorte im WP Bischhausen-Weißenborn liegen etwa 1,0 km bis 1,7 km süd- bis südöstlich der Ortschaft Bischhausen und etwa 1,3 km bis 2,6 km westlich der Ortschaft Weißenborn im Landkreis Göttingen in Niedersachsen in einer Höhenlage zwischen 318 m bis 337 m ü. NN. Die VWEA-Standorte stehen allesamt auf Freiflächen. Deren Anströmung ist besonders von Norde und Westen durch kleinere Waldgebiete und Haine und Hecken beeinflusst, so dass aus diesen Richtungen nicht von freier Anströmung gesprochen werden kann. Die Lage im niedersächsischen Teil des Eichsfeldes ist als orografisch wellig bis hügelig zu beschreiben. Die Standorte sind als repräsentativ für das niedere Eichsfeld anzusehen (12.02.2014).



Abbildung 13 Blick Richtung Süd-West auf die Vergleichs-WEA-Standorte im WP Bischhausen-Weißenborn

Breitenstein:

Der VWEA-Standort Breitenstein liegt ca. 700 m nördlich der Ortschaft Breitenstein im unteren Südharz, zugehörnd zur Gemeinde Südharz im Landkreis Mansfeld-Südharz in Sachsen-Anhalt in einer Höhe von 496 m ü. NN. Der Standort befindet sich zwar auf einer Freifläche, grenzt jedoch mit Abständen von gerade einmal 300 m nach Norden und 700 m nach Westen sehr dicht an große zusammenhängende Waldgebiete. Durch den hohen Anteil an Bewaldung und der relativ geringen Nabenhöhe der VWEA ist von einer enormen Beeinflussung der Anströmung durch diese Rauigkeiten auszugehen. Neben den topografischen Rauigkeiten kommen auch noch orografische hinzu, da der Standort im Harz liegt und das umliegende Gelände sehr wellig bis teils gebirgig ausgeprägt ist. Dieser VWEA-Standort ist repräsentativ für die Hochlagen im Harz.



Abbildung 14 Blick Richtung Nord-West auf die Vergleichs-WEA-Standorte im WP Bischhausen-Weißenborn

Büttstedt:

Die VWEA-Standorte im WP Büttstedt liegen ca. 2,1 km bis 2,2 km südwestlich der Ortschaft Büttstedt und etwa 1,6 km bis 2,0 km nördlich von Rodeberg im Landkreis Eichsfeld in Thüringen in einer Höhenlage von 488 m bis 496 m ü. NN. Die zwei VWEA-Standorte sind Bestandteil eines mittlerweile 35 WEA umfassenden Windpark, der in mehreren Reihen von Nord nach Süd verläuft und dabei in einer Kammlage liegt. Neben dem Anstieg zur Kammlage von Westen her und dem Abstieg nach Osten hin, steigt die Kammlage zudem von Nord nach Süd leicht an. Die VWEA-Standorte befinden sich in Freiflächen. Nur entlang der durch den Windpark verlaufenden Wege stehen einige Bäume. Zudem in Hanglagen an den West- und Osthängen kommen einige Waldgebiete vor. Durch die exponierte Lage der VWEA-Standorte ist von einer nahezu freien Anströmung anzugehen. Die Standorte sind repräsentativ für das obere Eichsfeld.



Abbildung 15 Blick Richtung Süd auf die Vergleichs-WEA-Standorte im WP Büttstedt

Dünwald-Hüpstedt:

Der VWEA-Standort Dünwald-Hüpstedt liegt etwa 1,0 km westlich von Hüpstedt und etwa 1.4 km nördlich von Beberstedt im Unstrut-Hainich-Kreis in Thüringen in einer Höhenlage von 496 m ü. NN. Der Standort liegt in den Höhenlagen des Düns, eines Naturraumes, welcher zwischen dem oberen Eichsfeld im Westen und der Hainleite im Osten eingegliedert ist. Um den Standort herum ist das Gelände wellig bis hügelig einzuschätzen. Der VWEA-Standort ist auf Freiflächen angesiedelt. Im nahen Umfeld sind nur Hindernisse in Form von Bäumen entlang von Flur- und Feldwegen sowie Straßen anzutreffen. Im weiteren Umfeld, besonders nach Norden und Westen hin sind auch größere Waldgebiete vorzufinden. Durch diese Rauigkeiten ist von keiner freien Anströmung auszugehen. Der Standort repräsentiert die Hochlagen im Bereich des oberen Eichsfeldes, der Dün und der Hainleite (09.10.2011).



Abbildung 16 Blick Richtung Süd-West auf den Vergleichs-WEA-Standorte Dünwald-Hüpstedt
Geisleden:

Die VWEA-Standorte im WP Geisleden sind etwa 1,3 km bis 2,0 km nördlich von Geisleden und knapp 4,1 km bis 4,7 km östlich der Stadt Bad Heiligenstadt gelegen und liegen in einer Höhenlage von 442 m bis 472 m ü. NN. im thüringischen Landkreis Eichsfeld. Die Standorte liegen am Übergang der Naturräume oberes Eichsfeld und Dün in einer exponierten Lage. Unmittelbar an den Standorten werden die umgebenden Flächen agrarisch genutzt. Besonders nach Norden hin grenzen sehr nah riesige zusammenhängende Waldgebiete an, die besonders im Nordosten auch höher gelegen sind als die VWEA-Standorte. In den anderen Richtungen sind die Rauigkeiten meistens niedriger im Gelände gelegen, jedoch ist immer noch von einer erhöhten Beeinflussung auszugehen. Folglich kann von keiner freien Anströmung an den VWEA-Standorten ausgegangen werden. Die Standorte im WP Geisleden sind für die Hochlagen des oberen Eichsfeldes, des Düns und der Hainleite repräsentativ.



Abbildung 17 Blick Richtung Nord auf die Vergleichs-WEA-Standorte im WP Geisleden

Gleichen:

Die VWEA-Standorte im WP Gleichen liegen etwa 1,2 km bis 1,7 km nordöstlich von Freienhagen und etwa 1,9 km 2,7 km südlich von Bischhausen im Landkreis Göttingen in Niedersachsen auf niedersächsischer Seite des Eichsfeldes in einer Höhenlage von 326 m bis 339 m ü. NN. Im unmittelbaren Umfeld ist das Landschaftsbild durch agrarisch genutzte Flächen geprägt. Nach Westen hin grenzen kleinere Wälder an, zudem sind oftmals entlang von Straßen, Feld- und Flurwegen Rauigkeiten in Form von Alleen, Haine und Hecken anzutreffen. Bedingt durch die Einflüsse ist von keiner freien Anströmung auszugehen. Orografisch betrachtet befinden sich die Standorte im niederen Eichsfeld, für welches sie auch als repräsentativ gelten. Da das niedere Eichsfeld eher ein Kuppen- und Hügelland ist, sind die Höhenunterschiede nur so gering, dass das Gelände als wellig bis hügelig, im Bereich von Bach- und Flusstälern auch als sehr hügelig zu bezeichnen ist (12.02.2014).



Abbildung 18 Blick Richtung Nord-West auf die Vergleichs-WEA-Standorte im WP Gleichen

Großberndten:

Die VWEA-Standorte im WP Großberndten liegen etwa 1,0 km bis 1,3 km nördlich des Ortsteils Großberndten der Kreisstadt Sondershausen und 1,4 km bis 2,7 km westlich des Ortsteils Immenrode der Kreisstadt Sondershausen im Kyffhäuserkreis in Thüringen in einer Höhe von 407 m bis 433 m über NN. Die VWEA-Standorte befinden sich auf der Südabdachung der Hainleite auf durchweg agrarisch genutzten Flächen. Speziell nach Norden und Westen hin werden diese Flächen jedoch von kleineren und größeren Waldgebieten durchbrochen, so dass von einer freien Anströmung nicht auszugehen ist. Die VWEA-Standorte sind für die Hochlagen wie oberes Eichsfeld, Dün und Hainleite als repräsentativ zu erachten (11.02.2015).



Abbildung 19 Blick Richtung Nord auf die Vergleichs-WEA-Standorte im WP Großberndten

Großenehrich-Westerengel:

Die VWEA-Standorte im WP Großenehrich-Westerengel befinden sich am östlichen Rand der Hainleite, am Übergang zum Thüringer Becken, etwa 1,2 km bis 1,9 km nördlich von Westerengel im Kyffhäuserkreis in Thüringen in einer Höhenlage von 353 m bis 396 m ü. NN. Die Standorte stehen auf Freiflächen auf der Hainleite, welche hier signifikant von Südwest nach Nordost ansteigt und erst nördlich der VWEA-Standorte im bewaldeten Teil der Hainleite ihren höchstgelegenen Punkt erreicht. Aus Hauptwindrichtung Süd bis West sind die Standorte lediglich durch Alleen, Haine und Hecken entlang der Flur- und Feldwege rauigkeitsbeeinflusst. Aus dem nördlichen Halbraum üben nicht nur die bewaldeten Gebiete, sondern auch die orografisch höher gelegenen Bereichen einen Einfluss auf die Anströmung aus. Infolgedessen ist von keiner freien Anströmung auszugehen. Im unmittelbaren Umfeld ist das Gelände eben bis leicht wellig einzustufen, im weiteren Umfeld, besonders nach Norden hin auch als hügelig bis leicht gebirgig. Die Standorte repräsentieren den Übergang von Hainleite zu Thüringer Becken.



Abbildung 20 Blick Richtung Nord-Nord-Ost auf die Vergleichs-WEA-Standorte im WP Großenehrich-Westerengel

Großvargula:

Die VWEA-Standorte im WP Großvargula sind 0,7 km bis 2,6 km nordwestlich von Großvargula und ca. 2,6 km bis 4,3 km östlich von Nängelstedt entfernt und liegen im Unstrut-Hainich-Kreis in Thüringen. Die Höhenlage der VWEA beträgt 222 m bis 256 m ü. NN. Die weit ausgeräumten Flächen werden durchweg agrarwirtschaftlich genutzt und nur ein paar vereinzelte Bäume oder Hecken weisen auf Rauigkeiten hin. Direkt südlich dieser Windparkfläche schlängelt sich das Tal der Unstrut, welche von West nach Ost fließt und nur Höhenlagen von knapp 165 m bis 190 m aufweist. Ansonsten sind das gesamte Areal sowie auch die weitere Umgebung als eben bis wellig zu beschreiben, halt dem Charakter des Thüringer Beckens folgend, für welchen Naturraum diese VWEA auch als repräsentativ gelten.



Abbildung 21 Blick Richtung Süd-Süd-West auf die Vergleichs-WEA-Standorte im WP Großvargula

Windpotentialstudie für die vier Regionalen Planungsgemeinschaften in Thüringen

1_15_180_WPS_4RPG-TH_Rev01

05.12.2016

Heldrungen-Braunsroda:

Die VWEA-Standorte bei Heldrungen-Braunsroda liegen etwa 2,2 km bis 2,8 km nordöstlich von Heldrungen und knapp 0,7 km bis 1,1 km nördlich des Dorfes Braunsroda im Kyffhäuserkreis in Thüringen in einer Höhenlage von 188 m bis 212 m ü. NN. Die Standorte stehen auf agrarwirtschaftlich genutzten Flächen, die von Hecken und Haine zum Schutz vor Bodenerosion umgeben sind. Östlich im Abstand von 1,0 km beginnt die „Hohe Schrecke“, welche sowohl in den Höhenzug Finne übergeht als auch Bestandteil dessen ist. Nahe den VWEA-Standorten ist dieser Höhenzug hingegen sehr stark bewaldet. Aus Hauptwindrichtungen Süd bis West sind die Standorte nahezu frei anströmbar, aus einigen Nebenwindrichtungen hingegen jedoch deutlich weniger, so dass nur von einer eingeschränkten freien Anströmung auszugehen ist. Da die Standorte nahe der Unstrut liegen, sind sie als repräsentativ für die Helme-Untrut-Niederung zu betrachten, somit den niedrigeren Gebieten nördlich der Höhenzüge Hain- und Windleite und Finne (05.07.2012).



Abbildung 22 Blick Richtung Süd auf die Vergleichs-WEA-Standorte im WP Heldrungen-Braunsroda
Hörningen:

Die VWEA-Standorte im Windpark Hörningen liegen etwa 1,0 km bis 1,2 km westlich des Ortsteils Hörningen der Stadt Nordhausen und ca. 0,9 km bis 1,2 km südlich des Ortsteils Mauderode der Gemeinde Werther im Landkreis Nordhausen in Thüringen in einer Höhe von 310 m bis 321 m über NN. Die VWEA-Standorte stehen in zentraler Lage auf dem Stöckerberg, der nur in Hanglage kleinere Waldgebiete aufweist. Ansonsten wird das Landschaftsbild durch landwirtschaftliche Nutzung geprägt. Erst in Abständen von mehr als einem Kilometer sind größer zusammenhängende Waldgebiete anzutreffen. Das Relief ist zwar noch hügelig, jedoch durch die Nähe zum Harz schon mit leicht gebirgigem Charakter. Die Standorte repräsentieren das Nordthüringer Hügelland oder auch das südliche Harzvorland (09.11.2011).



Abbildung 23 Blick Richtung Nord-Ost auf die Vergleichs-WEA-Standorte im WP Hörningen

Kleinfurra & Nentzelsrode-Hain:

Die VWEA-Standorte im WP Kleinfurra sowie im WP Nentzelsrode-Hain liegen ca. 0,6 km bis 1,3 km nörd- und östlich der Ortschaft Hain und ca. 2,2 km bis 3,0 km südwestlich der Ortschaft Uthleben im Landkreis Nordhausen in Thüringen in einer Höhe zwischen 289 m bis 297 m ü. NN. Die VWEA-Standorte im WP Kleinfurra befinden sich allesamt auf dem Gelände der Mülldeponie Nentzelsrode, welche auf einem kleinen Kammzug angesiedelt ist. Die Standorte stehen on the top in einer von Nordwest nach Südost verlaufenden Reihe. Die VWEA-Standorte im WP Nentzelsrode-Hain stehen etwas südöstlich davon ist leichter Hanglage des Kammzuges. Alle VWEA-Standorte stehen auf Freiflächen. Jedoch ist deren Anströmung nicht ungehindert. Diese wird einerseits durch die umliegenden Waldgebiete und andererseits durch die Gebäude der Mülldeponie beeinflusst. Aufgrund der Lage auf der Windleite ist die orografische Situation als wellig im Nahen bis hügelig, sogar teils leicht gebirgig im Fernen zu beschreiben. Die Standorte sind als repräsentativ für das nordthüringische Hügelland zu bewerten (11.02.2015).



Abbildung 24 Blick Richtung Nord auf die Vergleichs-WEA-Standorte im WP Kleinfurra (Hintergrund) und Nentzelsrode-Hain (Vordergrund)

Pöhlde:

Der VWEA-Standort im WP Pöhlde liegt etwa 1,3 km südöstlich der Ortschaft Pöhlde und ca. 3,0 km nordöstlich der Gemeinde Rhumspringe im Landkreis Göttingen in Niedersachsen in einer Höhe von 270 m über NN. Der VWEA-Standort wird bei Anströmung aus Westen (ca. 700 m Entfernung) und Süden (ca. 450 m Entfernung) von einem großen zusammenhängenden Waldgebiet beeinflusst. Neben den Waldflächen wird das Umland von Ackerflächen dominiert. Das Relief des Gebiets um den WP Pöhlde ist hügelig ausgeprägt. Der VWEA-Standort ist als repräsentativ für das südliche Harzvorland anzusehen (28.01.2015).



Abbildung 25 Blick Richtung Süd-Süd-West auf den Vergleichs-WEA-Standort im WP Pöhlde

Reinholterode:

Die VWEA-Standorte im WP Reinholterode liegen auf dem Gebiet der Ortschaft Reinholterode in der Verwaltungsgemeinschaft Leinetal im thüringischen Landkreis Eichsfeld in einer Höhe von 377 m bis 401 m ü. NN, etwa 1,2 km nordöstlich von Reinholterode und etwa 2,2 km südwestlich von Berlingerode an den höchsten Punkten einer Reliefstufe, welche nach Norden hin steil abfällt. Der Windpark befindet sich unmittelbar an den höchsten Punkten einer Freifläche, die nach Süden hin frei anströmbar und nach Norden bewaldet ist, jedoch hier steil abfällt. Das Gebiet ist durch welliges Relief sowie dem Wechsel von Agrar- und Waldflächen gekennzeichnet. Die VWEA-Standorte sind für das Nordthüringer Hügelland repräsentativ (13.03.2012).



Abbildung 26 Blick Richtung Ost auf die Vergleichs-WEA-Standorte im WP Reinholterode

Tettenborn:

Die VWEA-Standorte im WP Tettenborn liegen etwa 3,1 km bis 3,3 km südlich der Kleinstadt Bad Sachsa und ca. 1,3 km bis 1,5 km östlich des Ortsteils Tettenborn der Stadt Bad Sachsa im Landkreis Osterode am Harz in Niedersachsen in einer Höhe von 311 m bis 320 m ü. NN. Die VWEA stehen in zentraler Lage auf dem Kamm des Großer Warteberges, dessen Nutzung durchweg landwirtschaftlich ist. Erst in weiteren Abständen von mehreren Kilometern sind größere Waldgebiete vorzufinden. Folglich sind die VWEA nahezu als frei anströmbar zu bezeichnen. Das Relief des Gebiets um den WP Tettenborn ist hügelig ausgeprägt. Der Standort ist repräsentativ für das Südharzvorland (09.10.2011).



Abbildung 27 Blick Richtung Nord-Ost auf die Vergleichs-WEA-Standorte im WP Tettenborn

Sachlicher Teilplan Windenergie Nordthüringen
3. Träger- und Öffentlichkeitsbeteiligung
PV-Beschluss Nr. 09/03/2025 vom 18.06.2025

- Zweckdienliche Unterlagen -

Windpotenzial in 140 Metern Höhe

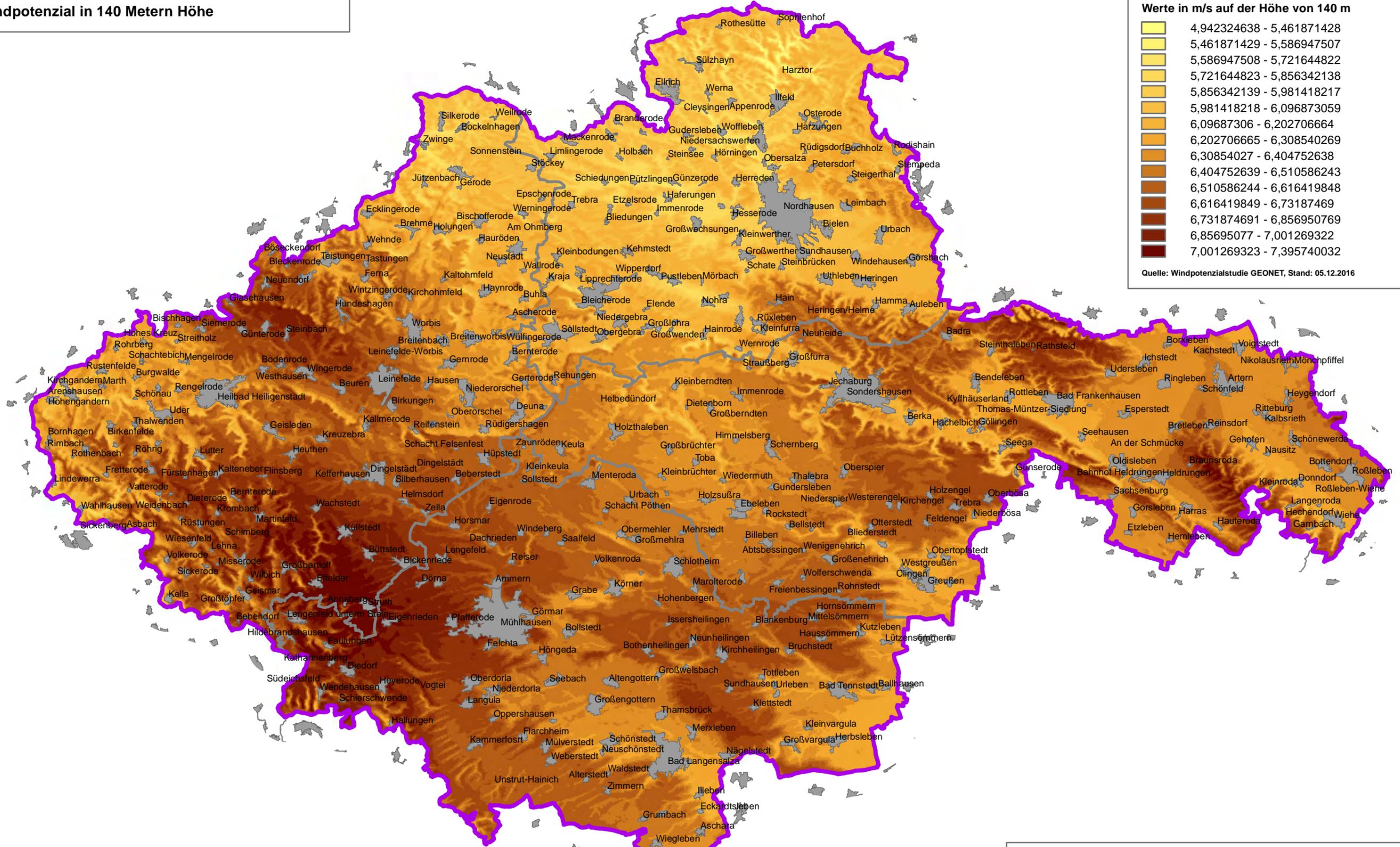
Legende

-  Grenze Planungsregion
-  Landkreisgrenze
-  Siedlungsbereich

Werte in m/s auf der Höhe von 140 m

-  4,942324638 - 5,461871428
-  5,461871429 - 5,586947507
-  5,586947508 - 5,721644822
-  5,721644823 - 5,856342138
-  5,856342139 - 5,981418217
-  5,981418218 - 6,096873059
-  6,09687306 - 6,202706664
-  6,202706665 - 6,308540269
-  6,30854027 - 6,404752638
-  6,404752639 - 6,510586243
-  6,510586244 - 6,616419848
-  6,616419849 - 6,73187469
-  6,731874691 - 6,856950769
-  6,85695077 - 7,001269322
-  7,001269323 - 7,395740032

Quelle: Windpotenzialstudie GEONET, Stand: 05.12.2016



N

 1:300.000

Datenquellen: ATKIS Basis DLM
 Topographische Grundlage: Thüringen - ATKIS Basis DLM (März 2024), © GeoBasis DE / TLBG, Copyright Regionale Planungsgemeinschaft Nordthüringen, Vervielfältigung nur mit Genehmigung des Herausgebers

Sachlicher Teilplan Windenergie Nordthüringen
3. Träger- und Öffentlichkeitsbeteiligung
PV-Beschluss Nr. 09/03/2025 vom 18.06.2025

- Zweckdienliche Unterlagen -

Windpotenzial in 160 Metern Höhe

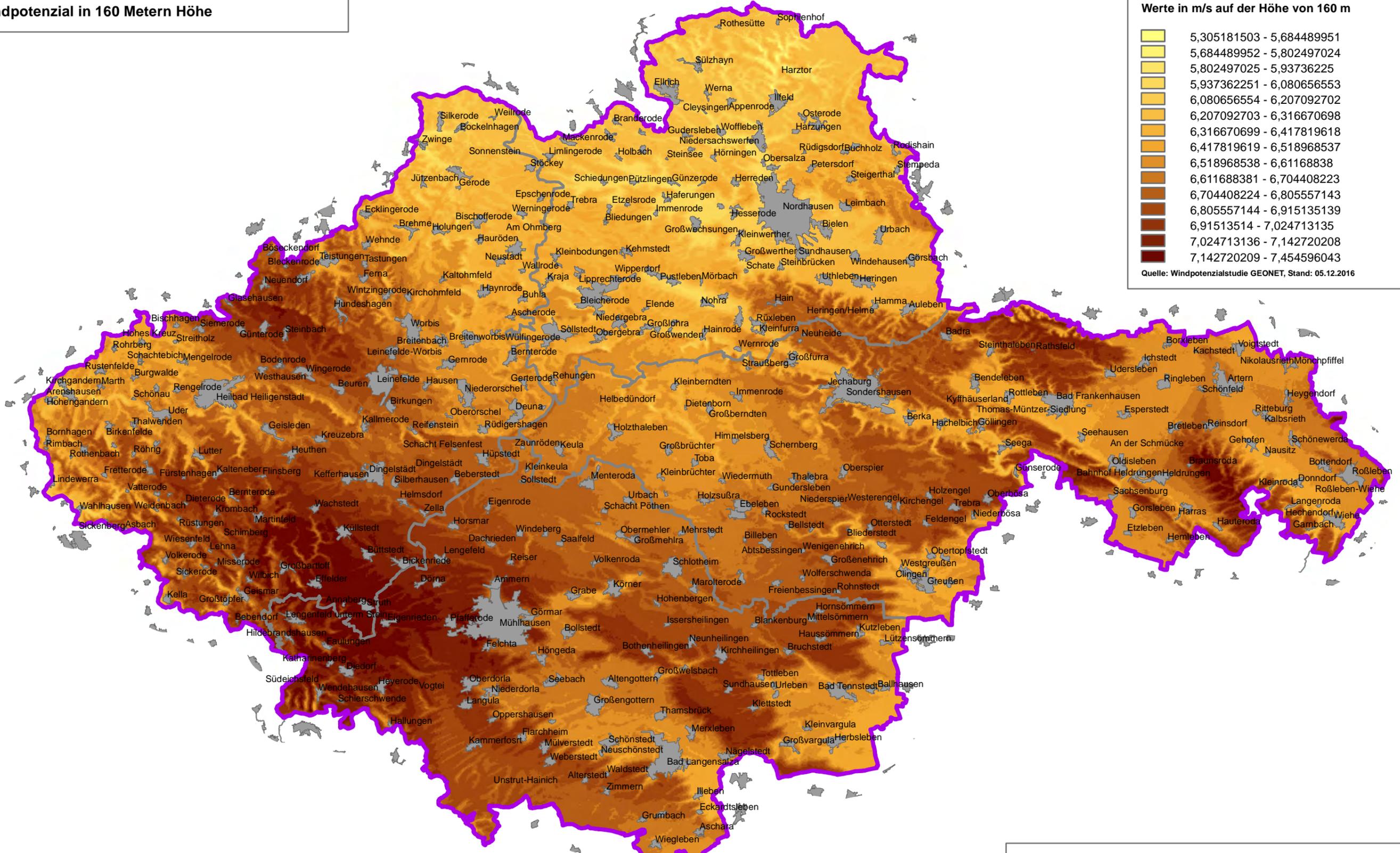
Legende

-  Grenze Planungsregion
-  Landkreisgrenze
-  Siedlungsbereich

Werte in m/s auf der Höhe von 160 m

-  5,305181503 - 5,684489951
-  5,684489952 - 5,802497024
-  5,802497025 - 5,93736225
-  5,937362251 - 6,080656553
-  6,080656554 - 6,207092702
-  6,207092703 - 6,316670698
-  6,316670699 - 6,417819618
-  6,417819619 - 6,518968537
-  6,518968538 - 6,61168838
-  6,611688381 - 6,704408223
-  6,704408224 - 6,805557143
-  6,805557144 - 6,915135139
-  6,91513514 - 7,024713135
-  7,024713136 - 7,142720208
-  7,142720209 - 7,454596043

Quelle: Windpotenzialstudie GEONET, Stand: 05.12.2016



N

 1:300.000

Datenquellen: ATKIS Basis DLM
 Topographische Grundlage: Thüringen - ATKIS Basis DLM (März 2024), © GeoBasis DE / TLBG, Copyright Regionale Planungsgemeinschaft Nordthüringen, Vervielfältigung nur mit Genehmigung des Herausgebers