

Wirtschaftlichkeit
unterschiedlicher Nabelhöhen
von Windenergieanlagen

VORBEREITUNG UND BEGLEITUNG BEI DER
ERSTELLUNG EINES ERFAHRUNGSBERICHTS
GEMÄß §97 EEG 2014

Teilvorhaben II e – Windenergie an Land
(Fachlos 6)

Studie im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

WIRTSCHAFTLICHKEIT UNTERSCHIEDLICHER NABEN- HÖHEN VON WINDENERGIEANLAGEN

Kurztitel: Wirtschaftlichkeit Nabenhöhen

Autoren: **DEUTSCHE
WINDGUARD**
Anna-Kathrin Wallasch
Silke Lüers
Dr.-Ing. Knud Rehfeldt

Projektnummer (AG): 03MAP344
Projektnummer (AN): VW16165
Berichtsnummer: SP17012A1
Datum: 30.06.2017
© Deutsche WindGuard GmbH

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Referat I C 4
Villemombler Straße 76
53123 Bonn
Deutschland

Auftragnehmer

**DEUTSCHE
WINDGUARD**

Deutsche WindGuard GmbH
Oldenburger Straße 65
26316 Varel

Telefon 04451 9515 0
Fax 04451 9515 29
E-Mail info@windguard.de
URL <http://www.windguard.de/>

Unterauftragnehmer



Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Industriestraße 6
70565 Stuttgart

Telefon 0711 78 70 0
Fax 0711 78 70 100
E-Mail info@zsw-bw.de
URL <https://www.zsw-bw.de>

Es wird versichert, dass die vorliegenden Ermittlungen unparteiisch, gewissenhaft und nach bestem Wissen und Gewissen durchgeführt wurden. Für die ermittelten Ergebnisse und die Richtigkeit der Darstellung in diesem Bericht übernimmt die Deutsche WindGuard GmbH keine Gewähr.

Eine auszugsweise Vervielfältigung dieses Berichtes ist nur mit schriftlicher Genehmigung der Deutschen WindGuard GmbH, Varel erlaubt.

Dieser Bericht umfasst 46 Seiten inklusive Deckblatt.

ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende Analyse bezieht sich auf die grundlegende Fragestellung, ob planungsrechtliche Begrenzungen der Gesamthöhe von Windenergieanlagen zu nachweisbaren Nachteilen im deutschen Ausschreibungssystem nach EEG 2017 führen. Im Planungsrecht ist die Gesamthöhe von Windenergieanlagen das relevante Kriterium – analytisch ist jedoch zwischen den Parametern Nabenhöhe und Rotordurchmesser zu unterscheiden und der jeweilige Einfluss und das Zusammenwirken beider Parameter zu untersuchen. Es wurde gezeigt, dass sich bei gleicher Steigerung der Gesamthöhe eine Steigerung des Rotordurchmessers noch positiver auf den Ertrag auswirkt als eine Steigerung der Nabenhöhe. Hier liegt also der Hauptanreiz zur Steigerung der Gesamthöhe, der in der Folge häufig mit einer Steigerung der Nabenhöhe einhergeht.

Die Analyse legte dar, dass neben der korrekten Einschätzung der Windbedingungen in Nabenhöhe (d.h. bei modernen Windenergieanlage in der Regel in Schichten oberhalb von 100 m Höhe) das Referenzertragsmodell einen entscheidenden Einflussfaktor für die Beantwortung der Ausgangsfrage der Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Anlagenhöhe darstellt. Die Auswertungen zur Wirkungsweise des Referenzstandortes zeigten, dass die Standortgüte von Windenergieanlagen an einem Standort nicht gänzlich technologieunabhängig ist. Eine Anlage kann je nach Stärke der Abweichung des tatsächlichen Windprofils vom Windprofil am Referenzstandort in Abhängigkeit der Nabenhöhe mit einer spürbar unterschiedlichen Standortgüte bewertet werden. Dieser Fakt beeinflusst aus Projektsicht neben den reinen Kostenstrukturen die Wirtschaftlichkeitsbewertung unterschiedlicher Nabenhöhen.

In der Folge wurden drei unterschiedliche windhöfliche Beispielstandorte hinsichtlich relevanter Wirtschaftlichkeitsparameter analysiert. Diese umfassten die Stromgestehungskosten, die Standortgüte und die sich aus beidem ergebenden Gebotsstrukturen. Zusammenfassend führte dies zu folgenden Erkenntnissen:

- Anlagen mit geringer spezifischer Flächenleistung sind im Vergleich zu Technologien mit größerer spezifischer Flächenleistung deutlich bevorteilt im Hinblick auf die potentiellen Gebote.
- Stark eingeschränkte Technologieverfügbarkeit unterhalb von 150 m Gesamthöhe bei geringer spezifischer Flächenleistung: Betrachtet man aktuell verfügbare Anlagentypen im gängigen Leistungsbereich zwischen 2,5 und 4 MW, verfügen Anlagen mit einer spezifischen Flächenleistung von 200-300 W/m² über große bis sehr große Rotordurchmesser (110-140 m). Maximierte Rotordurchmesser bedingen in der Regel große Nabenhöhen. Die verfügbaren Anlagen in diesem Segment beziehen sich entsprechend auf eine Gesamthöhe zwischen 145 und 220 m.
- Der Blick auf aktuelle Marktaktivitäten zeigt für die nähere Zukunft, dass der Trend hin zu großen Rotordurchmessern zügig fortgesetzt wird. Im Offshore-Bereich ist bereits ein Prototyp mit 180 m Rotordurchmesser verfügbar, d.h. ähnliche Entwicklungen sind auch für den Onshore-Bereich denkbar.

- Bei windschwachen Standorten mit Standortgüten unterhalb von 70% führt eine Limitierung der Nabenhöhe unmittelbar zu einer deutlich verschlechterten wirtschaftlichen Situation mit voraussichtlich geringen Zuschlagschancen im Ausschreibungssystem.

Die Analysen belegen somit, dass speziell an windschwächeren Standorten die Wahl einer möglichst optimierten Windenergieanlage (d.h. großer Rotordurchmesser und große Nabenhöhe) unerlässlich für die Erlangung reeller Chancen im Ausschreibungssystem ist. Grundsätzlich gilt zudem an allen Standorten, dass Anlagen mit geringer spezifischer Flächenleistung und damit i.d.R. großen Rotordurchmessern im Ausschreibungssystem im Vorteil sind. Dieser Umstand hängt eng mit dem Bedarf großer Nabenhöhen zusammen. Die am Markt verfügbaren Anlagentypen bestätigen dies, es bestehen im Segment der geringen spezifischen Flächenleistungen stark begrenzte Möglichkeiten, überhaupt noch unterhalb von einer Gesamthöhe von 150 m zu bleiben. Die technische Entwicklung in den nächsten Jahren wird diesen Umstand aller Voraussicht nach weiter verstärken und zunehmend Gesamthöhen von über 200 m eingeführt werden.

INHALTSVERZEICHNIS

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	7
TABELLENVERZEICHNIS	8
1 EINFÜHRUNG UND STRUKTUR DER ANALYSE	9
2 HÖHENPROFIL DER WINDGESCHWINDIGKEIT	11
2.1 LOGARITHMISCHES UND EXPONENTIELLES HÖHENPROFIL	11
2.2 HÖHENPROFIL AM REFERENZSTANDORT	13
3 VERTIKALE EXTRAPOLATION AUF ÜBER 100 M HÖHE.....	17
3.1 GRENZEN FÜR DIE ANWENDBARKEIT VON STANDARD-PROFILIEN	17
3.2 TAGESGÄNGE DER WINDGESCHWINDIGKEIT IN GROßER HÖHE	19
3.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN	21
4 HÖHENABHÄNGIGES EINSPEISEVERHALTEN VON WINDENERGIEANLAGEN	22
4.1 EINFLUSS DES ROTORDURCHMESSERS AUF DEN ENERGIEERTRAG.....	22
4.2 EINFLUSS DER NABENHÖHE AUF DEN ENERGIEERTRAG	24
4.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN	25
5 NÄHERE ANALYSE DES NEUEN REFERENZSTANDORTES.....	26
5.1 STANDORTGÜTE IN ABHÄNGIGKEIT DER WINDGESCHWINDIGKEIT	27
5.2 STANDORTGÜTE IN ABHÄNGIGKEIT DER WINDGESCHWINDIGKEIT UND DEM HELLMANN-EXPONENT	28
5.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN	32
6 WIRTSCHAFTLICHKEIT IN ABHÄNGIGKEIT DER GEWÄHLTEN ANLAGENTECHNOLOGIE	33
6.1 BETRACHTUNG DER THEORETISCHEN EFFEKTE AM REFERENZSTANDORT	35
6.2 BETRACHTUNG DER EFFEKTE AN BEISPIEL-STANDORTEN	36
6.2.1 Windbedingungen des Referenzstandortes	36
6.2.2 Windbedingungen an einem windschwächeren Standort.....	37
6.2.3 Windbedingungen an einem windstärkeren Standort.....	39
6.3 TECHNOLOGIEVERFÜGBARKEIT	40
6.4 SCHLUSSFOLGERUNGEN	43
7 LITERATURVERZEICHNIS	46

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Windgeschwindigkeit am Referenzstandort nach EEG 2014 und EEG 2017 in Abhängigkeit von der Nabenhöhe.....	16
Abbildung 2:	Höhenprofile nach EEG 2014 und 2017 sowie mittlere Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe an Anlagenstandorten gemäß Anlagenregister 09-2016.....	16
Abbildung 3:	Abgleich von Messpunkten der Windgeschwindigkeit mit dem logarithmischen Profil sowie dem Hellmann-Profil nach EEG 2017 und dem berechneten Hellmann-Profil [DWG 2017].....	18
Abbildung 4:	Relevanz von Abweichungen zwischen errechneten und gemessenen Profile.....	19
Abbildung 5:	Tagesgänge der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Höhe. Daten des 200 m-Messmastes des Fraunhofer IWES, Messdaten für März 2012 – Januar 2013. [IWES 2013]	20
Abbildung 6:	Leistungsdauerlinien bei unterschiedlichen Rotordurchmessern und Windgeschwindigkeiten	23
Abbildung 7:	Steigerung der Volllaststunden mit dem Rotordurchmesser	23
Abbildung 8:	Leistungsdauerlinien bei unterschiedlichen Nabenhöhen und Windbedingungen	24
Abbildung 9:	Volllaststunden bei unterschiedlicher Nabenhöhe und Windbedingungen	25
Abbildung 10:	Standortgüte bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in 100m Höhe und Hellmann-Exponent von 0,25 für unterschiedliche Anlagentechnologien	27
Abbildung 11:	Standortgüte bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in 100m Höhe und Hellmann-Exponent von 0,15 für unterschiedliche Anlagentechnologien	29
Abbildung 12:	Standortgüte bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in 100m Höhe und Hellmann-Exponent von 0,35 für unterschiedliche Anlagentechnologien	30
Abbildung 13:	Einfluss des Hellmann-Exponenten auf die Standortgüte nach Nabenhöhe, exemplarische Darstellung für Anlagentechnologien mit einer spezifischen Flächenleistung von 300-400 W/m ²	31
Abbildung 14:	Im Anlagenregister verzeichnete Standortgüten von Projekten nach Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe	34
Abbildung 15:	Auswertung der Stromgestehungskosten, Standortgüte und Mindestgebote an Standort 2 bei Hellmann-Exponent von 0,25	35

Abbildung 16: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen	37
Abbildung 17: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,25; 5,45 m/s in 100m Höhe)	38
Abbildung 18: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,35; 5,45 m/s in 100m Höhe)	38
Abbildung 19: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,25; 7,45 m/s in 100m Höhe)	39
Abbildung 20: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,25; 7,45 m/s in 100 m Höhe)	40
Abbildung 21: Theoretische Mindestgebote für unterschiedliche Nabenhöhen	44

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Spannweite der ermittelten Standortgüten für unterschiedliche Nabenhöhen, Hellmann-Exponent 0,25	28
Tabelle 2: Spannweite der ermittelten Standortgüten für unterschiedliche Nabenhöhen, Hellmann-Exponent 0,15	29
Tabelle 3: Spannweite der ermittelten Standortgüten für unterschiedliche Nabenhöhen, Hellmann-Exponent 0,35	30
Tabelle 4: Einfluss des Hellmann-Exponenten auf die Standortgüte nach Nabenhöhe	31
Tabelle 5: Verfügbare Anlagenkonfigurationen in Bezug auf die Gesamt-höhe mit spezifischer Flächenleistung von 200-300 W/m ² so-wie 300-400 W/m ²	41

1 EINFÜHRUNG UND STRUKTUR DER ANALYSE

Untersuchungsinhalte der vorliegenden Analyse

Die Deutsche WindGuard ist durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 des EEG 2014 im Teilvorhaben Windenergie an Land (Vorhaben IIe, Fachlos 6) beauftragt.

Der vorliegende Bericht beschäftigt sich mit der Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Nabenhöhen von Windenergieanlagen. In diesem Zusammenhang wird die Zunahme des Ertragspotentials mit der Höhe bezogen auf weiter steigende Nabenhöhen detailliert diskutiert. Die Ergebnisse werden vor dem Hintergrund der Fragestellung nach einer wettbewerbsfähigen Ausschreibungsteilnahme betrachtet.

Umfang Beratungsvorhaben

Das Beratungsvorhaben zur Vorbereitung und Begleitung des BMWi bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß EEG 2014 umfasst die Bearbeitung von drei allgemeine Leistungen sowie fünf spartenspezifischen Arbeitspaketen:

I Allgemeinen Leistungen

1. Stand der Markteinführung in Deutschland,
2. Stromgestehungskosten und
3. Handlungsempfehlungen zum EEG 2014/16 und zusammenhängenden Rechtsnormen

II Spartenspezifische Arbeitspakete

1. Kostensituation der Windenergie in Deutschland,
2. Analyse des Windenergiezubaues,
3. Analyse der ersten Ausschreibungen,
4. Wissenschaftliche Zuarbeit für gesetzliche Berichtspflichten sowie für die Internetseite www.erneuerbare-energien.de und
5. Workshops und Besprechungen.

Einordnung der vorliegenden Analyse

Der vorliegende Bericht bezieht sich vor allem auf AP 1-4 „Standortbedingungen, Ertragsstruktur und Technologiepotentiale“ sowie AP 1-5 „Analyse des Referenzertragsmodells und verschiedener Weiterentwicklungsmöglichkeiten“. Um die Thematik vertieft analysieren zu können, sind Wirtschaftlichkeitsberechnungen unerlässlich, diese lassen sich Punkt zwei der allgemeinen Leistungen (Berechnung von Stromgestehungskosten) sowie AP 1-1 (Datenerhebung und Darstellung

der Kostenstruktur in Deutschland) zuordnen. Es bestehen stets enge Bezüge zwischen allen Arbeitspaketen.

Struktur der vorliegenden Analyse

Die vorliegende Analyse beinhaltet zunächst einige allgemeine Ausführungen zum Höhenprofil der Windgeschwindigkeit und insbesondere zur Windgeschwindigkeitszunahme über 100 m Höhe. Im nächsten Abschnitt geht es um die nähere Analyse des neuen Referenzstandorts nach EEG 2017 mit einem Schwerpunkt auf Fragen der Technologieunabhängigkeit und des Einflusses der gewählten Nabhöhe auf die Standortgüte. Im dritten Teil erfolgt eine Untersuchung des wahrscheinlichen Projekterfolgs durch Analyse der Mindestgebote in Abhängigkeit unterschiedlicher Nabhöhe. Es werden für unterschiedliche Fälle Stromgestehungskosten, Standortgüte und notwendige Mindestgebote berechnet.

2 HÖHENPROFIL DER WINDGESCHWINDIGKEIT

Um ein Verständnis dafür zu entwickeln, welchen Einfluss die Nabenhöhe von Windenergieanlagen auf deren Wirtschaftlichkeit hat, ist zu betrachten, wie sich Höhenprofile der Windgeschwindigkeit darstellen und wie für bestimmte Höhen gemessene Windgeschwindigkeiten auf größere Höhen extrapoliert werden können.

Höhenprofil

Die Windströmung am Boden wird vom sogenannten Geostrophischen Wind angetrieben, der in etwa 1.000 m Höhe wirkt. Zwischen dem Geostrophischen Wind und den bodennahen Schichten findet durch Turbulenz ein Impulstransport statt. In dieser Grenzschicht ist die horizontale Windgeschwindigkeit abhängig von der Höhe, diese Funktion ist das Höhenprofil.

2.1 LOGARITHMISCHES UND EXPONENTIELLES HÖHENPROFIL

Oberflächenschicht und Ekman-Schicht

Das Höhenprofil wird üblicherweise durch zwei Herangehensweisen beschrieben: Das logarithmische Windprofil und das exponentielle Windprofil nach Hellmann. Allerdings bilden beide Herangehensweisen besonders die Oberflächenschicht der Erde bis etwa 100 m gut ab. Der darüber liegende Bereich der so genannten Grenzschicht (bis 1.000 m Höhe) wird als Ekman-Schicht bezeichnet. In dieser Schicht bewirkt die Corioliskraft Windrichtungsveränderungen. Die vertikalen Windgeschwindigkeitsveränderungen stellen sich anders da als in bodennäheren Schichten.

Logarithmisches Windprofil

Die Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe im Bereich der bodennahen Strömungen lässt sich idealisiert durch das logarithmische Windprofil beschreiben. Die Definition der Rauigkeitslänge spielt hierbei eine zentrale Rolle, in der Nähe von rauhen Oberflächen nimmt die Windgeschwindigkeit logarithmisch mit der Höhe zu.

$$v(h) = \frac{v_{Ref}}{\ln\left(\frac{h_{Ref}}{z_0}\right)} * \ln\left(\frac{h}{z_0}\right)$$

$v(h)$ = Windgeschwindigkeit in m/s in Höhe h

h = Höhe über dem Boden

z_0 = Bodenrauigkeit

v_{Ref} = Windgeschwindigkeit in m/s in Höhe h_{Ref}

\ln = natürlicher Logarithmus

Exponentielles Windprofil

Das exponentielle Windprofil gilt ebenso im Bereich der bodennahen Schichten und sieht folgenden Zusammenhang zwischen zwei Windgeschwindigkeiten in unterschiedlichen Höhen vor:

$$\frac{v_2}{v_1} = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha$$

α = Hellmannscher Höhenexponent

v_1 = Windgeschwindigkeit in m/s in Höhe h_1

v_2 = Windgeschwindigkeit in m/s in Höhe h_2

Insbesondere in für die Windenergie gut nutzbaren Bereichen (neutrale Schichtung und flaches Land) erlaubt das exponentielle Windprofil laut [Emeis 2013] eine gute Abbildung des oberflächennahen Windprofils.

Höhenlinien

Höhenunterschiede im Bereich der betrachteten Windströmung (z.B. Hügel) führen zu Veränderungen des Höhenprofils der Windgeschwindigkeit. Es ergibt sich ein unterschiedliches Profil vor der Erhöhung (z.B. Hügel) und auf der Erhöhung (Geschwindigkeitssteigerung). Allerdings ist die Windgeschwindigkeitssteigerung auf der Hügelkuppe vor allem in einigen zehn Metern Höhe zu beobachten und nimmt in darüber hinaus gehenden Höhen wieder ab. Die Struktur des Geländes wird durch die Bodenrauigkeit beschrieben, die im logarithmischen Höhenprofil als Faktor enthalten ist und beim exponentiellen Höhenprofil innerhalb des Hellmannschen Höhenexponenten berücksichtigt ist (neben der thermischen Schichtung).

Thermische Schichtung

Eine Rolle für das vertikale Windprofil spielt auch die thermische Schichtung der Atmosphäre. Bei einer labilen Schichtung sind bspw. die bodennahen Schichten wärmer als die Luft in großen Höhen, es ergibt sich ein Auftrieb und eine erhöhte Turbulenz, in der Folge steigt die Windgeschwindigkeit am Boden und das vertikale Windprofil wird steiler. Bei der stabilen Schichtung hingegen ist die Luft am Boden kälter, die Turbulenz sinkt und das Windprofil wird flacher. Die thermische Schichtung variiert somit im Tagesgang.

2.2 HÖHENPROFIL AM REFERENZSTANDORT

Seit Einführung des EEG im Jahr 2000 wird für die Windenergie eine standortdifferenzierte Vergütungsstruktur vorgesehen, die durch das Referenzertragsmodell umgesetzt wird. Das Referenzertragsmodell basiert auf der Definition eines Referenzstandortes, zu dem die realen Windenergiestandorte in Vergleich gesetzt werden können. Aus diesem Vergleich ergibt sich die Standortqualität bzw. Standortgüte für die entsprechende Anlage, die wiederum mit einer individuellen Vergütungsstruktur verknüpft wird.

Das Höhenprofil am definierten Referenzstandort bestimmt die Definition der Referenzerträge für verschiedene Windenergieanlagentypen, die, wie oben beschrieben, die Grundlage für die Einordnung von Windenergiestandorten in verschiedene Güteklassen sind. In Abhängigkeit der Güteklassen erfolgt eine standortdifferenzierte Vergütung für Windenergieanlagen, was den Ausbau in sowohl windstarken als auch weniger windstarken Regionen ermöglichen soll.

EEG 2000 bis EEG 2014

Im EEG 2000 bis EEG 2014 war der Referenzstandort definiert als ein Standort mit folgenden Parametern:

- Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s in 30 m Höhe
- Anwendung eines logarithmischen Höhenprofils
- Rauigkeitslänge von 0,1

Das Referenzertragsmodell und die zugehörigen Regelungen sollen eine technologieunabhängige Förderung ermöglichen. Jeder Standort wird gemäß seiner Windhöffigkeit im Vergleich zum Referenzstandort klassifiziert, so dass Vergütungsunterschiede allein aufgrund des unterschiedlichen Windpotentials definiert werden sollen.

Mit den Jahren und der voran geschrittenen Technologieentwicklung konnte der Referenzstandort jedoch das Ziel der Technologieunabhängigkeit nicht mehr ausreichend gewährleisten. Die notwendige Extrapolation der Windgeschwindigkeit über relativ große Höhen (aufgrund der großen Differenz zwischen Referenzstandort-Höhe und tatsächlichen modernen Nabenhöhen) führte zu relevanten Ungenauigkeiten. [DWG 2014]

EEG 2017

Mit dem EEG 2017 erfolgte erstmals eine Veränderung des Referenzstandortes. Ziel war hierbei in erster Linie die Schaffung einer größeren Realitätsnähe vor dem Hintergrund der seit Einführung des Referenzstandorts stark gestiegenen Na-

benhöhen und Rotordurchmesser von Windenergieanlagen sowie der Verlagerung des Ausbaus von sehr windstarken Regionen in windschwächere Bereiche. Der Referenzstandort wird demnach nun definiert als ein Standort mit folgenden Parametern. [EEG 2017]

- Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s in 100 m Höhe
- Höhenprofil nach Potenzgesetz
- Hellmann-Exponent von 0,25

Weiterhin ist das Hauptziel des Referenzertragsmodells, dass Standorte mit unterschiedlicher Windhöffigkeit wirtschaftlich nutzbar werden, indem eine Klassifizierung von Standorten nach Standortgüte erfolgt. Dadurch kann eine standortabhängige Vergütung definiert werden.

Die Windgeschwindigkeit in 100 m Nabenhöhe wird im Vergleich zum alten Referenzstandort abgesenkt. Rechnerisch hätte sich nach dem logarithmischen Höhenprofil ein Wert von 6,66 m/s ergeben, 6,45 m/s wurden gewählt. Damit wird dem zunehmenden Ausbau an windschwächeren Standorten Rechnung getragen.

Veränderte Bewertungsgrundlage für die Standortgüte

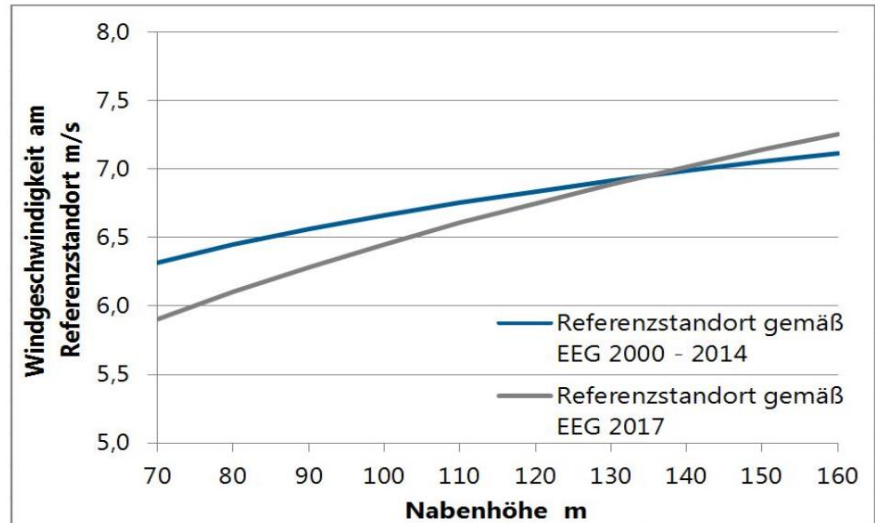
Der neue Referenzstandort wird gleichzeitig aber so gewählt, dass sich die Grundlagen zur Bewertung der Standortgüte spezifischer Windenergieanlagen verändern. Dies ergibt sich durch die Wahl des Hellmann-Faktors von 0,25. Bei einem Faktor von etwa 0,16 wären der Verlauf des Höhenprofils vergleichbar mit dem logarithmischen Profil (EEG 2000-EEG 2014) und die sich ergebenden Standortgüten über alle Höhen gleich. Der Faktor von 0,16 bezieht sich auf flaches, freies Gelände (eher Küstenregionen), der Wert von 0,25 entspricht eher einem Gelände mit größerer Rauigkeit (Binnenland).

Verlauf der Höhenprofile nach EEG 2014 und EEG 2017

Im Ergebnis werden durch den neuen Verlauf des Höhenprofils Anlagen mit großer Nabenhöhe (über 135 m) im Vergleich zu Anlagen mit geringer Nabenhöhe mit einer schlechteren Standortgüte klassifiziert. Den Zusammenhang verdeutlicht

Abbildung 1: . Bei großer Nabenhöhe wird dem Referenzstandort nach EEG 2017 eine höhere Windgeschwindigkeit zugeordnet, damit ergibt sich eine größere Differenz zum tatsächlichen Standortertrag und somit eine geringere Standortgüte als nach EEG 2000-2014, was Vorteile in Bezug auf die Vergütungssituation hat.

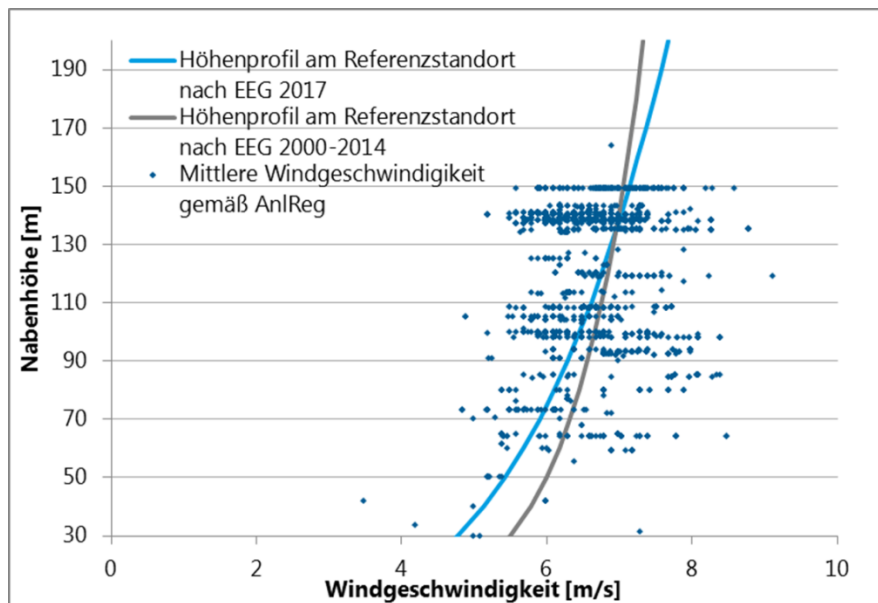
Abbildung 1:
Windgeschwindigkeit
am Referenzstandort
nach EEG 2014 und
EEG 2017 in Abhängig-
keit von der Nabhöhe



Die folgende Abbildung 2 vergleicht die beiden Höhenprofile nach EEG 2014 und EEG 2017 und stellt diesen die im Anlagenregister angegebenen mittleren Windgeschwindigkeiten in Nabhöhe für die verzeichneten Anlagenstandorte gegenüber.

Abbildung 2:
Höhenprofile nach EEG
2014 und 2017 sowie
mittlere Windge-
schwindigkeiten in
Nabhöhe an Anla-
genstandorten gemäß
Anlagenregister 09-
2016

[EGG 2014, EEG 2017,
BNetzA 2016]



Es wird deutlich, dass die Bandbreite an mittleren Windgeschwindigkeiten in allen relevanten Höhen sehr groß ist. Dies lässt keinen unmittelbaren Rückschluss auf den Verlauf der entsprechenden Höhenprofile zu, auch diese variieren jedoch von Standort zu Standort.

3 VERTIKALE EXTRAPOLATION AUF ÜBER 100 M HÖHE

Komplexe Interaktionen zwischen Windenergieanlagen und Atmosphäre

Moderne Windenergieanlagen haben heute bereits Nabenhöhen, die sich oberhalb der Oberflächenschicht bewegen und regelmäßig mit Rotordurchmessern von über 100 m ausgestattet sind. Das heißt, Windbedingungen bis 200 m Höhe und darüber hinaus sind insbesondere für Anlagen im Binnenland relevant. Seit einigen Jahren sind Windmessungen in großen Höhen über LIDAR- und SODAR-Systeme möglich, auch einzelne Messungen über Messmasten stehen zur Verfügung, so dass die Erkenntnisse über die Extrapolation zunehmen.

Bei der Extrapolation der Windgeschwindigkeit in große Höhen ist zu beachten, dass die Windbedingungen bis etwa 100 m grundsätzlich deutlich besser durch die oben genannten exponentiellen und logarithmischen Beschreibungen des Höhenprofils abgebildet werden als jene in größeren Höhen.

Abweichendes vertikales Höhenprofil in der Ekman-Schicht

Bei einer Windenergieanlage mit über 100 m Nabenhöhe operiert die Anlage vollständig oder zum Teil in der Ekman-Schicht, in der sowohl die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe als auch die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit anders verlaufen als in der Oberflächenschicht.

Im Folgenden werden die zu berücksichtigenden Unterschiede für den Bereich über 100 m näher dargestellt.

3.1 GRENZEN FÜR DIE ANWENDBARKEIT VON STANDARD-PROFILIEN

Der Einfluss der Bodenrauigkeit nimmt mit der Höhe ab, die Turbulenz wird geringer. Dadurch wird der vertikale Windgradient mit der Höhe geringer. Die Rauigkeit beeinflusst die Windgeschwindigkeit in den oberflächennahen Schichten, darüber sind die Effekte nicht mehr vorhanden. So entspricht etwa 60-80 m oberhalb eines komplexen Geländes die Turbulenz nahezu jener in einer ungestörten Strömung. [IWES 2016]

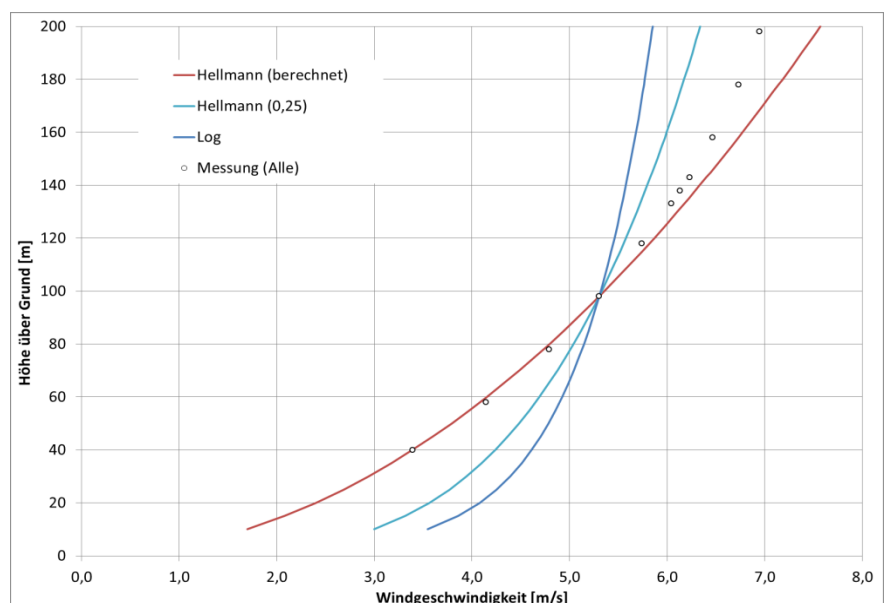
Beispielsweise ist die Windgeschwindigkeitssteigerung auf einer Hügelkuppe vor allem in einigen zehn Metern Höhe zu beobachten und nimmt in darüber hinaus gehenden Höhen wieder ab. Dies ist bei der Extrapolation der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe zu beachten, da diese bei modernen Windenergieanlagen außerhalb des Bereichs mit stark beschleunigter

Geschwindigkeit liegt. Ein Zuwachs an Nabenhöhe an diesen Standorten bewirkt nicht mehr die gleiche Ertragssteigerung wie in unteren Schichten oder über flachem Gelände. [Emeis 2014]

Standard-Höhenprofile bilden Bereich oberhalb von 100 m Höhe unzureichend ab

Die Extrapolation vertikaler Windgeschwindigkeiten über ein logarithmisches oder exponentielles Höhenprofil berücksichtigt zunächst keine Veränderung des vertikalen Windgradienten bei Nabenhöhen über 100 m bzw. im Übergang zwischen Oberflächen- und Ekman-Schicht. Je deutlicher die Nabenhöhe über 100 m liegt, desto relevanter wird dieser Umstand und desto schlechter wird die Realität durch die Profile abgebildet. Dies zeigen bspw. Auswertungen nach [Emeis 2001]. Abbildung 3: zeigt diesen Effekt exemplarisch für eine Messung im tieferen Binnenland. Es wird deutlich, dass in größerer Höhe (ca. über 120 m) der Hellmann-Exponent abnimmt, denn der berechnete Hellmann-Exponent stimmt nur bis zu dieser Höhe relativ gut mit den Messpunkten überein, danach müsste das Profil steiler sein.

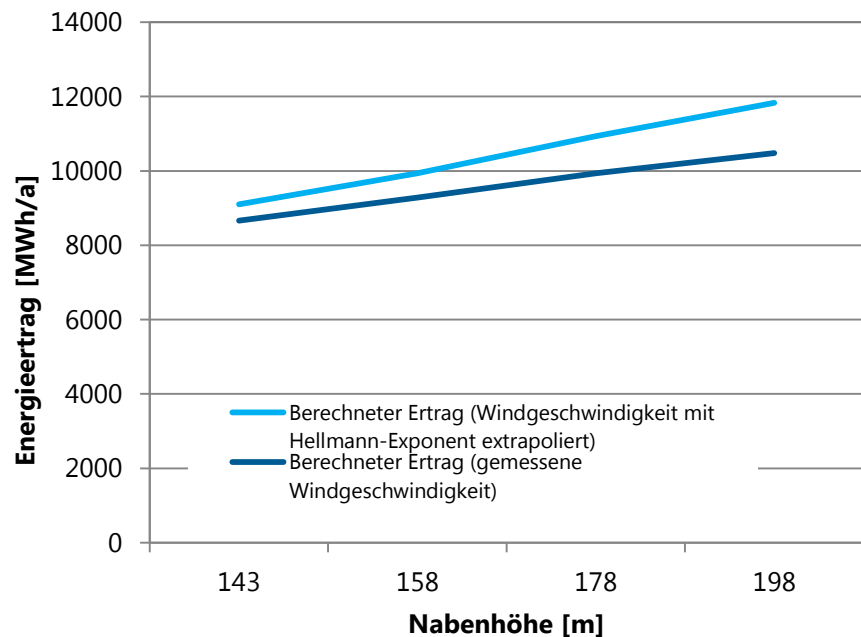
Abbildung 3: Abgleich von Messpunkten der Windgeschwindigkeit mit dem logarithmischen Profil sowie dem Hellmann-Profil nach EEG 2017 und dem berechneten Hellmann-Profil [DWG 2017]



Die Relevanz der Abweichungen zwischen Messpunkten und berechneten Profilen in Bezug auf den Ertrag verdeutlicht die Beispielrechnung für eine 3 MW-Anlage mit spezifischer Flächenleistung von rund 280 W/m^2 , die in Abbildung 4 dargestellt wird. Es werden hierbei die sich aus der Leistungskurve in Verbindung mit der jeweiligen Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ergebenden berechneten Erträge ohne Berücksichtigung von Abschlägen verglichen. Relevant ist hierbei Vergleich der sich ergebenden Erträge auf Basis des Hellmann-Exponenten, der sich aus den Messpunkten in geringeren Höhen ergibt, sowie dem Ertrag, der sich direkt aus den gemess-

senen Windgeschwindigkeiten ergibt. Die Abweichungen sind deutlich und steigen mit der Höhe.

Abbildung 4:
Relevanz von Abweichungen zwischen errechneten und gemessenen Profile



Grenzen von Standard-Höhenprofilen

Die Ausführungen zeigen, dass die Anwendungsgenauigkeit der Standard-Höhenprofile (logarithmisch oder exponentiell) für Standorte der Windenergienutzung in Zusammenhang mit modernen Windenergieanlagentypen begrenzt ist. Es sind somit Modelle notwendig, die speziell für die Rahmenbedingungen in der Ekman-Schicht geeignet sind. Es gibt unterschiedliche Ansätze, dies zu erreichen. Zum einen wird versucht, die für die Oberflächenschicht genutzte Formel durch eine erweiterte Durchmischungs-Definition auf die Ekman-Schicht auszuweiten, zum anderen werden unterschiedliche Modelle zur Beschreibung der beiden Schichten kombiniert. [Konow 2015]

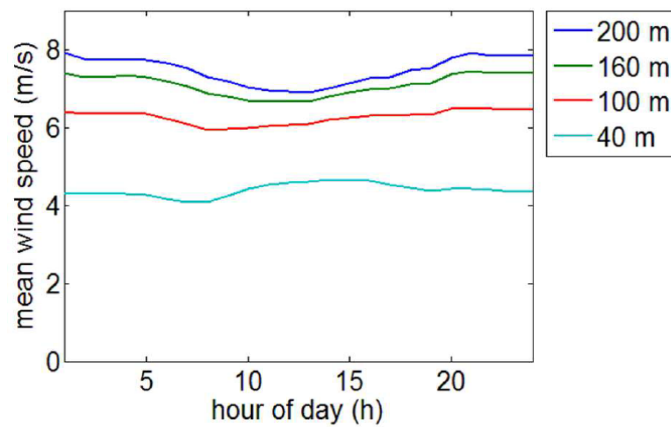
3.2 TAGESGÄNGE DER WINDGESCHWINDIGKEIT IN GROßER HÖHE

Die thermische Schichtung kann in der Oberflächenschicht und der Ekman-Schicht unterschiedlich sein. Die Windgeschwindigkeit reagiert deutlich auf Veränderungen der oberflächennahen thermischen Schichtung, was das Windprofil über die Höhe beeinflusst. [Konow 2015]

Damit zusammenhängend unterscheiden sich die Tagesgänge der Windgeschwindigkeit teilweise deutlich in Abhängigkeit von der Höhe. In oberflächennahen Schichten ist die Windgeschwindigkeit durchschnittlich mittags am höchsten, während sie in großen Höhen während der Nacht am höchsten ist. [I-

WES 2012] [Brümmer et. al. 2012] Dies zeigen Messdaten des Fraunhofer IWES im komplexen Gelände (bei Kassel). Eine entsprechende Auswertung zeigt Abbildung 5:

Abbildung 5:
Tagesgänge der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Höhe. Daten des 200 m-Messmastes des Fraunhofer IWES, Messdaten für März 2012 – Januar 2013. [IWES 2013]



In geringen Höhen (hier dargestellt sind 40 m) ist der Tagesgang der Windgeschwindigkeit relativ konstant. In größeren Höhen treten hingegen nachts deutlich höhere Windgeschwindigkeiten auf als tagsüber. Denn nachts bewegen sich die unterschiedlichen Luftschichten weitgehend ungestört voneinander, während tagsüber aufgrund der Sonneneinstrahlung in Bodennähe Auftrieb erzeugt wird, der zu einer stärkeren Kopplung der Luftschichten führt. Dabei werden die unteren Luftschichten beschleunigt, während in großer Höhe die Windgeschwindigkeit sinkt. Dieser Effekt verstärkt sich mit der Höhe, in 200 m Höhe sind die gemessenen Unterschiede zwischen Tag und Nacht noch größer als in 120 m Höhe. [IWES 2014]

Deutliche Jahreszeitliche Unterschiede bei den Tagesgängen

Die Messdaten zeigen zudem, dass es deutliche jahreszeitliche Unterschiede in Bezug auf die Tagesgänge der Windgeschwindigkeit gibt. So ist der dargestellte Effekt des veränderten Tagesgangs in großen Höhen insbesondere im Frühjahr stark zu beobachten, wohingegen im Sommer im Vergleich zu geringen Höhen bereits ein gleichmäßigerer Tagesgang mit der Höhe zu beobachten ist und im Spätherbst bis Winter über alle Höhenbereiche ein gleichmäßigerer Tagesgang eintritt.

3.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Schlussfolgerungen in Bezug auf die Praxis

Im Bereich der Wind- und Energieertragsprognosen für Windenergieanlagen können die beschriebenen Effekte, die sich für die Ekman-Schicht von der Oberflächenschicht unterscheiden, je nach individuellem Standort berücksichtigt werden. In Kombination mit der Ausweisung von Unsicherheiten wird grundsätzlich eine gute Prognosegenauigkeit gewährleistet.

In Bezug auf die Verwendung eines bestimmten Höhenprofils am Referenzstandort sind die Effekte aber im Sinne einer fundierten Bewertung der Wirkung dieses Standortes zu berücksichtigen. Es sollte ein Bewusstsein darüber bestehen, dass die Verwendung eines solchen Referenzstandortes mit Charakterisierung über ein logarithmisches oder exponentielles Profil für die Anlagentechnologie der Vergangenheit mit unter 100 m Nabenhöhe deutlich besser anwendbar war als es heute mit modernen Windenergieanlagentypen der Fall ist. Heute spielen die Windverhältnisse in der Ekman-Schicht eine relativ große Rolle für die Nutzbarkeit von Windenergiestandorten und nehmen entsprechenden Einfluss auf ihre Bewertung im Vergleich zum Referenzstandort.

Natürlich war es stets der Fall, dass der Referenzstandort nicht repräsentativ für alle Standorte sein kann, der Verlauf des Windprofils wurde jedoch als möglichst durchschnittlich angenommen und mit dem EEG 2017 auch im Sinne dieser Zielsetzung überarbeitet. Eine Veränderung des Höhenprofils im Bereich der Ekman-Schicht (ca. über 100 m) wird jedoch nicht berücksichtigt, was im Hinblick auf die Verwendung und Zielsetzung des Referenzstandortes sowie im Sinne einer nicht zu hohen Komplexität nachvollziehbar ist.

4 HÖHENABHÄNGIGES EINSPEISEVERHALTEN VON WINDENERGIEANLAGEN

Im Folgenden wird das Einspeiseverhalten von Windenergieanlagen in Abhängigkeit der Gesamthöhe der Anlagen näher untersucht. Insbesondere wird analysiert, welche Ertragssteigerungen durch vergrößerte Rotordurchmesser und höhere Nabenhöhen erreichbar sind und welche Anreize hier überwiegen.

4.1 EINFLUSS DES ROTORDURCHMESSERS AUF DEN ENERGIEERTRAG

Tendenz zu weiter steigenden Rotordurchmessern

Im Jahr 2016 betrug der durchschnittliche Rotordurchmesser von Windenergieanlagen an Land in Deutschland 109 m. Die Tendenz zu steigenden Rotordurchmessern besteht auch für die Zukunft, dies wird sowohl in den im Anlagenregister verzeichneten Genehmigungen als auch bei den heutigen Prototypen deutlich.

Upscaling konzentriert sich stark auf Rotordurchmesser

Die Steigerung der Rotordurchmesser ist der entscheidende Anreiz, die Nabenhöhe der Anlagen steigt in der Folge notwendigerweise ebenfalls. Das Upscaling der Anlagen konzentriert sich somit derzeit stark auf die Rotordurchmesser. Die Entwicklungen schreiten in diesem Bereich relativ schnell voran, da im Offshore-Bereich viele Hersteller bereits Anlagentypen mit größeren Rotordurchmessern als im bisherigen Onshore-Portfolio führen. Dadurch bestehen bereits Erfahrungen mit diesen Technologien, so dass die gesteigerten Rotordurchmesser relativ schnell auf den Onshore-Bereich übertragen werden können.

Einschätzung der Auswirkungen auf den Energieertrag

In der folgenden Abbildung 5 wird anhand eines Beispielfalls eine Einschätzung dazu erarbeitet, wie stark sich bei einer Steigerung der Gesamthöhe einer Anlage ein gesteigerter Rotordurchmesser auswirkt. Es werden Leistungsdauerlinien bei Annahme von drei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe für Technologien mit unterschiedlichen Rotordurchmessern bei gleicher Nennleistung ausgewiesen.

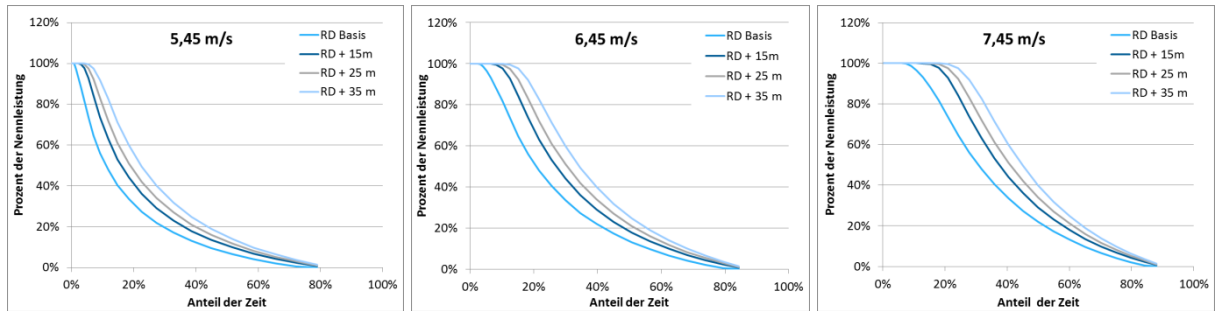
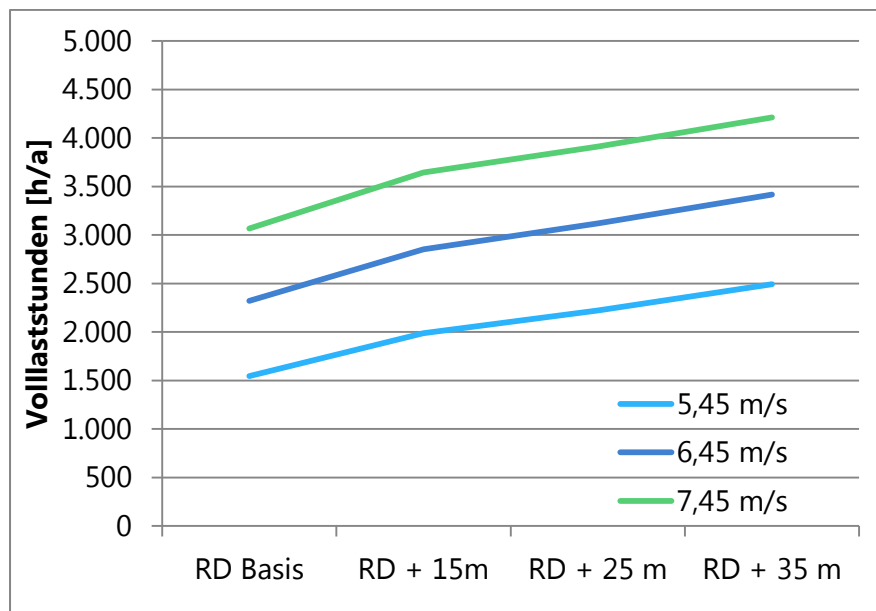


Abbildung 6:
Leistungsdauerlinien bei unterschiedlichen Rotordurchmessern und Windgeschwindigkeiten

Grundsätzlich laufen natürlich alle betrachteten Anlagen über größere Anteile der Zeit mit Nennlast, je höher die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ist. Zudem wird deutlich, dass durch Steigerung der Rotordurchmesser sich sowohl im Teillast- als auch im Nennlastbereich eine deutlich verbesserte Auslastung erreicht werden kann.

Abbildung 7: bildet ergänzend die Steigerung der Volllaststunden durch den gesteigerten Rotordurchmesser ab.

Abbildung 7:
Steigerung der Volllaststunden mit dem Rotordurchmesser



Die durchschnittliche Steigerung je Meter zusätzlichem Rotordurchmesser beträgt rund 1,1 % am windschwächsten Standort und rund 1,8% am windstärksten betrachteten Standort. Da die Volllaststunden proportional zum Ertrag sind, bedeutet dies entsprechende Steigerungen in Bezug auf den Energieertrag und schlägt sich unmittelbar auf die Einnahmen nieder.

4.2 EINFLUSS DER NABENHÖHE AUF DEN ENERGIEERTRAG

Mit gesteigerter Nabenhöhe können höhere mittlere Windgeschwindigkeiten erreicht werden. Im Folgenden wird näher ausgeführt, wie stark sich hierdurch an unterschiedlichen Standorten die zu erwartenden Jahreserträge steigern lassen.

Betrachtung von Leistungsdauerlinien mit steigender Nabenhöhe

Zunächst wird betrachtet, wie sich die Auslastung der Anlage in Abhängigkeit der Nabenhöhe verändert. Die Windgeschwindigkeitszunahme mit der Nabenhöhe hängt vom Windprofil des jeweiligen Standorts ab. An dieser Stelle wurden exemplarisch Standorte mit drei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und verschiedenen Hellmann-Exponenten untersucht. Die Beispiele repräsentieren dadurch den Referenzstandort sowie einen im Vergleich windschwächeren und windstärkeren Standort bei Einsatz der gleichen angenommenen Anlagentechnologie. Die Ergebnisse werden in Form von Leistungsdauerlinien in Abhängigkeit der Höhe in Abbildung 8 dargestellt.

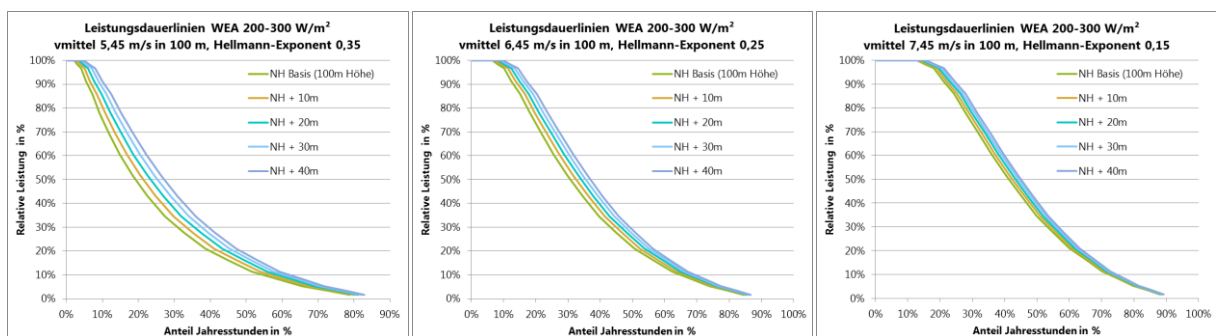
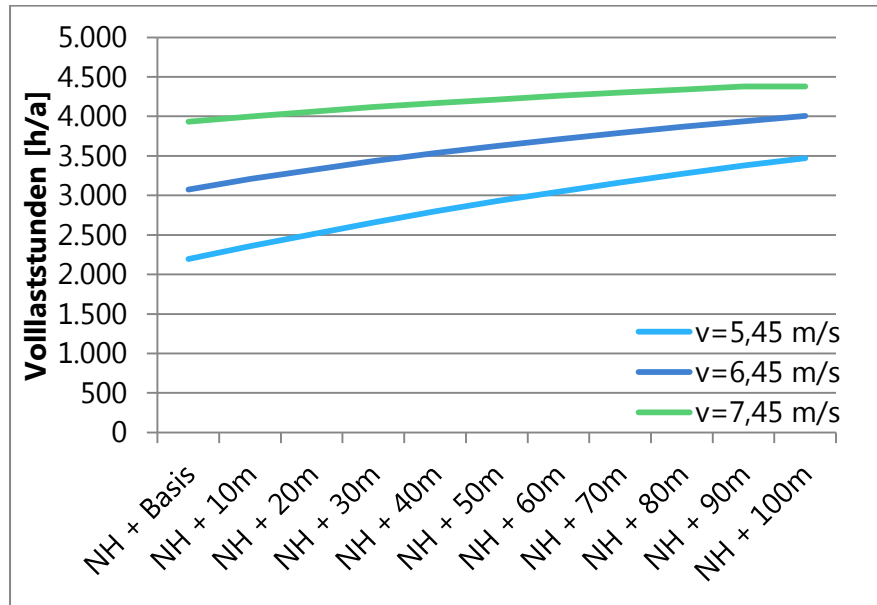


Abbildung 8:
Leistungsdauerlinien
bei unterschiedlichen
Nabenhöhen und
Windbedingungen

Jede je Abbildung gezeigte Leistungsdauerlinie bezieht sich auf eine Windgeschwindigkeitssteigerung, die durch eine um 10 m erhöhte Nabenhöhe erreicht wird. Es wird deutlich, dass sich die Auslastung der Anlage mit steigender Nabenhöhe sowohl im Voll- als auch im Teillastbereich mit der Höhe deutlich verbessert. Am stärksten sind diese Effekte am windschwächsten Standort, da hier die Windgeschwindigkeit mit der Höhe durch das steilere Höhenprofil deutlicher zunimmt.

Abbildung 9 bildet ergänzend die Steigerung der Volllaststunden durch die gesteigerte Nabenhöhe ab.

Abbildung 9:
Volllaststunden bei
unterschiedlicher Na-
benhöhe und Windbe-
dingungen



Die durchschnittliche Steigerung je Meter zusätzlicher Nabenhöhe oberhalb von 100 m beträgt rund 0,6% am windschwächsten Standort und rund 0,9% am windstärksten betrachteten Standort. Erneut gilt, dass die Volllaststunden proportional zum Ertrag sind und sich entsprechend auf die Einnahmen niederschlagen.

4.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Es konnte gezeigt werden, dass sich sowohl durch gesteigerte Rotordurchmesser als auch durch gesteigerte Nabenhöhen relevante Ertragssteigerungen erreichen lassen. Bei gleicher Steigerung der Gesamthöhe wirkt sich eine Steigerung des Rotordurchmessers auf den Ertrag noch positiver aus als eine Steigerung der Nabenhöhe. Allerdings ist zu beachten, dass eine Steigerung des Rotordurchmessers in der Regel mit einer Steigerung der Nabenhöhe einhergeht, zumindest wenn deutlichere Steigerungen vorgenommen werden.

5 NÄHERE ANALYSE DES NEUEN REFERENZSTANDORTES

Im Folgenden soll der mit dem EEG 2017 definierte neue Referenzstandort näher hinsichtlich seiner Wirkungsweise untersucht werden. Zu prüfende Punkte sind hierbei insbesondere:

- Einfluss der Nabenhöhe auf die Standortqualität bei abweichenden Windgeschwindigkeiten und/oder Windprofilen
- Frage der Technologieunabhängigkeit bei abweichenden Windgeschwindigkeiten und/oder Windprofilen

Standortbewertung bei vom Referenzstandort abweichenden Windprofilen

Denn reale Windenergiestandorte werden in aller Regel hinsichtlich ihres Windprofils (siehe hierzu auch Kapitel 2) und ihrer Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe vom Referenzstandort abweichen. Es gilt nun ein Verständnis darüber zu entwickeln, welche Auswirkungen sich daraus für die spezifische Standortbewertung ergeben. Darauf aufbauend können in einem nächsten Schritt die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeitsbewertung einzelner Standorte in Kombination mit unterschiedlichen Technologien untersucht werden.

Definition Technologiefälle

Für alle Untersuchungen werden folgende Technologiefälle als Grundlage der Analysen definiert und die Ergebnisse differenziert ausgewiesen:

- Anlagentechnologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 200-300 W/m²
- Anlagentechnologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 300-400 W/m²
- Anlagentechnologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 400-500 W/m²

Im Folgenden werden die Auswirkungen der vom Referenzstandort abweichenden Standortbedingungen hinsichtlich Windgeschwindigkeit und Höhenprofil sowie des Einsatzes der unterschiedlichen Technologien analysiert.

5.1 STANDORTGÜTE IN ABHÄNGIGKEIT DER WINDGESCHWINDIGKEIT

Definition Standortfälle

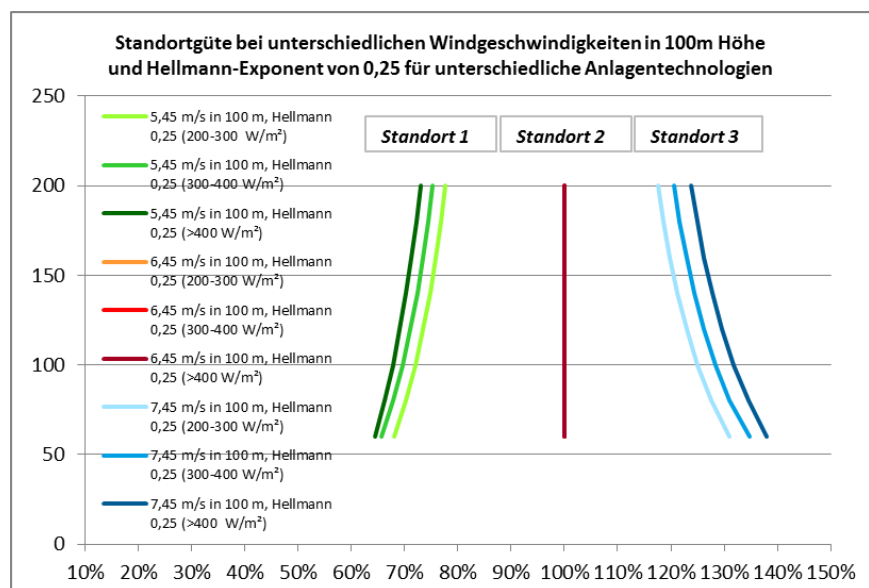
Im Folgenden wird zunächst die Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe variiert und mit einem gegenüber dem Referenzstandort gleichbleibenden Höhenprofil (Hellmann-Exponent von 0,25) hinterlegt. Es werden folgende Standort-Fälle betrachtet:

- Standort 1:
Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe von 5,45 m/s
- Standort 2:
Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe von 6,45m/s (entspricht Referenzstandort)
- Standort 3:
Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe von 7,45 m/s

Standortgüte an Standort 1-3 nach Nabenhöhe

Die drei Standorte werden jeweils mit drei unterschiedlichen Technologieannahmen bestückt und hinsichtlich der Standortgüte für eine Nabenhöhe zwischen 80 und 200 m analysiert. Die folgende Abbildung 10 zeigt die Berechnungsergebnisse.

Abbildung 10:
Standortgüte bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in 100m Höhe und Hellmann-Exponent von 0,25 für unterschiedliche Anlagentechnologien



Es wird deutlich, dass an Standort 2 (Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s in 100 m) über alle Nabenhöhen eine gleichbleibende Standortgüte von 100% gewährleistet ist. An Standort 1 (5,45 m/s in 100 m) und Standort 3 (7,45 m/s in 100 m) variiert die Standortgüte um bis zu rund 14% je nach Nabenhöhe der Anlage und Technologiegruppe. Dies zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1:
Spannweite der ermittelten Standortgüten für unterschiedliche Nabenhöhen, Hellmann-Exponent 0,25

Spannweite Standortgüte zwischen unterschiedlichen Nabenhöhen (60-200 m) abhängig von der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe bei einem Hellmann-Exponent von 0,25									
Bewertung je nach Nabenhöhe	200-300 W/m ²			300-400 W/m ²			>400 W/m ²		
	min	max	Spanne	min	max	Spanne	min	max	Spanne
5,45 m/s	68,0%	77,6%	9,6%	65,7%	75,3%	9,6%	64,3%	73,0%	8,6%
6,45 m/s	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%
7,45 m/s	117,5%	130,9%	13,4%	120,5%	134,8%	14,2%	123,7%	138,1%	14,3%

Weiterhin zeigt sich in Abbildung 10, dass in Abhängigkeit davon, ob die Windgeschwindigkeit am Standort zu einer Standortbewertung von über oder unter 100% führt, unterschiedliche Verschiebungen im Hinblick auf die Standortgüten-Bewertung für verschiedene Technologien erfolgen. So erreicht im Bereich von unter 100% Standortqualität die Anlage mit der geringsten spezifischen Flächenleistung die höchste Standortgüte innerhalb der Vergleichsgruppe. Im Bereich von über 100% Standortqualität erhält die Anlage mit der höchsten spezifischen Flächenleistung die höchste Standortgüte.

Nachfolgend soll untersucht werden, welche Effekte sich auf diese Ergebnisse ergeben, wenn sich zusätzlich zur Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe auch das Höhenprofil (abgebildet durch Variation des Hellmann-Exponenten) ändert.

5.2 STANDORTGÜTE IN ABHÄNGIGKEIT DER WINDGESCHWINDIGKEIT UND DEM HELLMANN-EXPONENT

Im Folgenden wird zusätzlich zur Windgeschwindigkeit auch der Hellmann-Exponent zur Charakterisierung des Höhenprofils verändert.

Variation des Hellmann-Exponenten

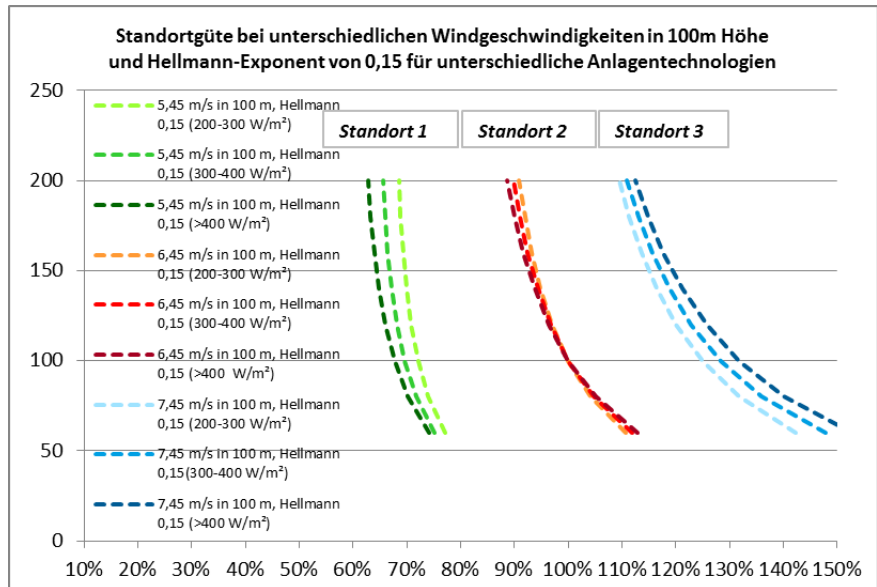
Es werden folgende Standort-Fälle in Verbindung mit den bekannten Technologieannahmen berechnet:

- Hellmann-Exponent 0,15:
Standorte 1-3 (d.h. Windgeschwindigkeiten in 100 m Höhe von 5,45, 6,45 und 7,45 m/s) in Verbindung mit einem Hellmann-Exponent von 0,15
- Hellmann-Exponent 0,35:
Standorte 1-3 (d.h. Windgeschwindigkeiten in 100 m Höhe von 5,45, 6,45 und 7,45 m/s) in Verbindung mit einem Hellmann-Exponent von 0,35

Hellmann-Exponent 0,15

Abbildung 11 zeigt die Ergebnisse für einen Hellmann-Exponent von 0,15, was vereinfacht einem Höhenprofil über flachem Land ohne größere Rauigkeiten entspricht.

Abbildung 11:
Standortgüte bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in 100m Höhe und Hellmann-Exponent von 0,15 für unterschiedliche Anlagentechnologien



Es wird deutlich, dass die Abweichungen hinsichtlich der Standortgüte über die Nabenhöhe insbesondere für die Standorte mit höherer Windgeschwindigkeit größer werden und nun am windstärksten Standort 3 bis zu rund 40% betragen. Die zusammengefassten Ergebnisse sind in Tabelle 2 ausgewiesen.

Tabelle 2:
Spannweite der ermittelten Standortgüten für unterschiedliche Nabenhöhen, Hellmann-Exponent 0,15

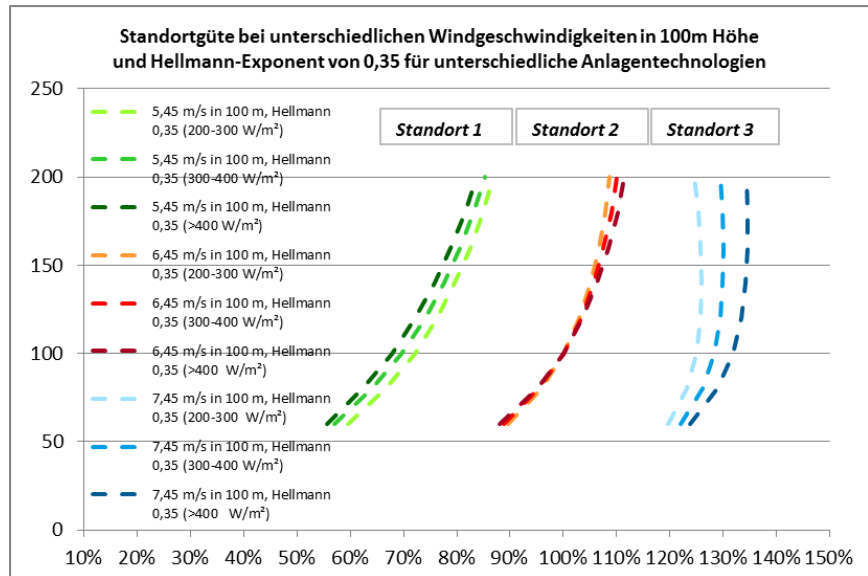
Spannweite Standortgüte zwischen unterschiedlichen Nabenhöhen (60-200 m) abhängig von der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe bei einem Hellmann-Exponent von 0,15									
Bewertung je nach Nabenhöhe	200-300 W/m²			300-400 W/m²			>400 W/m²		
	min	max	Spanne	min	max	Spanne	min	max	Spanne
5,45 m/s	68,5%	77,1%	8,6%	65,5%	75,2%	9,7%	62,7%	74,1%	11,3%
6,45 m/s	90,9%	110,7%	19,8%	89,8%	111,9%	22,1%	88,6%	112,8%	24,2%
7,45 m/s	109,4%	142,2%	32,8%	110,9%	147,8%	36,9%	112,4%	152,9%	40,4%

Erneut kann zudem beobachtet werden, dass im Bereich von Standortgüten unter 100% der Anlage mit der geringsten spezifischen Flächenleistung die höchste Standortgüte innerhalb der Vergleichsgruppe zugeordnet wird sowie im Bereich von über 100% die Anlage mit der höchsten spezifischen Flächenleistung die höchste Standortgüte erreicht.

Hellmann-Exponent 0,35

Abbildung 12 zeigt die Ergebnisse für einen Hellmann-Exponent von 0,35, was vereinfacht einem Höhenprofil über komplexem Gelände mit verhältnismäßig starker Rauigkeit entspricht.

Abbildung 12: Standortgüte bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in 100m Höhe und Hellmann-Exponent von 0,35 für unterschiedliche Anlagentechnologien



Hier sind die Abweichungen hinsichtlich der Standortgüte über die Nabenhöhe insbesondere für die Standorte mit niedrigerer Windgeschwindigkeit größer und betragen am windschwächsten Standort 1 bis zu rund 28%, wie Tabelle 3 zeigt.

Tabelle 3: Spannweite der ermittelten Standortgüten für unterschiedliche Nabenhöhen, Hellmann-Exponent 0,35

Spannweite Standortgüte zwischen unterschiedlichen Nabenhöhen (60-200 m) abhängig von der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe bei einem Hellmann-Exponent von 0,35									
	200-300 W/m ²			300-400 W/m ²			>400 W/m ²		
Bewertung je nach Nabenhöhe	min	max	Spanne	min	max	Spanne	min	max	Spanne
5,45 m/s	59,7%	86,9%	27,2%	57,0%	85,4%	28,4%	55,6%	83,8%	28,2%
6,45 m/s	89,7%	108,8%	19,1%	88,7%	110,1%	21,3%	88,1%	111,5%	23,4%
7,45 m/s	119,7%	125,9%	6,2%	122,0%	130,1%	8,0%	123,9%	134,7%	10,8%

Auch hier lässt sich beobachten, dass in Abhängigkeit davon, ob ein Standort eine Standortgüte von unter oder über 100% erreicht, die Anlage mit der geringsten spezifischen Flächenleistung (bei unter 100%) sowie die Anlage mit der höchsten spezifischen Flächenleistung (bei über 100%) die höchste Standortgüte der Vergleichsgruppe erreicht.

Großer Einfluss des Hellmann-Exponenten

Es kann festgehalten werden, dass die Veränderung des Hellmann-Exponenten einen deutlichen Einfluss auf die Standortbewertung in Nabenhöhe und die Abweichungen zwischen unterschiedlichen Nabenhöhen hat. Aus diesem Grund werden in Abbildung 13 die Ergebnisse für abweichende Hellmann-Exponenten an den verschiedenen Standortbereichen noch einmal zusammengefasst.

Abbildung 13:
Einfluss des Hellmann-Exponenten auf die Standortgüte nach Nabenhöhe, exemplarische Darstellung für Anlagentechnologien mit einer spezifischen Flächenleistung von 300-400 W/m²

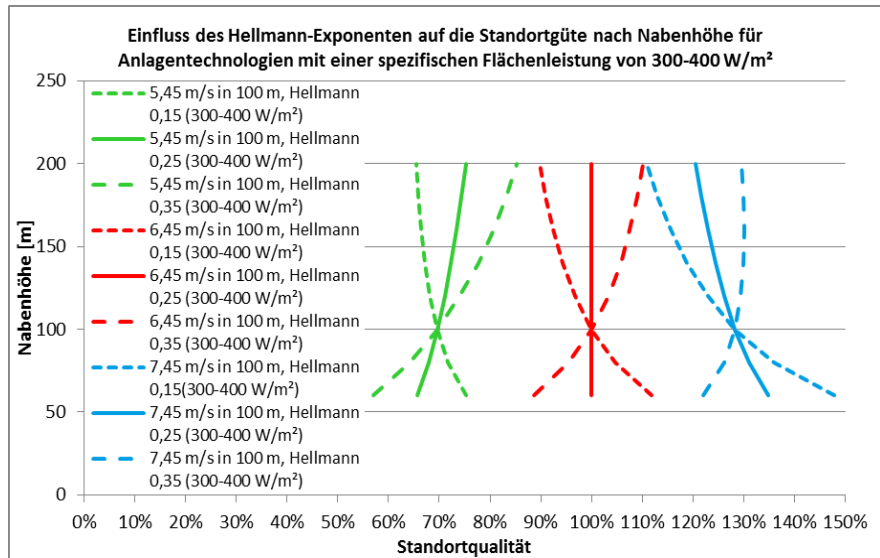


Abbildung 13 bezieht sich auf die Anlagentechnologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 300-400 W/m². Für die weiteren Anlagentechnologien findet sich ein sehr ähnliches Bild, allerdings sind die Spannweiten im Hinblick auf die Bewertung unterschiedlicher Nabenhöhen je nach Hellmann-Exponent bei einer geringeren spezifischen Flächenleistung etwas geringer sowie bei einer größeren spezifischen Flächenleistung etwas größer. Die Ergebnisse werden in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4:
Einfluss des Hellmann-Exponenten auf die Standortgüte nach Nabenhöhe

Spannweite Standortgüte in Nabenhöhe bei Hellmann-Exponenten von 0,15 bis 3,5									
Nabenhöhe	200-300 W/m ²			300-400 W/m ²			>400 W/m ²		
	5,45 m/s in 100 m	6,45 m/s in 100 m	7,45 m/s in 100 m	5,45 m/s in 100 m	6,45 m/s in 100 m	7,45 m/s in 100 m	5,45 m/s in 100 m	6,45 m/s in 100 m	7,45 m/s in 100 m
60 m	-13,3%	-10,7%	-8,6%	-14,5%	-11,9%	-9,7%	-15,1%	-12,8%	-10,7%
80 m	-5,2%	-4,2%	-3,3%	-5,7%	-4,7%	-3,8%	-6,0%	-5,1%	-4,2%
100 m	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
120 m	3,7%	2,9%	2,3%	4,1%	3,3%	2,6%	4,3%	3,6%	2,9%
140 m	6,5%	5,1%	4,0%	7,1%	5,7%	4,5%	7,6%	6,3%	5,1%
160 m	8,6%	6,8%	5,2%	9,5%	7,6%	6,0%	10,2%	8,4%	6,8%
180 m	10,3%	8,1%	6,1%	11,4%	9,0%	7,1%	12,3%	10,0%	8,1%
200 m	11,7%	9,1%	6,9%	12,9%	10,2%	8,0%	14,0%	11,4%	9,1%

Die mittlere, grau hinterlegte Spalte bezieht sich auf die Ergebnisse in Abbildung 13 für die Technologie 300-400 W/m². Es wird deutlich, dass je nach Ausgangswindgeschwindigkeit in 100 m Höhe bspw. bei einer Nabenhöhe von 180 m die errechneten Standortqualitäten zwischen rund 7 und 11% differieren.

5.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Auswertungen zeigen, dass für Standorte, die ein Windprofil aufweisen, dass vom im EEG definierten Windprofil des Referenzstandorts abweicht keine vollständige Technologieunabhängigkeit besteht. Allein eine von der Referenzgeschwindigkeit abweichende Windgeschwindigkeit führt zu einer abweichenden Bewertung der Standortgüte in Abhängigkeit von der gewählten Technologie. Ein abweichender Hellmann-Exponent beeinflusst die Bewertung ebenfalls. Dabei wird deutlich, dass die Abweichung in Abhängigkeit von der Abweichung der Nabenhöhe zunimmt.

6 WIRTSCHAFTLICHKEIT IN ABHÄNGIGKEIT DER GEWÄHLTEN ANLAGENTECHNOLOGIE

Erfolgsdefinition im Ausschreibungssystem

Im Folgenden wird untersucht, welchen Einfluss die Nabenhöhe auf die Wirtschaftlichkeit eines Windenergieprojektes im Ausschreibungsregime nach EEG 2017 hat. Die Frage ist, ob der neue Referenzstandort tatsächlich in noch stärkerer Weise höhere Nabenhöhen anreizt als bisher und in welchem Verhältnis zueinander unterschiedliche Anlagentechnologien stehen.

Im Ausschreibungssystem bestimmt sich der Projekterfolg nicht mehr in erster Linie durch die Marge, die sich ergibt, wenn die Stromgestehungskosten unterhalb der Vergütung liegen. Vielmehr hängt der Projekterfolg davon ab, ob das Projekt in einem Ausschreibungssystem ein erfolgreiches Gebot platzieren kann. Aus diesem Grund ist die Untersuchung der potentiellen auf den Referenzstandort bezogenen Gebote für unterschiedliche Nabenhöhen und Technologien Kern der folgenden Analyse.

Grundsätzlich stellt die Nabenhöhe einen wichtigen Einflussfaktor für die wirtschaftliche Projektoptimierung dar und beeinflusst folgende Parameter:

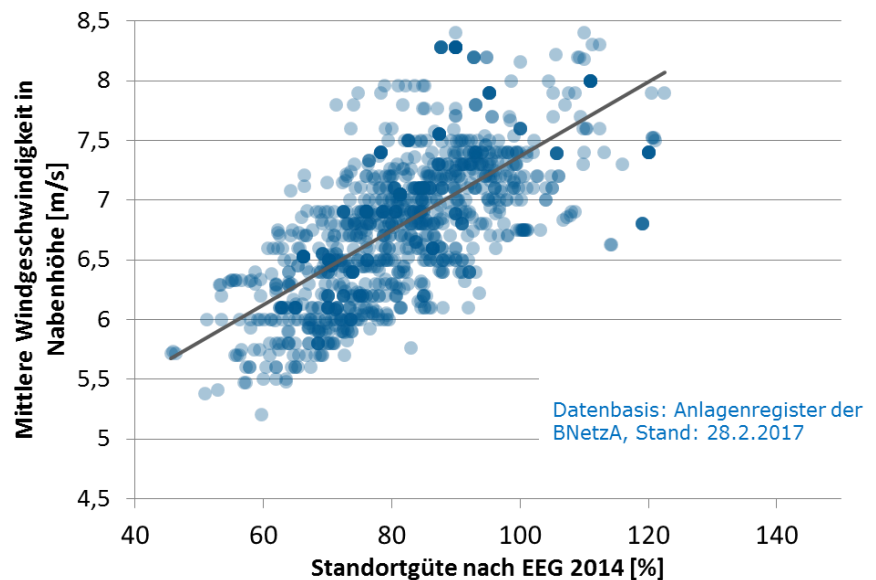
- **Investitionskosten:** Im Bereich der Analyse der Hauptinvestitionskosten konnte gezeigt werden, dass die Nabenhöhe einen klaren Einfluss auf die Höhe der spezifischen Investitionskosten nimmt (steigend mit der Nabenhöhe).
- **Energieerträge:** Eine Steigerung der Nabenhöhe bedeutet die Erreichung einer höheren mittleren Windgeschwindigkeit und damit eine Ertragssteigerung. Dieser Effekt fällt je nach Höhenprofil am Standort (im Folgenden abgebildet durch die Wahl des Hellmann-Exponenten) unterschiedlich stark aus.
- **Standortgüte:** Sobald der konkrete Standort in seinen Eigenschaften (Windgeschwindigkeit und Höhenprofil) nicht dem Referenzstandort entspricht, verändert sich die Standortgüte über die Nabenhöhe.

Es stellt sich die Frage, in welchem Wirkungszusammenhang die bezeichneten Parameter stehen und welche Bewertung unterschiedlicher Nabenhöhen sich im Ausschreibungssystem letztendlich ergibt. Die Bewertung erfolgt hierbei anhand der

Frage, in welchem Verhältnis zueinander die sich bei unterschiedlichen Nabenhöhen an verschiedenen Standorten ergebenden Gebote stehen. Diese werden aus dem Zusammenspiel von Stromgestehungskosten und Standortgüte ermittelt. Hierfür werden drei unterschiedliche Beispiel-Standorte untersucht. Es werden die gleichen Standorte betrachtet, wie bereits im Rahmen der theoretischen Betrachtungen in Kapitel 5.

Es ist darauf hinzuweisen, dass für die Beispielfälle neben dem Referenzstandort zwei hinsichtlich ihres Windpotentials möglichst weit auseinander liegende Standorte gewählt wurden, um die Unterschiede zu untersuchen. Ein Großteil der verfügbaren Standorte wird sich im Bereich zwischen den betrachteten Fällen bewegen. Dies belegt eine Auswertung der im Anlagenregister verzeichneten Standortgüten nach Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe in Abbildung 14.

Abbildung 14:
Im Anlagenregister
verzeichnete Standort-
güten von Projekten
nach Windgeschwin-
digkeit in Nabenhöhe



Die Analysen unterstellen, dass das Gebot vollständig in Abhängigkeit der genannten Parameter kalkuliert wird, hierbei werden die Finanzierungsannahmen nicht zwischen Standortgüten differenziert und auch die Rendite wird auf einen über alle Fälle hinweg gleich definierten Wert festgelegt. Die Anlagenkonfiguration und die damit verbundenen Hauptinvestitionskosten sowie Referenzerträge werden über die Nabenhöhe sowie nach Technologieklassen (nach spezifischer Flächenleistung) anhand von Trendlinien variiert. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass die Bieter in der Realität Strategien zur Gebotsoptimierung verfolgen werden, in die weitere Aspekte eingehen.

6.1 BETRACHTUNG DER THEORETISCHEN EFFEKTE AM REFERENZSTANDORT

Auf Basis der definierten Bedingungen des Referenzstandorts wird für jede Windenergieanlage ein Referenzertrag berechnet. Dieser Ertrag ist ein theoretischer Wert, der sich rein aus den entsprechenden mittleren Windgeschwindigkeiten ohne weitere Abschläge ergibt, um den tatsächlichen Ertrag einer Anlage zu diesem ins Verhältnis setzen zu können und die Standortgüte zu bestimmen. In Realität existieren keine optimalen Bedingungen, wie sie für den Referenzstandort angenommen werden. D.h. die Anlagen werden nicht völlig frei angeströmt, sondern es ist ein bestimmter Parkwirkungsgrad zu berücksichtigen; zudem gibt es geplante und ungeplante Stillstandszeiten aus technischen Gründen und ggf. genehmigungsrechtliche Auflagen, die zu weiteren Mindererträgen führen.

Untersuchungen für den Referenzstandort unter Anwendung der Referenzerträge

Im Folgenden wird aus diesem Grund einführend der Referenzstandort (6,45 m/s in 100 m Höhe, Hellmann-Exponent 0,25) in Verbindung mit den sich theoretisch ergebenden Erträgen nach Nabenhöhe (entsprechen den Referenzerträgen) betrachtet. Da die Praxisrelevanz dieses Falls begrenzt ist, werden darauf folgend in Kapitel 6.2 der Referenzstandort und zwei weitere Beispielstandorte auf eine realitätsnähere Weise betrachtet; d.h. es werden Annahmen für technische Abschläge berücksichtigt.

Abbildung 15 stellt die theoretischen Ergebnisse für den Referenzstandort zusammen.

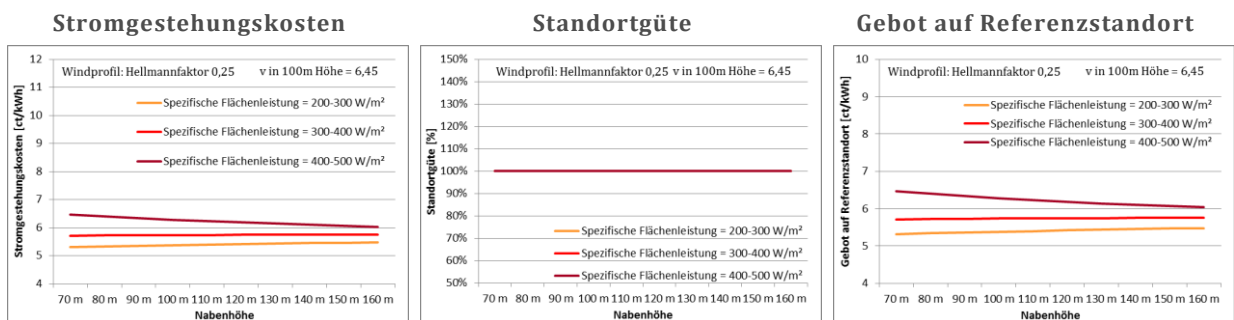


Abbildung 15: Auswertung der Stromgestehungskosten, Standortgüte und Mindestgebote an Standort 2 bei Hellmann-Exponent von 0,25

Standort 2 entspricht dem Referenzstandort gemäß EEG 2017. Die Anlage mit der geringsten spezifischen Flächenleistung verfügt über die geringsten Stromgestehungskosten. Die Stromgestehungskosten über die Nabenhöhe sind bei allen betrachteten Technologien relativ konstant. Die Standortqualität beträgt in allen Fällen 100%. Die sich ergebenden Mindestgebote zeigen, dass die Anlage mit der geringsten spezifischen

Flächenleistung stets das geringste Gebot abgeben kann. Die durchschnittliche Tendenz in allen Technologiefällen besteht in weitgehend konstanten Gebotshöhen je Technologie über die Nabenhöhe.

Technische Abschläge sind zu berücksichtigen

Die Ergebnisse werden als theoretisch bezeichnet. Die hier abgebildete Ertragssituation in der Realität nicht erreicht werden würde, da bestimmte technische Abschläge stets eintreten. Aus diesem Grund wird im Folgenden die Betrachtungsweise dahingehend geändert, dass realitätsorientierte Fälle inklusive einer Annahme für die Höhe von technischen Abschlägen betrachtet werden.

6.2 BETRACHTUNG DER EFFEKTE AN BEISPIEL-STANDORTEN

Für die folgende Analyse wurden jeweils P50-Ertragswerte in Verbindung mit technischen Abschlägen, die in aller Regel mindestens anfallen, verwendet. Folgende Annahmen wurden hierfür getroffen:

- Abschlag Parkwirkungsgrad -8%
- Abschlag für geplante / ungeplante Stillstandszeiten -3%
- Abschlag für elektrische Verluste -2%

Die Auswertungen in den folgenden Kapiteln stellen für die betrachteten Beispielstandorte dar, wie sich aus den Parametern Stromgestehungskosten und Standortgüte theoretische Gebote am Referenzstandort für unterschiedliche Nabenhöhen ergeben. Die Standortgüte-Angabe ist mit einem nach EEG 2017 definierten Korrekturfaktor verbunden, anhand dessen für jede Nabenhöhe die Stromgestehungskosten in ein auf den Referenzstandort bezogenes Gebot umgerechnet werden können.

6.2.1 WINDBEDINGUNGEN DES REFERENZSTANDORTES

Der Referenzstandort stellt bezogen auf die Windverhältnisse in Deutschland einen guten Windstandort dar. Im Folgenden wird untersucht, wie sich die Wettbewerbsfähigkeit unterschiedlicher Nabenhöhen an diesem Standort darstellt, wenn nicht die Referenzerträge der Anlagen, sondern realistische Erträge unter Berücksichtigung der oben aufgeführten Annahmen für technische Abschläge zugrunde gelegt werden. Die Ergebnisse zeigt Abbildung 16.

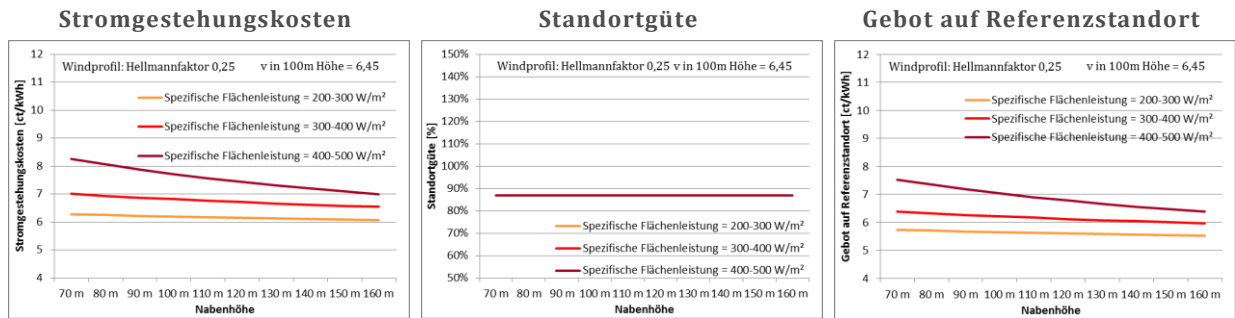


Abbildung 16:
Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen

Die Stromgestehungskosten sinken in allen drei Technologiefällen mit der Nabenhöhe, die Standortgüte am Referenzstandort ist für alle Technologien und Nabenhöhen gleich. Die getroffenen Ertragsabschläge in Höhe von 13% führen dazu, dass der Standort nicht mehr mit einer Standortgüte von 100%, sondern von 87% eingeordnet wird. Bezogen auf die potentiellen Gebote am Referenzstandort wird deutlich, dass diese mit steigender Nabenhöhe sinken.

6.2.2 WINDBEDINGUNGEN AN EINEM WINDSCHWÄCHEREN STANDORT

Im Folgenden wird ein im Vergleich zum Referenzstandort windschwächerer Standort betrachtet. Bezogen auf die bereits in Kapitel 5.1 und 5.2 verwendeten Standortfälle handelt es sich somit um Standort 1. Der Standort wird mit zwei variierten Hellmann-Faktoren betrachtet, wodurch neben der Windgeschwindigkeit auch eine variierte Geländerauigkeit berücksichtigt wird. Im Sinne einer realitätsnahen Betrachtung werden für diesen Standort Hellmann-Exponenten von 0,25 und 0,35 analysiert. Analog zum Vorgehen in Kapitel 6.2.1 werden Ertragsabschläge in Höhe von insgesamt 13% berücksichtigt. Die Ergebnisse für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,45 m/s in 100 m Höhe und einen Hellmann-Exponent von 0,25 stellt Abbildung 17: dar.

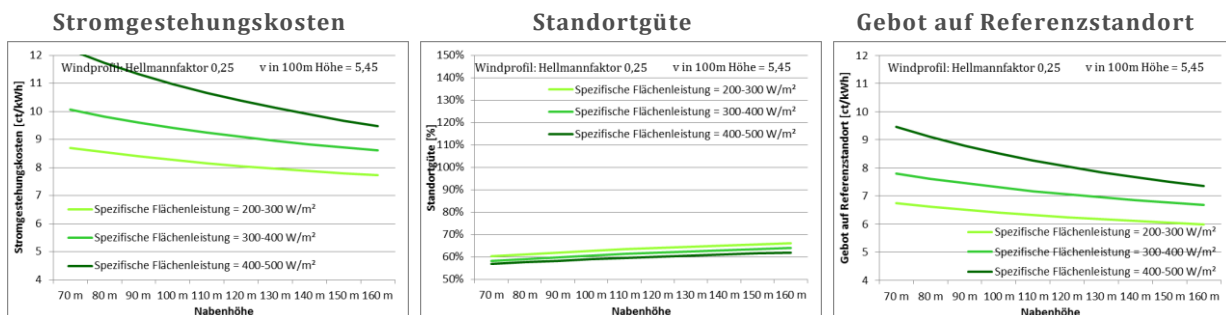


Abbildung 17: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,25; 5,45 m/s in 100m Höhe)

Auch an diesem Standort sinken die Stromgestehungskosten in allen Technologiefällen sehr deutlich mit steigender Nabenhöhe. Die Technologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 200-300 W/m² ist erneut die günstigste Technologie. Die Standortgüte liegt zwischen etwa 57 und 67% und variiert somit relativ stark. Da die Standortgüte in allen Fällen aber unterhalb von 70% liegt, wird allen Nabenhöhen der gleiche Korrekturfaktor nach EEG 2017 zugeordnet. Im Ergebnis sind die größeren Nabenhöhen durch deutlich geringere potentielle Gebote gekennzeichnet, da sich die geringeren Stromgestehungskosten direkt auswirken.

In Abbildung 18: wird zusätzlich die Situation für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,45 m/s in 100 m Höhe und einen Hellmann-Exponent von 0,35 dargestellt.

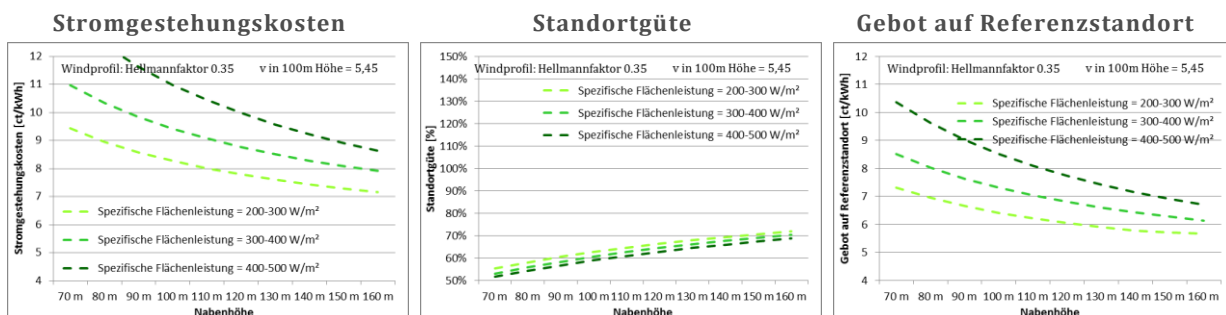


Abbildung 18: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,35; 5,45 m/s in 100m Höhe)

Auch in diesem Fall fallen für alle betrachteten Technologien die Stromgestehungskosten mit der Nabenhöhe deutlich. Die Standortgüte steigt für alle Technologien mit der Nabenhöhe und variiert noch stärker als am zuvor betrachteten Standort (zwischen rund 51% und 71%). Es ergeben sich mit der Nabenhöhe stark fallende potentielle Gebote auf den Referenzstandort. Da die Standortgüte auch hier in keinem Fall spürbar oberhalb von 70% liegt, wirken sich die Stromgestehungskosten direkt auf die Gebotssituation aus.

6.2.3 WINDBEDINGUNGEN AN EINEM WINDSTÄRKEREN STANDORT

Im Folgenden wird ein im Vergleich zum Referenzstandort windstärkerer Standort betrachtet. Bezogen auf die bereits in Kapitel 5.1 und 5.2 verwendeten Standortfälle handelt es sich somit um Standort 3. Auch dieser Standort wird mit zwei variierten Hellmann-Faktoren betrachtet, wodurch neben der Windgeschwindigkeit auch eine variierte Geländerauigkeit berücksichtigt wird. Im Sinne einer realitätsnahen Betrachtung werden für diesen Standort Hellmann-Exponenten von 0,15 und 0,25 analysiert. Analog zum Vorgehen in den Kapiteln 6.2.1 und 6.2.2 werden Ertragsabschläge in Höhe von insgesamt 13% berücksichtigt.

Die Ergebnisse für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 7,45 m/s in 100 m Höhe und einen Hellmann-Exponent von 0,25 stellt Abbildung 19 dar.

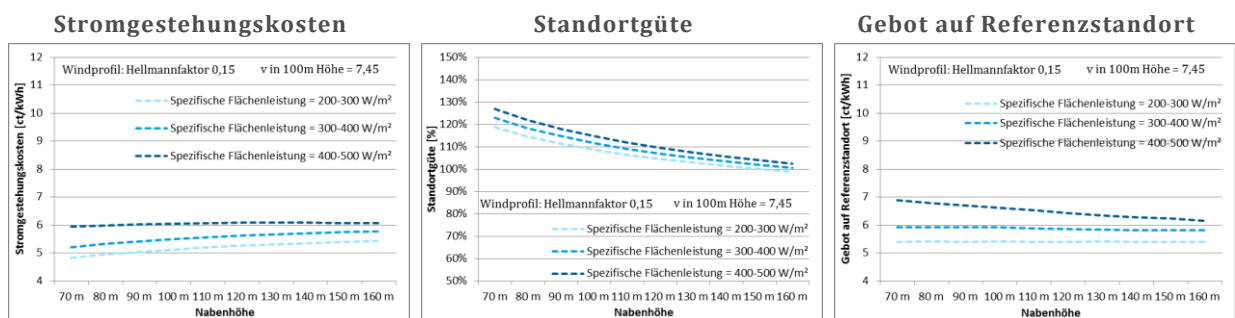


Abbildung 19: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,25; 7,45 m/s in 100m Höhe)

An diesem sehr windstarken Standort verlaufen die Stromgestehungskosten mit der Nabenhöhe leicht steigend. Die Standortgüte sinkt über die Nabenhöhe und liegt zwischen rund 128% in geringer Nabenhöhe und etwa 99% in größerer Nabenhöhe.

Die potentiellen Gebote sinken bezogen auf alle Technologiefälle mit steigender Nabenhöhe. Bei der Technologie mit der geringsten spezifischen Flächenleistung (200-300 W/m²) ist die Tendenz zu sinkenden Geboten mit der Nabenhöhe kaum erkennbar, die Gebotshöhen variieren nur marginal. Allerdings ist bei der Interpretation zu beachten, dass die Technologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 200-300 W/m² für diesen Standort bisher nicht zertifiziert ist und somit eine Vervollständigung der theoretischen Betrachtung, aber kein Praxisbeispiel darstellt.

In Abbildung 20: wird die zusätzlich die Situation für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 7,45 m/s in 100 m Höhe und einen Hellmann-Exponent von 0,25 dargestellt.

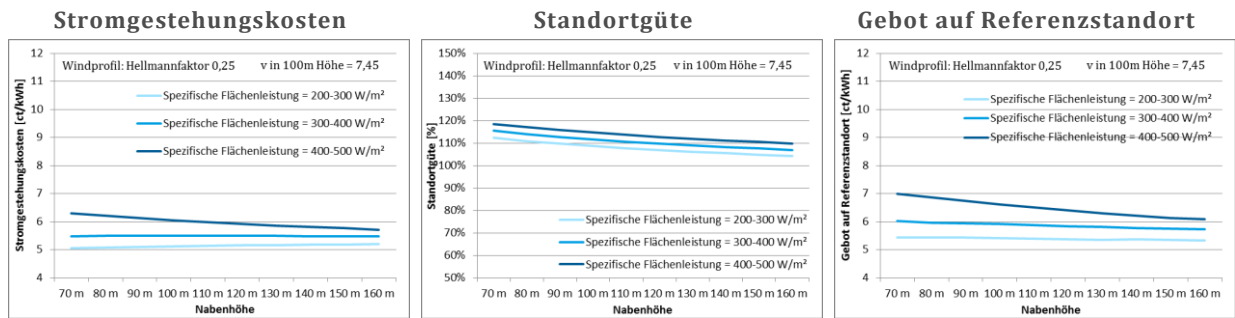


Abbildung 20: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,25; 7,45 m/s in 100 m Höhe)

An diesem sehr windstarken Standort verlaufen die Stromgestehungskosten mit der Nabenhöhe leicht steigend bzw. für den Technologiefall 400-500 W/m² leicht sinkend. Allerdings können für diese abweichende Tendenz in Bezug auf die Technologie mit großer spezifischer Flächenleistung auch Unschärfen in den Daten bzw. nicht ausreichende Datenverfügbarkeit der Grund sein. Die Standortgüte liegt zwischen rund 120% in geringer Nabenhöhe und etwa 104% in größerer Nabenhöhe.

Die potentiellen Gebote sinken mit der Nabenhöhe, am geringsten ist der Effekt auch in diesem Fall für die Technologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 200-300 W/m².

6.3 TECHNOLOGIEVERFÜGBARKEIT

In der Realität sind nicht alle Kombinationen von Rotordurchmessern und Nabenhöhen verfügbar. Bei der Raumplanung der Bundesländer spielt zudem der Faktor Gesamthöhe eine wichtige Rolle. Wenn es Gesamthöhenbegrenzungen gibt, müssen Projektentwickler ihre Anlagenauswahl daran orientieren und haben ggf. nur noch eingeschränkte Möglichkeiten, um sich wettbewerbsfähig zu optimieren. Die folgende Tabelle 5 gibt einen Überblick über verfügbare Anlagenkonfigurationen mit spezifischer Flächenleistung von 200-300 W/m² sowie 300-400 W/m².

Gesamthöhe:		≤ 100	≤ 150	≤ 200	≤ 250	nicht auf dem Markt verfügbar									
Klasse	200-300 W/m ²	Nabenhöhe													
Rotordurchmesser	Anlagenleistung	50 m	60 m	70 m	80 m	90 m	100 m	110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	
60 m	600 - 800 kW	80 m	90 m	100 m	110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	
70 m	800 - 1200 kW	85 m	95 m	105 m	115 m	125 m	135 m	145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	
80 m	1000 - 1500 kW	90 m	100 m	110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	
90 m	1300 - 1900 kW		105 m	115 m	125 m	135 m	145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	
100 m	1600 - 2400 kW		110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	220 m	
110 m	1900 - 2900 kW			125 m	135 m	145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	225 m	
120 m	2300 - 3400 kW			130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	220 m	230 m	
130 m	2700 - 4000 kW				145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	225 m	235 m	
140 m	3100 - 4600 kW				150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	220 m	230 m	240 m	
150 m	3500 - 5300 kW					165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	225 m	235 m	245 m	

Klasse	300-400 W/m ²	Nabenhöhe													
Rotordurchmesser	Anlagenleistung	50 m	60 m	70 m	80 m	90 m	100 m	110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	
60 m	800 - 1100 kW	80 m	90 m	100 m	110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	
70 m	1200 - 1500 kW	85 m	95 m	105 m	115 m	125 m	135 m	145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	
80 m	1500 - 2000 kW	90 m	100 m	110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	
90 m	1900 - 2500 kW		105 m	115 m	125 m	135 m	145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	
100 m	2400 - 3100 kW		110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	220 m	
110 m	2900 - 3800 kW			125 m	135 m	145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	225 m	
120 m	3400 - 4500 kW			130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	220 m	230 m	
130 m	4000 - 5300 kW				145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	225 m	235 m	
140 m	4600 - 6200 kW				150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	220 m	230 m	240 m	
150 m	5300 - 7100 kW					165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	225 m	235 m	245 m	

Tabelle 5:
Verfügbare Anlagenkonfigurationen in Bezug auf die Gesamthöhe mit spezifischer Flächenleistung von 200-300 W/m² so-wie 300-400 W/m²

Die Auswertungen in Kapitel 6.2 haben gezeigt, dass im Ausschreibungssystem grundsätzlich die Anlagen mit einer geringen spezifischen Flächenleistung Vorteile haben. D.h. der Markt wird sich voraussichtlich noch stärker als bisher in Richtung dieser Anlagen orientieren.

Die derzeit installierten Anlagen dieses Segments verfügen zumeist über eine Nennleistung zwischen rund 2,5 und 4 MW. Das bedeutet, dass der Rotordurchmesser 100-140 m beträgt und entsprechend große Nabenhöhen erfordert. Es sind somit in diesem Segment keine Anlagentypen verfügbar, die unterhalb von 100 m Gesamthöhe bleiben sowie nur wenige Typen, die unterhalb von 150 m Gesamthöhe bleiben. Der Großteil bezieht sich auf eine Gesamthöhe bis 200 m.

In der Anlagenklasse 300-400 W/m² sowie bei noch darüber hinaus gehenden spezifischen Flächenleistungen gibt es einige wenige Optionen, unterhalb von 100 m Gesamthöhe zu bleiben, allerdings ist die Nennleistung der betreffenden Anlagentypen vergleichsweise gering. Der Großteil der angebotenen Anlagentypen liegt in den Segmenten bis 150 m Gesamthöhe sowie bis 200 m Gesamthöhe. Wird die Anlagenklasse 300-400 W/m² an Schwachwindstandorten eingesetzt, wird die Wettbewerbsfähigkeit im Ausschreibungssystem deutlich verschlechtert.

Im Fall von Höhenbegrenzungen werden die Wahlmöglichkeiten für Entwickler in Bezug auf die Anlagentechnologie demnach deutlich reduziert. Insbesondere für eine Gesamthöhe von unter 100 m sind kaum Anlagentypen vorhanden, zudem sind diese im Ausschreibungssystem deutlich benachteiligt. Selbst bei einer Gesamthöhenbegrenzung auf 150 m ist voraussichtlich keine Wettbewerbsfähigkeit gegeben.

6.4 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Variation von Stromgestehungskosten und Standortgütern nach Nabenhöhe

Die Analysen im Rahmen dieses Kapitels haben gezeigt, dass sowohl die Stromgestehungskosten als auch die Standortgütern zwischen unterschiedlichen Nabenhöhen teilweise deutlich variieren (bei vom Referenzstandort abweichenden Windprofilen). In Bezug auf die potentiellen Gebote am Referenzstandort wurde im Großteil der betrachteten Fälle deutlich, dass diese mit größerer Nabenhöhe sinken, wobei dieser Effekt unterschiedlich stark ausgeprägt war.

Geringe spezifische Flächenleistungen sind im Vorteil

In allen betrachteten Fallbeispielen war die Technologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 200-300 W/m² im Vergleich zu Technologien mit größerer spezifischer Flächenleistung deutlich bevorteilt im Hinblick auf die potentiellen Gebote. Die Betrachtung der verfügbaren Anlagentypen in diesem Segment mit einer für den Markt relevanten Nennleistung zwischen rund 2,5 und 4 MW verfügen über Rotordurchmesser im Bereich von 100-140 m. Damit einhergehend werden entsprechend große Nabenhöhen erforderlich, der Großteil der verfügbaren Anlagen in diesem Segment bezieht sich in der Folge auf eine Gesamthöhe bis 200m.

Große Nabenhöhen insbesondere aufgrund der gesteigerten Rotordurchmesser angereizt

Das heißt, die größeren Nabenhöhen sind in der Regel bereits in Bezug auf die sich theoretisch ergebenden Gebote im Vorteil, sie werden aber insbesondere angereizt durch die Entwicklung hin zu großen Rotordurchmessern. Die Vorteilhaftigkeit gesteigerter Rotordurchmesser auf den Ertrag wurde in Kapitel 4 näher begründet und als maßgeblicher Anreiz zur Steigerung der Gesamthöhe von Windenergieanlage identifiziert. Die großen Rotordurchmesser und ihre eindeutige Vorteilhaftigkeit in Bezug auf die Wettbewerbsfähigkeit im Ausschreibungssystem sind damit der zentrale Grund für die Notwendigkeit großer Nabenhöhen.

Trend zu steigenden Rotordurchmesser wird fortgesetzt

Für die nähere Zukunft zeichnet sich bereits ab, dass der Trend hin zu großen Rotordurchmessern zügig fortgesetzt wird. Anlagen mit rund 140 m Rotordurchmesser sind bereits verfügbar, aktuelle Prototypen gehen noch darüber hinaus. Die Entwicklung schreitet auch deshalb sehr zügig voran, da Anlagen mit Rotordurchmessern von 150 m und mehr im Offshore-Bereich bereits verfügbar sind. Dadurch bestehen bereits Erfahrungen mit der Technologie, die sich nun auf den Onshore-Bereich übertragen lassen. Die Einführung des Ausschreibungssystems scheint diese Entwicklungen zu beschleunigen.

Schlussfolgerungen im Hinblick auf das Referenzertragsmodell

Bezogen auf die oben stehenden Analyseergebnisse sind zudem Schlussfolgerungen im Hinblick auf die Einflüsse des Referenzertragsmodells möglich. Um die Ergebnisinterpretation zu erleichtern, werden in Abbildung 21 noch einmal die Beispielfälle eines windstarken und eines windschwachen Standortes zusammenfassend dargestellt. Um die Kurvenanzahl zu reduzieren, erfolgt die Darstellung an dieser Stelle nur für die für den jeweiligen Standort optimierten Technologien (Zertifizierung bestimmter Anlagentypen gilt nur für bestimmte Windklassen). Es werden folgende Fallbeispiele gewählt:

Fall 1: Ein eher windschwacher Standort (5,5 m/s in 100 m, Hellmann 0,35) mit einer Anlagentechnologie von 200-300 W/m² (Schwachwindtechnologie)

Fall 2: Ein windstarker Standort (7,5 m/s in 100 m, Hellmann 0,15) mit einer Anlagentechnologie von 300-400 W/m²

Die folgenden Abbildung 21 stellen für beide Standortfälle dar, wie sich aus Stromgestehungskosten und Standortgüte theoretische Mindestgebote für unterschiedliche Nabenhöhen ergeben. Die Standortgüte-Angabe ist mit einem nach EEG 2017 definierten Korrekturfaktor verbunden, anhand dessen für jede Nabenhöhe die Stromgestehungskosten in ein auf den Referenzstandort bezogenes Gebot umgerechnet werden können.

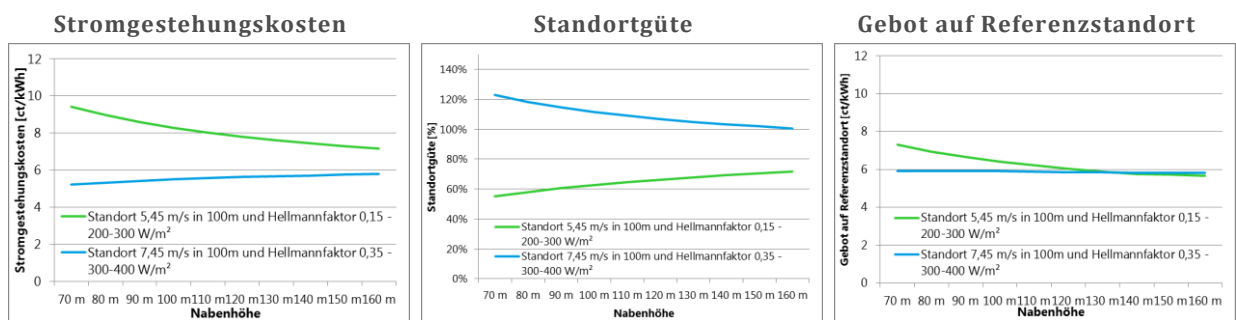


Abbildung 21: Theoretische Mindestgebote für unterschiedliche Nabenhöhen

Größte Potentiale zur Gebotsoptimierung über die Nabenhöhe bei <70%-Standorten

Zusammenfassend kann die Schlussfolgerung getroffen werden, dass die größten Potentiale für eine Gebotsoptimierung mit steigender Nabenhöhe bei Standortgüten unterhalb von 70% festzustellen sind (aufgrund der nicht weiter erfolgenden Differenzierung nach Referenzertragsmodell). Bei sehr großen Nabenhöhen kann der betrachtete Schwachwindstandort wettbewerbsfähig gegen den betrachteten windstarken Standort antreten. Standorte im Bereich von 70% Standortgüte und darunter sind in der Realität weit verbreitet, insbesondere da

zunehmend zusätzliche Ertragsabschläge aufgrund genehmigungsrechtlicher Auflagen zu berücksichtigen sind.

Referenzertragsmodell
bewirkt tendenziell
Ausgleich vorhandener
Kostenunterschiede
zwischen Nabenhöhen

Bei dem sehr windstarken Standort ist die Vorteilhaftigkeit höherer Nabenhöhen in Bezug auf die sich ergebenden Gebote am Referenzstandort nur leicht erkennbar. Hier führen die mit der Nabenhöhe variierende Standortgüte und die damit verknüpften unterschiedliche Korrekturfaktoren dazu, dass in der Tendenz ein Ausgleich vorhandener Kostenunterschiede zwischen Nabenhöhen erfolgt. Dieser Effekt tritt stets ein, sobald die Standortgüte oberhalb von 70% liegt und die Korrekturfaktoren entsprechend wirken. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass sich diese Schlussfolgerung beim Vergleich von Geboten nach Nabenhöhe ziehen lässt, die sich allein aus den berechneten Stromgestehungskosten ergeben. Sobald strategische Gebote erfolgen, die leicht oberhalb der Grenzkosten für die Projekte liegen, sind größere Nabenhöhen bzw. damit verbundene höhere Energieerträge in jedem Fall sehr interessant, da diese unmittelbar zu deutlich höheren absoluten Zusatzgewinnen führen.

Zusammenfassende
Schlussfolgerungen

Abschließend gilt für alle betrachteten Fälle, dass die Technologie mit der geringsten spezifischen Flächenleistung in Bezug auf die Wettbewerbsfähigkeit im Vorteil ist. Systematisch wirken zudem die erläuterten Zusammenhänge in Bezug auf die Korrekturfaktoren (tendenzieller Ausgleich der Effekte der Stromgestehungskosten über die Nabenhöhe bei Standortgüten über 70%). Die Vorteilhaftigkeit der größeren Nabenhöhen ist insbesondere an windschwächeren und mittleren Standorten stets deutlich erkennbar.

7 LITERATURVERZEICHNIS

- [Brümmer et. al. 2012] Brümmer et. al.: Atmospheric boundary layer measurements at the 280 m high Hamburg weather mast 1995.2011: mean annual and diurnal cycles. Meteorologische Zeitschrift, Vol. 21, No. 4, S. 319-335. Mai 2012.
- [DWG 2014] Rehfeldt, Dr. Knud, Rehfeldt, Leif (Deutsche WindGuard): Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell. März 2014.
- [DWG 2017] Deutsche WindGuard Consulting GmbH: Beispielhafte Auswertung anhand von Windmessdaten in komplexem Gelände. April 2017.
- [EEG 2017] Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017).
- [Emeis 2001] Emeis, Stefan: Vertical variation of frequency distributions of wind speed in and above surface layer observed by sodar. In: Meteorologische Zeitschrift, Vol. 10, No. 2, S. 141-149. April 2001.
- [Emeis 2013] Emeis, Stefan: Wind Energy Meteorology. Springer, Berlin 2013.
- [Emeis 2014] Emeis, Stefan: Current issues in wind energy meteorology. Online-Veröffentlichung am 5 August 2014 in der Wiley Online Library.
- [Seifert 2002] Seifert, Marten: Windenergieanlagen mit großen Nabenhöhen. 2002.
- [Gryning et. al. 2013] Gryning et. al.: A Study on the Effect of Nudging on Long-Term Boundary Layer Profiles of Wind and Weibull Distribution Parameters in a Rural Coastal Area. Mai 2013.
- [Konow 2015] Konow, Heike Marei: Tall Wind Profiles in Heterogeneous Terrain. Dissertation. Hamburg 2015.
- [IWES 2012] Pauscher et. al.: Wind Characteristics Over Complex Forested Terrain: First Months of 200 m Met Mast Measurements. 2012.
- [IWES 2013] Pauscher et. al.: Wind Characteristics Over Complex, Forested Terrain: First Year of Measurement with 200 m Research Mast. 2013.
- [IWES 2016] Kühn, Paul (Fraunhofer IWES Kassel): Im Binnenland hat Windenergie beste Aussichten. Interview des BINE Informationsdienstes vom 15.05.2014.