
BERICHT

Untersuchungen zu einem einstufigen Vergütungsmodell

TEIL B - WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNGEN

Auftraggeber:

Landesverband Erneuerbare Energien e. V. NRW
Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz NRW

Leipzig, 23.10.2015



Impressum

Auftraggeber

Landesverband Erneuerbare
Energien e.V. Nordrhein-Westfalen
Corneliusstraße 18
40215 Düsseldorf

Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft,
Natur- und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen
Schwannstraße 3
40476 Düsseldorf

Auftragnehmer

Leipziger Institut für Energie GmbH
Lessingstraße 2
04109 Leipzig

Ein Unternehmen der 
Technischen Universität Hamburg-Harburg
und der TuTech Innovation GmbH

Bearbeitung

Sina Bernotat

E-Mail Sina.Bernotat@ie-leipzig.com

Alexander Schiffler

E-Mail Alexander.Schiffler@ie-leipzig.com

Werner Bohnenschäfer

E-Mail Werner.Bohnschaefer@ie-leipzig.com

Laufzeit

September 2015 bis Oktober 2015

Datum

Leipzig, 23.10.2015

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
1 Einleitung	4
1.1 Vergütungsmodelle für Windenergie an Land	4
1.1.1 Vergütungsmodell nach EEG 2014	4
1.1.2 Nach Standortqualität differenzierendes, einstufiges Vergütungsmodell	5
1.2 Methodik	7
2 Annahmen	8
2.1 Annahmen für Wirtschaftlichkeitsberechnung	8
2.2 Annahmen für Bewertung der Gesamtförderhöhen	10
3 Ergebnisse	12
3.1 Wirtschaftlichkeit	12
3.2 Neuberechnung Korrekturfaktoren des einstufigen Modells	13
3.3 Fehleinschätzung der Erträge	16
3.4 Gesamtförderung Zubau 2015	16
4 Fazit zum einstufigen Modell	19
5 Verzeichnisse	21
Abbildungsverzeichnis	22
Tabellenverzeichnis	23

Zusammenfassung

Ausgangslage mit EEG 2014

Die Höhe der EEG-Förderung für Windenergie wird nach dem Referenzertragsmodell berechnet. Hierdurch soll ein deutschlandweiter Ausbau der Windenergie an unterschiedlichen Standortqualitäten gewährleistet werden. Aufgrund der bestehenden Vergütungssystematik sind windschwache Standorte durch niedrige und windstarke Standorte durch eher hohe Eigenkapitalrenditen gekennzeichnet.

Vorschlag aus NRW: Einstufiges Modell

Das vom Landesverband Erneuerbare Energien e. V. NRW (LEE) und Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz NRW (MKULNV) im Rahmen der Konsultation der Eckpunkte zu Ausschreibungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen alternativ vorgeschlagene Vergütungsmodell, sieht die Zahlung eines einzigen Vergütungssatzes über den 20-jährigen Förderzeitraum des EEG vor. Die Chancen in der Ausschreibung den Zuschlag zu erhalten, sollen für alle Standorte gleich hoch sein, da jeweils ein Gebotswert bezogen auf einen 100%-Standort abgegeben wird und die tatsächliche Förderung über Korrekturfaktoren ausgehend vom 100%-Standort für die tatsächliche Standortqualität bestimmt wird.

Der aus NRW vorgelegte Vorschlag für ein einstufiges Modell sieht in seiner Ursprungsform allerdings für Standortqualitäten unter 80 % einen nicht vollständigen Ausgleich vor, so dass diese eine standortspezifisch geringere Vergütung erhalten als Standorte über 80 %. Ebenso werden Standorte ab 120 % hinsichtlich der Vergütung gegenüber Standortqualitäten zwischen 80 und 120 % bevorzugt. Dennoch findet

eine stärkere Differenzierung der Förderhöhe für die unterschiedlichen Standortqualitäten im Vergleich zur bisherigen Vergütungssystematik statt, insbesondere an sehr guten Standorten.

Das einstufige Vergütungsmodell führt somit zu einer ausgewogeneren Verteilung der Förderung über die Standortqualitäten als das EEG 2014, da die Spannbreiten der Projektrenditen und der Barwerte der Vergütungen deutlich geringer sind als mit dem EEG 2014.

IE Leipzig: Anpassung einstufiges Modell

Um eine wirkliche Gleichberechtigung der Standorte im Ausschreibungsverfahren zu erreichen, muss die Vergütungskurve (hier die Barwerte der Vergütung) einen möglichst linearen Verlauf zeigen. Dies wird gewährleistet, indem für alle Standortqualitäten die gleiche Wirtschaftlichkeit vorausgesetzt wird und sehr gute Standorte keine Bevorzugung hinsichtlich ihrer Projektrendite erhalten. Dies bedeutet auch, dass schlechte Standortqualitäten diesbezüglich nicht benachteiligt werden dürfen.

Mit den vom IE Leipzig neu ermittelten Korrekturfaktoren, mit einem flachen Verlauf der Barwertkurve, würde bei einem beispielhaften Gebotswert von 7,3 ct/kWh (bezogen auf einen 100%-Standort) an einem 70%-Standort eine Vergütung von über 10 ct/kWh anfallen¹.

Bei der Fehleinschätzung von Erträgen und der Standortqualität müssen Korrekturen an der Förde-

¹ Die Annahme von 7,3 ct/kWh für einen Gebotswert an einem 100%-Standort beruht auf dem zurzeit geltenden mittleren Vergütungssatz für einen 100%-Standort gemäß EEG 2014, der bei durchschnittlich 7,3 ct/kWh über 20 Jahre liegt.

rung ab dem 6. Jahr vorgenommen werden. Die Faktoren zur Ermittlung der angepassten Förderung unterscheiden sich dabei für verschiedene Bereiche der Standortqualitäten.

Wirkungen auf die Gesamtförderung

Im Hinblick auf die Gesamtförderhöhen, die nur beispielhaft untersucht wurden, zeigt sich, dass die kumulierten Barwerte der Vergütungen zwischen einem einstufigen Modell (NRW Modell) mit einem Gebotswert von 7,3 ct/kWh und dem EEG 2014 am Förderende nah beieinander liegen.

Während der Förderdauer der Anlagen des angenommenen Zubaus von 2.500 MW über die verschiedenen Standortqualitäten, liegt das einstufige NRW Modell mit dem beispielhaften Gebotswert von 7,3 ct/kWh an einem 100-%-Standort unterhalb der Förderkosten mit dem EEG 2014, allerdings wird nicht für alle Standortqualitäten unter den getroffenen Annahmen eine ausreichende Projektrendite erreicht.

Mit dem einstufigen Modell und angepassten Korrekturfaktoren (IE Vorschlag) liegen die Kosten bei einem angenommenen Gebotswert von 7,3 ct/kWh an einem 100-%-Standort bis zum 13. Betriebsjahr des Zubaujahrgangs unter den Förderkosten mit dem EEG 2014. Danach liegen sie über den Kosten des EEG 2014, was mit deutlich höheren Vergütungswerten für geringere Standortqualitäten im IE Vorschlag begründet werden kann.

Fazit

Es ist Aufgabe des Betreibers einen Gebotswert zu ermitteln, mit dem er für seine Standortqualität eine ausreichende Vergütung bzw. Rendite erhält. Dieser Aspekt unterscheidet sich nicht grundlegend von dem

im BMWi-Eckpunktepapier vorgeschlagenen Ablauf für die Ausschreibung von Windenergie an Land.

Mit der vom **BMWi** vorgeschlagenen Beibehaltung eines zweistufigen Ansatzes aus Anfangs- und Grundförderung werden allerdings windreiche Standorte voraussichtlich immer einen Zuschlag erhalten, weil windreiche Standorte auch über einen längeren Zeitraum eine Anfangsförderung erhalten. Aufgrund ihrer im Vergleich zu anderen Standorten niedrigeren Stromgestehungskosten können windreiche Standorte eine geringere Anfangsförderung als Gebotswert anbieten. Es wäre somit kein gleichmäßiger Ausbau über alle Standortqualitäten und Regionen in Deutschland möglich.

Die Entwicklung des einstufigen Modells mit den Korrekturfaktoren, wie durch **LEE und MKULNV** vorgeschlagen, zielt mit dem grundsätzlichen Bezug auf die Proportionalität zur Windhöflichkeit in die richtige Richtung, hat allerdings die ertragsabhängigen Vollwartungskosten nicht eingerechnet. Diese Kosten können allerdings zu einer Benachteiligung der Standorte mit zunehmendem Windpotential führen und sind daher zu beachten. Die in diesem Gutachten durchgeführten Berechnungen haben gezeigt, dass sich durch das Einbeziehen der derzeitigen Kostenstrukturen und -verteilungen zwar nur sehr geringe Auswirkungen auf die Korrekturfaktoren ergeben, diese aber nicht vernachlässigt werden sollten. Ergeben sich zukünftig am Markt Veränderungen in den ertragsabhängigen Kosten, wäre eine erneute Überprüfung der Paramterierung der Korrekturfaktoren erforderlich.

Andererseits kann eine Feinjustierung des einstufigen Modells vom Grundgedanken marktorientierter dahingehend erfolgen, dass sich nicht die Vergütung an

den Vollwartungskosten, sondern selbige an der Marktsituation, also hier an der Vergütungshöhe, orientieren müssen.

Ferner zeigen die Ergebnisse des Gutachtens, dass ein abgeflachter Verlauf, wie im NRW-Vorschlag ursprünglich vorgesehen, nicht ausreicht um einen wirtschaftlichen Ausgleich insbesondere für die Standorte unter 80% herbeizuführen.

Mit dem einstufigen Modell mit Korrekturfaktoren – **IE Vorschlag** – werden die Standortqualitäten hinsichtlich ihrer Windverhältnisse nivelliert und bezüglich ihrer Projektrenditen gleichgestellt. Der Ansatz, guten Standorten eine höhere Rendite zu gewähren, ist eine politische Entscheidung. Marktwirtschaftlich betrachtet, gibt es hierfür keine Begründung und gefährdet eher den Marktzugang der schwächeren Standorte.

Da das EEG eine umweltverträgliche, kostengünstige und effiziente Versorgung mit Energie zum Ziel hat, ist es notwendig, gute Standorte für Windenergie nicht mehr nur über ihre Windverhältnisse zu charakterisieren. Eine effiziente Nutzung der für Windenergie geeigneten Flächen, eine hohe Auslastung der Anlagen sowie die Vermeidung von nicht nutzbarer Energie aufgrund von Abschaltungen wegen Netzengpässen, wären weitere Aspekte, um einen Standort als guten Standort einzustufen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass mit einem einstufigen Modell die bisher komplexe Justierbarkeit des zweistufigen Modells mit Anfangs- und Grundförderung deutlich vereinfacht und transparenter würde. Der mit Unsicherheiten behaftete kostenorientierte Ansatz des zweistufigen Modells insbesondere mit Blick auf die Dauer der Grundförderung wäre nicht mehr notwendig. Allenfalls künftige Ver-

änderungen bei den variablen Betriebskosten müssten beim einstufigen Modell über die Korrekturfaktoren nachjustiert werden. Im Zuge des anstehenden Ausschreibungsverfahrens sollte die Chance genutzt werden, das Vergütungssystem mit einem einstufigen Modell standortgerechter auszugestalten.

1 Einleitung

Die folgenden Untersuchungen dienen der Betrachtung eines direkt nach Standortqualität differenzierenden einstufigen Vergütungsmodells im Vergleich zum bisherigen zweistufigen Vergütungssystem nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2014. Damit wird ein Vorschlag des Landesverbandes Erneuerbare Energien e. V. NRW (LEE) und des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz NRW (MKULNV) aufgegriffen und die Unterschiede zwischen beiden Systemen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit analysiert.

1.1 Vergütungsmodelle für Windenergie an Land

Die Windenergie an Land erhält eine Förderung nach dem EEG. Die Höhe dieser Förderung orientiert sich an der Qualität des Standortes einer Windenergieanlage bezüglich des Winddargebotes sowie dem dadurch zu erzielenden Ertrag und wird nach dem Referenzertragsmodell berechnet. Hierdurch soll ein deutschlandweiter Ausbau der Windenergie gewährleistet werden. Nachfolgend wird das aktuelle Fördersystem nach EEG 2014 skizziert und auf die geplanten Änderungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Rahmen der Einführung von Ausschreibungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen eingegangen. Anschließend wird das alternativ vorgeschlagene Vergütungsmodell des LEE und des MKULNV vorgestellt.

1.1.1 Vergütungsmodell nach EEG 2014

Das EEG 2014 sieht eine erhöhte Anfangsförderung und eine Grundförderung für Windenergie an Land vor. Die Anfangsförderung wird unabhängig von der Standortqualität über mindestens 5 Jahre gezahlt. Nach den 5 Jahren wird die Anfangsförderung je nach Standortgüte über einen zusätzlichen Zeitraum und bis maximal 20 Jahre gezahlt. Das EEG 2014 berück-

sichtigt wie die EEG-Fassungen seit dem Jahr 2000 für die Berechnung des zusätzlichen Zeitraumes der Anfangsförderung das sogenannte Referenzertragsmodell. Die Parameter der Berechnungsformel des Referenzertragsmodells, die auf einen 100%-Standort bezogen sind, haben sich dabei seit der Einführung des Referenzertragsmodells nicht verändert. Obwohl es Anzeichen für Verzerrungen bei Stark- und Schwachwindlagen gab, nähere Untersuchungen hierzu liefert Teil A des DEWI, wurde eine Änderung der Parameter des Referenzstandortes dennoch vom Gesetzgeber nicht veranlasst.

Es wurden allerdings Veränderungen in der Berechnung des zusätzlichen Zeitraumes der Anfangsförderung mit dem EEG 2014 umgesetzt. Die unterschiedlichen Standortqualitäten erhalten demnach die Anfangsförderung über den in Tabelle 1 aufgeführten Zeitraum.

Mit dem EEG 2014 werden EE-Anlagen ab dem Jahr 2017 über Ausschreibungen gefördert, aus denen sich die konkrete Förderhöhe ergibt. Nach dem bisherigen Entwurf des BMWi zu Eckpunkten für Ausschreibungen von Windenergieanlagen sollen Bieter einen Betrag in ct/kWh als Anfangsförderung auf eine bestimmte zu installierende Leistung bieten.

Standort-qualität E/R	Zeitraum der Anfangsförderung [a]
60%	20,0
70%	20,0
80%	20,0
90%	16,0
100%	11,9
110%	9,6
120%	7,3
130%	5,0
140%	5,0
150%	5,0

Tabelle 1 Zeitraum der Anfangsförderung nach Standortqualitäten
 Quelle: EEG 2014, Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

Mit Hilfe des Referenzertragsmodells ermitteln die Bieter, über welchen Zeitraum sie die Anfangsförderung für ihr Projekt erhalten würden und legen daraufhin die von ihnen zu bietende Höhe der Anfangsförderung fest, um ihre Vorgaben hinsichtlich der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Projektes zu erfüllen. Die Höhe der Grundförderung soll weiterhin gesetzlich vorgegeben werden. Mit der Beibehaltung eines zweistufigen Ansatzes aus Anfangs- und Grundförderung in Ausschreibungen werden allerdings sehr gute Standorte voraussichtlich immer einen Zuschlag vor Standorten mit geringerer Standortqualität erhalten. Dies liegt daran, dass sehr gute Standorte ab einer Standortqualität von 130 % auch über 5 Jahre eine Anfangsförderung erhalten. Aufgrund ihrer im Vergleich zu anderen Standorten niedrigeren Stromgestehungskosten, ist anzunehmen, dass sehr gute Standorte eine geringere Anfangsförderung als Gebotswert anbieten können. Standorte unter 80 % erhalten den Anfangsförderwert über maximal 20 Jahre und müssen damit einen höheren Anfangswert bieten. Somit würden immer windreiche Standorte den Zuschlag

vor windschwachen Standorten erhalten und es wäre kein gleichmäßiger Ausbau über alle Standortqualitäten und Regionen in Deutschland möglich. Dieser Vorteil der windreicheren Standorte ergibt sich vor allem durch den schnelleren Kapitalrückfluss.

1.1.2 Nach Standortqualität differenzierendes, einstufiges Vergütungsmodell

Die Windenergie bildet als Sparte der erneuerbaren Energien mit ihrem zweistufigen Vergütungsmodell im EEG eine Ausnahme. Auch die mit der Windenergie hinsichtlich der unterschiedlichen Standortqualitäten vergleichbare Photovoltaik erhält einen gleichbleibenden Fördersatz über 20 Jahre. Die Windenergie unterscheidet sich von anderen EE-Sparten aber vor allem bezüglich ihrer hohen Investitionskosten.

Der LEE und das MKULNV schlagen alternativ für die im Eckpunktepapier zu Ausschreibungen vorgeschlagene Beibehaltung eines zweistufigen Vergütungsmodells für Windenergie ein einstufiges Modell vor. Es würde eine gleichbleibende Förderung über 20 Jahre gezahlt, die von Anfang an nach Qualität des Standortes differenziert. Dadurch sollen die anfänglich hohen Förderzahlungen des bestehenden Systems vermieden und die Umlagekosten für Verbraucher gesenkt werden. Weiterhin sollen Bietervorteile für windreiche Standorte durch schnellen Kapitalrückfluss aufgrund der Zahlung der hohen Anfangsförderung ausgeschlossen werden.

Um ein für die Ausschreibungen möglichst homogenes Gut zu schaffen, sollen die Bieter nach dem vorgeschlagenen Modell eine Förderhöhe bezogen auf einen 100-%-Standort nach Referenzertragsmodell in ct/kWh für eine bestimmte zu installierende Leistung bieten. Die tatsächliche Förderhöhe wird anhand von Formeln bestimmt, die sich für Standortqualitäten

unter 100 % und über 100 % unterscheiden.

Berechnungsformeln des NRW Ursprungsvorschlages

Im Bereich zwischen 80 % und 120 % des Referenzertrages gilt folgende Berechnungsformel:

$$\text{a) tatsächliche Förderung} = \text{Gebotspreis} * (100 \% / \text{Referenzertragsklasse des Standortes})$$

Unterhalb einer Standortqualität von 80 % wird die tatsächliche Förderhöhe wie folgt bestimmt:

$$\text{b) tatsächliche Förderung} = (\text{Gebotspreis} * 100 \% / 80 \%) + (80 \% - \text{Referenzertragsklasse des Standortes}) * 0,05 \text{ Cent}$$

Ein 70-%-Standort erhält somit maximal 0,5 ct/kWh mehr als ein 80-%-Standort.

Standortqualitäten unter 70 % erhalten die Förderhöhe wie die Standortqualität von 70 %. Der 70-%-Standort stellt somit die untere Grenze zur Differenzierung der Förderhöhe im Modell dar.

Für Standortqualitäten über 120 % wird die Förderhöhe nach folgender Formel ermittelt:

$$\text{c) tatsächliche Förderung} = (\text{Gebotspreis} * 100\%/120 \%) - (\text{Referenzertragsklasse des Standortes} - 120 \%)* 0,03 \text{ Cent}$$

An einem 150-%-Standort würden somit 0,9 ct/kWh weniger gezahlt als an einem 120-%-Standort. Standorte über 150 % erhalten die Förderhöhe eines 150-%-Standortes, so dass diese Standortqualität die obere Grenze zur Differenzierung der Förderung im Modell darstellt. Insgesamt differenziert das Modell damit stärker als das EEG 2014 (siehe Tabelle 2), vor allem im Bereich der sehr guten Standortqualitäten.

Die Barwerte der Vergütungen im einstufigen Modell verlaufen im Bereich zwischen 80 % und 120% streng

linear, so dass eine völlige Gleichberechtigung dieser Standortqualitäten vorliegt. Standorte unter 80 % werden nicht vollständig ausgeglichen, während Standorte über 120 % stärker vergütet werden.

Anpassungen des NRW Ursprungsvorschlages

Der Ursprungsvorschlag zu den Vergütungsformeln wurde im Laufe der Bearbeitung für Standorte zwischen 80 % und 120 % auf Grundlage der Erkenntnisse zum Vollwartungskonzept von Enercon, dem Enercon-Partner-Konzept (EPK), angepasst. Die Anpassung erfolgte aufgrund der Ausgestaltung der ertragsabhängigen Zahlungen, die mit zunehmender Standortqualität einen höheren Anteil an den gesamten Vollwartungskosten ausmachen. Eine Ausgestaltung von Vollwartungsverträgen, ähnlich dem EPK, ist auch bei anderen Anlagenherstellern zu finden (siehe Teil A – DEWI). Ob die Zunahme des ertragsabhängigen Anteils bei sehr guten Standorten rein wirtschaftlich oder technisch begründet ist, bleibt offen.

Vollwartungsverträge machen rund 90 Prozent des Wartungsmarktes aus, so dass eine Ausgestaltung der Vollwartungskosten wie im EPK als Standard angesehen werden kann. Die nachfolgenden Aussagen zu dieser Thematik beziehen sich daher immer auf diesen Standard und nicht exklusiv auf das EPK. Die weiteren Betriebskosten wie Pachten, kaufmännisch-technische Betriebsführung, Versicherungen, Steuerberatung etc. sind fix pro Anlage zu sehen und somit bei einem einstufigen Vergütungsmodell über alle Standortqualitäten gleich hoch. Sie können daher für die nachfolgenden Untersuchungen vernachlässigt werden.

Standort-qualität E/R	Höhe der Förderung einstufiges NRW Modell [ct/kWh]	Mittlere Förderung EEG 2014 [ct/kWh]
60%	9,63	8,90
70%	9,63	8,90
80%	9,13	8,90
90%	8,11	8,11
100%	7,30	7,31
110%	6,64	6,85
120%	6,08	6,39
130%	5,76	5,94
140%	5,46	5,94
150%	5,16	5,94

Tabelle 2 Förderhöhen im einstufigen Modell bei einem Gebotswert von 7,3 ct/kWh (bezogen auf 100%-Standort gemäß NRW Modell) im Vergleich zum EEG 2014

1.2 Methodik

Um die Unterschiede zwischen den beiden skizzierten Vergütungsmodellen hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit zu analysieren, werden zunächst mit Hilfe von Annahmen Aussagen zu den Stromgestehungskosten unterschiedlicher Standortqualitäten im Jahr 2015 getroffen. Auf Grundlage der Stromgestehungskosten wird die Wirtschaftlichkeit mit beiden Vergütungsmodellen bestimmt. Vergleichsgröße ist hierbei die Internal Rate of Return (IRR), also die (theoretische) mittlere, jährliche Projektrendite. Zahlungen und Erträge werden mit einem Abzinsungsfaktor, dem Kalkulationszinsfuß, auf den Zeitpunkt 2015 diskontiert. Ist der interne Zinsfuß größer als der Kalkulationszinsfuß, ist die Investition über die Gesamtlaufzeit berechnet wirtschaftlich.

Die Wirtschaftlichkeit der Projekte mit dem vorgeschlagenen einstufigen Vergütungsmodell wird für einen Gebotswert von 7,3 ct/kWh bestimmt.

Zusätzlich wird mithilfe von Berechnungen basierend auf einer Beispielanlage die Vergütungskurve für ein einstufiges Modell neu kalibriert. Ziel ist eine flache Vergütungskurve, bezogen auf die Barwerte der Vergütung, zu erreichen, so dass alle Standortqualitäten möglichst die gleichen Chancen im Ausschreibungsverfahren haben.

Das einstufige Modell wird hinsichtlich der Korrektur von Fehleinschätzungen der Standortqualität analysiert. Es soll nach einer 5-jährigen Betriebsdauer der Anlagen die zu Beginn auf Grundlage von Windgutachten festgestellte Standortqualität überprüft werden. Dazu werden die Betriebsergebnisse aus den ersten fünf Betriebsjahren ausgewertet und bei Abweichung von den Windgutachten Korrekturen nach oben oder unten durchgeführt. Diese Korrekturen der Standortqualität müssten vermutlich auch mit einer angepassten Vergütungszahlung einhergehen.

Anschließend erfolgt eine Betrachtung der jeweils gezahlten EEG-Gesamtförderhöhen des vorgeschlagenen Vergütungsmodells im Vergleich zum EEG 2014. Es werden dabei die Barwerte der Förderzahlungen der unterschiedlichen Modelle zur Förderung verglichen. Für den Vergleich wird ein Zubau von Anlagen über die Standortqualitäten definiert.

Zum Abschluss erfolgt ein Fazit des einstufigen Modells.

2 Annahmen

Die Annahmen für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit und der Gesamtförderhöhen basieren auf Vorarbeiten des IE Leipzig zur Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und zum Ausbau der Windenergie in Deutschland. Diese Annahmen werden ergänzt um Eingangsparameter des Auftraggebers LEE und aus einer Befragung des DEWI.

2.1 Annahmen für Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Annahmen für die Berechnungen basieren auf den Vorarbeiten des IE Leipzig zur Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells².

Investitionskosten und Vollbenutzungsstunden

Für die einzelnen Standorte werden nachfolgende Investitionskosten und mittlere Vollbenutzungsstunden zur Berechnung der **Stromgestehungskosten** (SGK) verwendet (siehe Tabelle 3). Die Investitionskosten und die für die Berechnung angesetzten Vollbenutzungsstunden von Windenergieanlagen der 2,0- bis 3,5-MW-Klasse werden im wissenschaftlichen Bericht³ ausführlich hergeleitet und beziehen die installierten Anteile von Schwach- und Starkwindanlagen je Standortqualität ein (Mengengewichtung). Die prognostizierten Entwicklungen für 2015 basieren auf Annahmen zu möglichen Ertragssteigerungen und Kostensenkungen [ebenda]. Am 110 %-Standort wurden die Vollbenutzungsstunden nach oben korrigiert.

² IE Leipzig 2015a: Weiterentwicklung Referenzertragsmodell - VORANALYSEN IM RAHMEN WETTBEWERBLICHER AUSSCHREIBUNGEN, Mai 2015.

³ IE Leipzig u.a 2015b: Wissenschaftlicher Bericht – Vorhaben IIe Windenergie, Juni 2015.

Standortqualität (E/R)	Mengengewichtete Investitionskosten [€/kW]	Mengengewichtete Vollbenutzungsstunden [h/a]
60%	1.641	1.863
70%	1.574	2.046
80%	1.503	2.397
90%	1.452	2.639
100%	1.326	2.735
110%	1.249	3.019
120%	1.284	3.251
130%	1.279	3.560
140%	1.251	3.750
150%	1.185	3.946

Tabelle 3 Investitionskosten und Vollbenutzungsstunden (Anlagen mengengewichtet; 2,0 bis 3,5 MW)

Finanzierungsparameter

Die angesetzten Kapitalanteile und Kapitalzinsen führen zu einem kalkulatorischen Mischzins in Höhe von 4,16 % (entspricht dem Zielwert für die IRR).

- Fremdkapitalanteil: 80,00 %
- Eigenkapitalanteil: 20,00 %
- Eigenkapitalzins: 10,00 %
- Fremdkapitalzins: 2,70 %

Betriebskosten

Die Betriebskosten werden aus dem wissenschaftlichen Bericht übernommen, in dem das zweistufige Modell betrachtet wurde. Die Kosten für die Direktvermarktung in Höhe von 0,40 ct/kWh sind enthalten. Für die 1. Dekade werden Betriebskosten in Höhe von 2,50 ct/kWh und in der 2. Dekade in Höhe von 3,10 ct/kWh angenommen.

Zusätzliche Annahmen gemäß LEE

Zusätzlich zu den Berechnungen mit den zuvor dargestellten Eingangsparametern wurden Berechnungen auf Basis einer Einzelanlage für das einstufige Modell durchgeführt. Die Auswahl erfolgte in Absprache mit dem Auftraggeber LEE. Es handelt sich um die E-115 von Enercon, die an den meisten Windzonen in Deutschland errichtet werden kann.

Weiterhin wurden vom Auftraggeber und vom DEWI Annahmen zu Betriebskosten zur Verfügung gestellt: Mit Ausnahme der Wartungskosten sind alle Kosten fix auf die Anlage bezogen. Bei der Vollwartung wird ein fixer Beitrag pro Jahr gezahlt, der um einen ertragsabhängigen Betrag ergänzt wird. Mit zunehmender Standortqualität nimmt der ertragsabhängige Anteil gegenüber dem Fixanteil zu. Beträgt der Fixanteil bei einer Vollwartung bei einem 60%-Standort z.B. 100 Prozent, so nimmt dieser bis auf z.B. rund 35 Prozent an einem 150%-Standort ab. Ob die Zunahme des ertragsabhängigen Anteils bei sehr guten Standorten rein wirtschaftlich oder technisch begründet ist, bleibt offen. Ein solches Vollwartungsmodell wird von mindestens zwei großen Anlagenherstellern, mit hohen Marktanteilen in Deutschland, angeboten und wird hier als Standard für Vollwartungskosten gesehen.

Für die Aufteilung der Betriebskostenbestandteile wurden die in Tabelle 4 aufgeführten Anteile an einem 100%-Standort angenommen. Es wurde der Mittelwert der angegebenen Spannbreiten genutzt.

Betriebskostenbestandteile	Anteil [%]
(Voll-)Wartungsverträge	40 - 46 %
Pachtzahlungen	24 - 26 %
Betriebs- und Geschäftsführung	13 - 15 %
Versicherungen	4 - 6 %
Rücklagen	4 - 6 %
Weitere Kosten	8 - 10 %

Tabelle 4 Betriebskostenbestandteile und ihre prozentualen Anteile
Quelle: IE Leipzig 2015b

Laut Auskunft des Auftraggebers sind Direktvermarktungskosten von 0,4 ct/kWh nur für einzelne Anlagen relevant, während an guten Standorten auch Kosten von 0,1 ct/kWh und darunter für die Direktvermarktung erzielt werden können. Die Kosten werden bei der Beispielanlage nicht berücksichtigt, weil ihr Anteil an den Gesamtbetriebskosten sehr gering ist.

Wie bereits dargestellt, sind nur die Vollwartungskosten zum Teil ertragsabhängig und damit in Verbindung mit den Kostenangaben zum Vollwartungskonzept für die Berechnung der Beispielanlage relevant.

Neuberechnung Korrekturfaktoren des einstufigen Modells

Erste Berechnungen mit den Annahmen des NRW Vorschlages für ein einstufiges Modell haben gezeigt, dass die Vergütungskurve ab einer Standortqualität von 80 % zu einer Benachteiligung geringerer Standortqualitäten führt, während sehr gute Standorte ab 120 % bevorzugt werden. Aus marktwirtschaftlicher Sicht ist es nicht notwendig, windreichen Standorten

eine höhere Rendite zuzusprechen. Aus dem Zubau in der Vergangenheit ist klar ersichtlich, dass das begrenzte Flächenpotenzial unabhängig von der Standortqualität genutzt wird. Um ein einstufiges Vergütungsmodell mit einer Gleichberechtigung aller Standortqualitäten zu erhalten, wird daher eine Neuberechnung von Korrekturfaktoren durchgeführt.

Für diese so genannte Neukalibrierung des einstufigen Modells (IE Vorschlag) wird für die Beispielanlage an einem 100%-Standort beispielsweise ein Gebot von 7,0 ct/kWh angenommen. Dieser angenommene Gebotswert kann in der tatsächlichen Ausschreibung über- oder unterschritten werden. Basierend auf der dadurch erreichten Wirtschaftlichkeit wurden für alle weiteren Standortqualitäten diejenigen Förderhöhen ermittelt, die zum Erreichen der gleichen Wirtschaftlichkeit wie an einem 100%-Standort mit 7,0 ct/kWh notwendig wären. Die Verhältnisse zwischen den notwendigen Vergütungen und der Vergütung am 100%-Standort, werden für die Berechnung der Korrekturfaktoren verwendet, die für die Bestimmung der Förderhöhe an den Standortqualitäten ausgehend vom Gebotswert für einen 100%-Standort verwendet werden müssen.

Fehleinschätzung der Standortqualität

Windgutachten und Ertragsprognosen weisen keine 100%ige Genauigkeit auf (siehe Teil A, DEWI), so dass mit abweichenden Erträgen zu rechnen ist. Bei einem einstufigen Vergütungsmodell wird die Förderung ab dem 1. Betriebsjahr spezifisch nach Standortqualität gezahlt, so dass eine korrekte Einstufung bedeutsam ist. Beim Vergütungsmodell nach EEG 2014 erhalten alle Standortqualitäten in den ersten 5 Jahren eine erhöhte Anfangsförderung, so dass ein vom Gutachten abweichender Ertrag nicht so relevant

ist. Für die Betrachtung der Auswirkungen von Fehleinschätzungen wird folgendes angenommen: Der im Windgutachten prognostizierte Ertrag wird bereits ab dem 1. Betriebsjahr nicht erzielt, so dass ab dem 6. Betriebsjahr eine Anpassung der Standortqualität erfolgt. Es wird untersucht, welche Auswirkungen dies auf die Förderhöhe ab dem 6. Betriebsjahr hat. Dafür wird der IE Vorschlag zum einstufigen Modell betrachtet.

2.2 Annahmen für Bewertung der Gesamtförderhöhen

Die Annahmen für die Bewertung der Gesamtförderhöhen fußen auf einer vom IE Leipzig erstellten Marktanalyse für Windenergie an Land für den Zubau bis einschließlich 2014⁴.

Zubauvolumen

Das Jahr 2014 hat mit einer neu installierten Leistung von über 4.000 MW einen neuen Rekord gezeigt. Bis 2017 wird mit einem deutlichen Ausbau für die Windenergie an Land gerechnet, so dass sich voraussichtlich weiterhin hohe Ausbauraten ergeben können.

Laut EEG 2014 soll der jährliche Netto-Zubau der Windenergie in einem Korridor von 2.400 bis 2.600 MW liegen. Sobald der Zubau darunter oder darüber liegt, wird die Förderung neben der vierteljährlichen Degression zusätzlich stärker oder geringfügiger abgesenkt. Für die Untersuchungen wird ein Zubau von 2.500 MW angenommen.

⁴ IE Leipzig 2015c: Marktanalyse Windenergie an Land

Zubaustuktur

Die Zubaustuktur der Windenergie an Land nach Standortqualitäten im Jahr 2014 wurde vom IE betrachtet. Grundlage für die Berechnungen ist die Betreiber-Datenbasis (BDB).

Demnach fanden im Jahr 2014 hauptsächlich Zubautätigkeiten an Standortqualitäten von 60 % bis 90 % statt. Die Zubauverteilung des Jahres 2014 wird für den angenommenen Zubau übernommen (siehe Tabelle 5). Standortqualitäten unter 60 % (2,5 % vom Zubau 2014) werden zwar für den Gesamtzubau berücksichtigt, aber hier nicht näher betrachtet.

Standortqualität E/R	Zubau [%]	Zubau [MW]
60%	10,5%	261,5
70%	26,3%	656,3
80%	18,1%	452,7
90%	14,5%	362,8
100%	4,2%	106,1
110%	11,4%	285,8
120%	5,4%	135,5
130%	1,7%	43,2
140%	0,9%	22,1
150%	4,5%	111,3

Tabelle 5 Zubaustuktur für angenommenen Zubau
Quelle: IE Leipzig 2015c

3 Ergebnisse

3.1 Wirtschaftlichkeit

Nachfolgend werden die Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit den Annahmen zu Investitions-, Betriebskosten sowie Vollbenutzungsstunden des IE Leipzig aufgeführt.

Daran anschließend werden die Ergebnisse der Neuberechnung der Korrekturfaktoren, mit dem Ziel einer Gleichberechtigung aller Standortqualitäten sowie die Auswirkungen von Fehleinschätzungen der Erträge erläutert.

Darauf folgen die Ergebnisse für die exemplarische Betrachtung der Gesamtförderkosten für den Zubaujahrgang 2015 mit den unterschiedlichen Vergütungsmodellen.

Ergebnisse mit Annahmen IE Leipzig

Es werden zunächst die Ergebnisse ohne Unterscheidung der Betriebskosten in Fix- und ertragsabhängige Kosten sowie für einen Gebotswert von 7,3 ct/kWh bezogen auf einen 100%-Standort (Vorschlag NRW) aufgeführt. Der vorgeschlagene Gebotswert von 7,3 ct/kWh bezieht sich auf die derzeitige für einen 100%-Standort gezahlte mittlere Vergütungshöhe nach dem EEG 2014 (siehe Tabelle 2).

Mit dem vorgeschlagenen **Gebotswert von 7,3 ct/kWh** (siehe Tabelle 6) erreichen nur Standorte von 70 % bis 110 % die mindestens notwendige IRR von 4,16 % (siehe Annahmen). Um genau die angenommene IRR in Höhe von 4,16 % zu erreichen, wäre die Zahlung einer Förderung in Höhe der Stromgestehungskosten notwendig. In Tabelle 7 sind die Ergebnisse mit dem EEG 2014 aufgelistet.

Standortqualität E/R	SGK [ct/kWh]	IRR NRW Vorschlag (7,3 ct/kWh 100 % Standort)	Barwerte der EEG-Vergütung Summe in 20 Jahren [Euro/MW]
60%	9,85	3,74%	2.402.384
70%	9,02	5,42%	2.639.201
80%	7,96	7,07%	2.931.174
90%	7,38	6,30%	2.868.254
100%	6,89	5,55%	2.675.226
110%	6,36	5,29%	2.685.114
120%	6,22	3,52%	2.650.114
130%	5,96	3,13%	2.747.346
140%	5,77	2,38%	2.743.023
150%	5,52	1,74%	2.727.676

Tabelle 6 Stromgestehungskosten und Wirtschaftlichkeit einstufiges Modell (Gebotswert 7,3 ct/kWh am 100%-Standort, NRW Vorschlag); mit Annahmen IE Leipzig

Standortqualität E/R	SGK [ct/kWh]	IRR EEG 2014 8,9 ct/kWh Anfangsv. 4,95 ct/kWh Grundv.	Barwerte der EEG-Vergütung Summe in 20 Jahren [Euro/MW]
60%	9,85	2,32%	2.221.425
70%	9,02	3,91%	2.440.404
80%	7,96	6,54%	2.858.898
90%	7,38	7,31%	2.950.598
100%	6,89	7,59%	2.814.847
110%	6,36	9,08%	2.933.141
120%	6,22	7,71%	2.951.801
130%	5,96	6,41%	2.984.648
140%	5,77	8,12%	3.143.715
150%	5,52	10,73%	3.307.914

Tabelle 7 Stromgestehungskosten und Wirtschaftlichkeit mit EEG 2014; mit Annahmen IE Leipzig

Bei einem im NRW Modell vorgeschlagenen Gebotswert von 7,3 ct/kWh bezogen auf einen 100%-Standort erreichen, unter Berücksichtigung der Annahmen des IE Leipzig zu den Kosten und Vollbenutzungsstunden, nicht alle Standortqualitäten eine ausreichende IRR von mindestens 4,16 %. Es sind daher Anpassungen am Modell notwendig.

Bei der IRR tritt im einstufigen Modell eine Spannbreite von 5,33 Prozentpunkten von der geringsten bis zur höchsten IRR bei einem Gebotswert von 7,3 ct/kWh auf. Bei den Barwerten der EEG-Vergütung liegt die Spannbreite bei diesem Gebotswert bei rund 0,5 Millionen Euro/MW. Demgegenüber sind die Spannbreiten mit dem EEG 2014 deutlich größer: Die IRR zeigt eine Spannbreite von 8,41 Prozentpunkten und die Barwerte eine Spannbreite von 1,1 Millionen Euro/MW.

Das einstufige Vergütungsmodell führt somit zu einer ausgewogeneren Verteilung der Förderung über die Standortqualitäten als das EEG 2014.

Ergebnisse für Beispielanlage

Es wurden zusätzliche Berechnungen mit der E-115 sowie mit einer Aufteilung der Betriebskosten in fixe und ertragsabhängige Bestandteile durchgeführt. Diese dienen zur Verifizierung der vorher ermittelten Ergebnisse. Auch bei der Berechnung mit der Beispielanlage zeigen sich höhere Spannbreiten von IRR und Barwerten mit dem EEG 2014 als mit dem einstufigen Modell.

3.2 Neuberechnung Korrekturfaktoren des einstufigen Modells

Für die Bestimmung von Korrekturfaktoren für ein einstufiges Modell, mit einer vollständigen Gleichberechtigung der Standortqualitäten hinsichtlich der Projektrendite⁵, wurde für die Beispielanlage an einem 100%-Standort ein Gebot von 7,0 ct/kWh angenommen. Dieser Gebotswert kann in der tatsächlichen Ausschreibung über- oder unterschritten werden. Basierend auf der dadurch erreichten Wirtschaftlichkeit wurden für alle weiteren Standortqualitäten diejenigen Förderhöhen ermittelt, die zum Erreichen der gleichen Wirtschaftlichkeit wie an einem 100%-Standort mit 7,0 ct/kWh notwendig wären. Die Verhältnisse der Förderhöhen zur Förderung am 100%-Standort ergeben die Korrekturfaktoren (Tabelle 8).

Standortqualität E/R	Korrekturfaktor
60%	1,64
70%	1,42
80%	1,25
90%	1,11
100%	1,00
110%	0,91
120%	0,84
130%	0,77
140%	0,72
150%	0,67

Tabelle 8 Korrekturfaktoren für einstufiges Modell mit Kalibrierung über Beispielanlage

⁵ Hierbei handelt es sich um eine windbasierte Betrachtung. Unterschiedliche hohe Aufwendungen (Baukosten) z. B. durch die Standortgegebenheiten werden nicht ausgeglichen.

Dasselbe Vorgehen wurde als Sensitivitätsberechnung bei einer weiteren Beispielanlage (Nordex N117/2400) mit einer anderen Ertragsstruktur durchgeführt. Eine weitere Sensitivitätsberechnung wurde durchgeführt, um den Einfluss der Vollwartungskosten auf die Korrekturfaktoren zu bestimmen. Dafür wurde der Anteil der Vollwartungskosten an den Gesamtbetriebskosten von durchschnittlich 43 % auf 30 % abgesenkt und die gleichen Berechnungen wie zuvor durchgeführt. Es ergeben sich die gleichen Korrekturfaktoren wie in Tabelle 8.

Eine Trendlinien-Funktion zur Ermittlung des an jedem Standort gültigen Korrekturfaktors ist in Abbildung 1 dargestellt. Zur Berechnung des Korrekturfaktors wird die Standortqualität als x-Wert in die Formel eingetragen. Für einen 93%-Standort lautet die Formel beispielsweise:

$$\text{Korrekturfaktor} = 1,00 * 0,93^{-0,98}$$

Es ergibt sich ein Korrekturfaktor von 1,07.

Alternativ können die berechneten Stromgestehungskosten der Beispielanlage an den verschiedenen Standorten als jeweils notwendige Vergütung angesetzt werden. Dadurch erhält jeder Standort genau die Vergütung, die er basierend auf seinen Wirtschaftlichkeitsannahmen benötigt (IRR=kalkulatorischer Mischzinssatz). Es ergeben sich dieselben Korrekturfaktoren wie in Tabelle 8. Um in den Ausschreibungen bei der Gebotsabgabe eine Gleichberechtigung aller Standorte zu erreichen, ist ein linearer Verlauf der Barwertkurve notwendig. Die ermittelte Kurve der Barwerte zeigt einen linearen Verlauf, wenn die Wirtschaftlichkeit an allen Standorten gleichgesetzt wird (siehe Abbildung 2).

Korrekturfaktor

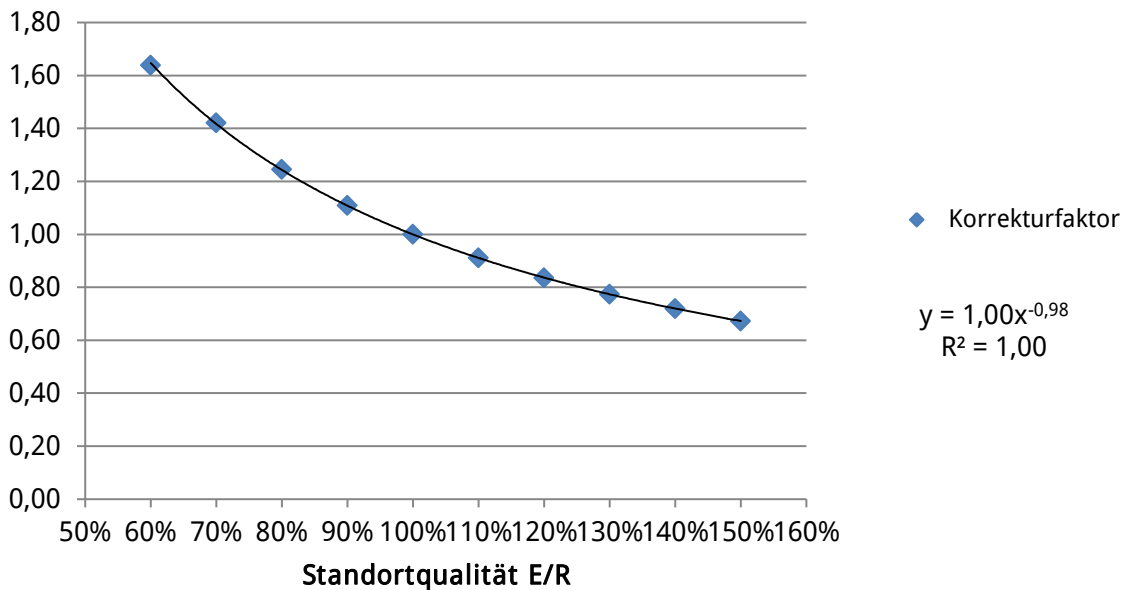


Abbildung 1 Korrekturfaktorkurve mit Berechnungsformel

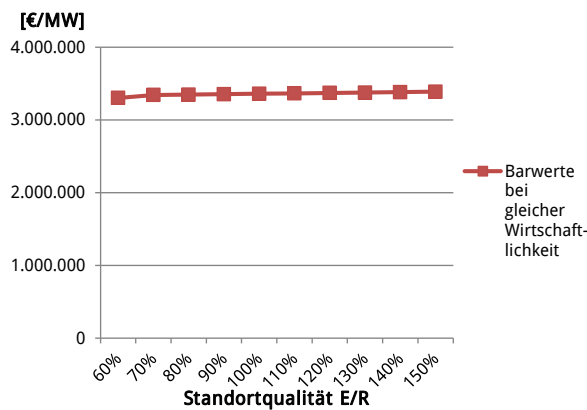


Abbildung 2 Barwerte mit einstufigem Modell (IE Vorschlag); E-115

Zu beachten ist, dass sich die tatsächlichen Stromgestehungskosten erst nach Durchführung der Ausschreibung ergeben. Ein Betreiber wird ein potenzielles Projekt, für das er ein Gebot im Ausschreibungsverfahren abgeben möchte, einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unterziehen und dabei die voraussichtlichen Stromgestehungskosten seines Projektes bestimmen. Auf Grundlage der prognostizierten Stromgestehungskosten und den Anforderungen des Betreibers hinsichtlich der zu erreichenden Projektrendite, wird er den notwendigen Gebotswert festlegen. Die Höhe des Ausschreibungsvolumens und die Anzahl potenzieller Bieter wird allerdings diesen theoretischen Gebotswert beeinflussen. Unter Umständen muss der Betreiber einen geringeren Gebotswert bieten und von seiner ursprünglich anvisierten Projektrendite abweichen, um keine versunkenen Kosten durch Nichtzuschlag im Ausschreibungsverfahren zu riskieren.

Vergütungen mit neuen Korrekturfaktoren

Beispielhaft würde mit den ermittelten Korrekturfaktoren bei einem Gebotswert von 7,0 ct/kWh an einem 70%-Standort eine Vergütung von knapp 10 ct/kWh anfallen (siehe Tabelle 9, 1.Spalte).

Standortqualität E/R	Gebotswert 7,0 ct/kWh	Gebotswert 6,5 ct/kWh	Gebotswert 6,0 ct/kWh
60%	11,48	10,66	9,84
70%	9,94	9,23	8,52
80%	8,75	8,13	7,50
90%	7,77	7,22	6,66
100%	7,00	6,50	6,00
110%	6,37	5,92	5,46
120%	5,88	5,46	5,04
130%	5,39	5,01	4,62
140%	5,04	4,68	4,32
150%	4,69	4,36	4,02

Tabelle 9 Höhe der Vergütungen bei unterschiedlichen Gebotswerten mit neuen Korrekturfaktoren

Fazit

Die Entwicklung des einstufigen Modells mit den Korrekturfaktoren, wie durch LEE und MKULNV vorgeschlagen, zielt mit dem grundsätzlichen Bezug auf die Proportionalität zur Windhöflichkeit in die richtige Richtung, hat allerdings die ertragsabhängigen Vollwartungskosten nicht eingerechnet. Diese Kosten können allerdings zu einer Benachteiligung der Standorte mit zunehmendem Windpotential führen und sind daher zu beachten. Die in diesem Gutachten durchgeführten Berechnungen haben gezeigt, dass sich durch das Einbeziehen der derzeitigen Kostenstrukturen und -verteilungen zwar nur sehr geringe Auswirkungen auf die Korrekturfaktoren ergeben, diese aber nicht vernachlässigt werden soll-

ten. Ergeben sich zukünftig am Markt Veränderungen in den ertragsabhängigen Kosten, wäre eine erneute Überprüfung der Paramterierung der Korrekturfaktoren erforderlich.

Andererseits kann eine Feinjustierung des einstufigen Modells vom Grundgedanken marktorientierter dahingehend erfolgen, dass sich nicht die Vergütung an den Vollwartungskosten, sondern selbige an der Marktsituation, also hier an der Vergütungshöhe, orientieren müssen.

Ferner zeigen die Ergebnisse des Gutachtens, dass ein abgeflachter Verlauf, wie im NRW-Vorschlag ursprünglich vorgesehen, nicht ausreicht um einen wirtschaftlichen Ausgleich insbesondere für die Standorte unter 80% herbeizuführen.

3.3 Fehleinschätzung der Erträge

Die Windgutachten, die während der Projektierung einer Windenergieanlage erstellt werden, können den tatsächlichen Ertrag nicht zu 100 Prozent genau prognostizieren. Nach fünf Jahren wird deshalb eine Überprüfung der Standortqualität auf Basis der realen Betriebsergebnisse durchgeführt und bei Abweichungen, die Standortqualität angepasst. Die Vollwartungskosten, die nach Standortqualität unterschiedlich hohe fixe und ertragsabhängige Anteile aufweisen, müssten sich automatisch an die tatsächlichen Erträge in den ersten fünf Jahren anpassen.

Es gilt folgendes Beispiel: Ein 90%-Standort (Beispielanlage E-115) wurde fälschlicherweise zunächst als 100%-Standort charakterisiert und somit ein Stromertrag von 10.743 MWh/a prognostiziert. Da es sich tatsächlich um einen 90%-Standort mit einem jährlichen Ertrag von 9.669 MWh handelt, sinkt der ertragsabhängige Anteil der Vollwartungskosten auf

Grundlage der Ausgestaltung des Vollwartungskonzeptes. Basierend auf dem angenommenen Gebotswert von 7,3 ct/kWh an einem 100%-Standort, müsste in den Betriebsjahren sechs bis 20 eine Förderung in Höhe von 8,51 ct/kWh gezahlt werden, damit die gleiche Wirtschaftlichkeit erreicht wird, wie bei einem von Beginn an korrekt eingestuften 90%-Standort. Im umgekehrten Fall – ein 100%-Standort wurde zu Beginn als 90%-Standort geführt – würden die anfänglichen 8,11 ct/kWh ab dem 6. Jahr auf 6,90 ct/kWh sinken, um die gleiche Wirtschaftlichkeit zu erreichen, wie an einem ab dem 1. Betriebsjahr korrekt eingestuften 100%-Standort.

Es müssten also 1,21 ct/kWh mehr oder weniger im genannten Beispiel nach der korrekten Einstufung ab dem 6. Jahr gezahlt werden. Dieser Effekt tritt aufgrund der Nivellierung der Standorte bezüglich der Erträge und der ertragsabhängigen Kosten auf. Die Ausgangsförderung entscheidet über die Höhe der angepassten Förderung. Es wurden daher Faktoren zur Ermittlung der Förderung ab dem 6. Jahr berechnet, die sich nach Standortqualitätsbereichen unterscheiden (siehe Tabelle 10).

3.4 Gesamtförderung Zubau 2015

Die Gesamtförderkosten mit dem einstufigen Modell und dem EEG 2014 werden hier nur exemplarisch für den Zubaujahrgang 2015 dargestellt. Wie in Abbildung 3 ersichtlich, liegen die kumulierten Gesamtförderkosten für den Zubau im Jahr 2015 mit dem EEG 2014 im Verlauf der Betriebsjahre höher als bei einem Gebotswert von 7,3 ct/kWh für einen 100%-Standort im einstufigen Modell (NRW-Modell). Allerdings liegen die Kosten am Ende der Förderdauer im Jahr 2034 in etwa auf gleicher Höhe.

Bereiche Standortqualität Abweichung nach oben	Faktor Förderung ab 6. Jahr	Bereiche Standortqualität Abweichung nach unten	Faktor Förderung ab 6. Jahr
150% statt 140%	0,870	140% statt 150 %	1,069
140% statt 130%	0,826	130% statt 140%	1,112
130% statt 120%	0,813	120% statt 130%	1,120
120% statt 110%	0,796	110% statt 120%	1,133
110% statt 100%	0,778	100% statt 110%	1,146
100% statt 90 %	0,751	90% statt 100 %	1,166
90% statt 80 %	0,731	80% statt 90 %	1,180
80% statt 70%	0,686	70% statt 80%	1,218
70% statt 60 %	0,669	60% statt 70 %	1,228

Tabelle 100 Faktoren zur Berechnung der Förderung ab dem 6. Jahr nach Fehleinschätzung der Erträge

Mit dem einstufigen Modell (IE Vorschlag) und einem Gebotswert von 7,3 ct/kWh am 100-%-Standort liegen die Gesamtförderkosten bis etwa zum 13. Betriebsjahr des Zubaujahrgangs 2015 unter den Gesamtförderkosten mit EEG 2014. Danach liegen die Kosten oberhalb der Förderung mit EEG 2014. Dies ist vor allem damit zu erklären, dass Standorte unter 80 % im IE Vorschlag eine deutlich höhere Vergütung erhalten, als mit dem EEG 2014. Bei geringeren

Geboten, als hier angenommen, würden allerdings auch geringere Gesamtkosten anfallen.

Zu beachten ist, dass sowohl mit dem EEG 2014 (hier 60-%- bis 70-%-Standorte) als auch mit dem einstufigen Modell bei einem Gebotswert von 7,3 ct/kWh (hier 60-%- sowie 120-%- bis 150-%-Standorte) einzelne Standortqualitäten unter den getroffenen Annahmen keine Wirtschaftlichkeit erreichen, da ihre IRR unterhalb dem Zielwert von 4,16 % liegt.

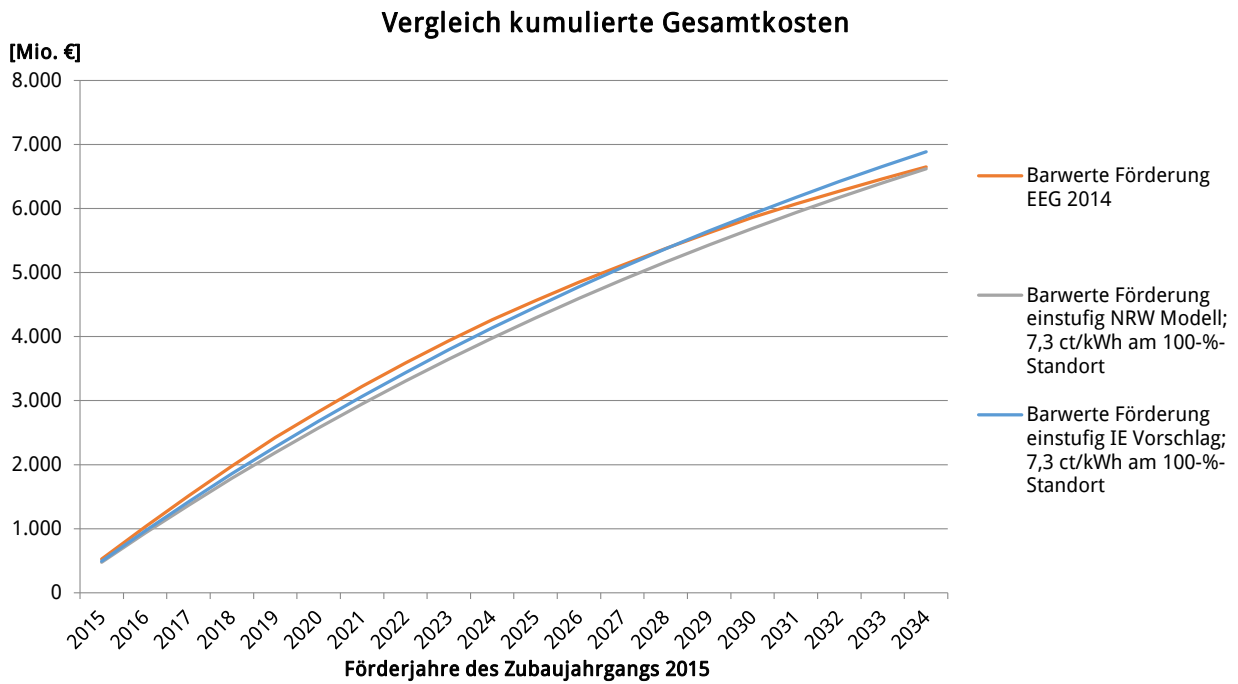


Abbildung 3 Vergleich der Gesamtförderkosten für Zubaujahr 2015 mit unterschiedlichen Vergütungsmodellen

4 Fazit zum einstufigen Modell

Die alleinige Betrachtung der ertragsabhängigen Betriebskosten im einstufigen Modell bietet den Vorteil, dass ein Ausgleich zwischen verschiedenen Standortqualitäten tatsächlich nur aufgrund der unterschiedlichen Wind- und damit Ertragsverhältnisse erfolgt.

Die stark variierenden standortabhängigen Kosten (z.B. bei Investitionskosten aufgrund der Länge der Netzanbindung oder Kosten für Zuwegung an Küsten- versus Mittelgebirgsstandorten etc.) können und sollen nach Ansicht von NRW nicht durch das Referenz-ertragsmodell ausgeglichen werden.

Das einstufige Vergütungsmodell führt zu einer ausgewogeneren Verteilung der Förderung über die Standortqualitäten als das EEG 2014. Mit dem zweistufigen Modell gemäß EEG 2014 treten große Spannbreiten bezüglich der Projektrenditen auf. Dies ist allerdings auch damit zu begründen, dass guten Standorten auch eine höhere Rendite gewährt werden soll. Diese entsteht maßgeblich durch einen hohen Kapitalrückfluss in den ersten Betriebsjahren an windreichen Standorten im zweistufigen Modell, da die Förderhöhe in dieser Zeit deutlich über den tatsächlichen Stromgestehungskosten liegt.

Bei einem zweistufigen Modell gemäß EEG 2014, würden gute Standorte vermutlich immer vor schlechteren Standorten den Zuschlag im Ausschreibungsverfahren erhalten. Sie können aufgrund ihrer niedrigeren Stromgestehungskosten einen niedrigen Anfangsförderwert bieten. Damit wäre voraussichtlich kein ausgewogener Zubau über verschiedene Regionen möglich. Mit dem einstufigen Modell (IE Vorschlag) wird der Grundsatz höherer Renditen für gute Standorte aufgehoben: Alle Standorte würden diesbezüglich gleichberechtigt. Ferner gilt es zu beachten, dass die Justierbarkeit des zweistufigen Modells in Bezug auf

Anfangsvergütungsdauer und Grundvergütung sehr komplex ist.

Bei der Bestimmung der Stromgestehungskosten über Kostenerhebungen, die als Grundlage für die Festlegung von Förderhöhen oder Korrekturfaktoren ermittelt werden, besteht die Gefahr strategischer Antworten. Bei dem nun betrachteten einstufigen Vergütungsmodell und der Reduzierung der Ermittlung von Kosten auf die ertragsabhängigen Vollwartungskosten (die übrigen Kosten sind über alle Standortqualitäten hinweg als fix zu betrachten) sind die möglichen Fehleinschätzungen nur noch auf den Anteil dieser Kosten reduziert.

Die Entwicklung des einstufigen Modells mit den Korrekturfaktoren, wie durch **LEE und MKULNV** vorgeschlagen, zielt mit dem grundsätzlichen Bezug auf die Proportionalität zur Windhöflichkeit in die richtige Richtung, hat allerdings die ertragsabhängigen Vollwartungskosten nicht eingerechnet. Diese Kosten können allerdings zu einer Benachteiligung der Standorte mit zunehmendem Windpotential führen und sind daher zu beachten. Die in diesem Gutachten durchgeführten Berechnungen haben gezeigt, dass sich durch das Einbeziehen der derzeitigen Kostenstrukturen und -verteilungen zwar nur sehr geringe Auswirkungen auf die Korrekturfaktoren ergeben, diese aber nicht vernachlässigt werden sollten. Ergeben sich zukünftig am Markt Veränderungen in den ertragsabhängigen Kosten, wäre eine erneute Überprüfung der Paramterierung der Korrekturfaktoren erforderlich.

Andererseits kann eine Feinjustierung des einstufigen Modells vom Grundgedanken marktorientierter dahingehend erfolgen, dass sich nicht die Vergütung an den Vollwartungskosten, sondern selbige an der

Marktsituation, also hier an der Vergütungshöhe, orientieren müssen.

Ferner zeigen die Ergebnisse des Gutachtens, dass ein abgeflachter Verlauf, wie im NRW-Vorschlag ursprünglich vorgesehen, nicht ausreicht um einen wirtschaftlichen Ausgleich insbesondere für die Standorte unter 80% herbeizuführen.

Es ergibt sich beim einstufigen Modell ein Nachteil bezüglich der Transparenz der später erhaltenen Förderung: Da alle Bieter auf einen 100%-Standort ein Gebot abgeben, die tatsächliche Förderung dann aber erst über die Korrekturfaktoren bestimmt wird, ist für die Ausführenden der Ausschreibungsverfahren der dann am Ende zu zahlende Förderbetrag nicht sofort ersichtlich. Dieser Nachteil kann aber wiederum auch als Vorteil bezüglich eines diskriminierungsfreien Verfahrens gewertet werden.

Der Ansatz, guten Standorten eine höhere Rendite zu gewähren, ist eine politische Entscheidung. Marktwirtschaftlich betrachtet, gibt es hierfür keine Begründung. Da das EEG eine umweltverträgliche, kostengünstige und effiziente Versorgung mit Energie zum Ziel hat, ist es notwendig, gute Standorte für

Windenergie nicht mehr nur über ihre Windverhältnisse als gute Standorte zu charakterisieren. Eine effiziente Nutzung der für Windenergie geeigneten Flächen, eine hohe Auslastung der Anlagen sowie die Vermeidung von nicht nutzbarer Energie aufgrund von Abschaltungen wegen Netzengpässen, wären weitere Aspekte, um einen Standort als guten Standort einzustufen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass mit einem einstufigen Modell die bisher komplexe Justierbarkeit des zweistufigen Modells mit Anfangs- und Grundförderung deutlich vereinfacht und transparenter würde. Der mit Unsicherheiten behaftete kostenorientierte Ansatz des zweistufigen Modells insbesondere mit Blick auf die Dauer der Grundförderung wäre nicht mehr notwendig. Allenfalls künftige Veränderungen bei den variablen Betriebskosten müssten beim einstufigen Modell über die Korrekturfaktoren nachjustiert werden. Im Zuge des anstehenden Ausschreibungsverfahrens sollte die Chance genutzt werden, das Vergütungssystem mit einem einstufigen Modell standortgerechter auszugestalten.

5 Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis	22
Tabellenverzeichnis	23

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Korrekturfaktorkurve mit Berechnungsformel	14
Abbildung 2	Barwerte mit einstufigem Modell (IE Vorschlag); E-115	15
Abbildung 3	Vergleich der Gesamtförderkosten für Zubaujahr 2015 mit unterschiedlichen Vergütungsmodellen	18

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Zeitraum der Anfangsförderung nach Standortqualitäten	5
Tabelle 2	Förderhöhen im einstufigen Modell bei einem Gebotswert von 7,3 ct/kWh (bezogen auf 100%-Standort gemäß NRW Modell) im Vergleich zum EEG 2014	7
Tabelle 3	Investitionskosten und Vollbenutzungsstunden (Anlagen mengengewichtet; 2,0 bis 3,5 MW)	8
Tabelle 4	Betriebskostenbestandteile und ihre prozentualen Anteile	9
Tabelle 5	Zubaustruktur für angenommenen Zubau	11
Tabelle 6	Stromgestehungskosten und Wirtschaftlichkeit einstufiges Modell (Gebotswert 7,3 ct/kWh am 100%-Standort, NRW Vorschlag); mit Annahmen IE Leipzig	12
Tabelle 7	Stromgestehungskosten und Wirtschaftlichkeit mit EEG 2014; mit Annahmen IE Leipzig	12
Tabelle 8	Korrekturfaktoren für einstufiges Modell mit Kalibrierung über Beispielanlage	13
Tabelle 9	Höhe der Vergütungen bei unterschiedlichen Gebotswerten mit neuen Korrekturfaktoren	15
Tabelle 10	Faktoren zur Berechnung der Förderung ab dem 6. Jahr nach Fehleinschätzung der Erträge	17