

# Ansätze zur regionalen Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie an Land

## Endbericht

### Bericht an:

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)**

#### **von:**

*Silvana Tiedemann, Jonas Knapp, Bastian Lotz, Marian Bons und Corinna Klessmann (Navigant)*

*Henning Jachmann, Tobias Kelm, Jochen Metzger (ZSW)*

*Silke Lüers, Anna-Kathrin Wallasch, Dr. Knud Rehfeldt (Deutsche WindGuard)*

#### **Institutionen:**

Navigant Energy Germany GmbH  
Albrechtstr. 10 c  
10117 Berlin

T +49 30 7262 1410  
guidehouse.com

#### **in Zusammenarbeit mit den Unterauftragnehmern:**

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)  
Deutsche WindGuard GmbH

Vorhaben: 056/17  
Projektnummer: 147569  
06. März 2020

*Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird auf die gleichzeitige Verwendung männlicher und weiblicher Sprachformen verzichtet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für jederlei Geschlecht.*

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>1. Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>2. Grundsätzliche Steuerungsoptionen und ihre Bewertung .....</b>	<b>3</b>
2.1 Grundsätzliche Steuerungsoptionen .....	3
2.1.1 Mengensteuerung.....	3
2.1.2 Preisbasierte Steuerung.....	4
2.2 Quantifizierung der Steuerungswirkung .....	4
2.2.1 Regionendefinition.....	5
2.2.2 Eingangsparameter .....	7
2.3 Qualitative Bewertung der Instrumente.....	13
<b>3. Bestehende Instrumente der regionalen Steuerung .....</b>	<b>16</b>
3.1 Beschreibung der Instrumente .....	16
3.1.1 Referenzertragsmodell.....	16
3.1.2 Netzausbaugebiet.....	18
3.1.3 Verteilernetzkomponente.....	20
3.1.4 Differenzierte Höchstpreise .....	21
3.2 Basisszenario: Steuerungswirkung der bestehenden Instrumente in den technologiespezifischen Ausschreibungen .....	22
3.3 Sensitivität des Modells.....	24
<b>4. Analyse der Instrumente zur regionalen Steuerung .....</b>	<b>28</b>
4.1 Südquote .....	28
4.1.1 Beschreibung des Instruments .....	28
4.1.2 Wirkung auf die regionale Verteilung .....	31
4.1.3 Wirkung auf Energieerträge, anzulegende Werte und Förderkosten.....	32
4.1.4 Fehlanreize und Parametrierungsrisiken.....	33
4.1.5 Vereinbarkeit mit bestehenden Instrumenten.....	36
4.1.6 Bewertung .....	37
4.2 Netzkomponente .....	40
4.2.1 Beschreibung des Instruments .....	40
4.2.2 Wirkung auf die regionale Verteilung .....	41
4.2.3 Wirkung auf Energieerträge, anzulegende Werte und Förderkosten.....	43
4.2.4 Fehlanreize und Parametrierungsrisiken.....	45
4.2.5 Vereinbarkeit mit bestehenden Instrumenten.....	46
4.2.6 Bewertung .....	48
4.3 Quotierte Netzkomponente .....	51
4.3.1 Beschreibung des Instruments .....	51
4.3.2 Wirkung auf die regionale Verteilung .....	52
4.3.3 Wirkung auf Energieerträge, anzulegende Werte und Förderkosten.....	52
4.3.4 Fehlanreize und Parametrierungsrisiken.....	52
4.3.5 Vereinbarkeit mit bestehenden Instrumenten.....	53
4.3.6 Bewertung .....	53
4.4 Erweiterte Verteilernetzkomponente .....	54

4.4.1	Beschreibung des Instruments .....	54
4.4.2	Wirkung auf die regionale Verteilung .....	56
4.4.3	Wirkung auf Energieerträge, anzulegende Werte und Förderkosten.....	56
4.4.4	Fehlanreize und Parametrierungsrisiken.....	56
4.4.5	Vereinbarkeit mit bestehenden Instrumenten.....	57
4.4.6	Bewertung .....	58
4.5	Baukostenzuschuss .....	61
4.5.1	Beschreibung des Instruments .....	61
4.5.2	Wirkung auf die regionale Verteilung .....	62
4.5.3	Wirkung auf Energieerträge, anzulegende Werte und Förderkosten.....	63
4.5.4	Fehlanreize und Parametrierungsrisiken.....	63
4.5.5	Vereinbarkeit mit bestehenden Instrumenten.....	63
4.5.6	Bewertung .....	64
4.6	Anpassung des Referenzertragsmodells .....	65
4.6.1	Beschreibung des Instruments .....	66
4.6.2	Wirkung auf die regionale Verteilung .....	68
4.6.3	Wirkung auf Energieerträge, anzulegende Werte und Förderkosten.....	70
4.6.4	Mögliche Fehlanreize und Parametrierungsrisiken .....	71
4.6.5	Vereinbarkeit mit bestehenden Instrumenten.....	72
4.6.6	Bewertung .....	72
<b>5.</b>	<b>Regionale Steuerung von Photovoltaikanlagen .....</b>	<b>78</b>
5.1	Hintergrund und Ausgangslage.....	78
5.2	Regionale Verteilung von PV-Anlagen und darauf wirkende Einflussfaktoren .....	78
5.3	Diskussion von Steuerungsinstrumenten.....	85
5.4	Zwischenfazit.....	87
<b>6.</b>	<b>Anreize zur Verwendung ansonsten abgeregelter Strommengen .....</b>	<b>89</b>
6.1	Einleitung.....	89
6.2	Analyse und Bewertung .....	89
6.3	Zusammenfassung.....	90
<b>7.</b>	<b>Schlussfolgerungen.....</b>	<b>91</b>
<b>8.</b>	<b>Empfehlungen zur regionalen Steuerung der Windenergie an Land.....</b>	<b>97</b>

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Verteilung der Zuschläge und des Potenzials im Basisszenario und ohne Steuerung .....	ix
Abbildung 2: Vereinfachte Skizze der Funktionsweise des Modells zur quantitativen Bewertung von Steuerungsmechanismen .....	5
Abbildung 3: Einteilung der fünf betrachteten Regionen .....	6
Abbildung 4: Im Modell berücksichtigtes Flächenpotenzial für das Basisszenario .....	9
Abbildung 5: Verteilung des angenommenen Leistungspotenzial im Modell auf die Regionen .....	10
Abbildung 6: Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten in 120 m und 140 m Nabenhöhe in den fünf Regionen .....	11
Abbildung 7: Korrekturfaktoren gemäß EEG 2017 .....	17
Abbildung 8: Quantitative Analyse der Zuschlagsverteilung im Basisfall, ohne regionale Steuerung und mit Referenzertragsmodell .....	18
Abbildung 9: Geographischer Zuschnitt des Netzausbaubereichs .....	18
Abbildung 10: Quantitative Analyse der Zuschlagsverteilung ohne regionale Steuerung und mit Netzausbaubereich .....	19
Abbildung 11: Obergrenze und Zuschlagsmenge im NAG .....	20
Abbildung 12: Verteilernetzausbaubereiche und Verteilernetzkomponente .....	21
Abbildung 13: Höchstwertgebiete für Windenergieanlagen an Land gemäß Anlage 3 GemAV .....	22
Abbildung 14: Verteilung der Zuschläge und des Potenzials im Basisszenario und ohne Steuerung .....	24
Abbildung 15: Verteilung der Zuschläge und des Potenzials im Basisszenario sowie bei Veränderung der Potenzialannahmen .....	26
Abbildung 16: Verteilung der Zuschläge und des Potenzials im Basisszenario sowie bei Veränderung der Technologieverfügbarkeit .....	27
Abbildung 17: Verteilung der Zuschläge und des Potenzials im Basisszenario sowie bei Verzicht auf regionenspezifische Korrektur der Energieerträge .....	27
Abbildung 18: Ausgangssituation - gemeinsame Reihung .....	
Abbildung 19: Anwendung der Südquote - bevorzugte Reihung .....	
Abbildung 20: Bezuschlagung von Südprojekten bei endogener Quote .....	
Abbildung 21: Separate Reihung bei endogener Quote .....	
Abbildung 22: Aufteilung des Marktgebietes in den Ausschreibungen für Windenergie an Land nach einem Vorschlag des BMWi: Netzausbaubereich im Norden (hellblau), Abgrenzung der Südregion entlang einer fiktiven „Mainlinie“ (dunkelblau), unquotierter Bereich in der Mitte Deutschlands .....	30
Abbildung 23: Potential- und Zuschlagsverteilung im Basisszenario und mit Südquote (20 % der Ausschreibungsmenge) .....	31
Abbildung 24: Veränderung der Zuschlagsverteilung bei Steuerung mittels Südquote gegenüber dem Basisszenario .....	32
Abbildung 25: Veränderung des zusätzlichen Energieertrags, mittleren anzulegenden Werts und Förderkosten bei Steuerung durch NK gegenüber dem Basisfall .....	33
Abbildung 26: Problem der Zielerreichung .....	34
Abbildung 27: Problem fehlendes wettbewerbbliches Bieten .....	35
Abbildung 28: Bezuschlagung von Südprojekten bei endogener Quote und erhöhtem Südangebot .....	
Abbildung 29: Separate Reihung bei endogener Quote und erhöhtem Südangebot .....	
Abbildung 30: Reihung ohne NK: Nur ein Südbot (F) wird bezuschlagt und Reihung mit NK: Zwei Süd-projekte (F und G) werden bezuschlagt .....	41
Abbildung 31: Potential- und Zuschlagsverteilung bei unterschiedlicher Nutzung von Steuermechanismen bei Potenzialannahme entsprechend der ausgewiesenen Flächen .....	42
Abbildung 32: Veränderung der Zuschlagsverteilung bei veränderter Steuerung gegenüber dem REM + NAG-Szenario bei Potenzialannahme entsprechend der ausgewiesenen Flächen .....	42
Abbildung 33: Veränderung des zusätzlichen Energieertrags, mittleren anzulegenden Werts und Förderkosten bei Steuerung durch NK gegenüber dem Basisfall .....	44
Abbildung 34: Zonen mit unterschiedlichen wirkenden Steuerungsinstrumenten in der technologiespezifischen Ausschreibung .....	46
Abbildung 35: Zonen mit unterschiedlich wirkenden Steuerungsinstrumenten für Windenergie an Land in der gemeinsamen Ausschreibung .....	46

Abbildung 36: Effekt der Wettbewerbskomponente auf die Reihung .....	
Abbildung 37: Gebotstransformation bei der quotierten Wettbewerbskomponente .....	
Abbildung 38: Korrekturfaktorenkurve nach EEG 2017 und in angepasste Varianten.....	68
Abbildung 39: Potential und Zuschlagsverteilung bei Anpassung des REM .....	69
Abbildung 40: Potential und Zuschlagsverteilung mit und ohne Anpassung des REM und in Erweiterung der Standortdifferenzierung auf 60 % in Region 5 .....	70
Abbildung 41: Veränderung des zusätzlichen Energieertrags, mittleren anzulegenden Werts und Förderkosten bei Anpassung des REM gegenüber dem Basisfall.....	71
Abbildung 42: Bundesländerspezifische Leistung von PV-Dachanlagen pro Einwohner (Anlagenbestand Ende 2017).....	80
Abbildung 43: Bundesländerspezifische Leistung von PV-Freiflächenanlagen bezogen auf die Landesfläche (Anlagenbestand Ende 2017) .....	81
Abbildung 44: Verteilung des Zuschlagsvolumens im Rahmen der PV-Ausschreibungen nach Bundesländern und Flächenkategorien, Ausschreibungsrunden bis September 2019 ...	84

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BEG	Bürgerenergiegesellschaften
BKZ	Baukostenzuschuss
BNetzA	Bundesnetzagentur
CDU	Christlich Demokratische Union Deutschlands
CSU	Christlich-Soziale Union in Bayern
DGW	Deutsche WindGuard
EE	Erneuerbare Energien
EEAV	Verordnung zur Ausführung der Erneuerbare-Energien-Verordnung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FFA	Freiflächenausschreibung
FFAV	Freiflächenausschreibungsverordnung
GemAV	Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen
GIS	Geoinformationssystem
GWh	Gigawattstunden
HE	Hessen
HH	Hansestadt Hamburg
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HP	Höchstpreis
HS	Hochspannung
HWG	Höchstwertgebiet
IEC	International Electrotechnical Commission (Internationale Elektrotechnische Kommission)
IEE	Fraunhofer-Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme
ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MW	Megawatt
NAG	Netzausbaugesetz
NW	Nordrhein-Westfalen
PV	Photovoltaik
REM	Referenzertragsmodell
RROP	Regionales Raumordnungsprogramm
SPD	Sozialdemokratische Partei Deutschlands
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VAG	Verteilernetzausbaugesetz
VNB	Verteilnetzbetreiber
VNK	Verteilernetzkomponente
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Übersicht über die fünf betrachteten Regionen .....	7
Tabelle 2: Übersicht über die im Modell verfügbaren Anlagenkonfigurationen .....	12
Tabelle 3: Zusammenfassung der Eingangsparameter für das Basisszenario .....	23
Tabelle 4: Steuerungsmaßnahmen im Basisszenario .....	23
Tabelle 5: Betrachtete Szenarien.....	25
Tabelle 6: Bewertungsübersicht - Ziele der regionalen Steuerung unterstützen (Südquote und endogene Quote) .....	38
Tabelle 7: Bewertungsübersicht - Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende (Südquote und endogene Quote) .....	39
Tabelle 8: Bewertungsübersicht – Umsetzbarkeit (Südquote und endogene Quote) .....	40
Tabelle 9: Bewertungsübersicht - Ziele der regionalen Steuerung unterstützen (Netzkomponente) ...	49
Tabelle 10: Bewertungsübersicht - Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende (Netzkomponente) .....	50
Tabelle 11: Bewertungsübersicht – Umsetzbarkeit (Netzkomponente).....	50
Tabelle 12: Bewertungsübersicht - Ziele der regionalen Steuerung unterstützen (Quotierte Netzkomponente) .....	53
Tabelle 13: Bewertungsübersicht - Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende (Quotierte Netzkomponente) .....	54
Tabelle 14: Bewertungsübersicht – Umsetzbarkeit (Quotierte Netzkomponente).....	54
Tabelle 15: Bewertungsübersicht - Ziele der regionalen Steuerung unterstützen (erweiterte Verteilernetzkomponente) .....	58
Tabelle 16: Bewertungsübersicht - Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende (erweiterte Verteilernetzkomponente) .....	59
Tabelle 17: Bewertungsübersicht – Umsetzbarkeit (erweiterte Verteilernetzkomponente) .....	60
Tabelle 18: Bewertungsübersicht - Ziele der regionalen Steuerung unterstützen (Baukostenzuschuss) .....	64
Tabelle 19: Bewertungsübersicht - Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende (Baukostenzuschuss) .....	65
Tabelle 20: Bewertungsübersicht - Umsetzbarkeit (Baukostenzuschuss).....	65
Tabelle 21: Bewertungsübersicht - Ziele der regionalen Steuerung unterstützen (Anpassung des REM).....	73
Tabelle 22: Bewertungsübersicht - Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende (Anpassung des REM).....	76
Tabelle 23: Bewertungsübersicht – Umsetzbarkeit (Anpassung des REM) .....	77
Tabelle 24: Verteilung der bis 2017 installierten Dachanlagen nach Bundesländern in Megawatt.....	79
Tabelle 25: Verteilung der bis 2017 installierten Freiflächenanlagen nach Bundesländern in Megawatt .....	81
Tabelle 26: Vergleich von zulässiger Flächenkulisse und regionaler Verteilung für PV-Freiflächenanlagen in verschiedenen Zeiträumen .....	82
Tabelle 27: Länderverordnungen für PV-Freiflächenanlagen auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten (Stand: Dezember 2019) .....	83
Tabelle 28: Bewertung des Globalstrahlungs- und Volllaststundenmodells für Dachanlagen .....	86
Tabelle 29: Bewertung des Globalstrahlungs- und Volllaststundenmodells für Freiflächenanlagen....	87
Tabelle 30: Bewertungsübersicht aller Instrumente; Bewertung im Vergleich zu einer Situation ohne Steuerungsinstrumente .....	93

## ZUSAMMENFASSUNG

Der Bericht untersucht Politikinstrumente, mit denen eine räumliche Steuerung des Windenergie-Zubaus hervorgerufen werden kann, das heißt Erzeugungskapazitäten insbesondere in den Süden verlagert werden können. Er beschreibt Ausgestaltungsvarianten der Instrumente und quantifiziert deren Wirkung auf den Zubau bis 2025. Dabei wird angenommen, dass grundsätzlich Wettbewerb in den Ausschreibungen besteht. Aufgrund der anhaltenden Unterzeichnung der Ausschreibung für Windenergie an Land liegt bei der Bewertung aber ein höheres Augenmerk darauf, inwiefern die Instrumente Signale senden, die Projektplanung im Süden, die Entwicklung von Anlagen für Standortbedingungen im Süden und die Ausweisung von Flächen im Planungs- und Genehmigungsregime (wieder) aufzunehmen bzw. voranzutreiben. Die untersuchten Instrumente sind im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) und damit auf nationaler Ebene angesiedelt. Instrumente auf Ebene der Bundesländer sowie der Raumordnung werden nicht untersucht. Ebenfalls erfolgt keine juristische Prüfung hinsichtlich der Vereinbarkeit mit dem Europarecht. Politische Handlungsempfehlungen finden sich in Kapitel 8.

Einleitend diskutiert der Bericht die Ziele der räumlichen Steuerung (Kapitel 1). Eine stärkere Verlagerung des weiteren EE-Ausbaus von Nord- nach Süddeutschland ist erklärtes Ziel der Bundesregierung (siehe CDU, CSU, SPD 2018 und Klimakabinett 2019). Kurz- bis mittelfristig soll dies dazu beitragen, Engpässe im Übertragungsnetz und die damit verbundene Abregelung von erneuerbaren Energien nicht weiter zu verschärfen. Zur Reduzierung der Netzengpässe ist es volkswirtschaftlich sinnvoll, den Ausbau des Übertragungsnetzes voranzutreiben. Die durch die Dauer der Umsetzung und weitere Verzögerungen des Netzausbaus entstehenden Engpasskosten sollen jedoch reduziert werden, indem Standorte im Süden bereits jetzt verstärkt entwickelt werden (Consentec et al., 2017).

Ein deutschlandweiter Zubau von erneuerbaren Energien wird auch von den Bundesländern gefordert (Bundesrat 2015). So haben sich die Bundesländer eigene Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien gesetzt. Sie wollen deren Erreichung sicherstellen und regionale Wertschöpfung ermöglichen. Ein kontinuierlicher Ausbau in allen Regionen kann außerdem das Erreichen der Erneuerbaren-Energien-Ziele vereinfachen. Die diskutierten Instrumente können Signale an Projektierer senden, die Projektplanung auch an weniger attraktiven Standorten (wieder) aufzunehmen und voranzutreiben, und an Behörden, die Flächenausweisung in allen Regionen kontinuierlich zu verfolgen und gegebenenfalls auch zu beschleunigen. Aus den Zielen leitet sich die in Abschnitt 2.3 dargestellte qualitative Bewertung ab.

Die Steuerungsinstrumente unterscheiden sich grundsätzlich zwischen einer Mengen- und einer Preissteuerung, wie Kapitel 2 darstellt (siehe insbesondere Abschnitt 2.1). Bei einer Mengensteuerung werden klare Mengenvorgaben gesetzt, z. B. durch eine regionale Mindestquote in den Ausschreibungen. Eine Preissteuerung beeinflusst die Kosten eines Projektes oder die Vergütungshöhe und damit die Wettbewerbsfähigkeit. Preissteuernde Instrumente können zahlungswirksam oder zahlungsunwirksam ausgestaltet sein. Zahlungswirksame Instrumente verursachen Kosten bei den Bietern oder nehmen Einfluss auf deren Vergütung. Bieter müssen diesen Effekt somit in ihre Gebote einpreisen. Zahlungsunwirksame Instrumente wirken sich über einen Bonus oder Malus auf die Reihung der Gebote im Zuschlagsverfahren aus. Insbesondere in Situationen mit geringem Wettbewerb kann der Bonus oder Malus jedoch ebenfalls von den Bietern eingepreist und indirekt zu höheren Gebotswerten führen. Die Instrumente können entweder mit Bezug auf die installierte Leistung, das heißt in kW, oder mit Bezug auf die Energiemenge, das heißt in kWh, definiert werden.

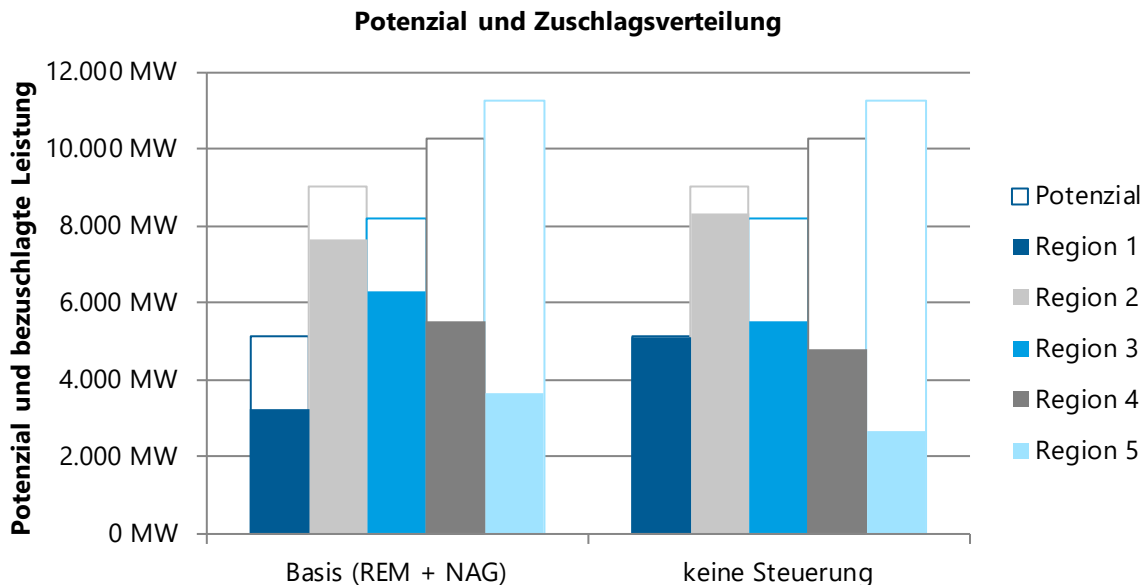
Zusätzlich unterscheiden sich Instrumente hinsichtlich der räumlichen Auflösung. Die größte Auflösung definiert (bundesländerübergreifende) Regionen. Andere Instrumente wirken auf einzelne Landkreise oder Netzgebiete. Die feinste Auflösung ist eine standortspezifische Betrachtung. Die in Regionen einheitlich wirkenden Instrumente reizen eine überregionale Steuerung des EE-Zubaus an. Die standortspezifischen Instrumente reizen den Zubau verstärkt an Standorten an, die bestimmte Kriterien erfüllen. Dies kann sowohl zu einer innerregionalen als auch zu einer überregionalen Verlagerung führen.



Die Steuerungswirkung neuer und bestehender Instrumente für die Windenergie an Land wird im Gutachten modelliert und miteinander verglichen. Das hierzu entwickelte Modell wird in Abschnitt 2.2 beschrieben. Es berechnet die Zuschlagswahrscheinlichkeiten für fünf ausgewählte Regionen, welche zusammen das Bundesgebiet abdecken. Das Modell beinhaltet eine Vielzahl an Eingangsparametern, wie die ausgewiesene Flächenkulisse einer Region (siehe Navigant und FN IEE (2019)), die Windhöflichkeit, die Anlagentechnologien und deren Kosten. Aus den Eingangsparametern wird eine theoretische Projektpipeline für den Zubau bis 2025 abgeleitet. Alle Projekte müssen sich dabei im Wettbewerb um die Ausschreibungsvolumina durchsetzen. Das Modell minimiert die Gebotswerte, in dem es die verfügbaren Standorte und Technologien unter den gegebenen Rahmenbedingungen optimal kombiniert. Im Ergebnis zeigt das Modell die unter der definierten Projektpipeline entstehende regionale Verteilung der Zuschläge sowie den Einfluss des resultierenden Zubaus auf den Energieertrag und die Förderkosten. Strategisches Bieterverhalten und Einflüsse durch das Einspeisemanagement werden im Modell nicht berücksichtigt.

Im EEG existieren bereits vier Instrumente, die die regionale Verteilung der Zuschläge beeinflussen können. Sie werden in Kapitel 3 beschrieben und quantifiziert. Das Referenzertragsmodell (REM) in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land hat das Ziel, einen deutschlandweiten Zubau von Windenergieanlagen an Land zu fördern und gleichzeitig Renditen zu begrenzen. Hierzu werden die Gebote mit Hilfe von Korrekturfaktoren auf einen fiktiven Referenzstandort normiert. Wettbewerbsnachteile windschwächerer Standorte werden dadurch anteilig ausgeglichen. Das Netzausbauggebiet (NAG) soll den Zubau im Norden temporär beschränken, um bestehende Netzengpässe nicht weiter zu verschärfen. Es ist ein mengenbasiertes Instrument mit einer Maximalquote für die Zuschlagsmengen innerhalb des NAG. Die differenzierten Höchstpreise in den gemeinsamen Ausschreibungen von Solaranlagen und Windenergie an Land sollen sicherstellen, dass Betreiber an guten Windenergiestandorten trotz des Verzichts auf das Referenzertragsmodell in diesen Ausschreibungen keine überhöhten Renditen erwirtschaften. Hierzu hat der Gesetzgeber drei Höchstwerte-Gebiete mit ansteigenden Höchstwerten von Nord nach Süd definiert. Die Verteilernetzkomponente (VNK) in den gemeinsamen Ausschreibungen hat das Ziel, die Kosten des potenziellen Verteilernetzausbaus zu internalisieren und damit den EE-Zubau tendenziell in Regionen mit keinem oder geringem Verteilernetzausbaubedarf zu verschieben. Die VNK ist ein zahlungsunwirksames, preisbasiertes Instrument, mit dem die Reihung der Gebote vor dem Zuschlag beeinflusst wird. Die Höhe des Malus ist technologie- und landkreisspezifisch.

Die Ergebnisse der Modellierung (siehe Abschnitt 3.2) zeigen, dass ohne Steuerungsinstrumente der Zubau im Norden (Region 1) im Wesentlichen durch das eingeschränkte Flächenpotenzial begrenzt wird, d. h. das gesamte vorhandene Ausbaupotenzial wird vollständig bezuschlagt. Die bestehenden Instrumente hingegen führen bereits zu einer Steuerung: Das REM führt zu einer deutlichen Verschiebung des Zubaus in den Süden (hier Region 5). Das NAG entfaltet keine zusätzliche Steuerungswirkung, wenn es parallel zum REM eingesetzt wird (siehe hierzu Abschnitt 3.1.2). Existiert nur das NAG, so begrenzt es den Zubau in Region 1, verschiebt diesen aber nicht in den Süden Deutschlands, sondern tendenziell eher unmittelbar hinter die festgelegte Grenze des NAGs.



**Abbildung 1: Ergebnisse. Verteilung der Zuschläge und des Potenzials im Basisszenario und ohne Steuerung**

Neue Instrumente werden in Kapitel 4 eingeführt, quantifiziert und bewertet. Die Vorschläge für neue Instrumente zur regionalen Steuerung lassen sich anhand ihrer Ziele in drei Gruppen einteilen. Die betrachteten Instrumente **Südquote**, **Netzkomponente** und **Quotierte Netzkomponente** haben das Ziel einer überregionalen Verlagerung in den Süden Deutschlands. Die Instrumente trennen die südliche Region vom Rest der Bundesrepublik ab. Die Südquote nutzt einen mengenbasierten Steuerungsmechanismus. Eine Mindestmenge der Projekte im Süden ist damit vor dem Wettbewerb mit weiter nördlich gelegenen Standorten geschützt. Die Netzkomponente ist ein nicht zahlungswirksames, preisbasiertes Instrument. Gebote im Süden Deutschlands erhalten einen Bonus bei den Ausschreibungen. Die Quotierte Netzkomponente kombiniert die Konzepte der Südquote und Netzkomponente. Bis zu einem vorher festgelegten Gesamtvolumen erhalten die günstigsten Gebote im Süden einen Bonus.

Die **erweiterte Verteilnetzkomponente** unterscheidet sich von der bestehenden Verteilnetzkomponente, indem sie Regionen auf Basis von Umspannwerken in der Hochspannung definiert, anstatt nach Landkreisen zu unterscheiden und die Höhe des Malus anhand des tatsächlichen Ausbaustand des Netzes berechnet. Für jedes Umspannwerkgebiet (UW-Gebiet) wird ein Malus oder Bonus abgeschätzt, der die Netzausbaukosten abbilden soll, aber nicht zahlungswirksam ist. Der **Baukostenzuschuss** stellt Erzeugungsanlagen die Kosten für den von ihnen verursachten Netzausbau in Rechnung und ist damit zahlungswirksam. Beide Instrumente haben das Ziel, die Kosten des Verteilnetzausbaus einzupreisen. Die regionale Auflösung der Instrumente ist deutlich höher als bei Instrumenten der ersten Gruppe. Für jedes UW-Gebiet in der Hochspannung werden die Netzausbaukosten abgeschätzt. Die Instrumente sind preissteuernd.

Das Ziel des REM an sich ist es, den deutschlandweiten Windenergieausbau zu fördern. Die **Ausweitung des REM** auf Standorte unter 70 %-Standortgüte verstärkt den Effekt und fördert zusätzlich deutlich ertragschwächere Standorte. In dieser Ausgestaltungsvariante wäre das REM weiterhin standortspezifisch und wiese damit die höchste räumliche Auflösung aller Instrumente auf. Das REM ist ein preissteuerndes Instrument.

In Kapitel 7 erfolgt ein übergreifender Vergleich der neuen Instrumente im Vergleich zum Status Quo. Eine Nord-Süd-Verlagerung wird am effektivsten durch eine Südquote erreicht. Als mengenbasiertes Steuerungsinstrument tritt die Steuerungswirkung am verlässlichsten ein und zwar unabhängig

von Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten. Werden – wie im Modell erfolgt – 20 % der Ausschreibungsmenge für die südlichste Region reserviert, so steigt der Zubau im Süden bis 2025 um ca. 1,6 GW gegenüber dem Basisfall an, unabhängig davon, ob ein Referenzertragsmodell zusätzlich existiert oder nicht. Wird hingegen eine Netzkostenkomponente von 0,3 Cent/kWh eingeführt, so variiert der zusätzliche Zubau gegenüber dem Basisfall in der südlichsten Region zwischen ca. 400 kW (ohne REM) und 2,8 GW (mit REM). Die Quote stellt allerdings einen harten Eingriff in den Markt dar. Insbesondere besteht das Risiko, dass sich Bieter bei niedriger Liquidität im Süden weiterhin am Höchstpreis orientieren, auch wenn deutschlandweit wieder Wettbewerb herrschen würde.

Wird eine Nord-Süd-Verschiebung netzseitig begründet und können die Netzkosten einigermaßen verlässlich abgeschätzt werden, so kann ein Südbonus die Systemkosten besser internalisieren und die Wettbewerbsbedingungen für den Süden zwar verbessern, die Liquidität aber nicht einschränken. Als preisbasiertes Instrument kann eine Netzkostenkomponente die Verlässlichkeit der Südquote jedoch nicht erreichen. Um die Steuerungswirkung zu erhöhen, müsste der Bonus erhöht werden. Dadurch und durch die Wechselwirkungen mit dem Referenzertragsmodell wird das System jedoch anfällig für eine Übersteuerung. Dieses Risiko kann durch eine quotierte Netzkostenkomponente aufgefangen werden.

Eine Verschiebung des Zubaus nach Süden kann ebenfalls durch eine Ausweitung des REM auf Standorte bis zu 60 %-Standortgüte angestrebt werden. 60 %-Standorte werden wettbewerbsfähig und damit für die Projektierung attraktiv, wenn die Korrekturfaktorenkurve entsprechend zwischen 60 % und 70 % Standortgüte angepasst wird. Da im Süden mehr Projekte mit niedriger Windhöufigkeit vorhanden sind, profitiert der Süden stärker von der Anpassung als der Norden. Im Süden sind etwa 85 % der Standorte schlechter als 70 %-Standortgüte. Im Modell führt eine Erweiterung zu einer zusätzlichen Bezuschlagung von ca. 1,1 GW im Süden bis 2025. Grundsätzlich würden von der Erweiterung auch Standorte mit niedrigerer Standortgüte in anderen Regionen profitieren. Somit ist die Steuerungswirkung nicht klar auf den Süden begrenzt und kann auch zu Verschiebungen von besseren zu schlechteren in einer Region oder von Süden nach Norden führen. Um die Steuerungswirkungen in den Süden zu verstärken und den nicht beabsichtigten Effekt der zusätzlichen Förderung von <70 %-Standorten in nördlichen Regionen einzuschränken, kann die Ausweitung der Korrekturfaktorenkurve auf den Süden begrenzt werden. Die Energieerträge würden dadurch im Modellfall insgesamt um gut 1 % sinken, die Förderkosten um ca. 3 % steigen. Die südlichere Region würde stärker profitieren und eine zusätzliche Bezuschlagung von ca. 1,3 GW gegenüber dem Basisfall erzielen. Gegenüber der Südquote hat das Referenzertragsmodell für den Süden grundsätzlich den Vorteil, dass auch innerhalb der südlichen Region ein verteilter Zubau wahrscheinlicher wird, da dort die Standortdifferenzierung für alle Projekte mit Standortgüte zwischen 60 % und 150 % wirkt. Nachteil gegenüber einer Quote ist die unsicherere Steuerungswirkung, da Süd-Projekte auch mit dem REM nur bezuschlagt werden, wenn sie niedrigere Gebote abgeben als Projekte aus anderen Regionen.

Die Instrumente zur Reduktion des Verteilnetzausbaubedarfs wurden hinsichtlich ihrer Steuerungswirkung nicht quantifiziert. Dazu wären Informationen über die Netzbeschaffenheit notwendig gewesen und das Modell müsste mindestens eine Steuerungswirkung zwischen verschiedenen Landkreisen abbilden können. Beides war im Rahmen des Vorhabens nicht vorgesehen. Gegenüber einer Situation ohne den Verteilnetzausbau adressierende Steuerungsinstrumente erscheint es allerdings wahrscheinlich, dass eine Verteilernetzkomponente in ihrer heutigen Form oder eine Erweiterung sowie ein Baukostenzuschuss eine Verlagerung des Zubaus theoretisch erreichen könnte. Um in der Praxis wirksam zu sein und Reduktion der Verteilnetzkosten zu bewirken, müssten die Instrumente allerdings die Netzsituation einerseits adäquat abbilden und andererseits ein transparentes, frühzeitiges und verlässliches Signal an Projektierer senden. Die von einigen Akteuren entwickelten Vorschläge, die im vorliegenden Gutachten bewertet wurden, werden dieser Herausforderung momentan noch nicht gerecht.

Um die Analysen zu vervollständigen, diskutiert Kapitel 5 die regionale Verteilung von **Photovoltaik-anlagen** sowie ausgewählte Instrumente zum Ausgleich der dargebotsabhängig unterschiedlich hohen spezifischen Anlagenenerträge. Die regionale Verteilung zwischen dem Dach- und dem Freiflächen-segment unterscheidet sich. Dachanlagen sind pro Kopf mit Blick auf die Flächenländer überdurchschnittlich in Süddeutschland vorzufinden, möglicherweise aufgrund der höheren Globalstrahlung und der höheren Kaufkraft im Süden. Aber auch soziale Aspekte und der Einfluss anderer PV-Installatio-

nen in der Nähe können die Wahrscheinlichkeit für Investitionen in Neuanlagen steigern. Darüber hinaus beeinflussen auch die Möglichkeiten zur Eigenversorgung die Installation von PV-Dachanlagen. Freiflächenanlagen sind hauptsächlich in Bayern und Ostdeutschland verortet. Für diese Verteilung ist als ausschlaggebender Faktor die Verfügbarkeit geeigneter Flächen im Rahmen der EEG-Flächenkulisse ursächlich.

Die betrachteten Steuerungsinstrumente (Globalstrahlungs- bzw. Volllaststundenmodell) adressieren die dargebotsabhängig unterschiedlich hohen Volllaststunden von PV-Anlagen. Da sich die Globalstrahlung in Deutschland in einem im Vergleich zur Windhöufigkeit relativ kleinen Bereich bewegt, sind die möglichen Ausgleichseffekte eher gering und werden von anderen Kostenparametern überlagert. Darüber hinaus ist im Dachanlagenbereich festzustellen, dass die Möglichkeiten zur Eigenversorgung den Einfluss der standortabhängigen Strahlungsbedingungen deutlich überlagern. Bei Freiflächenanlagen zeigt die bisherige regionale Verteilung der Anlagen, dass die im EEG zulässige Flächenkulisse und das dementsprechend in den Bundesländern verfügbare Flächenangebot ausschlaggebend sind für die regionale Verteilung.

## 1. EINLEITUNG

Eine räumliche Steuerung des Zubaus Erneuerbarer-Energien-Anlagen (EE) ist möglich, da diese aus kleineren Einheiten als konventionelle Kraftwerke bestehen und der Zubau laufend stattfindet. In der Vergangenheit wurde von einer expliziten Steuerung abgesehen, da langfristig der Netzausbau volkswirtschaftlich als effizienter angesehen worden ist<sup>1</sup>. Auch eine Steuerung durch den Strommarkt erfolgt nicht, da dieser von einer „Kupferplatte“ ausgeht und die Preise keine Informationen über den Ort der Erzeugung und des Verbrauchs beinhalten. EE werden demzufolge dort gebaut, wo Flächen verfügbar sind, keine rechtlichen Einschränkungen bestehen und die Standortgüte wettbewerbsfähig ist. Die Bedingungen für Windenergie an Land sind im Norden wesentlich besser als im Süden. Der Ausbau findet überwiegend dort statt.

Die Forderung nach einer regionalen Steuerung der Windenergie an Land besteht weiter. Auf der einen Seite stößt der geplante Ausbau der Übertragungsnetze vielerorts auf Ablehnung. Das führt zu umfangreichen und kostspieligen Planänderungen. Der Netzausbau wird dadurch verzögert, was zuletzt zu einem Anstieg des Redispatch- und Einspeisemanagementbedarfs und der damit einhergehenden Kosten für die Allgemeinheit einher ging. Obwohl ein gewisses Maß an Abregelung energiewirtschaftlich effizient sein kann, erfahren die Abregelungen politische hohe Aufmerksamkeit. Auf der anderen Seite kann eine temporäre räumliche Steuerung zu Wohlfahrtsgewinnen führen, wenn die Netzengpässe für einen Großteil der Laufzeit der EE-Anlagen bestehen, insbesondere wenn schlechtere Standorte im Süden mittel- bis langfristig ohnehin ausgebaut werden müssen, um die EE-Ziele zu erreichen (Consentec et al. 2017).

Für eine gleichmäßigere Verteilung des Zubaus setzen sich politisch auch die Bundesländer in Mittel- und Süddeutschland ein (Bundesrat 2015). Dahinter stehen verschiedene Gründe, wie der Beitrag zu länderspezifischen EE-Ausbau- bzw. Klimazielen, der Erhalt und Ausbau der regionalen Wertschöpfung, sowie die Vermeidung eines Fadenrisses im Zusammenhang mit der Raum- und Projektplanung.

Das Referenzertragsmodell (REM) war lange das einzige, nur indirekt wirkende Steuerungsinstrument. Es gleicht die Vergütungshöhen unterschiedlicher Standorte mithilfe eines Korrekturfaktors an: Standorte mit einem niedrigeren Ertrag („schlechte Standorte“) werden für jede erzeugte Kilowattstunde höher vergütet als Standorte mit einem höheren Ertrag („gute Standorte“). Die Anpassung erlaubte einen wirtschaftlichen Betrieb auch an weniger windhöffigen Standorten. In den Ausschreibungen führen die Korrekturfaktoren weiterhin zu einer Annäherung der Wettbewerbsbedingungen. Der Wettbewerb wird intensiviert, Renditen von guten Standorten teilweise abgeschöpft. Die Kosten- und Ertragsvorteile der windhöffigeren Standorte bleiben jedoch grundsätzlich erhalten, sodass das REM allein langfristig einen über das gesamte Bundesgebiet verteilten Ausbau nicht garantieren können wird.

Mit der letzten großen Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 wurden erste explizite Instrumente zur räumlichen Steuerung eingeführt, die jedoch kaum Wirkung entfalten konnten. Im Norden Deutschlands wurde mit dem Netzausbaubereich ein maximaler Zubau von knapp 900 MW pro Jahr festgelegt. Dadurch sollte der Ausbau der Windenergie stärker in den Süden und damit hinter den Netzengpass im Übertragungsnetz verlagert werden. Zwischen Mai 2017 und August 2019 war es jedoch nur in zwei Ausschreibungsrunden zuschlagsrelevant und eine Zuschlagsverschiebung fand lediglich zwischen Landkreisen im Norden und Landkreisen unmittelbar südlich des Netzausbaubereichs statt. Die allgemeine Zuschlagsverteilung zeigt nach wie vor ein deutliches Übergewicht im Norden und Nord-Osten des Landes.

Bei der Interpretation der Ergebnisse muss die Sonderregelung für Bürgerenergiegesellschaften im Jahr 2017 und der niedrige bzw. mangelnde Wettbewerb in den Ausschreibungen seit Anfang 2018 berücksichtigt werden. Die Zuschläge für Bürgerenergiegesellschaften im Jahr 2017 wurden bisher kaum reali-

---

<sup>1</sup> Vgl. Diskussion und Arbeiten in den Vorhaben „Langfrist- und Klimaszenarien“, Ausschreibungsvorhaben, Zukunftswerkstatt

siert, das niedrige Projektangebot von Projekten mit Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG-Genehmigung) führte zu einem Einbruch des Windzubaues. Dadurch wird auch der Druck auf den Netzengpass reduziert, voraussichtlich aber nur vorübergehend.

Ziel dieses Berichtes ist es, Instrumente auszugestalten, mit denen eine räumliche Steuerung des Windenergie-Zubaues hervorgerufen werden kann, das heißt Erzeugungskapazitäten in den Süden verlagert werden können. Dabei wird angenommen, dass grundsätzlich Wettbewerb in den Ausschreibungen bestehen kann. Bei der Bewertung liegt trotzdem ein höheres Augenmerk auf der Verlässlichkeit der Instrumente, das heißt inwiefern sie Signale senden, die Projektplanung im Süden, die Entwicklung von Anlagen für Standortbedingungen im Süden und die Ausweisung von Flächen im Planungs- und Genehmigungsregime (wieder) aufzunehmen bzw. voranzutreiben. Der Bericht quantifiziert die Verschiebung und ermöglicht damit eine Aussage über die Wirksamkeit der Instrumente.

Der Bericht ist folgendermaßen strukturiert: Kapitel 2 stellt die grundsätzlich existierenden Steuerungsoptionen dar und führt in ihre Bewertung ein. Im Rahmen des Vorhabens wurde ein Modell zur Quantifizierung der Steuerungswirkung aufgebaut. Dessen Aufbau und Parameter werden in Abschnitt 2.2 eingeführt. Abschnitt 2.3 führt die qualitativen Bewertungskriterien ein. In einem ersten Schritt wird das Modell angewandt um im Kapitel 3 die bestehenden Instrumente der regionalen Steuerung in ihrer Wirkung zu beschreiben. Neue Instrumente werden dann in Kapitel 4 eingeführt. Darunter fallen

- eine Südquote (4.1),
- eine Netzkomponente (4.2),
- eine Quotierte Netzkomponente (4.3),
- eine erweiterte Verteilernetzkomponente (4.4),
- ein Baukostenzuschuss (4.5) und
- eine Absenkung des Referenzertragsmodells auf 60 %-Standorte sowie verschiedene Anpassungsvarianten des REM (4.6).

Kapitel 5 diskutiert knapp eine regionale Steuerung von Photovoltaikanlagen. Kapitel 6 diskutiert die Machbarkeit alternativer Instrumente, das heißt die Verwendung ansonsten aberegelter Strommengen. Kapitel 7 leitet Schlussfolgerungen ab, Kapitel 8 schließt mit Empfehlungen.

## 2. GRUNDSÄTZLICHE STEUERUNGSOPTIONEN UND IHRE BEWERTUNG

### 2.1 Grundsätzliche Steuerungsoptionen

Instrumente der regionalen Steuerung beeinflussen die Wettbewerbsfähigkeit von Anlagen oder direkt den Wettbewerb in der Ausschreibung. Die Zuschlagswahrscheinlichkeit für Anlagen an unerwünschten Standorten sinkt, die an erwünschten Anlagen steigt. Instrumente der regionalen Steuerung haben damit einen Einfluss auf die Investitionsentscheidung, regeln aber nicht den Einsatz einer Anlage nach der Investitionsentscheidung.

Grundsätzlich kann man zwischen einer Mengen- und einer Preissteuerung unterscheiden. Unter der Mengensteuerung werden solche Steuerungsmechanismen verstanden, die direkt Einfluss auf das für einzelne Regionen zur Verfügung stehende Volumen und damit die (Verteilung der) bezuschlagten Mengen haben. Die in der Ausschreibung genutzte Größe ist dabei die Kapazität bzw. Nennleistung der Anlagen und nicht die tatsächlich resultierende Strommenge. In den technologiespezifischen Ausschreibungen existiert das Netzausbaugebiet als Maximalquote (siehe 3.1.2). Die Preissteuerung beeinflusst die Wettbewerbsposition der Projekte durch eine Korrektur der Gebotswerte während der Reihung der Gebote in der Ausschreibung oder danach bei der Umrechnung der Gebotswerte in die anzulegenden Werte. In den gemeinsamen Ausschreibungen stellt die Verteilernetzkomponente einen Malus während der Reihung dar (siehe 3.1.3). In den technologiespezifischen Ausschreibungen findet das Referenztragsmodell Anwendung (siehe 3.1). Die differenzierten Höchstwerte sind eine stark abgeschwächte Form der Preissteuerung (siehe 3.1.4)<sup>2</sup> Auch die unterschiedlichen Höchstwerte, die in der technologieübergreifenden Ausschreibung angesetzt werden, sind ein Mittel, das unter die Vergütungssteuerung fällt.

#### 2.1.1 Mengensteuerung

##### Ausschreibungsmengen

Das erste und für die Ausschreibungen essenzielle Mittel zur Mengensteuerung ist das Ausschreibungsvolumen. Das Ausschreibungsvolumen ist im EEG 2017 im § 28 Abs. 1 definiert. Mit dem Energiesammelgesetz wurden Ende 2018 die Ausschreibungsvolumina um das Ausschreibungsvolumen der Sonderausschreibungen erhöht. Im Projekt werden sowohl der ursprüngliche Pfad (EEG 2017 Urfassung 23.000 MW bis 2025) als auch der erhöhte Pfad (EEG 2017 mit Sonderausschreibung 26.425 MW bis 2025) untersucht. Zudem sind zwei weitere Fälle definiert, in denen ein konstantes definiertes jährliches Volumen ausgeschrieben wird, welches nicht auf den tatsächlichen Regelungen des EEG basiert (jährlich 3,5 GW und jährlich 4 GW). Bei zunehmender Ausschreibungsmenge und gleichbleibenden Potenzialen werden zunehmend weniger wirtschaftliche Standorte bezuschlagt, bis kein weiteres Gebot mehr möglich ist.

##### Mindestmengen

Die Mindestquote kann für bestimmte Regionen definiert werden. Eine Mindestquote für eine bestimmte Region liegt im EEG bisher nicht als Regelung vor (keine Mindestquote). Als mögliches Mittel zur regionalen Steuerung wird eine Mindestquote für den Süden Deutschlands diskutiert. Qualitativ wird diese im Bericht in Kapitel 4.1 diskutiert. Quantitativ im Modell unter Annahme einer Mindestquote von 20 % der Ausschreibungsmenge für den Süden (Region 5, siehe Definition der Regionen in Abschnitt 2.2.1) definiert.

---

<sup>2</sup> Eine weitere die Vergütung beeinflussende Steuerung ist die Anwendung des Einheitspreisverfahrens für BEG-Projekte. Diese wird im Folgenden jedoch nicht weiter betrachtet, da dies von der regionalen Verteilung unabhängig geschieht.

## **Maximalmengen**

Den Mindestmengen gegenüber stehen Maximalmengen, die für bestimmte Regionen definiert werden können. Diese deckeln die mögliche Zubaumenge in einem bestimmten Bereich auf einen fixen Anteil der Ausbaumenge. Das Netzausbauggebiet, welches im EEG 2017 in § 36c angelegt und in Abschnitt 2 der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV) definiert wird, stellt eine in Anwendung befindliche Mengensteuerung dar, die ein maximal in einem Gebiet zu bezuschlagendes Volumen definiert (siehe 3.1.2).

### **2.1.2 Preisbasierte Steuerung**

#### **Malus-/Bonus-Regelungen**

Malus-/Bonus-Regelungen können für die einzelnen Regionen definiert werden, um einen Anreiz oder ein Hemmnis für den Zubau in einer der Regionen zu schaffen. Durch einen Bonus oder Malus können die Bieter in der Ausschreibung ein reduziertes Gebot abgeben, oder müssen einen Aufschlag auf das Gebot ansetzen, um den gewünschten anzulegenden Wert zu erhalten. Dadurch wird die Reihung der Gebote verändert und die Wahrscheinlichkeit einen Zuschlag zu erhalten, sinkt für Projekte, die durch einen Malus betroffen sind, bzw. steigt für Projekte, die den Bonus bekommen. In der technologiespezifischen Ausschreibung gibt es zurzeit keine vergleichbare Regelung, in der gemeinsamen Ausschreibung für Windenergie an Land und Solar wird mit der Verteilnetzkomponente eine Malus-/Bonus-Regelung angewendet (siehe 3.1.3). Im Modell kann die Malus-/Bonus-Regelungen nur auf eine oder mehrere der definierten Regionen angewendet werden. Eine Anwendung der Verteilnetz-komponente ist daher nur im Mittel (Mittelwert über alle Verteilnetzkomponenten der Landkreise in einer Region) möglich und somit nicht repräsentativ.

#### **Referenzertragsmodell**

Das Referenzertragsmodell (siehe 3.1.1) wird seit der Einführung des EEG zur Standortdifferenzierung genutzt und wurde mit der Novelle zum Ausschreibungssystem neu definiert. Mittels der Standortgüte, die für jede Standort-Technologie-Kombination aus dem Energieertrag und dem Referenzertrag der genutzten Anlage berechnet wird, wird dem Projekt ein Korrekturfaktor zugeordnet. Der Korrekturfaktor bestimmt, welcher anzulegende Wert aus einem bezuschlagten Gebot resultiert. Im Modell kann das Referenzertragsmodell in der heute genutzten Version angewendet werden, weiterhin kann der Verlauf der Korrekturfaktorenkurve angepasst werden oder auf die Nutzung des Referenzertragsmodells verzichtet werden. Eine Regionalisierung des REM ist zudem möglich, indem jeder Region ein unterschiedlicher Verlauf der Korrekturfaktoren zugeordnet wird.

## **2.2 Quantifizierung der Steuerungswirkung**

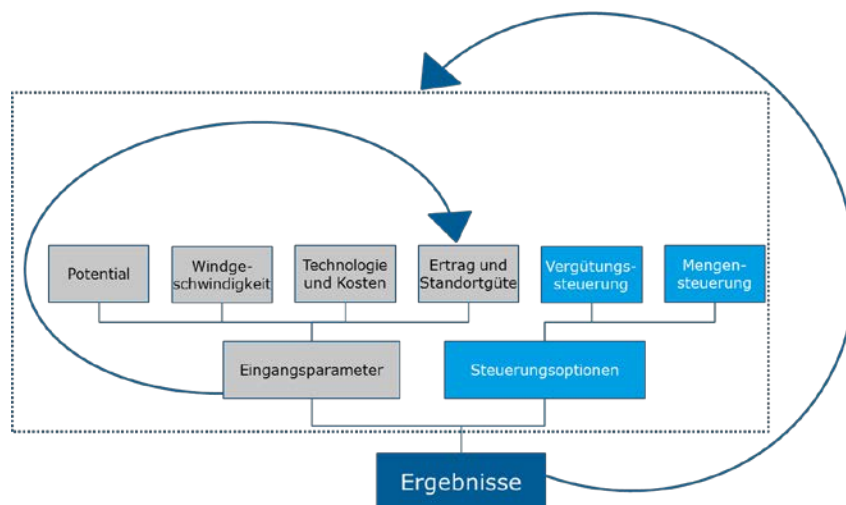
Zur quantitativen Analyse der Instrumente zur regionalen Steuerung wurde im Vorhaben ein Modell entwickelt. Das Modell dient der Bewertung von quantitativen Effekten gegenüber dem Status quo, die durch die Einführung neuer oder veränderter Instrumente hervorgerufen werden. Um diese Effekte zu bewerten, wurde zunächst ein Basisszenario erarbeitet, das den Status quo abbildet. Im Basisszenario werden die Steuerungsmechanismen entsprechend des EEG 2017 angesetzt. Änderungen des EEG, die während des Vorhabens in Kraft getreten sind, sind ebenfalls berücksichtigt.

In das Modell fließen eine Vielzahl an Eingangsparametern ein, die das vorhandene Potenzial, die Windhöffigkeit, die Technologie, die Kosten etc. beschreiben. Die Festlegung dieser Eingangsannahmen wurde soweit möglich auf vorhandene Datenbestände gestützt. Da jedoch eine Vorhersage der künftigen Entwicklungen erforderlich ist und die tatsächlichen projektspezifischen Verhältnisse oftmals erheblich von den statistischen Durchschnittswerten abweichen, unterliegen diese Eingangsannahmen einer großen Unsicherheit. Die Eingangsparameter werden in Abschnitt 2.2.2 ausführlich beschrieben. Um die Sensitivität darzustellen, wurden verschiedene Szenarien mit abweichenden Eingangsparametern berechnet, einige werden in den Ergebnissen (vgl. Abschnitt 3.3) dargestellt.



Weiterhin sind im Modell verschiedene Steuerungsoptionen angelegt, die die derzeit im EEG verankerten Regelungen sowie die zu prüfenden Mechanismen repräsentieren. Die Steuerungsoptionen werden in Kapitel 3 im Detail erläutert. Grundsätzlich wird im Tool zwischen mengen- und vergütungsbezogenen Mechanismen unterschieden. Während die mengenbezogenen Steuerungsmechanismen auf die bezuschlagten Mengen (insgesamt oder in bestimmten Regionen) wirken, haben die vergütungsbezogenen Mechanismen einen Effekt auf die Erlöse, die durch ein bezuschlagtes Projekt erzielt werden können.

In Abbildung 2 ist die Funktionsweise des Modells zur quantitativen Bewertung von Steuerungsmechanismen grob skizziert. Die Eingangsparameter werden durch die anliegende Steuerung unterschiedlich kombiniert und resultieren in einem für die jeweiligen Einstellung spezifischem Ergebnis. In der Gruppe der Eingangsparameter wurde mittels der EEG Bewegungsdaten eine Validierung (Pfeil) von Ertrag und Standortgüte vorgenommen. Das Gesamtergebnis wurde in einer Validierung mit den vorliegenden unter Wettbewerb entstandenen Ausschreibungsergebnissen abgeglichen.



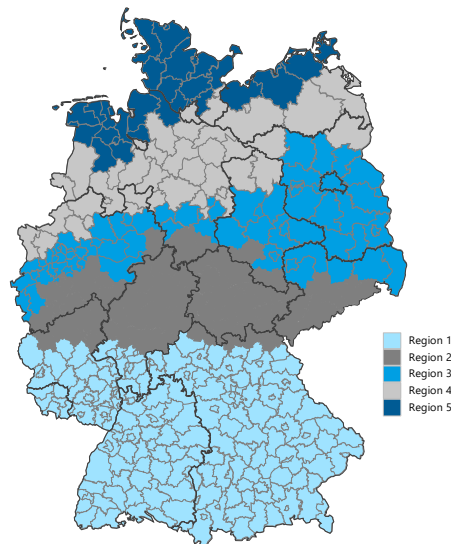
**Abbildung 2: Vereinfachte Skizze der Funktionsweise des Modells zur quantitativen Bewertung von Steuerungsmechanismen**

Durch die Eingangsparameter wird festgelegt, in welcher Region welches Potenzial (basierend auf der verfügbaren Fläche als Angabe in MW) vorliegt, welche Windgeschwindigkeiten dort jeweils herrschen, welche Technologien zur Verfügung stehen und welche Kosten anfallen. Aus den Angaben werden für sämtliche Standort- und Technologiekombinationen die Kosten je kWh ermittelt. Das Modell wählt aus allen Optionen diejenige aus, die sich aus wirtschaftlicher Sicht am vorteilhaftesten erweist. Daraufhin werden die im jeweiligen Szenario definierten vergütungsbezogenen Steuerungsoptionen herangezogen. Für jede Standort- und Technologieoption wird der erzielbare Erlös je kWh ermittelt und den Kosten je kWh gegenübergestellt. Da die Kosten die Erlöse auch übersteigen können: Die Auswahl fällt auf die Standort-/Technologiekombination **mit der größten Gewinnerwartung (Erlöse minus Kosten)**. Im nächsten Schritt wird im Modell ermittelt, welches Gebot für die ausgewählte Technologie abgegeben werden muss. Aus allen ermittelten Geboten wird eine Reihung durch das Modell erzeugt und unter Berücksichtigung von Mengenregulierungen (Ausschreibungsvolumen, Mindest- oder Maximalgrenzen) werden theoretische Zuschläge verteilt, die den Regionen zugeordnet werden können.

### 2.2.1 Regionendefinition

Die quantitative Analyse berücksichtigt die bundesdeutsche Gesamtfläche unterteilt in fünf unterschiedliche Regionen. Die Regionen verlaufen entlang von Landkreisgrenzen. Die Definition wurde dabei teilweise anhand bestehender Regionendefinitionen ausgerichtet. Im EEG 2017 ist einerseits das Netzausbaugebiet im Norden festgelegt, zum anderen teilen die Höchstwertgebiete der technologieübergreifenden Ausschreibung das Land in drei Regionen. Die ausschließliche Nutzung dieser bereits bestehenden

Regionsgrenzen ist für das Vorhaben nicht geeignet, da eine unverhältnismäßig große Südzone vorliegen würde und der Norden in sehr kleine Regionen zerteilt würde. Daher wurde in Rücksprache mit der Auftraggeberin eine Mischlösung entwickelt, bei der das Netzausbaugebiet vernachlässigt, die Höchstwertgebiete (größtenteils) berücksichtigt und zwei zusätzliche Trennungen der Höchstwertgebiete 2 und 3 jeweils in einen nördlichen und einen südlichen Teil vollzogen werden. In Abbildung 3 ist die Lage der Regionen dargestellt.



**Abbildung 3: Einteilung der fünf betrachteten Regionen**

Die Abgrenzung zwischen den Regionen 1 und 2, sowie 3 und 4 erfolgt angelehnt an die Höchstwertgebiete der gemeinsamen Ausschreibungen von Wind und PV. Die Definition der Höchstwertgebiete erfolgte auf Basis von Verwaltungsgrenzen (Landkreise und kreisfreie Städte), die übergeordnet als ausreichend differenziert erachtet wurden. Aufgrund von Analysen zu durchschnittlichen Nabenhöhen erfolgte die Zonierung basierend auf der mittleren Windgeschwindigkeit in 140 m Höhe. Standorte mit einer Windgeschwindigkeit von unter 5 m/s in 140 m Höhe werden voraussichtlich nicht für Windenergieplanungen genutzt und daher nicht näher betrachtet. Auf dieser Basis ergibt sich ein Windgeschwindigkeitsspektrum von 5-8,5 m/s in den Landkreisen und kreisfreien Städten. Daraus resultieren drei Höchstwertgebiete mit folgenden Windgeschwindigkeitsbereichen:

- Höchstwertgebiet 1: 7,5 bis 8,5 m/s
- Höchstwertgebiet 2: 6,5 bis < 7,5 m/s
- Höchstwertgebiet 3: < 6,5 m/s

Um zusammenhängende Flächen für die Betrachtung der Zubauverteilung im Modell zu schaffen, wurden der Halle/Saale und Mittelsachsen entgegen der Festlegung der Höchstwertgebiete der jeweils anderen Region zugeordnet.

Zusätzlich wurden die HWG 2 und HWG 3 jeweils in einen nördlichen und einen südlichen Teil getrennt. Die Trennung der HWG 2 beruht dabei auf einer stärkeren Ausdifferenzierung in Abhängigkeit des Windpotenzials in der Region auf Basis der Ergebnisse des Atlas-Vorhabens von anemos aus 2016, auf dem auch die ursprüngliche Definition der Höchstwertgebiete basiert. Das Höchstwertgebiet 2 wird dabei in mittlere Windgeschwindigkeiten von unter und über etwa 7 m/s geteilt. Bei Grenzfällen wurde zugunsten eines stimmigen Verlaufes der Grenze zwischen den Regionen entschieden.

- Höchstwertgebiet 2: 6,5 bis < 7,5 m/s
  - Region 2: > ca. 7 m/s

- Region 3: < ca. 7 m/s

Die Definition der Südregion im Vorhaben entspricht dem Diskussionsstand, der im Februar 2018 mit dem Auftraggeber als Grundlage für die Berechnungen im Modell festgelegt wurde. Es ist darauf hinzuweisen, dass dies nicht der im Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes [Bundesregierung 2020] definierten Südregion entspricht. Die Region 5 umfasst zusätzlich zu den als Südregion im Gesetzesentwurf definierten Flächen die folgenden Kreise und kreisfreien Städte: Stadt Rosenheim, Bad Kissingen, Kulmbach, Lichtenfels, Frankfurt am Main, Main-Taunus-Kreis, Offenbach am Main, Rheingau-Taunus-Kreis, Wiesbaden und Cochem-Zell.

**Tabelle 1: Übersicht über die fünf betrachteten Regionen**

	Region	Definition	Flächen in km <sup>2</sup>	Anteil an der Gesamtfläche
	Region 1	Höchstwertgebiet 1	35.315 km <sup>2</sup>	10 %
	Region 2	Nördlicher Teil des Höchstwertgebiets 2 / Grenzverlauf im Süden angelehnt an mittlere Windgeschwindigkeit	63.338 km <sup>2</sup>	18 %
	Region 3	Südlicher Teil des Höchstwertgebiets 2 ohne Mittelsachsen und zuzüglich Halle/Saale	69.035 km <sup>2</sup>	19 %
	Region 4	Nördlicher Teil des Höchstwertgebiets 3 ohne Halle/Saale und zuzüglich Mittelsachsen, Abgrenzung im Süden durch Main-Linie 2.0	65.454 km <sup>2</sup>	18 %
	Region 5	Südregion: Südlicher Teil des Höchstwertgebiets 3, Landkreise südlich der Mainlinie 2.0, diskutierter Ansatz Stand 2018	124.260 km <sup>2</sup>	35 %

## 2.2.2 Eingangsparameter

Die wichtigsten Eingangsparameter für das Modell sind das Potenzial je Region, die Windgeschwindigkeit sowie die verfügbare Technologie und die Kosten. Aus diesen genannten Parametern resultieren die Energieerträge, die mit einer gewählten Technologie erzielt werden können sowie die Kosten, die je kWh entstehen. Die Ergebnisse werden mittels eines Abgleichs mit den von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) veröffentlichenden Bewegungsdaten bestehender Windenergieanlagen abgeglichen und entsprechend der erfassten Werte korrigiert.

Deutlich gemacht werden muss, dass für alle Eingangsparameter pauschalisierte Annahmen getroffen werden. Eine Abdeckung der gesamten Bandbreite der in der Realität auftretenden projektspezifischen Gegebenheiten ist nicht möglich. Um ein gewisses Maß an projektspezifischen Unterschieden abzubilden, werden verschiedenen Potenzialen unterschiedliche Faktoren zugeordnet. Die Faktoren wirken senkend oder steigernd auf die Kosten je Kilowattstunde und simulieren so ein mehr oder weniger kosteneffizientes Projekt. Somit liegt für einen Teil des Potenzials eine Abweichung vom Mittelwert vor.

### 2.2.2.1 Flächenpotenzial

Der erste festzulegende Eingangsparameter für die quantitative Analyse der Steuermechanismen ist das zur Verfügung stehende Flächenpotenzial. Die Annahme ist von entscheidender Bedeutung für die Ergebnisse der quantitativen Analyse. Abhängig davon, wo Potenziale für den Ausbau von Windenergie

festgestellt werden bzw. tatsächlich vorhanden sind und genutzt werden können, wird der spätere Ausbau stark beeinflusst. Sind keine Potenziale in einer Region vorhanden, kann auch durch einen Fördermechanismus, der die Entwicklung in eben dieser Region stärken soll, kein Zubau erzielt werden. Indirekte Effekte, wie z. B. ein verstärkter Druck auf Planungsbehörden, Potenziale zu schaffen, werden über die quantitative Betrachtung nicht abgedeckt, werden aber in der qualitativen Bewertung berücksichtigt.

Aktuell ist eine vergleichbare Situation im Markt zu beobachten: durch geringe Beteiligung an der Ausschreibung erhalten alle Anlagen einen Zuschlag, solange sich die Gebote innerhalb der vorgegebenen Höchstgrenzen bewegen. Wenige Zuschläge in einer bestimmten Region weisen nicht darauf hin, dass die Standortdifferenzierung des EEG nicht funktioniert, sondern dass in der jeweiligen Region kein Projekt ein Gebot abgegeben hat.

Für die Festlegung der Potenziale im quantitativen Tool wird auf die modifizierten Ergebnisse des UBA-Vorhabens „Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land“ von Navigant und dem Fraunhofer IEE (NAVIGANT UND FN IEE 2019) zurückgegriffen. Berücksichtigt wurde dabei der Anlagenbestand der Ende 2017. Die ausgewiesenen Flächen weisen auch etwa den Status Ende 2017 auf, in einigen Fällen wurden jedoch aktuellere Entwürfe berücksichtigt (vgl. NAVIGANT UND FN IEE 2019).

Zur Festlegung des Potenzials wurden folgende Annahmen getroffen:

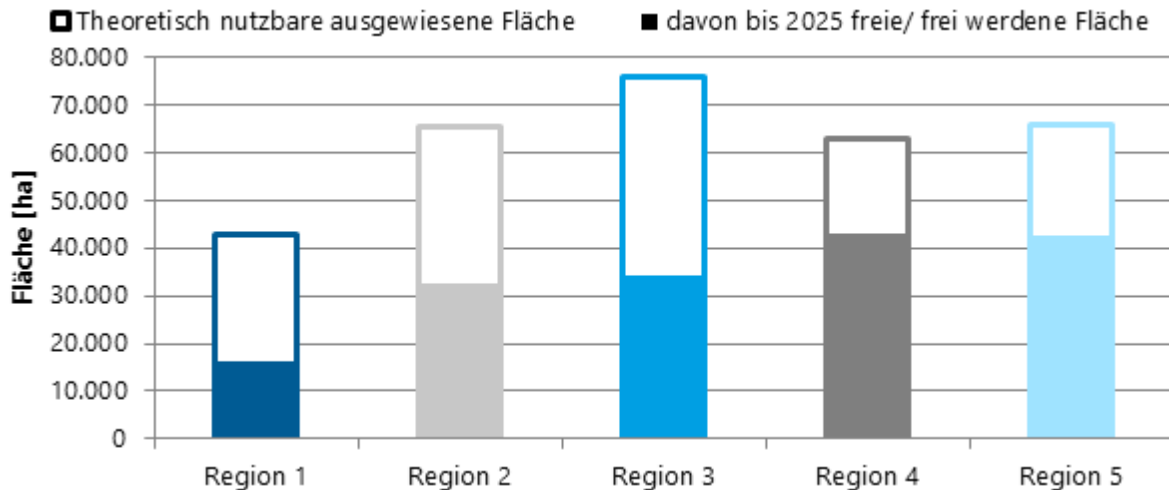
- Das angenommene Rückbaualter von Bestandsanlagen beträgt 20 Jahre<sup>3</sup>.
- Das Potenzial beinhaltet nahezu alle auf Ebene der Regionalplanung ausgewiesenen und im Entwurf befindlichen Flächen für die Windenergie an Land zum Stand Ende 2017 sowie einige Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung. Mögliche Veränderungen der RROP-Entwürfe nach dem Stichtag wurden nicht berücksichtigt.
- Von NAVIGANT UND FN IEE 2019 abweichende Technologieannahmen (Rotordurchmesser von 118 m bis 139 m) und Abstandsannahmen (4D in Hauptwindrichtung und 3D in Nebenwindrichtung)
- Möglicherweise vorliegende flächenspezifische Zubaubeschränkungen (wie beispielsweise Höhenbegrenzungen) von ausgewiesenen Flächen wurden nicht berücksichtigt.
- Es erfolgt keine Differenzierung hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit der Flächen innerhalb des Betrachtungszeitraums. Alle Flächen stehen im Modell sofort zur Verfügung, unabhängig von dem Entwurfsstand der Flächenplanung und dem Status der Bestandsanlagen, die bis Ende 2025 20 Betriebsjahre erreichen.
- Keine Berücksichtigung zusätzlicher potenzieller Flächen bei fehlender Ausweisung/nicht mehr rechtskräftigen Flächen.

Es wurden unter diesen Annahmen insgesamt 345.188 ha ausgewiesene Flächen für die Windenergie identifiziert, von denen bis Ende 2025 theoretisch 192.723 ha für neue Projekte oder Repowering-Vorhaben zur Verfügung stehen. In Bayern gilt jedoch die 10 H-Regelung, die den Windenergiezubaue in vielen Gebieten ausschließt. Für die quantitative Analyse wurde somit im Folgenden aufgrund der Anwendung der 10 H-Regelung ein 2.000 m Puffer um Wohnbebauung<sup>4</sup> in Bayern berücksichtigt. Dies betrifft die Regionen 4 und 5, in denen 6 % (ca. 3.700 ha in Region 4) bzw. 30 % (ca. 28.350 ha in Region 5) der ausgewiesenen Flächen nicht mehr für den Windenergiezubaue zur Verfügung stehen. Die somit theoretisch nutzbaren ausgewiesenen Flächen reduzieren sich auf insgesamt 313.141 ha, von denen 168.404 ha frei sind oder bei Rückbau der 20 Jahre alten Anlagen bis Ende 2025 frei werden. Die Fläche von 168.404 ha wird im Modell für das Basisszenario zugrunde gelegt. Als alternatives Szenario wird die 10 H-Regelung in Bayern vernachlässigt. In Abbildung 4 ist das für das Basisszenario im Modell berücksichtigte

<sup>3</sup> Für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme von 2000 wird Ende 2021 als Rückbauzeitpunkt angesetzt.

<sup>4</sup> Entsprechend des Layers Wohnbebauung im Digitalen Basis-Landschaftsmodell (Basis-DBL) Stand 2016

sichtige Flächenpotenzial nach Regionen aufgezeigt. Die aktuell im Eckpunktepapier zum Klimapakt angekündigte und sich derzeit in Diskussion befindliche Einführung eines 1.000-Meter Abstandes zur Wohnbebauung wurde im Modell nicht betrachtet und ist derzeit aufgrund der unklaren Ausgestaltung auch nicht möglich. Eine erhebliche Reduktion des Potenzials hätte zu Folge, dass eine Bezuschlagung aller Anlagen erfolgt. Eine Bewertung der Funktionsweise von Steuerungsmaßnahmen ist somit nicht möglich.



(Datenbasis: IEE)

**Abbildung 4: Im Modell berücksichtigtes Flächenpotenzial für das Basisszenario**

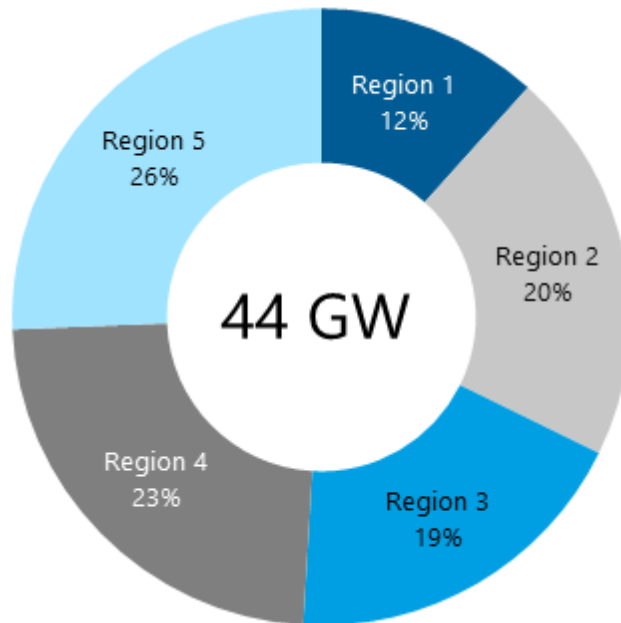
Für die Einbindung in das Modell wird vereinfachend das Potenzial in MW ermittelt, das den Flächen zugeordnet ist. Dies wurde ebenfalls im Rahmen des UBA-Vorhabens „Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land“ ermittelt. Bei der Ermittlung wurde jeweils eine Anlage mit 3,5 MW Leistung und einem Rotordurchmesser von 118 m bis 139 m angenommen. Die Abstände zwischen den Anlagen wurden mit 4D (viermal der Rotor-durchmesser der verwendeten Anlagentypen) in Hauptwindrichtung und 3D in Nebenwindrichtung relativ eng festgelegt<sup>5</sup>. Es ergibt sich somit für die bis 2025 freie/ freiwerdende theoretisch nutzbare ausgewiesene Fläche unter den angesetzten Annahmen zu Technologie und Bebauungsdichte ein Leistungspotenzial von 58 GW.

Da nicht davon ausgegangen werden kann, dass auf allen Flächen eine vollständige Realisierung des Potenzials möglich sein wird, wurde in Rücksprache mit dem Auftraggeber eine Nicht-Realisierungsquote von 25 % eingeführt. Diese repräsentiert zum Beispiel Flächen, die aus naturschutzfachlichen Gründen später im Verfahren wegfallen, die beklagt und somit verzögert genutzt werden oder auf denen die Altanlagen über 20 Jahre hinaus betrieben werden. Vielfältige weitere Gründe sind denkbar und die jeweilige Annahme beeinflusst das Ergebnis.

Das angenommene Leistungspotenzial im Modell beläuft sich somit auf 44 GW, die Verteilung auf die Regionen ist in Abbildung 5 dargestellt. Zwölf Prozent des angenommenen Leistungspotenzials bis 2025 entfallen auf Region 1, 20 % auf Region 2, 19 % auf Region 3, 23 % auf Region 4 und 26 % auf Region 5. Im Verhältnis zu der Gesamtgröße der fünf Regionen (vgl. Tabelle 1) ist insbesondere in Region 5 ein verhältnismäßig geringes Potenzial festgestellt worden. Dies ist einerseits auf die Anwendung der 10 H-

<sup>5</sup> Die Annahmen weichen von den zugrunde gelegten Annahmen in NAVIGANT UND FN IEE 2019 ab. Der enge Anlagenabstand wurde gewählt, um ein ausreichendes Potenzial zur Modellierung der Effekte verschiedener Instrumente zu haben.

Regelung in Bayern zurückzuführen, die zu einer erheblichen Flächenpotenzialreduktion<sup>6</sup> führt, andererseits wurde die Errichtung von Anlagen mit geringerer spezifischen Flächenleistung im Süden angenommen, wodurch der Flächenbedarf je MW steigt.



(Datenbasis: IEE)

Abbildung 5: Verteilung des angenommenen Leistungspotenzial im Modell auf die Regionen

### 2.2.2.2 Windgeschwindigkeit

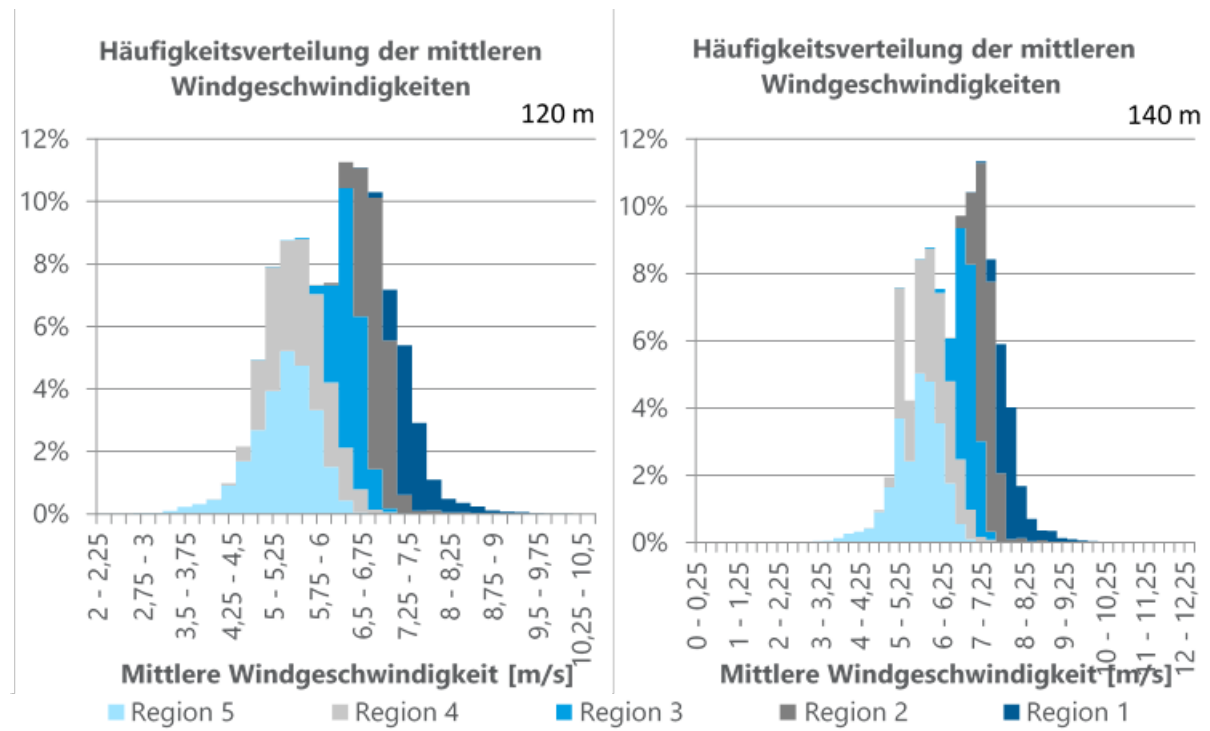
Nachdem festgelegt wurde, wie viel Leistungspotenzial in den einzelnen Regionen zur Verfügung steht, ist zu definieren, welche Windgeschwindigkeiten an den Standorten vorliegen. Dabei ist auch von Bedeutung, welche Nabenhöhe betrachtet wird, da die jeweils ausgewählte Technologie eine entsprechende Nabenhöhe haben muss.

Abhängig davon, welche Annahmen für die Windgeschwindigkeiten in den einzelnen Regionen getroffen werden, können die Ergebnisse im Modell erheblich beeinflusst werden. Je höher die Windgeschwindigkeit insgesamt ist, desto höher sind die Energieerträge und desto niedriger sind Kosten und Gebote. Je stärker die Unterschiede hinsichtlich der Windgeschwindigkeiten zwischen den Regionen sind, desto stärker weichen die erzielten Energieerträge (bei gleicher gewählter Technologie) in den Regionen voneinander ab. Eine Beurteilung, welche Winddaten die Realität am besten abbilden, überschreitet den Umfang des vorliegenden Projekts.

Für die Zuordnung der Windgeschwindigkeiten in den Regionen wurden landkreisscharfe Häufigkeitsverteilungen von Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhen von 120 und 140 m zugrunde gelegt, die im Rahmen der Festsetzung der Höchstwertgebiete (DWG 2017) von anemos (2017) zur Verfügung gestellt und vom BMWi zur Nutzung im Modell freigegeben wurden. Eine direkte Verschneidung der ausgewiesenen Flächen mit den Winddaten ist im Rahmen des Vorhabens zur regionalen Steuerung nicht möglich, da die GIS-Daten zu den Flächen nicht vorliegen. Vereinfachend wird deshalb die jeweilige Häufigkeitsverteilung jedes Langkreises nach dem Potenzial gewichtet und somit zu einer Gesamt-Häufigkeitsverteilung für die Region zusammengeführt. Dies entspricht der Annahme, dass die Windhöufigkeit der Flächen innerhalb eines Landkreises der Windhöufigkeit der Verteilung der Häufigkeiten des gesamten

<sup>6</sup> Ohne die Berücksichtigung von 10 H in Bayern verändert sich die Leistungspotenzialverteilung wie folgt: Region 1: 10% | Region 2: 18% | Region 3: 17% | Region 4: 22% | Region 5: 33%.

Landkreises entspricht. Es ergeben sich damit für die fünf Regionen die folgenden Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten in 120 m und 140 m Nabenhöhe.



**Abbildung 6: Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten in 120 m und 140 m Nabenhöhe in den fünf Regionen**

Da die ausgewiesenen Flächen für die Windenergienutzung in Bereichen liegen sollten, in denen nicht unverhältnismäßig schlechte Windverhältnisse vorherrschen, wurde zudem festgelegt, dass kein Potenzial einer Windgeschwindigkeit von unter 5 m/s in 140 m Nabenhöhe zugeordnet wird. Die Windgeschwindigkeiten unter diesem Schwellenwert werden somit abgeschnitten und der jeweilige Anteil in den höheren Windklassen steigt.

Aus dem UBA-Vorhaben konnten zur Verifizierung der Annahmen ebenfalls Daten übermittelt werden, die auf 122 m Höhe durch Verschneidung mit den Flächen ermittelt wurden. Die Analyse des UBA-Vorhabens basiert dabei auf Winddatenreihen von Cosmo-DE. Je Fläche wurde eine mittlere Windgeschwindigkeit ermittelt, welche im Rahmen der Bildung einer Häufigkeitsverteilung mit der jeweiligen Flächengröße gewichtet wurde. Zum Vergleich wurden die UBA-Daten der 120 m Datenreihe nach Regionen zugeordnet und in dieselben Kategorien geteilt. Der Vergleich zeigt, dass die angenommenen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten auf Basis der Daten von der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH (nach Anpassung der Kategorisierung) im Mittel etwa 10 % unter den Windgeschwindigkeiten in der UBA-Analyse liegen. Insbesondere in Region 4 wird die Windhöffigkeit in den UBA-Daten höher eingeschätzt als im auf den anemos-Daten basierenden Ansatz. Der Unterschied zwischen den Regionen ist trotz des Abschneidens der sehr niedrigen Windgeschwindigkeiten im anemos-basierenden Absatz größer als in den UBA-Daten. Diese Erkenntnisse sind nicht ausreichend signifikant, um eine Korrektur der Daten vorzunehmen, jedoch sind sie bei der abschließenden Bewertung der Ergebnisse zu bedenken.

### 2.2.2.3 Technologie und Kosten

Im Modell besteht die Möglichkeit dem Tool bis zu 50 unterschiedliche Technologien zur Optimierung am jeweiligen Standort einzupflegen. Jede Anlagenkonfiguration ist durch die Nennleistung, die Nabenhöhe und die spezifische Flächenleistung definiert. Die Nabenhöhe ist – analog zu den Höhen, in denen die Windgeschwindigkeit ins Modell eingepflegt wurde – auf 120 m oder 140 m beschränkt. Rotordurchmesser und Gesamthöhe ergeben sich aus den definierten Parametern. Im Basisszenario werden 42 unterschiedliche Anlagen zur Auswahl angeboten. In Tabelle 2 sind die im Modell verfügbaren Konfigurationen dargestellt.

**Tabelle 2: Übersicht über die im Modell verfügbaren Anlagenkonfigurationen**

	Für Nabenhöhe 120 und 140 m	Nennleistung			
	Für Nabenhöhe 140 m	2.500 kW	3.500 kW	4.500 kW	5.500 kW
Spezifische Flächenleistung	150 W/m <sup>2</sup>	146 m	172 m		
	200 W/m <sup>2</sup>	126 m	149 m	169 m	
	250 W/m <sup>2</sup>	113 m	134 m	151 m	167 m
	300 W/m <sup>2</sup>	103 m	122 m	138 m	153 m
	350 W/m <sup>2</sup>	95 m	113 m	128 m	141 m
	400 W/m <sup>2</sup>	89 m	106 m	120 m	132 m
	450 W/m <sup>2</sup>	84 m	100 m	113 m	125 m

Jede angebotene Anlagenkonfiguration ist mit einer Leistungskurve verknüpft. Es ergeben sich somit Referenzerträge für die einzelnen Konfigurationen, die bei Anwendung des Referenzertragsmodells zur Bestimmung der Vergütung benötigt werden. Aus den Leistungskurven und den Windgeschwindigkeiten lässt sich zudem ermitteln, welche Energieerträge (bei freier Anströmung) zur jeweils definierten mittleren Windgeschwindigkeit erzielt werden können. Die Leistungskurven wurden aus bekannten Leistungskurven von aktuell verfügbaren Anlagentypen gemittelt. Sie reflektieren somit nicht einen einzelnen Anlagentypen, sondern spiegeln einen durchschnittlichen Typen wider.

Die Eignung eines bestimmten Anlagentypen kann außerdem separat gesteuert werden. Es ist im Modell möglich, die Eignung bestimmter Konfigurationen in gesamten Regionen oder bei bestimmten Windgeschwindigkeiten auszuschließen. Im Basismodell wurde die Nutzung von Anlagen mit einer spezifischen Flächenleistung von 150 W/m<sup>2</sup> nur an Standorten möglich, die die Nutzung von IEC Klasse III zulassen. Spezifische Flächenleistungen von 200 W/m<sup>2</sup> und 250 W/m<sup>2</sup> sind in IEC Klasse II und III Standorten möglich.

Eng geknüpft an die verwendete Technologie sind im Modell die Kosten definiert. Das Modell gibt kein vollständiges Bild über die Bandbreite der tatsächlichen projektspezifischen Kosten wieder, sondern beruht auf einem vereinfachten Ansatz mit mittleren Kostenannahmen. Die Kostenannahmen basieren auf den Ergebnissen der Kostendatenerhebung aus dem Teilvorhaben II e (Windenergie an Land) zur „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 EEG 2014“ aus dem Jahr 2018. Die Hauptinvestitionskosten sind dabei an die Technologieauswahl gekoppelt – für eine Windenergieanlage mit z. B. größerer Nabenhöhe fallen z. B. höhere Hauptinvestitionskosten je kW installierter Leistung an, als für Anlagen mit niedrigerem Turm. Die Investitionsnebenkosten je kW sind hingegen für alle Anlagen als mittlere Annahme definiert. Die Betriebskosten sind in einen fixen Teil (je installiertem kW) und einen variablen Teil (je erzeugter MWh) unterteilt. Der fixe Anteil wird durch die installierte Leistung bestimmt, der variable Teil hängt von der jeweiligen Windhöflichkeit am Standort und der zugrundeliegenden Leistungskurve der gewählten Technologie ab. Die Gesamtkosten je kWh ergeben sich aus dem Quotienten der Kosten und des Energieertrags.



#### 2.2.2.4 Ertrag und Standortgüte

Mit den Eingangsparametern der mittleren Windgeschwindigkeit und den definierten Leistungskurven ist die Grundlage zur Ermittlung des Energieertrags gegeben. Weitere notwendige Parameter wie die Verteilung der Windgeschwindigkeit im Zeitverlauf werden für alle Anwendungsfälle definiert. Da die Anlagen in Realität verschiedenen Effekten ausgesetzt sind, die zu niedrigeren Energieerträgen (z. B. Abschattung durch andere Anlagen (Parkwirkungsgrad), Abschaltungen z. B. für Wartungen und Reparatur, Netzverluste etc.) als bei einer frei angeströmten Anlage führen, müssen die theoretisch ermittelten Werte korrigiert werden, um eine Überschätzung zu vermeiden.

Hierzu werden die von den ÜNB veröffentlichten Bewegungsdaten bestehender Anlagen genutzt. Die Bewegungsdaten wurden mit den Stammdaten zur Identifizierung der Standorte sowie mit den Anlagenregisterdaten zur Ermittlung der jeweiligen Konfiguration der Anlagen verschnitten. Für Regionen, in denen Abregelung durch Maßnahmen des Einspeisemanagements (EinsMan) erfolgt, wurde eine Korrektur der Bewegungsdaten vorgenommen. Die durchschnittlichen Energieerträge der ÜNB-Daten werden nach Technologie und Standort unterteilt und mit den Ergebnissen des Modells bei gleicher Technologie und Standortverteilung abgeglichen. Die im Mittel über die drei Windjahre 2015, 2016 und 2017 erfassten Abweichungen werden als Abschlag für Verluste verschiedener Art auf die im Modell erzielten Ergebnisse angewendet. Die auf diese Weise korrigierten Energieerträge werden für die weiteren Analysen im Modell berücksichtigt.

Die Standortgüte, die bei Steuerungsmechanismen, die auf dem Referenzertragsmodell beruhen, entscheidend ist, wird auf Grundlage der korrigierten Energieerträge und der zur jeweiligen Technologie zugehörigen auf Basis der Leistungskennlinie berechneten Referenzerträge gebildet. Wird in einem Steuerungsszenario kein Referenzertragsmodell genutzt, wird diese Kennzahl nicht verwendet.

### 2.3 Qualitative Bewertung der Instrumente

Der Bericht bewertet bestehende und neue Instrumente entlang von drei Dimensionen, die in insgesamt 11 Bewertungskriterien unterteilt werden.

#### Dimension 1: Politische Ziele der regionalen Steuerung unterstützen

Instrumente der regionalen Steuerung können drei verschiedene Steuerungswirkungen intendieren, eine Nord-Süd-Verlagerung des Zubaus, eine Verschiebung in Regionen mit niedrigem Verteilnetzausbau und ein netzunabhängiger deutschlandweit gleichmäßiger Zubau.

Eine **Verlagerung des EE-Ausbaus von dem Norden in den Süden** Deutschlands ist erklärtes Ziel der Bundesregierung (siehe CDU, SCU, SPD 2018 und Klimakabinett 2019). Kurz- bis mittelfristige sollen dadurch Netzengpässe im Übertragungsnetz und die damit verbundene Abregelungen von EE-Anlagen reduziert werden. Langfristig ist es volkswirtschaftlich sinnvoll den Netzausbau des Übertragungsnetzes voranzutreiben. Die durch Verzögerungen des Netzausbaus entstehenden Engpasskosten sollen jedoch reduziert werden, indem Standorte im Süden bereits jetzt entwickelt werden. Mittel- bis langfristig ist deren Ausbau ohnehin notwendig, um die EE-Ziele zu erreichen (Consentec et al. 2017).

Eine **Verschiebung des Zubaus in Regionen mit niedrigem Verteilnetzausbaubedarf** findet auf der regionalen Ebene statt. Der EE-Zubau führt in manchen Verteilnetzen zu Netzausbau, während er in anderen, überwiegen lastdominierten Verteilnetzen ohne Netzausbau möglich ist. Langfristig kann es günstiger sein, EE-Anlagen an Standorten zu entwickeln, wo kein EE-bedingter Netzausbau notwendig ist, selbst wenn sie eine geringere Windhöflichkeit haben. Die Internalisierung der Kosten kann zu einer absoluten Reduktion (und nicht nur einer zeitlichen Verschiebung) des Verteilnetzausbaus führen.

Ein **deutschlandweiter Zubau von EE** wird mitunter politisch gefordert. Zum einen haben sich Bundesländer eigene Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien gesetzt. Sie wollen deren Erreichung sicherstellen und regionale Wertschöpfung ermöglichen. Zum anderen kann unabhängig von der politischen

Forderung ein übers gesamte Bundesgebiet verteilter Zubau die langfristige Zielerreichung begünstigen und die Akteursvielfalt stärken. Ein kontinuierlicher Ausbau in allen Regionen sendet ein Signal an Projektierer, die Projektplanung auch an weniger attraktiven Standorten (wieder) aufzunehmen und voranzutreiben, und an Behörden die Flächenausweisung kontinuierlich zu verfolgen, in der heutigen Situation mit nicht ausreichend Flächen gegebenenfalls auch zu beschleunigen.

## **Dimension 2: Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende**

Das EEG zielt darauf ab, die EE-Ziele kosteneffizient zu erreichen und dabei die Akteursvielfalt zu wahren.

Für die Diskussion der Erreichung der EE-Ziele ist eine Unterteilung in mittel- und langfristige Ziele sinnvoll. Das Erreichen von mittelfristigen EE-Zielen wird durch den Zubau von Anlagen mit **hohen Energieerträgen** unterstützt. Sowohl in den technologiespezifischen als auch den gemeinsamen Ausschreibungen beziehen sich ausgeschriebene Volumina auf die zu installierende Leistung (MW) und nicht auf Energiemengen (MWh). Neben den leistungsbezogenen Ausschreibungsmengen sieht das EEG 2017 bzw. der Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD allerdings energiemengenbezogene Ausbauziele vor (z. B. Anstieg des aus EE erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf bis zu 60 bzw. 65 % bis 2030). Die regionale Steuerung kann einen Einfluss auf den Energieertrag haben, der durch die bezuschlagten Projekte erzielt wird.

Im Modell werden Energieerträge mittels der Standorteigenschaften (Windhöufigkeit und angenommene Verluste) sowie der ausgewählten Technologie bestimmt. Energieerträge, die aufgrund von EinsMan-Maßnahmen in der Realität möglicherweise nicht eingespeist werden können, werden nicht abgezogen. Vorteile, die sich aus der Verschiebung von Kapazitäten in den Süden, bezüglich einer möglichen Vermeidung weiterer EinsMan-Maßnahmen ergeben, können somit durch das Modell nicht abgebildet werden.

Das langfristige Ziel ist die **Aktivierung des wirtschaftlich nutzbaren Flächenpotenzials in Deutschland**. Dies kann durch eine regionale Steuerung unterstützt werden, indem eine kontinuierliche Entwicklung der Windkraft deutschlandweit gefördert wird. **Kosteneffizienz** wird in unterschiedlichen Kontexten unterschiedlich interpretiert: Die statische Effizienz zielt auf eine optimale Verteilung der Ressourcen basierend auf aktuellen Technologiekosten ab. Dynamische Effizienz berücksichtigt die Entwicklung der Kosten im Zeitverlauf. In diesem Bericht wird die Kosteneffizienz der Instrumente der regionalen Steuerung anhand von drei Kriterien bewertet:

Das erste Kriterium zielt auf die Senkung der **Stromgestehungskosten** ab. Kurzfristig kann die Nutzung von möglichst ertragreichen Standorten zu einer Senkung der Stromgestehungskosten pro erzeugter Stromeinheit führen. Langfristig ist eine Technologieentwicklung notwendig, um für unterschiedliche Standorte möglichst effiziente Anlagen zu entwickeln. Diese Technologieentwicklung kann durch Wettbewerbsdruck angereizt werden, erfordert aber vor allem Investitionssicherheit.

Das zweite Kriterium sind möglichst niedrige **Förderkosten**. Die Förderkosten belaufen sich auf die an die Betreiber ausgezahlte Vergütung (Gebotswert inklusive möglicher nachträglicher Korrektur), die bei der gleitenden Marktprämie der Differenz aus anzulegendem Wert und Marktwert entspricht. Somit ist der Einfluss der Marktwerte für Strom aus Windenergie an Land auf die Förderkosten bei der Analyse zu berücksichtigen.

Die Ermittlung der Marktwerte erfolgt als monatlicher Durchschnitt über den gesamten am Spotmarkt der Strombörse für die Preiszone für Deutschland gehandelten Stroms aus Windenergieanlagen an Land. Schwankungen sind üblich. Eine Prognose der Marktwerte, die diese Schwankungen abbildet und für die gesamte Förderdauer der Anlagen gilt, ist nicht Bestandteil des Vorhabens. Für die Berechnung der Förderkosten wird folglich eine Vereinfachung vorgenommen. Um zu vermeiden, dass durch eine Überschätzung des Marktwertes oder eine Unterschätzung des Zuschlagsniveaus eine „rechnerische Null-Förderung“ entsteht, wird der mittlere Marktwert für Wind an Land konstant bei einem Wert von 80 % des ertragsgewichteten mittleren anzulegenden Werts im Basisszenario angesetzt.

Förderkosten werden dann minimiert, wenn Bieter in den Ausschreibungen im Wettbewerb stehen und dadurch so geringe Gebote wie möglich abgeben und Renditen abgeschöpft werden. Zusätzlich trägt eine Reduktion der Stromgestehungskosten zu einer Reduktion der Förderkosten bei. Des Weiteren werden die Förderkosten dann reduziert, wenn Anlagen dort stehen, wo sie möglichst hohe Marktwerte erzielen können, das heißt in den Stunden Strom erzeugen, in denen die Strompreise hoch sind.

Möglichst niedrige **gesamtwirtschaftliche Systemkosten** sind das dritte Kriterium für die Messung der Kosteneffizienz. Zu den Systemkosten tragen insbesondere die Kosten des EE-bedingten Netzausbaus und der Kosten der Engpassbewirtschaftung (Erstattung der entfallenen Einnahmen von abgeregelten Kraftwerken und Finanzierung der Kosten, die durch das Bereitstellen und Hochfahren von Kraftwerken südlich des Engpasses entstehen) bei. Eine regionale Steuerung kann damit die volkswirtschaftlichen Kosten erhöhen, obwohl die Förderkosten unter Umständen reduziert werden und vice versa. Die quantitative Analyse kann diese Effekte nicht berücksichtigen.

Ein weiterer möglicher nicht quantifizierter Effekt ist die Wirkung von Steuerungsinstrumenten auf den Marktwert für die Windenergie an Land. Eine Erhöhung des Marktwerts würde resultieren, wenn die Einspeisezeitpunkte der neu bezuschlagten Projekte von jenen der verdrängten Projekte abweichen und zu Zeitpunkten mit höherem Strommarktwert erfolgen. Aufgrund der Mittelung über das gesamte Windportfolio und dem zunächst begrenzten Anteil eines veränderten Zubaus sind die sich möglicherweise ergebenden Auswirkungen gering und durch die Volatilität des Strommarktes voraussichtlich nicht kausal einem veränderten Zubau zuzuordnen. Eine Auswirkung auf den Marktwert würde sich jedoch auf die Förderhöhe aller mit Marktpremie geförderten Windenergieprojekte auswirken.

Das Ziel der **Akteursvielfalt** wird dann unterstützt, wenn das Ziel eines deutschlandweiten Ausbaus erreicht wird. Da dies schon im Bewertungsschema abgebildet ist, wird die Akteursvielfalt nicht als separater Punkt im Bewertungsschema betrachtet.

### **Dimension 3: Umsetzbarkeit**

Die Umsetzbarkeit von neuen Instrumenten wird anhand von drei Kriterien bewertet. Die **Komplexität** eines Instrumentes bewertet, wie viele Schritte notwendig sind, um das Instrument möglichst treffsicher zu parametrieren und ob es transparent ist. Außerdem wird bewertet, wie einfach und transparent es in der Anwendung durch die Akteure ist. Zusätzlich wird hier auch beschrieben, inwiefern es im Zusammenspiel mit anderen Instrumenten zu Wechselwirkungen kommt, die die Komplexität des Gesamtsystems erhöhen bzw. unüberschaubar gemacht. Auf eine explizite Bewertung der Wechselwirkungen wird jedoch verzichtet. **Robustheit** wird bewertet, wie sensitiv ein Instrument auf eine fehlerhafte Parametrierung bzw. sich schnell ändernde Rahmenbedingungen reagiert. Eine Fehlsteuerung kann sich entweder durch die Höhe der Steuerungswirkung (Über- oder Untersteuerung) oder durch die räumliche Richtung der Steuerungswirkung auswirken. Ein Instrument der regionalen Steuerung sollte auch eine geringe **Missbrauchsanfälligkeit** aufweisen und **Fehlanreize** vermeiden. Es soll kein Anreiz bzw. keine Möglichkeit bestehen, dass Akteure das Instrument ausnutzen, um ihren eigenen Gewinn auf Kosten der gesamtwirtschaftlichen Effizienz zu maximieren.

### **Bewertungsskala**

Die Bewertungskriterien werden qualitativ bewertet. Die Bewertungsskala enthält fünf Stufen. Für die ersten beiden Dimensionen wird verglichen, ob die Instrumente zu einer stark (++) oder leicht (+) positiven, stark (--) oder leicht (-) negativen oder keiner (0) Veränderung gegenüber einer Situation ohne Instrumente der regionalen Steuerung führen. Für die dritte Dimension der Umsetzbarkeit stellt die Bewertungsskala den Vergleich zwischen den Instrumenten dar.

### 3. BESTEHENDE INSTRUMENTE DER REGIONALEN STEUERUNG

Im Folgenden werden die bestehenden Instrumente mit Wirkung auf die regionale Verteilung des Zubaus von Windenergie an Land kurz beschrieben. Die bestehenden Instrumente werden in unterschiedlichen Ausschreibungen eingesetzt und unterscheiden sich hinsichtlich Zweck und Wirkung.

Die Anwendungsreihenfolge der verschiedenen Steuerungsinstrumente ist im Hinblick auf die Wirkung der Instrumente relevant. In der technologiespezifischen Ausschreibung wirkt zunächst der Höchstwert (der im vorliegenden Papier nicht vertieft beschrieben wird), der Gebote oberhalb eines definierten Maximalwerts ausschließt. Darauf folgend werden aufgrund der Regelungen zum Netzausbaugbiet (NAG) Gebotsvolumina aus dem NAG oberhalb der festgelegten Maximalmenge abgeschnitten. Die Zuschlagswerte werden im Rahmen des Referenzertragsmodells (REM) mit einem standortgüte-abhängigen Korrekturfaktor multipliziert. Das Ergebnis sind die anzulegenden Werte, die in der Folge an sehr guten Standorten unter und an schlechteren Standorten über den Zuschlagswerten liegen. In der gemeinsamen Ausschreibung wirken zunächst die regional differenzierten Höchstpreise, dann wirkt – anders als in der technologiespezifischen Ausschreibung – in festgelegten Landkreisen die Verteilernetzkomponente (VNK) als Malus auf die Gebotswerte und kann somit eine Veränderung der Reihung der Gebotswerte auslösen. Zuletzt wirkt in der gemeinsamen Ausschreibung das NAG. Die anzulegenden Werte entsprechen dem Gebotswert vor der Anwendung der VNK.

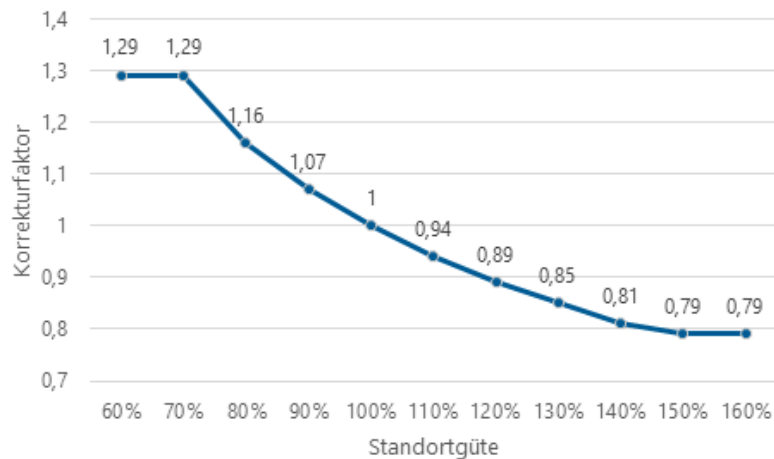
Die Wirkung der einzelnen Instrumente fällt in der Praxis sehr unterschiedlich aus. Das Referenzertragsmodell hat potenziell den größten Einfluss, da die Wettbewerbsposition der Bieter durch die Korrekturfaktoren des Modells substantiell berührt wird. Eine Quantifizierung des genauen Einflusses ist jedoch schwierig, da eine starke Abhängigkeit zu den real vorliegenden Standorteigenschaften (z.B. Abschätzung, genehmigungsrechtliche Betriebseinschränkungen etc.) besteht, deren Verteilung weitestgehend unbekannt und im quantitativen Modell nur pauschal und nicht projektspezifisch berücksichtigt werden können. Dagegen hat das Netzausbaugbiet die Ausschreibungsergebnisse bisher kaum beeinflusst. Dies liegt jedoch weniger am Instrument, als vielmehr an der prekären Genehmigungssituation, in deren Folge die zulässigen Volumina nicht ausgeschöpft werden. Ähnliches gilt für die Steuerungsinstrumente, die ausschließlich in den gemeinsamen Ausschreibungen zur Anwendung kommen (VNK, differenzierte Höchstwerte). Die niedrige und zuletzt vollständig ausgebliebene Beteiligung von Windenergievorhaben lässt die Instrumente bisher weitgehend ins Leere laufen.

#### 3.1 Beschreibung der Instrumente

##### 3.1.1 Referenzertragsmodell

Das Referenzertragsmodell (REM) ist ein Instrument zur Standortdifferenzierung zwischen unterschiedlich windhöffigen Projektstandorten in den technologiespezifischen Ausschreibungen und kommt seit der Entstehung des EEG 2000 zum Einsatz. Das Referenzertragsmodell wurde in der Novelle 2014 erstmals angepasst und mit der Einführung von Ausschreibungen in der EEG-Novelle 2017 weitgehend neu definiert. Im Folgenden wird ausschließlich auf die Definition des REM nach dem EEG 2017 abgestellt.

Das REM wirkt wie folgt auf den anzulegenden Wert: Jeder Windenergieanlage ist eine Standortgüte zugeordnet, die vom jeweiligen Energieertrag der Anlage im Vergleich zum Referenzertrag des installierten Anlagentyps abhängt. Der Referenzertrag ergibt sich aus dem Energieertrag des jeweiligen Anlagentyps an einem fest definierten Referenzstandort. Die Standortgüte am Referenzstandort beträgt 100 %. Aus der Standortgüte lässt sich der Korrekturfaktor ableiten, welcher mit dem Zuschlagswert multipliziert den anzulegenden Wert der Windenergieanlage ergibt. Die Korrekturfaktoren bewegen sich gemäß § 36 Abs. 1 EEG 2018 zwischen 0,79 (ab 150 % Gütefaktor) und 1,29 (bis 70 % Gütefaktor; siehe Abbildung 7).



**Abbildung 7: Korrekturfaktoren gemäß EEG 2017**

Die Gebotsabgabe erfolgt in den Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land auf den Referenzstandort (100 % Standortgüte). Bieter berücksichtigen die spätere Anpassung der anzulegenden Werte folglich indem sie den erforderlichen anzulegenden Wert auf den 100 % Standort normieren.

Mit dem Referenzertragsmodell wird das Ziel verfolgt, Unterschiede in den Windbedingungen anteilig auszugleichen. Die Zuschlagschancen von Projekten an weniger windhöffigen Standorten steigen, der Wettbewerb intensiviert sich und Mitnahmeeffekte werden reduziert. Zudem begünstigt das REM eine breitere, überregionale Verteilung des Zubaus. So verlagert das REM einzelne Zuschläge von Projekten mit hoher Standortgüte zu Projekten mit niedrigerer Standortgüte (bis 70 %). Tendenziell ist die Standortgüte im Süden geringer als an der Küste, jedoch können auch Projekte mit niedrigerer Standortgüte im Norden Projekte mit höherer Standortgüte an einem regional vergleichbaren Standort verdrängen.

Unter Berücksichtigung der ermittelten Flächenpotentiale sowie der Standortgüte (siehe Abschnitt 2.2) ergibt sich, dass etwas 85 % der Standorte im Süden (Region 5) schlechter als 70 %-Standortgüte sind und dementsprechend wesentlich geringer vom derzeitigen REM profitieren. 45 % (oder 5 GW bis 2025) fallen in die Kategorie zwischen 60 und 70 % Standortgüte.

In Abbildung 8 ist das Modellergebnis für die Zuschlagsverteilung im Basisfall (REM + NAG), ohne regionale Steuerung und mit Referenzertragsmodell (ohne NAG) dargestellt. Deutlich wird, dass es zwischen dem Basisszenario und der Steuerung ausschließlich durch das REM keinen Unterschied gibt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das NAG im Basisfall keine Wirkung entfaltet, da die bezuschlagte Menge im NAG die zulässige Menge im Gebiet nicht überschreitet. Die Anwendung des REM führt im Vergleich zum steuerungs-freien Fall zu einer Verschiebung der Zuschlagsmengen aus den nördlichen Regionen (1 und 2) in die südlicheren Regionen (3 - 5).

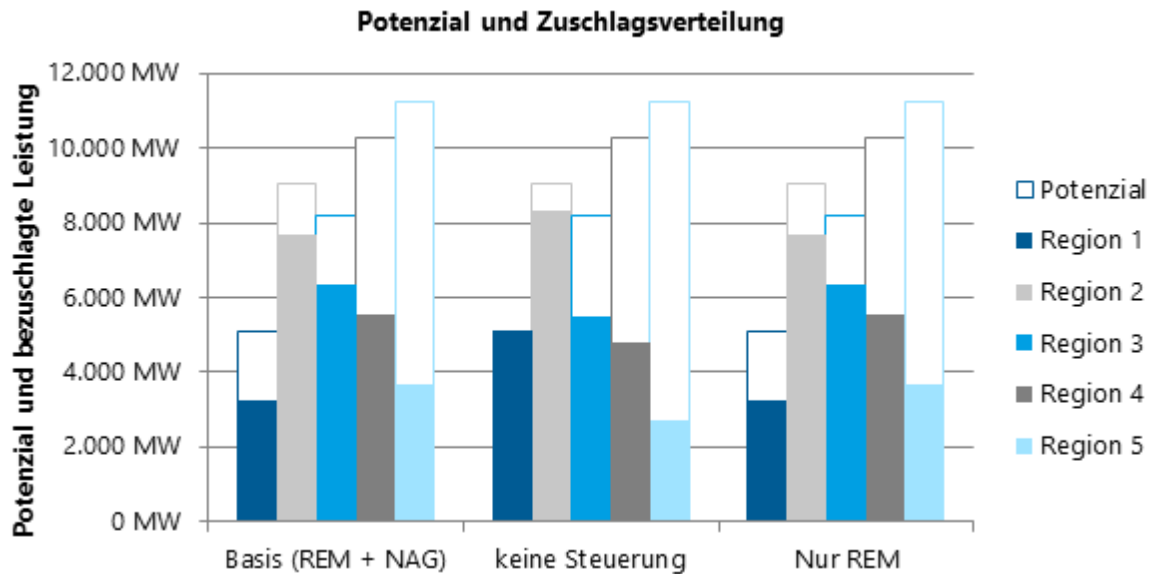


Abbildung 8: Quantitative Analyse der Zuschlagsverteilung im Basisfall, ohne regionale Steuerung und mit Referenzertragsmodell

### 3.1.2 Netzausbaubereich

Das Netzausbaubereich (NAG) ist eine Maximalquote. Die gesetzliche Grundlage bilden die §§ 36c und 88b EEG 2017 sowie Abschnitt 2 der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV). § 10 EEAV regelt den geografischen Zuschnitt des NAG, das aktuell die Bundesländer Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein sowie 16 Landkreise und vier kreisfreie Städte im nördlichen Niedersachsen umfasst. Die Lage des NAG ist in Abbildung 9 dargestellt.



Abbildung 9: Geographischer Zuschnitt des Netzausbaubereichs

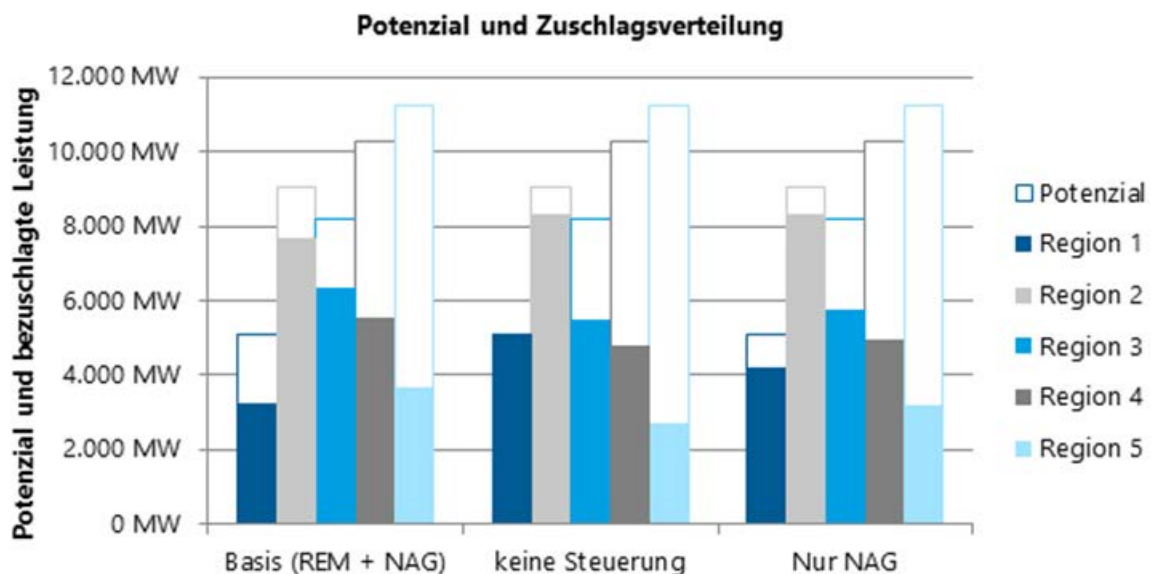
Mit dem Netzausbaubereich wird das Ziel verfolgt, den Ausbau von Windenergieanlagen an Land besser mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes zu verzahnen. Durch die vorübergehende Begrenzung der Zuschlagsmenge in den besonders stark belasteten Netzgebieten, soll eine weitere Verschärfung von Engpässen im Übertragungsnetz vermieden werden. Zudem soll das Netzausbaubereich volkswirtschaftliche

Mehrkosten, die unter anderem durch Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen entstehen, reduzieren (BNetzA 2017b).

Die jährliche Obergrenze für Zuschläge im Netzausbauggebiet beträgt gemäß § 11 EEA 902 MW. Sie gilt ausschreibungsübergreifend, d. h. es werden sowohl Zuschläge in den gemeinsamen als auch in den technologiespezifischen Ausschreibungen berücksichtigt. Das Volumen wird gleichmäßig auf die Ausschreibungsrunden eines Jahres verteilt. Nicht ausgeschöpfte Mengen werden auf Folgerunden des gleichen Jahres übertragen, ein Übertrag auf Folgejahre erfolgt dagegen nicht.

Gebote für Windenergieanlagen im Netzausbauggebiet werden nur bis zur festgelegten Obergrenze bezuschlagt. Darüberhinausgehende Gebote werden nicht berücksichtigt.

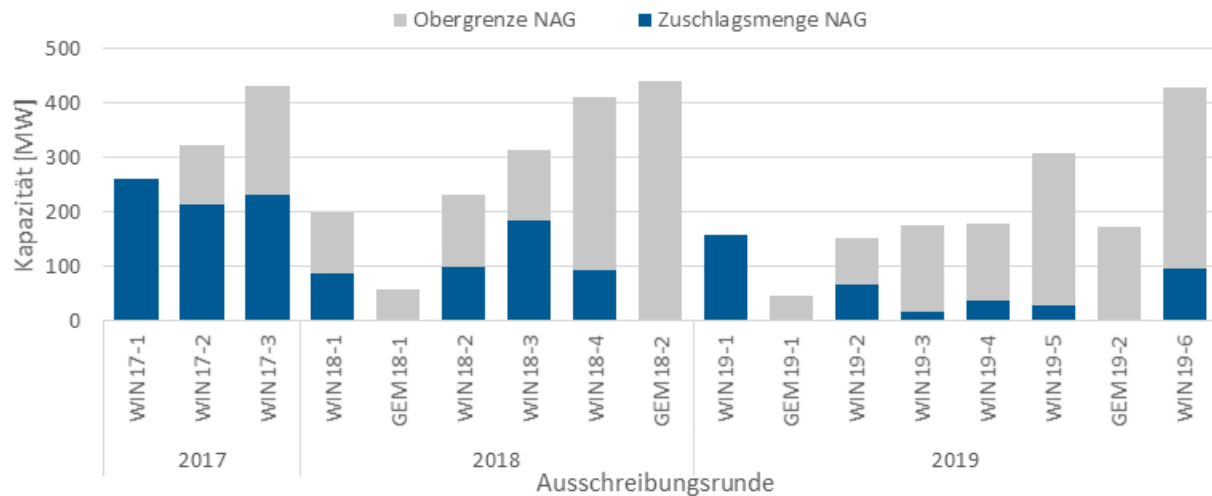
In den Modellberechnungen fielen die Auswirkungen des Netzausbauggebietes je nach Szenario sehr unterschiedlich aus: Gegenüber einem Szenario ohne weitere Steuerung wird durch das NAG der Zubau in der Region 1 begrenzt (vgl. Abbildung 10). Wirkt im Modell zeitgleich das REM, wird durch das NAG keine Veränderung der Zuschlagsverteilung erzielt, da das REM vor dem NAG wirkt und bereits eine Verschiebung der Zuschläge nach Süden auslöst und somit die Zuschlagsmenge in Region 1 unter der Obergrenze es NAG bleibt.



**Abbildung 10: Quantitative Analyse der Zuschlagsverteilung ohne regionale Steuerung und mit Netzausbauggebiet**

In der Praxis hat das Netzausbauggebiet die Ergebnisse der bisherigen Ausschreibungen kaum beeinflusst. Abbildung 11 zeigt hierzu die Obergrenze und Zuschlagsmenge für alle Ausschreibungsrunden im Zeitraum von Mai 2017 bis Dezember 2019. Durch die Übertragung nicht ausgeschöpfter Mengen auf Folgerunden steigt die Obergrenze im Jahresverlauf an.

Insgesamt ist die für das NAG definierte Obergrenze nur zweimal erreicht worden: im Mai 2017 und im Februar 2019. Während im Mai 2017 in der Folge Gebote im Umfang von 61 MW keinen Zuschlag erhielten, blieb das Erreichen der Obergrenze im Februar 2019 folgenlos – jedes weitere Gebot im NAG wäre dagegen ausgeschlossen worden. In den übrigen Runden hat das NAG aufgrund des niedrigen Angebots sowie der sich im Laufe des Jahres erhöhenden Volumina pro Runde nicht steuernd in die Ausschreibung eingegriffen. Die jährlichen Zuschlagsmengen liegen bisher durchgängig unter der Obergrenze von 902 MW. Das nicht ausgeschöpfte Volumen betrug im Jahr 2017 196 MW, 2018 439 MW und 2019 501 MW (BNetzA 2019).



Quelle: BNetzA | Darstellung: Deutsche WindGuard

**Abbildung 11: Obergrenze und Zuschlagsmenge im NAG.**

Im ersten Evaluierungsbericht zum Netzausbauggebiet vom Juni 2019 attestiert die Bundesnetzagentur den Regelungen zum Netzausbauggebiet rückblickend eine untergeordnete Bedeutung. Für die zukünftige Entwicklung seien vor allem die Genehmigungslage in den betroffenen Regionen sowie die allgemeine Wettbewerbssituation entscheidend (BNetzA 2019b). Nach aktueller Rechtslage treten die Regelungen zum Netzausbauggebiet jedoch mit Ablauf des 31. Dezember 2020 außer Kraft (vgl. § 13 EEA).

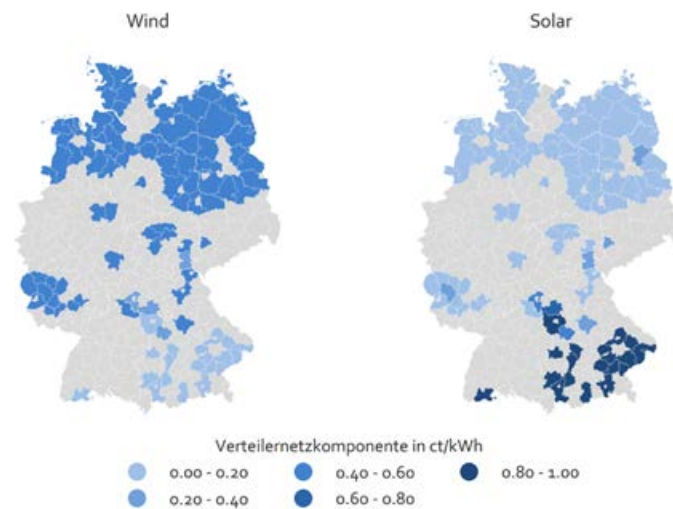
### 3.1.3 Verteilernetzkomponente

Die bestehende Verteilernetzkomponente (VNK) gilt nur in den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen und wirkt damit nur in einem Teil der EE-Ausschreibungen. Die gesetzliche Grundlage bildet die Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen (GemAV) in Verbindung mit den einschlägigen Regelungen im EEG, hier insbesondere die §§ 28 bis 35 EEG. In den gemeinsamen Ausschreibungen werden Gebote für Anlagen, die in einem Verteilernetzausbauggebiet (VAG) errichtet und nicht an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, bei der Gebotsreihung mit einem Wettbewerbsmalus, der VNK, belegt (§ 7 Abs. 1 Satz 3 GemAV). Anlagen innerhalb eines VAG werden dadurch im Wettbewerb benachteiligt bzw. außerhalb eines VAG bevorzugt.

Die VNK ist landkreis- und technologiespezifisch und soll nur Einfluss auf die Gebotsreihung haben. In Abbildung 12 sind die Verteilernetzausbaugebiete und die jeweilige Verteilernetzkomponente für Wind und Solar dargestellt. Für Windenergieanlagen an Land beträgt die Verteilernetzkomponente im höchsten Fall 0,584 ct/kWh, für Solaranlagen liegt der Maximalwert mit 0,88 ct/kWh etwa 50 % darüber.

Das Ziel der VNK ist die Berücksichtigung der Kosten des Verteilernetzausbaus, die durch einen EE-be dingten Ausbau des Verteilernetzes sowie die damit einhergehende Verzögerung verursacht werden. Damit wird eine vorübergehende Reduzierung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten angestrebt, die durch die Verschiebung von Windenergie-Kapazitäten zwischen Landkreisen hervorgerufen werden soll. Durch eine hohe VNK in Landkreisen mit stark belasteten Verteilernetzen soll die Zuschlags-wahrscheinlichkeit für Projekte in diesen Regionen reduziert werden. Die VNK ist grundsätzlich kein Instrument zur überregionalen Steuerung, kann jedoch aufgrund der als VNK-Gebiet definierten Landkreise tendenziell eine Wirkung auf die überregionale Verteilung entfalten.





Quelle: DGW/ZSW 2019

**Abbildung 12: Verteilernetzausbaubereiche und Verteilernetzkomponente**

Die gemeinsamen Ausschreibungen werden bisher von Solaranlagen dominiert. Gebote für Windenergieanlagen an Land wurden lediglich in den ersten beiden Runden des Jahres 2018 eingereicht: 18 Gebote im April und ein Gebot im November. Keines der Gebote erhielt einen Zuschlag. Die geringe Beteiligung von Windenergie-Projekten an den gemeinsamen Ausschreibungen ist in erster Linie auf die Zuschlagspreisdifferenzen zwischen den gemeinsamen und den technologiespezifischen Ausschreibungen zurückzuführen. Mangels Wettbewerb stiegen die Zuschlagspreise in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2018 auf das Niveau des Höchstwerts.

Die Auswirkungen der Verteilernetzkomponente auf die Ausschreibungsergebnisse sind nach Meldungen der Bundesnetzagentur zumindest in den ersten beiden Gebotsrunden unerheblich (BNetzA 2018). Zwar befanden sich die meisten Zuschläge in den Verteilernetzausbaubereichen, aufgrund der nur geringen Modifikation der Gebotswerte bliebe dies jedoch meist ohne Wirkung. Mit einer Ausnahme: ohne die VNK hätte zumindest ein Windenergie-Projekt im April 2018 in den gemeinsamen Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten.

### 3.1.4 Differenzierte Höchstpreise

In den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen hat der Gesetzgeber mit den regional differenzierten Höchstwerten ein zusätzliches Instrument eingeführt (vgl. §§ 14 bis 16 GemAV). Die Höchstwerte sollen sicherstellen, dass Betreiber an guten Windenergiestandorten trotz des Verzichts auf das Referenzertragsmodell keine überhöhten Renditen in den gemeinsamen Ausschreibungen erwirtschaften.<sup>7</sup> Die differenzierten Höchstwerte sind grundsätzlich kein Instrument zur regionalen Steuerung, können aber einen Effekt auf die regionale Verteilung auslösen.

Gemäß § 15 i. V. m. Anlage 3 GemAV ist das Bundesgebiet in drei Höchstwertgebiete aufgeteilt (siehe Abbildung 13). Die Abgrenzung der Gebiete erfolgt anhand von Landkreisgrenzen. Die Höchstwertklassen wurden auf der Grundlage objektiver Winddaten und aktueller Kostenanalysen abgeleitet.

<sup>7</sup> DEUTSCHER BUNDESTAG. Verordnung zu Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme, zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen - Drucksache 18/12375 [online]. Berlin, 2017. [Zugriff am: 7. Februar 2020]. Verfügbar unter: [https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/VO\\_BReg\\_Ausschreibung\\_KWK\\_GemAV\\_170517.pdf](https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/VO_BReg_Ausschreibung_KWK_GemAV_170517.pdf)



Quelle: DGW/ZSW 2019

**Abbildung 13: Höchstwertgebiete für Windenergieanlagen an Land gemäß Anlage 3 GemAV**

Die differenzierten Höchstwerte sind an die Höchstwerte der technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land gekoppelt. Im Höchstwertgebiet 1 beträgt der Höchstwert 100 % des Höchstwertes nach § 36b EEG, im Höchstwertgebiet 2 116 % und im Höchstwertgebiet 3 129 %. Maßgeblich ist dabei jeweils der letzte vor der Bekanntmachung des Gebotstermins der gemeinsamen Ausschreibungen bekanntgemachte Wert für die energieträgerspezifische Ausschreibung (vgl. § 16 GmAV).

Die Anwendung der differenzierten Höchstwerte ist auf die Gebotstermine der Jahre 2019 bis 2022 beschränkt. Da sich seit dem Inkrafttreten der Regelung kein Windenergie-Projekt mehr an den gemeinsamen Ausschreibungen beteiligt hat (s.o.), kann zur Wirkung des Instruments aktuell keine belastbare Aussage getroffen werden.

### **3.2 Basisszenario: Steuerungswirkung der bestehenden Instrumente in den technologiespezifischen Ausschreibungen**

Das Basisszenario soll die Auswirkungen der in den technologiespezifischen Ausschreibungen des EEG 2017 angelegten Steuerungsinstrumente reflektieren. Je nachdem welche Eingangsparameter hinsichtlich der Potenziale, Technologien etc. eingestellt werden, ergibt sich aus der Basissteuerung im Modell ein Zubau. Dieser Zubau darf nicht als Prognose des tatsächlich zu erwartenden Zubaus verstanden werden, da beispielsweise Effekte wie die aktuell fehlenden Beteiligungen an der Ausschreibung nicht berücksichtigt sind und auch strategische Gebote der Bieter nicht simuliert werden. Das Basisszenario ist in der folgenden quantitativen Analyse der unterschiedlichen Steuerungen die Vergleichsgröße, um Wirkungen zu bewerten.

Als Eingangsparameter für das Basisszenario werden die in Abschnitt 2.2.2 beschriebenen Annahmen folgendermaßen eingesetzt.

**Tabelle 3: Zusammenfassung der Eingangsparameter für das Basisszenario**

<b>Potenzial</b>	
Windgeschwindigkeit	Angelehnt an anemos
Technologie und Kosten	Verfügbare und angekündigte Anlagenklassen, Höhenbeschränkung in Region 1
Ertrag und Standortgüte	Regionsspezifisch korrigiert nach Bewegungsdaten

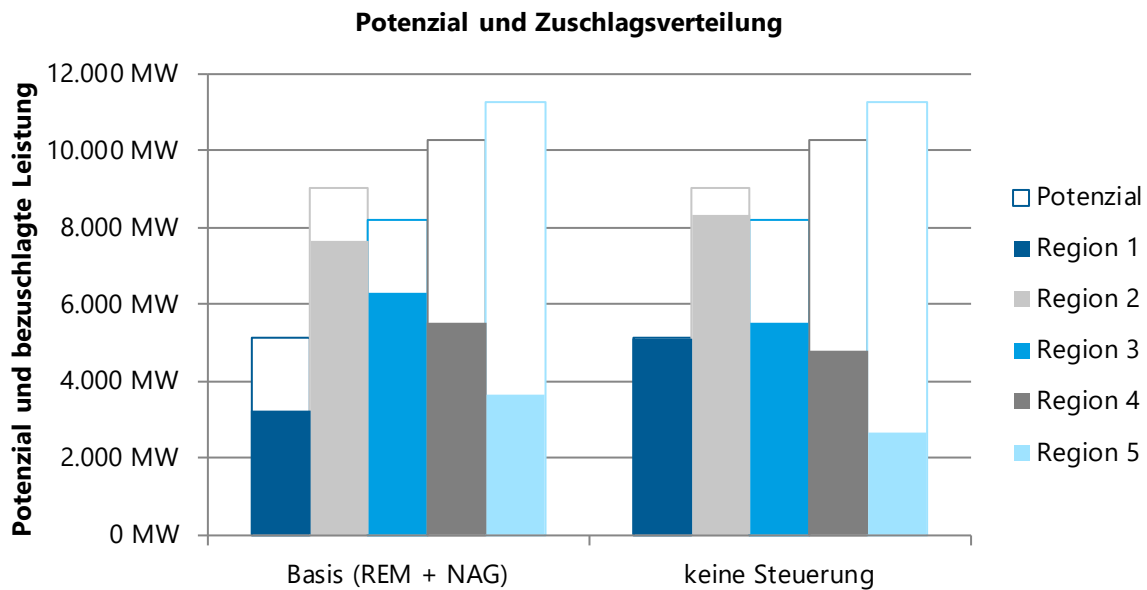
Folgende Steuerungsmaßnahmen werden im Basisszenario angewendet:

**Tabelle 4: Steuerungsmaßnahmen im Basisszenario**

<b>Ausschreibungsmengen</b>	
Referenzertragsmodell	Gemäß EEG 2017
Maximalmengen	Netzausbauggebiet <sup>8</sup>
Mindestmengen	Keine
Malus-/Bonus-Regelungen	Keine

Dem Basisszenario wird die Zuschlagsverteilung ohne Steuerung (keine Steuerung) gegenübergestellt, in dem auf jegliche Maßnahmen zur regionalen Steuerung verzichtet wird. Somit werden weder das Referenzertragsmodell noch das Netzausbauggebiet zur Steuerung des Zubaus angewendet und die Reihung der Gebote entspricht der Erhebung der Kosten je Kilowattstunde, die den jeweiligen Potenzialen entsprechend der gewählten Eingangsparameter zugeordnet sind.

<sup>8</sup> Die Umsetzung eines Maximalvolumens im Tool ist für die fünf definierten Regionen möglich. Das Netzausbauggebiet ist jedoch nicht mit einer der fünf Regionen deckungsgleich. Region 1 liegt vollständig innerhalb des NAG, während Region 2 teilweise im NAG liegt. Für die Darstellung der Wirkung des Steuerungsmechanismus des Netzausbauggebiets wird im Folgenden vereinfachend angenommen, dass der Zubau in Region 1 begrenzt ist, der Zubau in Region 2 hingegen nicht. Die Begrenzung in Region 1 wird dabei an der anteiligen Überschneidung mit dem Netzausbauggebiet festgemacht. Region 1 deckt 58 % des Netzausbauggebiets ab, damit liegt die Maximalmenge in Region 1 bei 58 % der pro Kalenderjahr höchstens im NAG zu bezuschlagenden Menge von 902 MW (Netzausbauggebiet in Region 1).



**Abbildung 14: Verteilung der Zuschläge und des Potenzials im Basisszenario und ohne Steuerung**

Die Vergleichsgröße für die folgenden Betrachtungen verschiedener Maßnahmen zur regionalen Steuerung stellt vorrangig das Basisszenario dar, welches die aktuelle regionale Steuerung in der technologie-spezifischen Ausschreibung für Wind an Land reflektiert. Bei der Betrachtung insbesondere der aktuellen Steuerungsmaßnahmen ist es von Bedeutung als weitere Vergleichsgröße die Zuschlagsverteilung ohne Steuerung hinzuzuziehen.

Im Basisszenario liegt mit 29 % der größte Anteil der bezuschlagten Leistung in Region 2, die niedrigste mit 12 % in Region 1. Auf Region 3 entfallen 24 %, 21 % auf Region 4 und 14 % auf Region 5. Gemessen an den jeweils zur Verfügung stehenden Potenzialen, schneidet jedoch Region 5 mit einer Quote von 33 % schlechter ab als die übrigen Regionen. Verzichtet man hingegen auf Referenzertragsmodell und Netzausbauggebiet zeigt sich, dass das Potenzial in Region 1 (im Norden) vollkommen ausgeschöpft wird (19 % der Zuschläge, 100 % Zuschlagsquote). Einerseits fehlt die Zubaubegrenzung durch das Netzausbauggebiet (vgl. Abschnitt 3.1.2) andererseits erhalten windhöfliche Standorte (mit hoher Standortgüte) durch den Verzicht auf das Referenzertragsmodell einen Wettbewerbsvorteil gegenüber weniger windhöflichen (mit niedrigerer Standortgüte). Der Anteil der Zuschläge in Region 2 steigt ebenfalls (auf 31 %), wohingegen die Leistung, die an die Regionen im Süden zugewiesen wird, sinkt. Durch die begrenzten Potenziale erfolgt dennoch Zubau in allen Regionen.

Für alle im Folgenden betrachteten Maßnahmen gilt daher zu berücksichtigen, ob diese eigenständig angewendet werden oder in Kombination mit der heute aktiven Steuerung wirken sollen.

### 3.3 Sensitivität des Modells

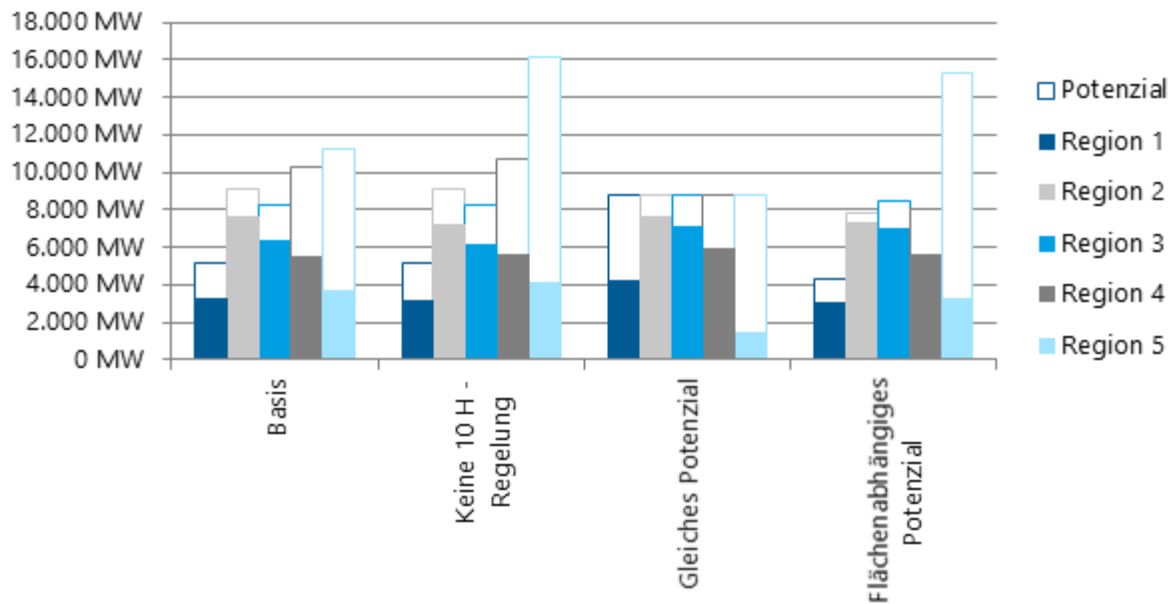
Um den Einfluss der Eingangsparameter zu verdeutlichen, werden im Folgenden die Effekte auf den sich ergebenden Zubau dargestellt, wenn bestimmte Eingangsparameter geändert werden. Änderungen an allen anderen Eingangsparametern haben ebenfalls einen Einfluss auf die Ergebnisse des Modells, sind jedoch im Folgenden nicht weiter dargestellt. Alle Eingangsparameter basieren auf Annahmen, die Unsicherheiten unterliegen. Jede Veränderung der Basisannahmen führt zu Änderungen in den Ergebnissen des Tools. Wird beispielsweise eine andere Verteilung der Windhöflichkeit angenommen, ändern sich die Energieträge in Abhängigkeit von der jeweiligen zur Verfügung stehenden Anlagentechnologie bzw. der

zugrunde gelegten Leistungskurve. Dies führt zu anderen Stromgestehungskosten aus denen eine abweichende Technologieauswahl, andere Gebotswerte und eine andere Zuschlagsreihung der machbaren Projekte resultieren können. Die Wirkung einer Veränderung der Eingangsannahmen auf die Ergebnisse ist dabei beispielhaft an einer Veränderung des Potenzials, der Technologieverfügbarkeit sowie einem Verzicht auf die regionenspezifische Korrektur der Energieerträge dargestellt. Als Änderungen des Potenzials werden zum einen die Aufhebung der 10 H-Regelung in Bayern, zum anderen die rein theoretische gleichmäßige Verteilung des Potenzials auf die Regionen angenommen (einmal bei identischem Potenzial in allen Regionen, einmal mit einer Verteilung des Potenzials, die der jeweiligen Größe der Regionen entspricht). Neben der Verteilung des Potenzials auf die Regionen hat auch die Gesamtsumme des Potenzials Einfluss auf die Ergebnisse. Das Gesamtpotenzial ist im Szenario ohne 10 H-Regelung insgesamt erhöht, in den beiden Szenarien mit gleichem und flächenabhängigem Potenzial entspricht das Gesamtpotenzial dem Potenzial im Basisszenario. Die Veränderung des Potenzials innerhalb der Regionen verändert zudem die Häufigkeitsverteilung der mittleren Windgeschwindigkeiten über die Regionen. Folgende Szenarien werden betrachtet:

**Tabelle 5: Betrachtete Szenarien**

<b>Basis</b>	
Kein 10-H	Freie ausgewiesene Flächen und Repowering auf ausgewiesenen Flächen ohne Berücksichtigung der 10 H-Regelung in Bayern gemäß UBA-Daten
Gleiches Potenzial	Identisches Potenzial je Region unabhängig von der Fläche
Flächenabhängiges Potenzial	Potenzial je Region abhängig von der Fläche der Region

Die Veränderung der Ergebnisse hinsichtlich der Verteilung der Zuschläge ist in Abbildung 15 dargestellt.



**Abbildung 15: Verteilung der Zuschläge und des Potenzials im Basisszenario sowie bei Veränderung der Potenzialannahmen**

Vergleicht man das Ergebnis ohne 10 H-Regelung mit dem Basisszenario zeigt sich, dass die Potenzialsteigerung im Süden zu einer Verschiebung des Zubaus nach Süden führt. Die Zuschlagssteigerung ist jedoch geringer als die Steigerung des Potenzials, die Zuschlagsquote sinkt. Wird für alle Regionen ein gleich großes Potenzial angenommen, steigt das Potenzial insbesondere in Region 1. Dies führt dazu, dass die Wirkung des Netzausbaubereichs greift, welches den Zubau auf etwa 4 GW begrenzt. Das deutlich verringerte Potenzial in Region 5 führt zu einer Senkung der Zuschläge und der Zuschlagsquote. Weiterhin sind die zugrunde gelegten Windhöflichkeiten andere, dies führt zu weiteren Effekten. Nimmt man hinsichtlich der Potenzialverteilung eine der Regionsgröße entsprechende Verteilung an (flächenabhängiges Potenzial), ähnelt die Verteilung dem Szenario ohne 10 H-Regelung. Veränderungen der Zuschlagsverteilung sind neben den Potenzialunterschieden vor allem durch die veränderten Windhöflichkeiten hinter den Potenzialen begründet.

Werden weitere Eingangsparameter angepasst, so entstehen weitere Veränderungen in der Verteilung. Die Kapazität, die bei gesteigertem Potenzial im Süden dort zusätzlich zugebaut wird, geht in allen übrigen Regionen verloren.

Eine weitere Sensitivität, die an die festgelegten Eingangsparameter geknüpft ist, ist die Technologieauswahl. In Abbildung 16 sind einige Beispielfälle aufgezeigt, in denen die Technologieauswahlmöglichkeiten gegenüber dem Basisfall eingeschränkt wurde. Im Fall „Technologie am Markt 2018“ wurden Technologien, die 2018 nur angekündigt, aber noch nicht auf dem deutschen Markt installiert wurden, ausgeschlossen. Es zeigt sich eine leichte Steigerung des Zubaus in Region 1. Beschränkt man den Zubau auf einen einzigen Anlagentypen, der überall erreicht werden muss, so sind ebenfalls die Regionen im Norden im Vorteil, da Potenziale die im Basisszenario durch Einsatz von für Schwachwindstandorte ausgelegter Anlagen gehoben werden können, wegfallen. In der Region 1 wird in diesem Fall der weitere Zubau durch das wirkende NAG gebremst. Anders sieht die Verteilung aus, wenn im Modell festgelegt wird, dass die Regionen alle Anlagen in derselben Nabenhöhe und derselben Nennleistung, jedoch mit unterschiedlichen spezifischen Flächenleistungen (niedriger je weiter südlich) errichten dürfen. Der Zubau in Region 1 und 2 sinkt, die Regionen weiter südlich profitieren von dem Vorteil, den die niedrigere spezifische Flächenleistung mit sich bringt.

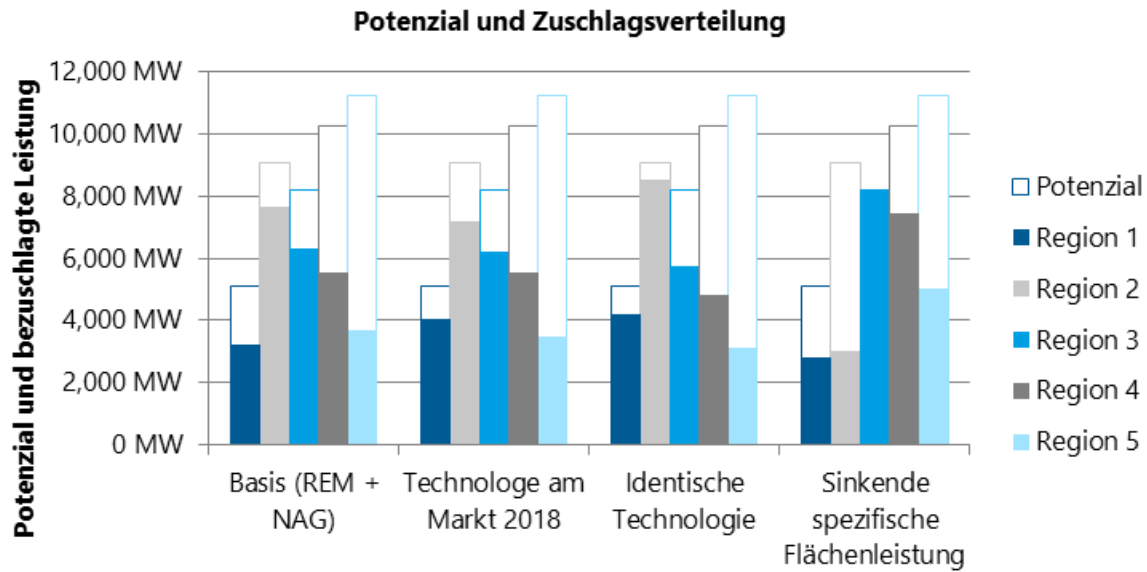


Abbildung 16: Verteilung der Zuschläge und des Potenzials im Basisszenario sowie bei Veränderung der Technologieverfügbarkeit

Die Analyse der tatsächlichen Energieerträge von Windenergieanlagen an Land im Vergleich zu den Erwartungen, die aus den genutzten Windgeschwindigkeitsannahmen resultierten, hat gezeigt, dass im Norden die Erwartungen an den Energieertrag der Bestandsanlagen nicht erfüllt werden können. Somit wurde eine Korrektur der Erwartungen für die fünf Regionen vorgenommen. Verzichtet man auf regionenspezifische Korrekturen (in diesem Fall durch Anwendung der Korrektur für Region 3 auf alle Regionen) und verlässt sich allein auf die mittleren in den Regionen ausgewiesenen Windgeschwindigkeiten, verschiebt sich der Zubau nach Norden. Wiederum begrenzt durch das NAG wird in den Regionen 1 bis 3 fast das vollständige Potenzial ausgeschöpft, während auf die Regionen 4 und 5 weniger Zuschläge entfallen.

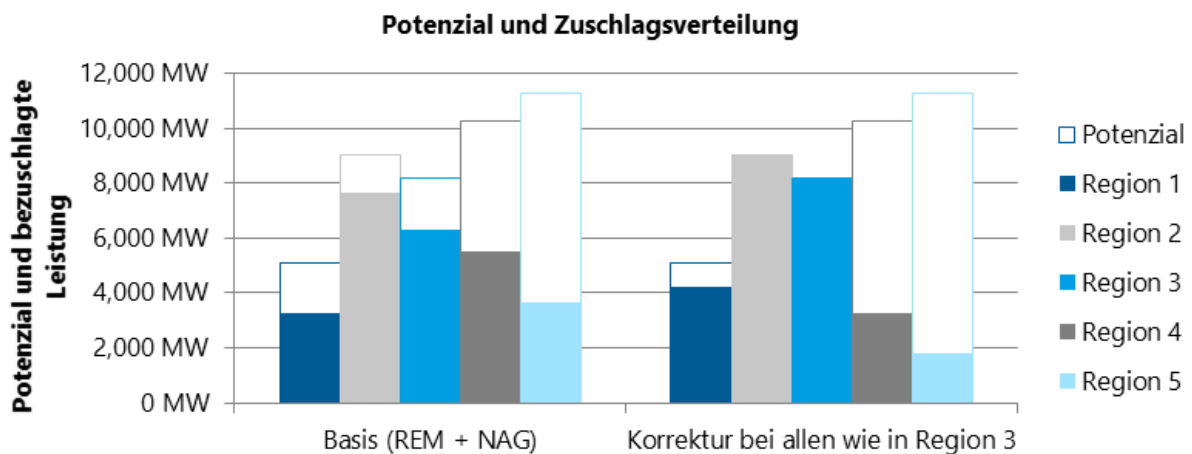


Abbildung 17: Verteilung der Zuschläge und des Potenzials im Basisszenario sowie bei Verzicht auf regionenspezifische Korrektur der Energieerträge

## 4. ANALYSE DER INSTRUMENTE ZUR REGIONALEN STEUERUNG

Im Folgenden werden diverse Instrumente der regionalen Steuerung beschrieben und entlang der in Kapitel 2 vorgestellten Methodik bewertet:

- Südquote (Kapitel 4.1)
- Netzkomponente (Kapitel 4.2)
- Quotierte Netzkomponente (Kapitel 4.3)
- Erweiterte Verteilnetzkomponente (Kapitel 4.4)
- Baukostenzuschuss (Kapitel 4.5)
- Absenkung des Referenzertragsmodells auf 60 % (Kapitel 4.6)

### 4.1 Südquote

#### 4.1.1 Beschreibung des Instruments

##### Ausgestaltung des Instruments

Eine Mindestquote für Windenergieanlagen an Land im Süden Deutschlands (Südquote) wird festgelegt und gleichmäßig auf alle Runden verteilt. Die Quote wird als Anteil am Ausschreibungsvolumen, d. h. in MW, festgelegt (siehe gestrichelte blaue Linie in Abbildung 19). Gebote aus dem Süden werden bis zum Erreichen des Quotenvolumens bevorzugt bezuschlagt. Im Anschluss erfolgt die Vergabe des Restvolumens gemäß der allgemeinen Reihung (Abbildung 19). Sollte das Volumen der Gebote aus dem Süden das verfügbare Quotenvolumen überschreiten, treten die das Quotenvolumen überschreitenden Gebote in Konkurrenz zu den Geboten außerhalb der quotierten Region um das restliche Ausschreibungsvolumen. Der Zuschlagspreis aller Gebote entspricht wie in der bisherigen Ausschreibung für Windenergie an Land dem Gebotspreis („pay-as-bid“).

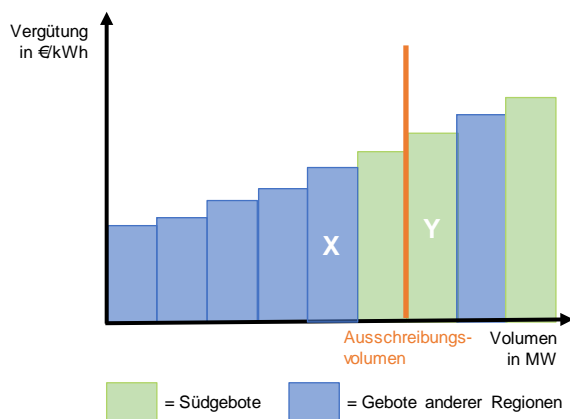


Abbildung 18: Ausgangssituation - gemeinsame Reihung

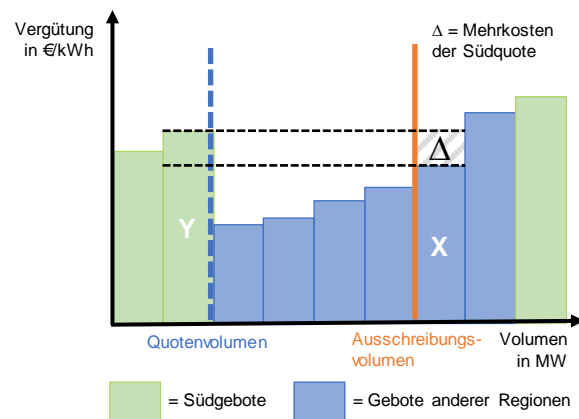


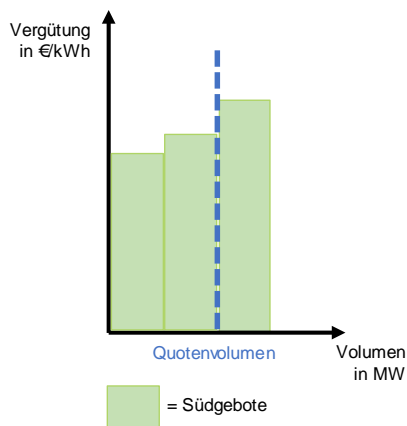
Abbildung 19: Anwendung der Südquote - bevorzugte Reihung

##### Alternative Ausgestaltung der Südquote als endogene Quote

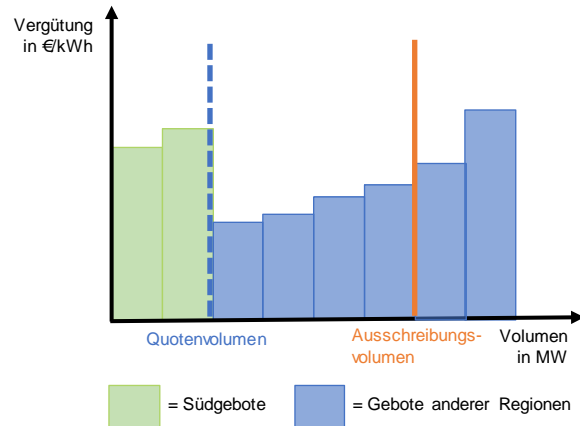
Um unter den Südgeboten Wettbewerb zu garantieren, wird mitunter eine endogene Festsetzung der Südquote diskutiert, d. h. die Höhe der Quote wird nach der Höhe des Angebotes an Südprojekten ausgerichtet. Es werden beispielsweise 80 % aller Projekte bezuschlagt. Als weitere Alternative wird mitunter die endogene Bestimmung eines Höchstpreises angeführt, das heißt die Süd-Projekte werden gereiht und ihr durchschnittlicher Gebotswert bestimmt. Nur Projekte werden bezuschlagt, die höchstens um



x ct/kWh teuer als der durchschnittliche Gebotswert sind. Man spricht von einer endogenen Bestimmung des Höchstwertes.



**Abbildung 20: Bezuschlagung von Südprojekten bei endogener Quote**



**Abbildung 21: Separate Reihung bei endogener Quote**

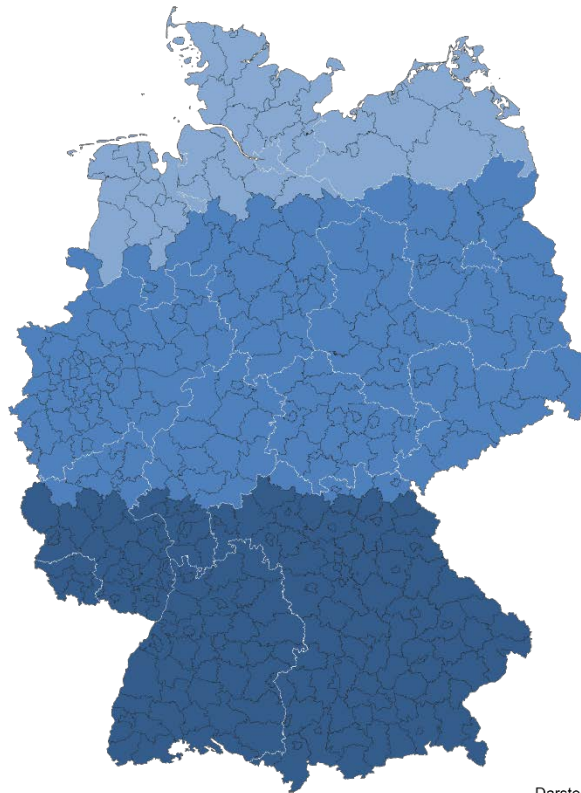
### Zuschnitt der Region

Der Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD vom 14. März 2018 sieht für die Ausschreibungen im Bereich der erneuerbaren Energien die Festlegung eines Mindestanteils südlich des Netzengpasses vor (Koalitionsvertrag 2018). Nähere Angaben zur Auslegung des Netzengpass-Begriffs oder zum Zuschnitt der Region, auf die der Mindestanteil anzuwenden ist, enthält der Vertrag nicht.

Im Verlauf des Vorhabens wurde mit einer seitens des BMWi vorgeschlagenen Einteilung des Bundesgebiets gearbeitet.<sup>9</sup> Basis waren Netzberechnungen, die im Rahmen der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2030 (Version 2017) von der Bundesnetzagentur durchgeführt wurden (BNetzA 2017). Als relevant stuft das BMWi dabei all jene Netzengpässe ein, die den Simulationen zufolge im Jahr 2023 in mehr als 150 Stunden auftreten. Die Betrachtung des Stichjahres 2023 (aufbauend auf Szenario B2030) geht auf den Umstand zurück, dass der bereits beschlossene Netzausbau – insbesondere der Bau der HGÜ-Trassen – erst nach der Abschaltung des letzten Atomkraftwerkes im Jahre 2022 abgeschlossen sein wird. Die Bundesnetzagentur geht daher davon aus, dass sich die angespannte Netzsituation nach den Kraftwerksstillungen vorerst weiter verstärken wird.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Netzberechnung kommt das BMWi zu einer landkreisscharfen Abgrenzung des süddeutschen Raums, die sich entlang einer gedachten Linie („Mainlinie“) auf Höhe des 50. Breitengrades erstreckt (vgl. Abbildung 22). Die hier berücksichtigte Südregion umfasst damit den Freistaat Bayern (bis auf wenige Landkreise im Norden), das gesamte Bundesland Baden-Württemberg, den südlichen Teil Hessens, weite Teile von Rheinland-Pfalz sowie das gesamte Saarland.

<sup>9</sup> Der Zuschnitt der hier betrachteten Südregion weicht von den Festlegungen im Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes (CDU, SCU, SPD 2018) ab



Darstellung: ZSW  
Kartenmaterial: © GeoBasis-DE / BKG 2017

**Abbildung 22: Aufteilung des Marktgebietes in den Ausschreibungen für Windenergie an Land nach einem Vorschlag des BMWi: Netzausbaugebiet im Norden (hellblau), Abgrenzung der Südregion entlang einer fiktiven „Mainlinie“ (dunkelblau), unquotierter Bereich in der Mitte Deutschlands.**

Die Eignung des Mainlinien-Vorschlags als Grundlage für die Einführung einer Mindestquote in den Ausschreibungen für Windenergie an Land wird in den nachfolgenden Unterabschnitten entlang ausgewählter Kriterien näher erörtert.

### **Höhe der Mindestquote**

Ein entsprechendes Potenzial auf der Angebotsseite vorausgesetzt, lässt sich über die Höhe der Mindestquote das Ausmaß der Standortverlagerung steuern. Die festzulegende Höhe hängt dabei von verschiedenen Faktoren ab. Neben dem konkreten Zuschnitt und den dortigen Standortbedingungen und -Potenzialen, spielen insbesondere die verfolgten Ziele eine gewichtige Rolle. Wie bereits dargelegt, zieht der Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD vor allem die bessere Synchronisation von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten als Argument für die Einführung der Mindestquote heran. Bei der konkreten Umsetzung dürften jedoch auch andere Ziele wie die energiepolitischen Interessen der Länder und die Bezahlbarkeit der Energiewende den Abwägungsprozess beeinflussen.

Das vorliegende Gutachten erhebt nicht den Anspruch, in diesem Spannungsfeld eine Empfehlung für die konkrete Höhe einer Mindestquote auszusprechen. Der Fokus der nachfolgenden Betrachtung richtet sich stattdessen auf die Angebotsseite und damit auf die Fragestellung, welcher Zubau unter Berücksichtigung der bisherigen Entwicklungen und den aktuellen politischen Weichenstellungen in den Ländern zukünftig möglich bzw. realistisch erscheint.

Vor dem Hintergrund der aktuellen **Genehmigungsentwicklungen** in Bayern und Baden-Württemberg wird eine ambitioniert gesetzte Mindestquote, die sich an den jüngsten Zuwächsen orientiert (mittlerer Zubau der letzten fünf Jahre: 820 MW) kurzfristig kaum auf ein hinreichendes Angebot treffen. Selbst bei

einem Bezug auf den mittleren Zubau der letzten zehn Jahre in Höhe von 550 MW ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass das Volumen kurzfristig nicht durch Projekte aus der Südregion aufgefüllt werden kann.

Die zukünftige Entwicklung in Bayern ist weitgehend ungewiss. Insgesamt deutet vieles darauf hin (z.B. Genehmigungszahlen, Äußerungen politischer Entscheidungsträger), dass die 10H-Regelung dauerhaft angelegt ist und entsprechend reglementierend auf die möglichen Zubaupotenziale wirkt. Zudem bleibt offen, wie viele Kommunen künftig gewillt sein werden, sich im Rahmen der Bauleitplanung über die **10-H-Regelung** hinwegzusetzen, und wie viele jener Kommunen dabei den nötigen Rückhalt von der eigenen Bevölkerung und den angrenzenden Kommunen erhalten.

#### 4.1.2 Wirkung auf die regionale Verteilung

Im Rahmen der quantitativen Analyse wurde bestimmt, welche Wirkung die Südquote auf die regionale Verteilung des Zubaus von Windenergieanlagen an Land hat. Die Ergebnisse sind in Abbildung 23 zu sehen. Die Analyse unterscheidet zwischen zwei Steuerungsszenarien mit Südquote (20 % der Ausschreibungsmenge):

- Steuerung ausschließlich mit Südquote
- Südquote anstelle des NAG (REM und Südquote)<sup>10</sup>

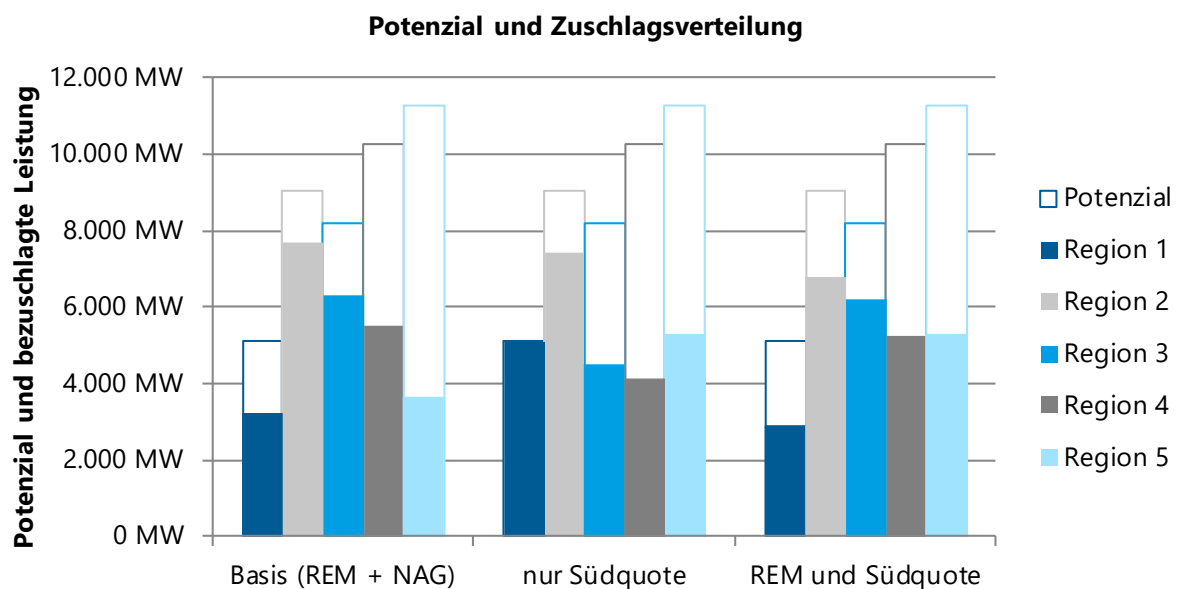
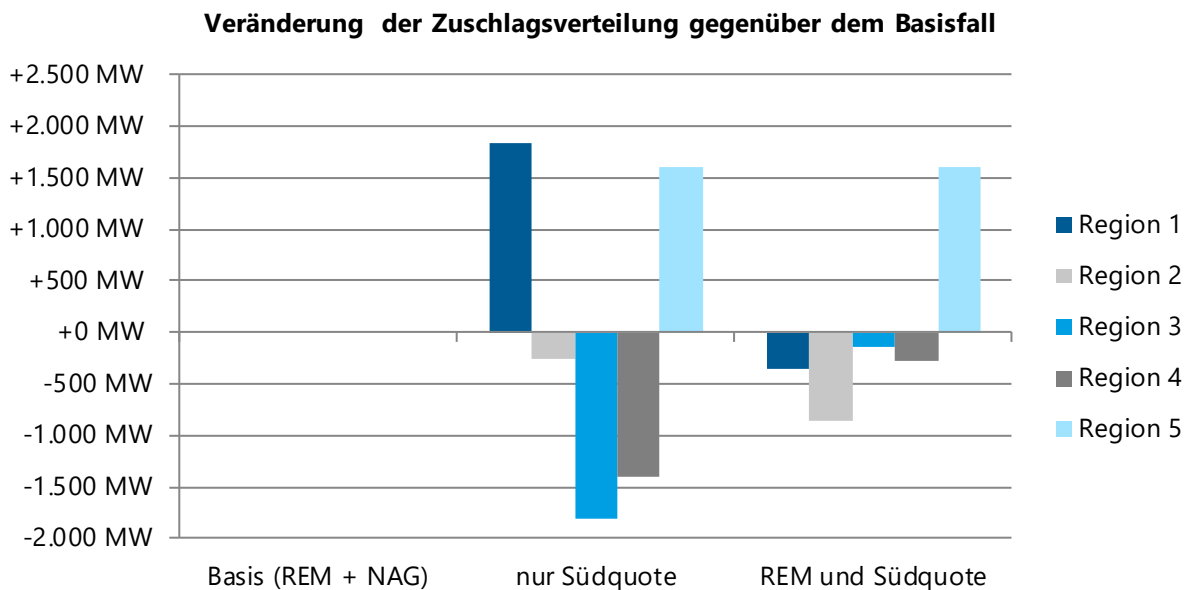


Abbildung 23: Potential- und Zuschlagsverteilung im Basisszenario und mit Südquote (20 % der Ausschreibungsmenge)

<sup>10</sup> Dies entspricht dem Szenario mit REM, NAG und Südquote, da der Zubau in Region 1 unter der Obergrenze des Zubaus im NAG liegt und das NAG somit keine Wirkung entfaltet.

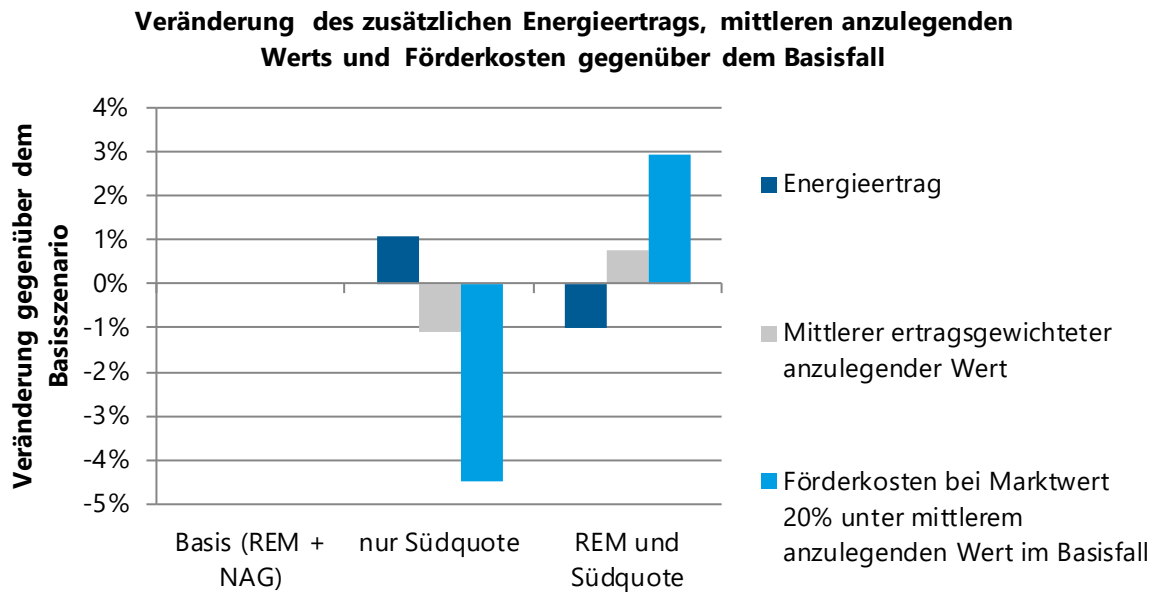


**Abbildung 24: Veränderung der Zuschlagsverteilung bei Steuerung mittels Südquote gegenüber dem Basisszenario**

In beiden betrachteten Szenarien führt die Südquote zu einem auf die Menge des Quotenvolumens erhöhten Ausbaus in Region 5. Die Südquote steuert allein die Verteilung des Zubaus zwischen Regionen 1 bis 4 auf der einen Seite und der Region 5 auf der anderen Seite. Die Leistung, die in Region 5 hinzukommt, wird in anderen Regionen weniger installiert. Wie sich die Reduktion aufteilt wird nicht von der Südquote gesteuert. Im Szenario, in der die Südquote alle anderen Steuerungselemente ersetzt, zeichnet sich zusätzlich ein verstärkter Zubau in Region 1 bis zur Potentialgrenze ab. Der Zubau in Regionen 2 bis 4 reduziert sich. Wenn die Südquote gemeinsam mit dem REM eingesetzt wird, reduziert sich besonders der Ausbau gegenüber dem Basisszenario insbesondere in Region 2.

#### **4.1.3 Wirkung auf Energieerträge, anzulegende Werte und Förderkosten**

Wenn Projekte mit höheren Gebotswerten im Süden anstelle von Projekten mit niedrigeren Gebotswerten im Norden bezuschlagt werden, steigen die anzulegenden Werte. Da weniger windhöfliche Gebiete im Süden den Zuschlag bekommen, sinkt der Energieertrag. Da der erste Effekt zu einem Anstieg der Förderkosten und der zweite Effekt zu einer Senkung der Förderkosten führen, ist der Effekt auf die Förderkosten ohne quantitative Analysen nicht abzuschätzen.



**Abbildung 25: Veränderung des zusätzlichen Energieertrags, mittleren anzulegenden Werts und Förderkosten bei Steuerung durch NK gegenüber dem Basisfall**

#### Wirkung auf den Energieertrag

Die im Szenario mit Steuerung durch REM und Südquote aufgezeigte Verschiebung des Zubaus von Windenergieanlagen von Norden nach Süden wirkt sich, wie in Abbildung 25 dargestellt, negativ auf die jährlichen Energiemengen aus EE und damit negativ auf die mengenbezogenen Ausbauziele aus. Windenergieanlagen in Süddeutschland erreichen aufgrund der zumeist schlechteren Standortgüte in der Regel unterdurchschnittliche Volllaststunden, so dass die mit den zugebauten Kapazitäten erzeugten Energiemengen im Süden hinter den potenziell möglichen Energiemengen bei Zubau der gleichen Kapazitäten im Norden zurückbleiben. Zur Erreichung der Energiemengenziele müsste bei verstärktem Zubau an Standorten im Süden insofern mehr Leistung zugebaut werden als bei vergleichbarem Zubau im Norden. Steuert man die Zuschlagsverteilung hingegen ausschließlich durch die Südquote, hebt der verstärkte Zubau im Norden den ertragsschwächeren Zubau im Süden auf und es kommt zu einer Steigerung der Energieerträge.

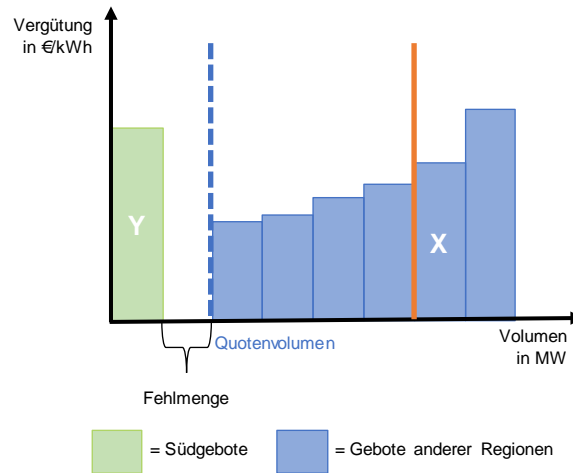
#### Wirkung auf die anzulegenden Werte und die Förderkosten

Das Preisniveau innerhalb der Süd-Mindestquote steigt im Vergleich zum Status quo, da ein teureres Südprojekt (Projekt Y in Abbildung 19) an die Stelle eines kostengünstigeren Projektes aus der freien Menge tritt (Projekt X in Abbildung 19). Das Preisniveau in der Südregion steigt, da der Wettbewerb sinkt. Wird das Quotenvolumen zu hoch angesetzt, entsteht kein ausreichender Wettbewerb unter Südgeboten und die Bieter im Süden orientieren sich am Höchstpreis. Das Preisniveau im freien Teil sinkt, da der Wettbewerb aufgrund der reduzierten Zuschlagsmenge steigt. In Summe steigen die anzulegenden Werte und die Förderkosten. Dies entspricht dem Ergebnis der quantitativen Analyse für das Szenario von REM und Südquote in Kombination. Setzt man ausschließlich die Südquote ein, um die Steuerung zu erzielen, sinken die anzulegenden Werte und die Förderkosten. Dies ist jedoch darauf zurückzuführen, dass die höheren anzulegenden Werte und Förderkosten in Region 5 durch den verstärkten Zubau im Norden, bei niedrigeren anzulegenden Werten und Förderkosten, überkompensiert werden.

#### 4.1.4 Fehlanreize und Parametrierungsrisiken

Im folgenden Text werden die Risiken der Fehlparametrierung der Südquote besprochen. Falls die Südquote zu gering gewählt ist, kann sie nur eine sehr geringe Steuerungswirkung entfalten. Falls die Quote zu hoch angesetzt ist, können zwei Probleme auftreten. Zum einen kann die allgemeine Zielerreichung

der EE-Ausbaumengen negativ beeinflusst werden, zum anderen kann eine zu hohe Quote das wettbewerbliche Bieten zwischen Projekten im Süden stark reduzieren. Das Instrument hat keine Steuerwirkung, falls die Quote auch bei einer gemeinsamen Reihung aller Angebote erfüllt worden wäre.

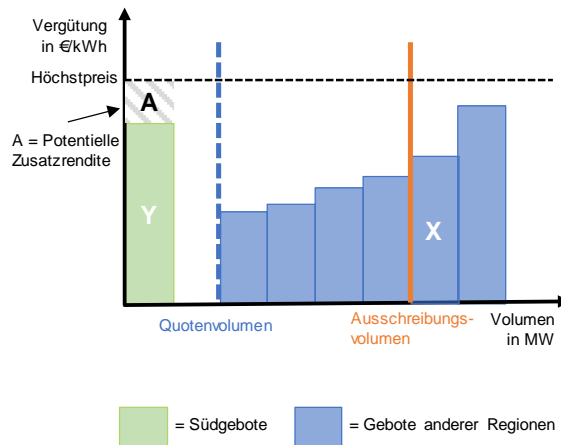


**Abbildung 26: Problem der Zielerreichung**

Unterschreitet das Angebot aus dem Süden das Quotenvolumen und wird hierzu keine Regelung getroffen, bleibt eine Fehlmenge zurück, die nicht bezuschlagt wird. Es kommt zu einem Unterschreiten der allgemeinen Ausbaumenge (siehe Abbildung 26) und somit zu einer Gefährdung der Zielerreichung der EE-Ausbaumengen. Es gibt zwei Möglichkeiten mit einem Unterschreiten in einer Ausschreibungsrunde umzugehen.

Zum einen kann ein Übertrag des nicht ausgeschöpften Rundenvolumens auf die nächste Runde erfolgen. Hierbei ist zu beachten, dass es bei einem mehrmaligen Unterschreiten des Rundenvolumens zu einem Kaskadeneffekt kommt. Das Quotenvolumen würde jede Runde wachsen und in Folge immer weniger Ausschreibungsvolumen für die „reguläre“ Ausschreibung bereitstehen. Als abgewandelte Variante wäre eine Übertragung des Rundenvolumens innerhalb eines Jahres denkbar.

Alternativ könnte das nicht genutzte Quotenvolumen verfallen und für die reguläre Ausschreibung verwendet werden. So würde ein Nachrücken von Geboten aus anderen Regionen ermöglicht, wodurch die allgemeine Zielerreichung abgesichert würde. Für diese Variante spricht vor allem, dass sich Projektierer sowohl aus dem Süden als auch aus anderen Regionen darauf verlassen können, welches Volumen ihnen in einer Runde mindestens zur Verfügung steht und, dass das Gesamtvolumen pro Ausschreibungsrunde konstant bleibt.



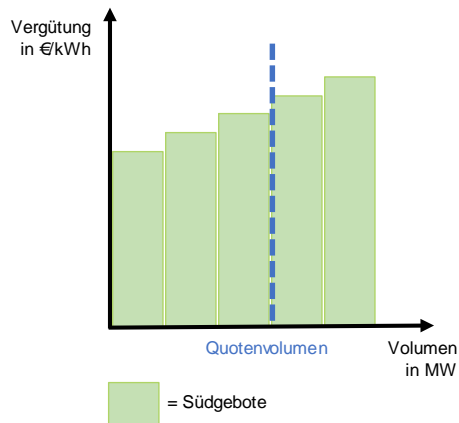
**Abbildung 27: Problem fehlendes wettbewerblches Bieten**

Unterschreitet das Angebot aus dem Süden das Quotenvolumen in mehreren Runden, herrscht mangelnder Wettbewerb. Die Gebote aus dem Süden werden sich zunehmend am Höchstpreis orientieren, da ihnen eine Bezuschlagung (quasi) sicher ist (siehe Abbildung 27). Ein Festsetzen der Quote auf ein am Markt relativ sicher verfügbares Volumen (bzw. ein schrittweises Anheben dieses Wertes, falls politisch gewünscht), könnte dieses Problem mildern.

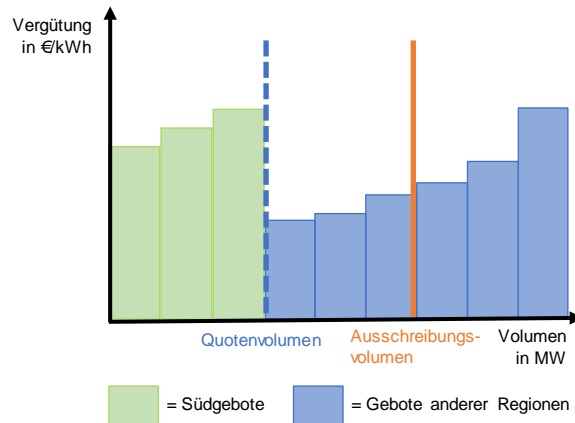
### Negative Wirkung einer endogenen Quote

Von einer endogenen Bestimmung des Ausschreibungsvolumens ist im Allgemeinen abzuraten. Im Kontext der regionalen Steuerung ist sie zusätzlich schädlich. Es verstößt gegen allgemeine Grundsätze eines funktionierenden Marktdesigns, das Volumen (d.h. die Nachfrage) vom Angebot abhängig und damit unabhängig vom Preis zu machen. Für Bieter entfällt der Anreiz schlechtere Projekte zu entwickeln, da für diese grundsätzlich keine Zuschlagswahrscheinlichkeit gegeben ist. Es droht eine Abwärtsspirale, in der sukzessive weniger Projekte entwickelt werden. Internationale Beispiele aus der Schweiz sowie Laborexperimente stützen die Vermutung einer Abwärtsspirale. Der Projektentwicklung im Süden würde mittelfristig eher geschadet als geholfen. Die Überlegungen gelten analog für eine endogene Bestimmung des Höchstpreises.

Bei der endogenen Quote hängt die Höhe des Quotenvolumens von dem Volumen der abgegebenen Gebote aus dem Süden ab. Bieter, die potenziell von der Südquote profitieren, haben also einen Anreiz, dieses Volumen möglichst hoch zu halten. Dazu können sie ältere Projekte, die vielleicht schon eine BImSchG-Genehmigung haben, jedoch aus wirtschaftlichen oder anderen Gründen doch noch verworfen wurden, mit einem sehr hohen Gebot an der Ausschreibung teilnehmen lassen. So würden diese Projekte vermutlich nicht bezuschlagt, sie würden aber das Quotenvolumen hochtreiben.



**Abbildung 28: Bezuschlagung von Südprojekten bei endogener Quote und erhöhtem Südangebot**



**Abbildung 29: Separate Reihung bei endogener Quote und erhöhtem Südangebot**

Das erhöhte Südangebot hätte zur Folge, dass weniger Gebote aus anderen Regionen bezuschlagt werden können, siehe Abbildung 28 und Abbildung 29.

Angenommen die endogene Quote beträgt 80 % des Süd-Angebots, welches durchschnittlich bei 200 MW/Runde liegen würde. Von diesen 200 MW würden also 160 MW bezuschlagt werden. Um das gesamte Volumen von 200 MW bezuschlagen zu können, müsste lediglich ein zusätzliches Projektvolumen von 50 MW ohne oder mit verzögerter Realisierungsabsicht eingebracht werden. Diese Größenordnungen sind angesichts der Genehmigungspraxis realistisch und es besteht damit eine hohe Gefahr der Wettbewerbsmanipulation.

#### 4.1.5 Vereinbarkeit mit bestehenden Instrumenten

##### Wechselwirkungen mit Gestaltungselementen der technologiespezifischen Ausschreibung

Die grundsätzliche Wirkung des Referenzertragsmodells wird von der Quote nicht beeinflusst. Jedoch können sich Effekte verstärken, die auf das Referenzertragsmodell und damit zusammenhängende Regelungen zurückzuführen sind. Mit dem Referenzertragsmodell wird für Standorte mit Erträgen zwischen 70 % und 150 % des Referenzertrags eine Standortdifferenzierung erzeugt, die einen Vorteil für Projekte mit vergleichsweise niedrigen Energieerträgen in Bezug auf die eingesetzte Technologie generiert. So können windschwächere Standorte im Wettbewerb gegen windhöffigere bestehen. Projekte mit einer Standortgüte unter 70 %, die nicht der Standortdifferenzierung unterliegen, können ohne Südquote im Wettbewerb nur bestehen, wenn sie kostengünstiger sind als die übrigen Bieter. Für Projekte innerhalb der Standortdifferenzierung werden über den Nachweis der Standortgüte nach 5, 10 und 15 Betriebsjahren Zusatzrenditen abgeschnitten und Erlösrisiken vermindert. Dies greift außerhalb der Standortdifferenzierung nicht. Im Süden sind tendenziell mehr Standorte mit niedriger Standortgüte vorzufinden, als im Rest des Landes. Durch die Einführung der Südquote wird somit ermöglicht, dass vermehrt Projekte einen Zuschlag erhalten, die außerhalb der Standortdifferenzierung (Standortgüte <70 %) liegen. Das Preisniveau kann folglich durch die fehlende Standortdifferenzierung zusätzlich erhöht werden, während der Abschnitt von möglichen zusätzlichen Renditen für diese Projekte ausbleibt.

Um Fehlanreize zu vermeiden, muss der einheitliche Zuschlagspreis für Bürgerenergiegesellschaften (BEG) dem maximalen Zuschlagspreis innerhalb der jeweiligen Region entsprechen und nicht dem allgemeinen Maximalwert. Besteht das Netzausbaugebiet weiter, so existieren drei Einheitspreise, einer für das Netzausbaugebiet (NAG), einer für den Süden und einer für die freie Menge.

Die momentan ausgesetzte Sonderregelung für Bürgerenergieprojekte, die Bürgerenergiegesellschaften erlaubt, sich ohne BImSchG-Genehmigung zu bewerben, bietet die Möglichkeit, Projekte innerhalb eines



Landkreises zu übertragen. Sollte diese Regelung fortgesetzt werden, sollte bei der Gebietsbildung ein Landkreis entweder der Südregion oder der freien Menge zugeordnet werden.

### **Wechselwirkungen mit Designelementen der gemeinsamen Ausschreibung (GemA)**

Im Folgenden wird angenommen, dass die Südquote in der gemeinsamen Ausschreibung implementiert wird und Windprojekte dort konkurrenzfähig sind.

**Referenzertragsmodell:** In der GemA findet das Referenzertragsmodell keine Anwendung. Die Wettbewerbsposition eines Windenergievorhabens wird folglich stärker als in den technologiespezifischen Ausschreibungen von der Windhöffigkeit des Standortes bestimmt. Dies führt zu einer Ungleichverteilung der Wettbewerbschancen – mit Vorteilen im Norden und Nachteilen im weniger windhöffigen Süden. Die Einführung einer Südquote würde dem entgegenwirken.

**Verteilnetzkomponente (VNK):** Durch den verschärften Konkurrenzdruck und das sinkende Preisniveau in der freien Menge, kann die Wirkung der VNK in diesem Segment verstärkt werden. Im Süden wird die Wirkung der VNK hingegen reduziert, da das Wettbewerbsniveau i. A. sinkt.

**Differenzierte Höchstpreise (HP):** Die Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (GemAV) sieht drei HP-Regionen vor. Die Südregion des hier betrachteten Mainlinien-Vorschlags des BMWi ist ein Teilraum des Höchstwertgebiets 3, somit gilt für alle Südgebote der gleiche Höchstwert. Es ergeben sich somit keine Änderungen diesbezüglich.

### **4.1.6 Bewertung**

In diesem Abschnitt erfolgt die Bewertung der Südquote und ihrer Ausgestaltungsvariante als endogene Quote anhand der in Kapitel 2.3 vorgestellten Kriterien.

#### **4.1.6.1 Politische Ziele der regionalen Steuerung unterstützen**

Die einfache Südquote ermöglicht eine zuverlässige Verlagerung von Zuschlägen in den Süden. Im Modell führt die Südquote bei einer Festlegung auf 20 % der ausgeschriebenen Menge zu einer Verlagerung von zusätzlich ca. 1,6 GW bis 2025 in die quotierte Region unabhängig davon, ob das Referenzertragsmodell angewendet oder abgeschafft wird. Voraussetzung für einen Zubau in Höhe der festgelegten Quote ist aber ein Angebotsvolumen aus der Südregion, das mindestens der Höhe der Quote entspricht.

Durch die Verlagerungen in den Süden, wird allerdings noch kein deutschlandweiter EE-Zubau gefördert. Auch könnte sich der Zubau im Süden stark auf bestimmte Regionen konzentrieren, wenn kein Referenzertragsmodell angewendet wird. Die quantitativen Analysen zeigen auch, dass ohne das Referenzertragsmodell zwar der Ausbau im Süden steigt, dies aber Kosten der Zuschlagsmenge in den mittleren Regionen realisiert wird. Da im Norden weiterhin an den windhöffigsten Standorten der EE-Zubau stattfindet, findet keine Entlastung von Verteilnetzen mit EE-getriebenen Netzausbau statt.

Eine endogene Quote verlagert kurzfristig Zuschläge in den Süden, reduziert gleichzeitig aber den Anreiz Projekte im Süden zu entwickeln und an der Ausschreibung teilzunehmen, sodass ein EE-Zubau im Süden langfristig gefährdet wird.

**Tabelle 6: Bewertungsübersicht - Ziele der regionalen Steuerung unterstützen (Südquote und endogene Quote)**

Bewertungskriterium	Südquote	Endogene Südquote
Verlagerung in den Süden	++	--
Reduktion Verteilnetzausbau	0	0
Deutschlandweiter Zubau	0	0

#### 4.1.6.2 Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende

Die Einführung einer Mindestquote für Gebote aus dem Süden hat einen Einfluss auf die allgemeinen Ziele der Energiewende. Der Einfluss der zwei Ausgestaltungsvarianten ist in Tabelle 7 im Überblick und im Folgenden im Detail bewertet.

##### EE-Ausbauziele erreichen

Die Verlagerung von Projekten in den Süden führt tendenziell dazu, dass pro installiertem MW ein geringerer Energieertrag erreicht wird. Wird angenommen, dass über die Südquote die Nord-Süd-Steuerung des Referenzertragsmodells verstärkt wird, so zeigt sich im Modell, dass der Energieertrag um ein Prozent sinkt. Dem steht gegenüber, dass vermutlich die Abregelung von Anlagen im Süden aufgrund der Netzsituation momentan niedriger ist als bei Anlagen im Norden. Dieser Effekt konnte im Modell jedoch nicht quantifiziert werden. Das Ausschreibungsvolumen muss also mit Einführung einer Südquote überprüft werden, um das erneuerbare Ziel in Prozent des Stromverbrauchs erreichen zu können. Wird eine Südquote ohne Referenzertragsmodell eingeführt, so steigt der Energieertrag um ein Prozent. Dies ist jedoch nicht der Südquote, sondern dem Wegfall des Referenzertragsmodell geschuldet, welcher zu einer starken Konzentration im Norden, der nicht quotierten Region führt.

Da die Quote die Projektentwicklung im Süden anreizt, können im Süden vorhandene Flächen mit größerer Sicherheit entwickelt und für die Ausschreibung erschlossen werden. Mittel- und langfristig kann dadurch die EE-Zielerreichung erleichtert bzw. erst ermöglicht werden.

Um die kurzfristigen EE-Ausbaupfade nicht zu gefährden, erfordert die einfache Quote eine Regelung zum „Nachrücken“ von anderen Projekten, falls die Südquote unterzeichnet sein sollte. Der Bedarf ist dabei unabhängig davon, ob die Quote auf alle Runden gleichmäßig aufgeteilt ist, nur in einer Runde (z. B. der letzten) greift oder eine Übertragung von nicht ausgeschöpften Mengen implementiert ist. Im letzten Fall müsste am Ende eines Jahres ein Nachrücken erfolgen.

Da bei der endogenen Quote die Höhe des Quotenvolumens von dem Volumen der abgegebenen Gebote aus dem Süden abhängig ist, tritt das Problem der Unterzeichnung nicht auf und eine zusätzliche Nachrück-Regel ist nicht notwendig. Gleichzeitig entfällt für Bieter der Anreiz, schlechtere Projekte zu entwickeln, da für diese grundsätzlich keine Zuschlagswahrscheinlichkeit gegeben ist. Es droht eine Abwärtsspirale, in der sukzessive weniger Projekte entwickelt werden. Der Projektentwicklung im Süden und damit auch der Erreichung der EE-Ausbauziele insgesamt würde mittelfristig eher geschadet als geholfen.

##### Kosteneffizienz fördern

Im Allgemeinen steigen die Stromgestehungskosten bei der Einführung einer Mindestquote für Projekte aus dem Süden, da diese ein höheres Preisniveau aufweisen. Das Preisniveau im nicht quotierten Teil sinkt, da der Wettbewerb aufgrund der reduzierten Zuschlagsmenge steigt. Der erste Effekt erhöht, der

zweite reduziert die Förderkosten. Im Modell zeigt sich, dass eine Südquote zusätzlich zum Referenztragsmodell die Förderkosten um ca. drei Prozent ansteigen lässt.

Südquote und endogene Quote beschränken den Wettbewerb auf einen Wettbewerb zwischen Projekten aus dem Süden. Die Förderkosten steigen stärker als die Stromgestehungskosten. Grund ist die niedrigere Liquidität des kleineren Marktes.

Langfristig führt die Südquote im Gegensatz zur endogenen Quote zu Investitionssicherheit für Standorte im Süden, was eine Technologieentwicklung für Schwachwindanlagen und die Aktivierung des Flächenpotentials im Süden anreizt und langfristig die Stromgestehungskosten und Förderkosten senken kann.

Die Systemkosten werden durch die Südquote gesenkt, da Netzengpasskosten reduziert werden.

**Tabelle 7: Bewertungsübersicht - Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende (Südquote und endogene Quote)**

Bewertungskriterium	Südquote	Endogene Südquote
Energieertrag	-	-
Flächenpotenzial aktivieren	+	--
Stromgestehungskosten	-	-
Förderkosten	-	-
Systemkosten	+	0

#### 4.1.6.3 Umsetzbarkeit

##### **Komplexität & Vereinbarkeit mit bestehenden Instrumenten**

Die einfache Südquote ist die am wenigsten komplexe Ausgestaltungsvariante einer Quote. Die Südquote hat keine unerwünschten Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten. Die endogene Quote erfordert eine zweistufige Reihung und ist damit komplexer als eine einfache Quote.

##### **Robustheit**

Grundsätzlich ist eine Mindestquote für Süddeutschland das effektivste und robusteste Instrument, um eine Verlagerung des Windkraftausbaus nach Süddeutschland zu gewährleisten. Allerdings ist sie anfällig bei mangelndem Wettbewerb.

Die endogene Quote ist nicht robust. Auch werden hier grundlegende Prinzipien der Gestaltung eines Marktes verletzt, da sowohl Angebot als auch Preis von einer Seite des Marktes festgesetzt werden.

##### **Missbrauchsanfälligkeit**

Bei der einfachen Quote orientieren sich Südgebote bei mangelndem Wettbewerb am Höchstpreis. Aufgrund der Investitionssicherheit, die eine Südquote garantiert, ist ein mangelnder Wettbewerb zumindest mittel- bis langfristig unwahrscheinlich.

Die endogene Quote ist besonders anfällig für strategische Gebote. Da sich die Höhe des Quotenvolumens aus dem Volumen der Gebote aus dem Süden ergibt, haben Bieter einen Anreiz mit Projekten mit

einer niedrigen Realisierungsabsicht das Gebotsvolumen künstlich zu erhöhen und so die Zuschlagswahrscheinlichkeiten für andere Gebote zu erhöhen. Ein entsprechendes Volumen ist am Markt vorhanden.

**Tabelle 8: Bewertungsübersicht – Umsetzbarkeit (Südquote und endogene Quote)**

Bewertungskriterium	Südquote	Endogene Südquote
Komplexität/Vereinbarkeit	+	0
Robustheit	++	-
Missbrauchsanfälligkeit	0	--

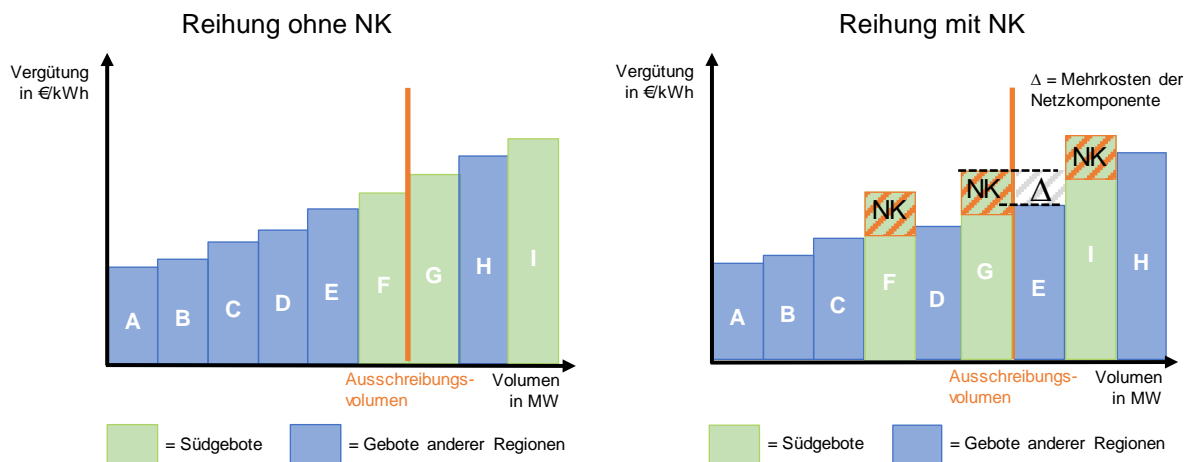
## 4.2 Netzkomponente

### 4.2.1 Beschreibung des Instruments

Im Folgenden werden die wesentlichen Eigenschaften der Netzkomponente (NK) dargestellt. In der allgemeinen Diskussion wird sie auch als „Südbonus“ bezeichnet.<sup>11</sup> Genauere Informationen zu der geplanten Ausgestaltung liegen nicht vor, Änderungen sind daher möglich. Die dargestellten Eigenschaften werden jedoch als Grundlage für die weiteren Analysen genutzt.

- Die NK ist ein preisbasiertes Steuerungsinstrument. Windenergieanlagen in Landkreisen südlich des Netzengpasses im Übertragungsnetz (im Modell Region 5) erhalten einen Wettbewerbsbonus in Höhe von 0,3 ct/kWh. Hier sei darauf hingewiesen, dass ein Bonus im Süden aus Ausschreibungssicht grundsätzlich den gleichen Effekt hat wie ein Malus im sonstigen Gebiet und die entsprechende Argumentation im Rahmen dieses Papiers insofern für beide Varianten gilt.
- Die NK wirkt ausschließlich auf die Reihung der Gebote. Gebote mit NK erhalten damit einen Wettbewerbsvorteil. Bezuschlagte Bieter bekommen aber weiterhin ihren Gebotswert ausbezahlt, in den sie als rationale Bieter die Netzkomponente u. U. bereits vollständig oder anteilig eingepreist haben. Im NK-Gebiet können somit Projekte zusätzlich bezuschlagt werden, die ohne den Bonus zu teuer gewesen wären (z. B. Projekt G in Abb. 2).
- Eine abschließende Zieldefinition ist nicht bekannt, verschiedene Teilziele sind denkbar: Berücksichtigung der Kosten, die durch einen EE-bedingten Ausbau des Übertragungsnetzes sowie die damit einhergehende Verzögerung verursacht werden; Begrenzung der Kosten für Redispatch- und Einspeisemanagement; überregionale Steuerung (Nord-Süd-Verschiebung von EE-Projekten).

<sup>11</sup> Weitere im Diskurs auftretende Bezeichnungen sind „Wettbewerbskomponente“, „Regionalkomponenten“ und „Südkomponente“.



**Abbildung 30: Reihung ohne NK: Nur ein Südgebot (F) wird bezuschlagt und Reihung mit NK: Zwei Süd-projekte (F und G) werden bezuschlagt**

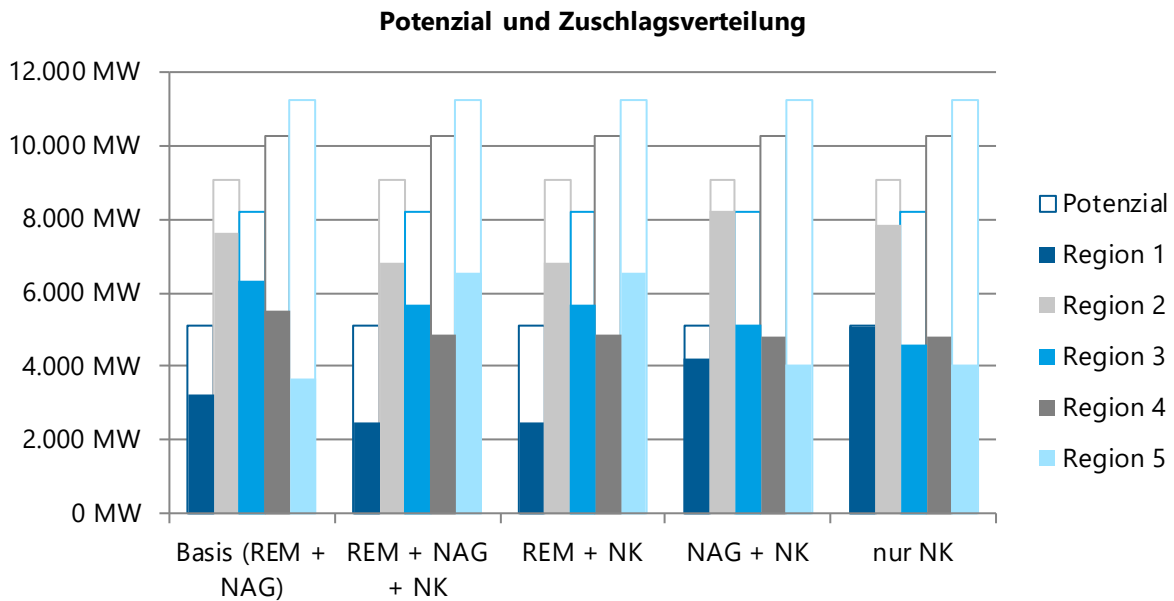
#### 4.2.2 Wirkung auf die regionale Verteilung

Im Rahmen einer quantitativen Analyse soll im Folgenden dargestellt werden, welche Wirkung die NK potenziell auf die Zubauverteilung von Windenergieanlagen an Land hat, wenn unterschiedliche Potenziale der Analyse zugrunde gelegt werden. Berücksichtigt werden dabei im Folgenden die aktuell in den technologiespezifischen Ausschreibungen wirkenden Instrumente (vgl. Kapitel 3.2) sowie die NK in unterschiedlichen Konstellationen. Ausgehend vom Basisfall, der der regionalen Steuerung nach EEG 2017 (Wirkung von REM und NAG) entspricht, wird die Wirkung einer Änderung (NK) auf den Zubau in Deutschland in fünf Regionen betrachtet.

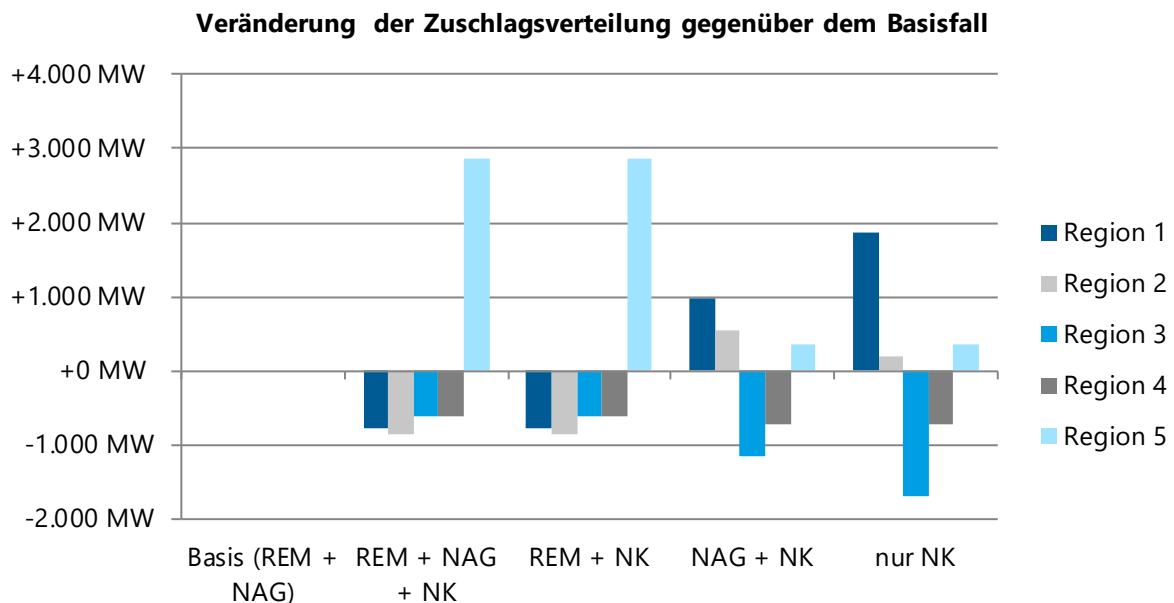
Unterschieden wird in der Analyse zwischen vier Steuerungsszenarien mit Netzkomponente:

- NK als zusätzliches Steuerungsinstrument (REM + NAG + NK),
- NK als Steuerungsinstrument anstelle des NAG (REM + NK),
- Steuerung ausschließlich über die Netz-bedingten Steuerungsinstrumente ohne REM (NAG + NK) sowie
- einem Szenario mit der NK als einzigem Steuerungsinstrument (nur NK).

Die NK wird dabei in allen Fällen in einer Höhe von 0,3 ct/kWh angenommen. Eine niedrigere NK schwächt die Effekte ab, eine höhere NK verstärkt sie.



**Abbildung 31: Potential- und Zuschlagsverteilung bei unterschiedlicher Nutzung von Steuermechanismen bei Potenzialannahme entsprechend der ausgewiesenen Flächen**



**Abbildung 32: Veränderung der Zuschlagsverteilung bei veränderter Steuerung gegenüber dem REM + NAG-Szenario bei Potenzialannahme entsprechend der ausgewiesenen Flächen.**

Die Verteilung der Zuschläge zwischen dem Basisfall und den unterschiedlichen Steuerungs-Szenarien mit NK unterscheiden sich deutlich (vgl. Abbildung 32). Die Einführung der NK als ergänzendes Steuerungsinstrument zu den gemäß EEG 2017 in der technologiespezifischen Ausschreibung wirkenden Instrumenten führt zu einer stärkeren Bezuschlagung von Projekten in Region 5. Die Zuschlagsmengen in Region 2, 3 und 4 werden reduziert. Die Zuschlagsmenge in Region 1 verändert sich nicht. Das NAG greift weder im Basisfall noch bei REM + NAG + NK-Steuerung. Dies ist bedingt durch das relativ hohe Maximal-Volumen im NAG und der im Vergleich dazu niedrigen Zuschlagsmenge. Somit ist der Zubau

im Steuerungsszenario REM + NK auch identisch zu dem im Steuerszenario mit REM + NAG + NK. Während das Potenzial in Region 1 bei Wegfall von REM und NAG voll ausgeschöpft wird, sinkt der Zubau in allen weiteren Regionen.

Bei den beiden Szenarien ohne REM erfolgt insgesamt eine Verschiebung in die nördlicheren Regionen. Im Szenario NAG + NK wird der Zubau in Region 1 durch das in diesem Fall greifende NAG gedeckelt, während in Region 2 verstärkt Zuschläge erzielt werden. In Region 3 und 4 wird weniger Leistung bezuschlagt, während in Region 5 unter den angenommenen Eingangsparametern der Wegfall des REM durch die NK kompensiert werden kann. Verzichtet man auch auf das NAG wie im Szenario „nur NK“ wird der Zubau bis zur vollständigen Potenzialausnutzung in Region 1 verschoben. Auch in Region 2 werden mehr Zuschläge als in der Basis-Steuerung erzielt, während Region 3, 4 und 5 eine Reduktion der Zuschlagsmenge erfolgt.

Zusammenfassend bedeutet die Einführung der NK als zusätzliche Steuerungsmaßnahme, dass in allen betrachtenden Fällen das Zuschlagsvolumen in Region 5 erhöht wird. Die Leistung, die in Region 5 hinzukommt, wird in anderen Regionen weniger installiert. Dies trifft den Analysen nach jedoch nicht vorrangig Region 1 im Norden, sondern alle Regionen.

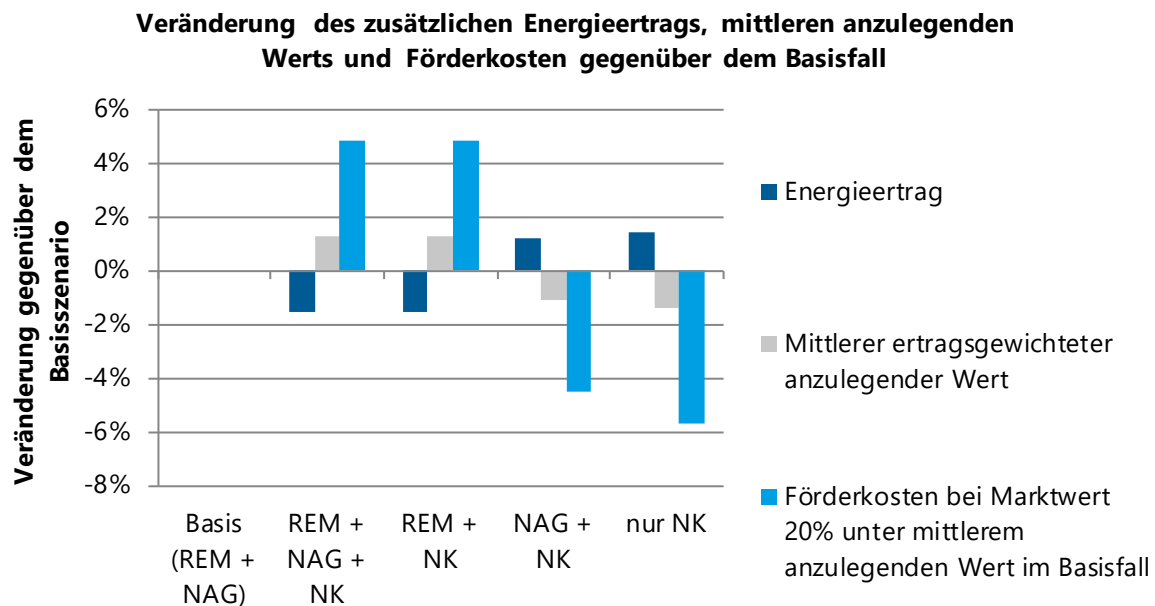
Wird das REM durch die NK ersetzt, erfolgt eine Verschiebung des Zubaus nach Norden. Die NK ist in der diskutierten Ausgestaltung ein schwächeres Steuerungsinstrument als das REM<sup>12</sup>. So verschiebt sich bei Wegfall des REM der Zubau insgesamt in den Norden, auch wenn die NK den Effekt des Wegfalls des REM in Region 5 abschwächt. Da vom REM tendenziell ebenfalls die südlicheren Regionen stärker profitieren, führt ein Wegfall desselben zu einer Verschlechterung der Zuschlagswahrscheinlichkeit für diese Projekte.

#### **4.2.3 Wirkung auf Energieerträge, anzulegende Werte und Förderkosten**

Der Effekt der Einführung einer NK ist die Bezuschlagung von Projekten mit ansonsten höheren Gebotswerten im Süden anstelle von Projekten mit niedrigeren Gebotswerten nördlich der NK-Zone. Diese spiegeln aufgrund der Anpassung mit den Korrekturfaktoren des Referenzertragsmodells jedoch nicht direkt die anzulegenden Werte wieder. Diese ergeben wiederum abzüglich des mittleren Marktwerts, welcher durch den Zubau beeinflusst wird, die jeweilige projektspezifische Marktprämie. Aus den erzeugten Energiemengen und den jeweiligen projektspezifischen Marktprämien ergibt sich das benötigte Fördervolumen. Im Folgenden wird auf die einzelnen Aspekte, die auch aus der quantitativen Analyse hervorgehen, eingegangen.

---

<sup>12</sup> Beispielfhaft bei einem Zuschlagswert von 5 ct/kWh werden durch die Normierung auf einen 100 % Standort theoretisch Kostenunterscheide zwischen windhöffigen und windschwachen Standorten von 2,5 ct/kWh (-1,05 ct/kWh bis +1,45 ct/kWh) ausgeglichen werden.



**Abbildung 33: Veränderung des zusätzlichen Energieertrags, mittleren anzulegenden Werts und Förderkosten bei Steuerung durch NK gegenüber dem Basisfall**

#### Wirkung der NK auf die *anzulegenden Werte*

Tendenziell sind im Süden weniger windhöffige Standorte als im Norden des Landes zu finden. Da die Verdrängung jedoch nicht zwangsläufig die besonders windhöffigen Standorte betrifft, ist die Wirkung schwer vorauszusagen. In der quantitativen Analyse zeigt sich bei Anwendung der NK zusätzlich zu den bestehenden Instrumenten eine Reduktion des zu erwartenden Energieertrags bei einem erhöhten mittleren anzulegenden Wert (vgl. Abbildung 33, Szenario REM + NAG + NK sowie Szenario REM + NK). Bei Einsatz der NK ohne REM und NAG erfolgt gegenüber dem Basisfall wie zu erwarten eine Steigerung des Energieertrags und es ist ein Absinken der anzulegenden Werte zu beobachten. Dies ist jedoch nicht auf den Einsatz der NK, sondern auf den Wegfall des NAG und des REM zurückzuführen.

In der gemeinsamen Ausschreibung, in der das REM nicht wirkt, entsprechen die anzulegenden Werte den Zuschlagswerten. Die anzulegenden Werte der durch die NK bezuschlagten Projekte liegen somit um bis zu 0,3 ct/kWh höher als die der verdrängten Projekte außerhalb der NK-Zone.

#### Wirkung der NK auf die *Energieerträge*

Die in den Szenarien NAG + NK sowie nur NK aufgezeigte Verschiebung des Zubaus von Windenergieanlagen von Norden nach Süden wirkt sich, wie in Abbildung 33 dargestellt, negativ auf die jährlichen Energiemengen aus EE-Anlagen und damit negativ auf die mengenbezogenen Ausbauziele aus. Windenergieanlagen in Süddeutschland erreichen aufgrund der zumeist schlechteren Standortgüte in der Regel unterdurchschnittliche Volllaststunden, so dass die mit den zugebauten Kapazitäten erzeugten Energiemengen im Süden hinter den potenziell möglichen Energiemengen bei Zubau der gleichen Kapazitäten im Norden zurückbleiben. Zur Erreichung der Energiemengenziele müsste bei verstärktem Zubau an Standorten im Süden insofern mehr Leistung zugebaut werden als bei vergleichbarem Zubau im Norden. Zielkonflikte zwischen der regionalen Steuerungswirkung der NK einerseits und den im EEG festgeschriebenen erzeugungsbezogenen Ausbauzielen andererseits sind mit dem aktuellen Ausschreibungsdesign insofern möglich.



### **Auswirkungen NK auf die Förderkosten**

Im Ergebnis der quantitativen Analyse bei einem Potenzial entsprechend des Basisszenarios wird bei Einführung der NK aufgrund des geringeren erwarteten Energieertrags und des erhöhten anzulegenden Werts ceteris paribus ein höheres Fördervolumen zur Auszahlung der Marktprämie benötigt (vgl. Abbildung 33, Szenario REM + NAG + NK sowie Szenario REM + NK). Dem stehen jedoch Einsparungen im Bereich der Netz- bzw. Systemkosten gegenüber. Eine Senkung der Förderkosten aus der Marktprämie ist hingegen beim Wegfall des NAG und des REM und der resultierenden Verschiebung in den Norden bei unverändertem Marktwert und vernachlässigter Abregelung (vgl. Abbildung 33, Szenario nur NK) zu erwarten. In diesem Fall können jedoch höhere Netz- bzw. Systemkosten anfallen.

In der quantitativen Analyse wird davon ausgegangen, dass keine strategisch erhöhten Gebote abgegeben werden. Die Einführung einer NK für die Region 5 könnte jedoch einen Anreiz zum strategischen Erhöhen der Gebotswerte für Bieter darstellen, die davon ausgehen, auch ohne NK mit hoher Wahrscheinlichkeit einen Zuschlag erzielen zu können. Im Extremfall, in dem alle Süd-Projekte von einer Bezuschlagung zu den kalkulierten Gebotswerten ohne NK ausgehen und die NK einpreisen, wird keine Veränderung des Zubaus erzielt, da die um die NK korrigierten Gebote denen ohne NK entsprechen. Die NK würde somit ausschließlich eine Steigerung der Zuschlagswerte und in der Folge eine Steigerung der anzulegenden Werte in Region 5 um ihren Wert bzw. um ihren durch den Korrekturfaktor des REM angepassten Wert auslösen. Werden die Ausschreibungen unterzeichnet und besteht somit gar kein Wettbewerb (wie in den aktuellen Ausschreibungsrunden) verhindert der Höchstwert eine Besserstellung der Bieter in der NK-Zone, solange der Höchstwert vor der NK wirkt.

#### **4.2.4 Fehlanreize und Parametrierungsrisiken**

Dem Vorschlag des Bundeswirtschaftsministeriums entsprechend unterstellt die vorliegende Stellungnahme die Einführung einer NK in Höhe von 0,3 ct/kWh. Auf die Herausforderungen und Risiken im Zusammenhang mit der Parametrierung der Komponente wird nachfolgend eingegangen. Ausführlich wurde die Frage auch von Consentec et al. im Vorhaben „Zukünftige Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland“ und im Vorhaben „Unterstützungsleistung bei der Ausgestaltung eines Ausschreibungssystems für erneuerbare Energien“ im Jahr 2017 diskutiert.

Wenn der NK vordergründig eine netztechnische Begründung zugrunde liegt und Kosten des Übertragungsnetzausbaus internalisiert werden sollen, besteht eine zentrale Herausforderung hierbei in der angemessenen Abbildung der Übertragungsnetzkosten, die durch den Ausbau der Windenergie in bestimmten Regionen zusätzlich entstehen bzw. durch die Verlagerung in andere Regionen eingespart werden können. Das deutsche Übertragungsnetz ist eng vermascht und in das europäische Verbundnetz integriert. Die Isolierung von einzelnen Ursache-Wirkung-Beziehungen, insbesondere hinsichtlich des resultierenden Netzausbaubedarfs, ist damit erheblich komplexer als auf Verteilnetzebene. So wird die Wirkung des EE-Ausbaus auf den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes von anderen Faktoren, wie dem grenzüberschreitenden Stromaustausch und der Entwicklung des restlichen Stromsystems (konventioneller Kraftwerkspark, Nachfrageflexibilität, Sektorkopplung) überlagert. Eine Über- bzw. Unterschätzung der windenergiebedingten Ausbau- und Betriebskosten oder eine nicht sachgerechte Pauschalierung führen im Ergebnis zu ineffizienten Ausschreibungsergebnissen, die den Systemnutzen von Anlagen an bestimmten Standorten nicht angemessen reflektieren.

Unter Berücksichtigung einer über eine Internalisierung der Netzintegrationskosten hinaus erweiterten Zielstellung für die Einführung der NK (z. B. möglichst flächendeckender Ausbau der Windenergie in ganz Deutschland) verändern sich auch die Anforderungen an die Parametrierung des Instrumentes. Die Höhe der Komponente müsste in diesem Fall vielmehr an den Kostenunterschieden zwischen Stark- und Schwachwindstandorten bzw. zwischen Projekten nördlich und südlich der Mainlinie ausgerichtet werden, um möglichst homogene Wettbewerbsbedingungen zu schaffen. Das Risiko besteht hierbei in der möglichen Unter- bzw. Überschätzung der Kostenunterschiede, was im Fall der Überschätzung zu einer überzogenen Verlagerung infolge der Bevorteilung von Schwachwindstandorten bzw. Projekten südlich der Mainlinie und bei einer Unterschätzung zum Erhalt des Status quo führen würde. Dabei ließe sich das Mengenrisiko, das aus einer möglichen Übersteuerung resultiert, prinzipiell durch eine Quotierung der NK begrenzen.

Die Wirkung der NK ließe sich anhand der bisherigen Ausschreibungsergebnisse testen. Seit der weitgehenden Aufhebung der besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergie-gesellschaften, die die Ergebnisse des Jahres 2017 deutlich verzerrten, hat jedoch erst eine Ausschreibungsrunde mit hinreichendem Wettbewerb stattgefunden. Die Ausschreibungen seit Mai 2018 waren alle bis auf die letzte Runde im Dezember 2019 unterzeichnet und eignen sich damit nicht für eine derartige Validierung. Zudem gilt es zu berücksichtigen, dass sich der Einfluss der Komponente mit dem Preisniveau der Ausschreibungen verändern kann. So fällt bei sinkenden Zuschlagswerten ein fixer Abschlag stärker ins Gewicht. Da die Ausschreibungsergebnisse im Detail nur der Bundesnetzagentur vorliegen, kann nur diese einen entsprechenden Abgleich vornehmen.

Abschließend lässt sich festhalten, dass die NK mit Parametrierungsrisiken verbunden ist. Wie diese gelagert sind, hängt dabei unter anderem von der konkreten Zielstellung ab.

#### 4.2.5 Vereinbarkeit mit bestehenden Instrumenten

Bei Einführung einer NK würde in der gemeinsamen Ausschreibung nach NAG, Höchstwertgebiet (HWG) und VNK ein viertes Steuerungsinstrument anhand einer Zuordnung nach Landkreisen wirken. In der technologiespezifischen Ausschreibung entstehen durch die Instrumente NAG und NK (ohne Überschneidung des NAG mit der NK-Region) drei Zonen mit unterschiedlichen Regelungen (vgl. Abbildung 34). In allen drei Zonen wirkt zusätzlich das REM, das jedoch in allen Kreisen gleichermaßen und windgeschwindigkeitsabhängig wirkt und somit keine weiteren Zonen schafft. In der gemeinsamen Ausschreibung ergeben sich allein für Wind an Land zehn unterschiedliche Kombinationsfälle von Steuerungsinstrumenten, die jeweils unterschiedlich auf die betroffenen Landkreise wirken. (vgl. Abbildung 35). Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass die VNK in den verschiedenen betroffenen Kreisen in unterschiedlicher Höhe wirkt.

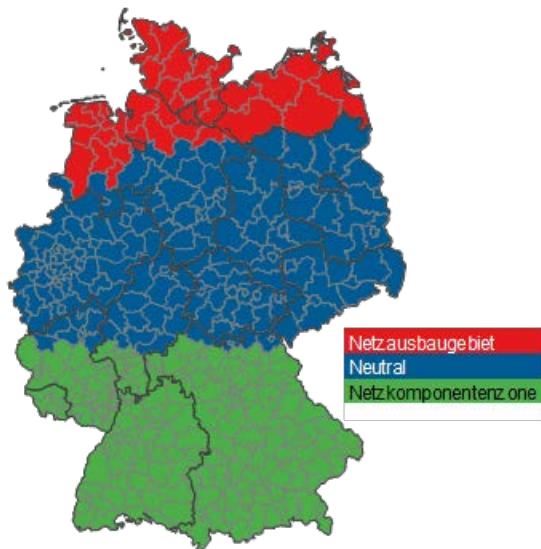


Abbildung 34: Zonen mit unterschiedlichen wirkenden Steuerungsinstrumenten in der technologiespezifischen Ausschreibung.

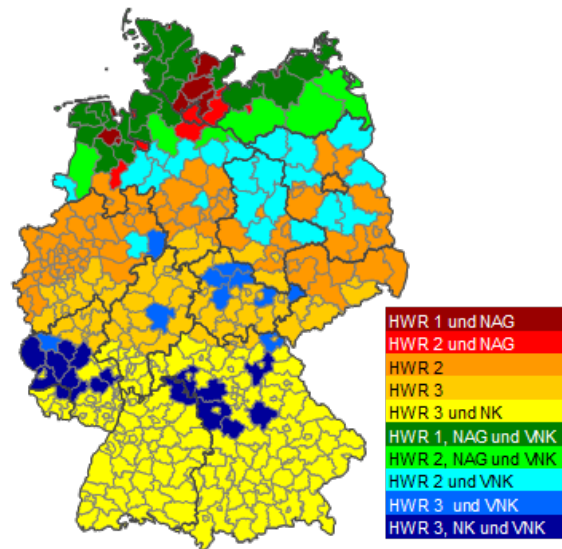


Abbildung 35: Zonen mit unterschiedlich wirkenden Steuerungsinstrumenten für Windenergie an Land in der gemeinsamen Ausschreibung.

Im Folgenden werden mögliche Wechselwirkungen identifiziert und beschrieben, die bei der parallelen Nutzung der bestehenden Steuermechanismen mit der NK entstehen können. In der Ausschreibungspraxis könnten durch die NK mehr als zwei Instrumente nebeneinander existieren (z. B. NK, REM und NAG). Die hier für jeweils zwei Instrumente beschriebenen Wechselwirkungen bleiben bestehen (siehe auch die quantitative Analyse).

### **NK + REM (Ausschreibungen für Windenergie an Land)**

Bei gleichzeitiger Anwendung von NK und REM in der technologiespezifischen Ausschreibung ergeben sich die folgenden möglichen Wechselwirkungen:

- Die NK ist ein überregionales Steuerungsinstrument und soll Netzintegrationskosten internalisieren. Das REM ist ein standortspezifisches Instrument und soll Wettbewerbsbedingungen zwischen unterschiedlich windhöffigen Standorten angleichen. Hierdurch entsteht eine Wirkung auf die regionale Verteilung der Zuschläge. Die NK wird in der Ausschreibung auf die auf den 100 %-Standort normierten Gebote angewendet und beeinflusst damit die Reihung der Gebote; die Korrekturfaktoren des REM werden zur Bestimmung der anzulegenden Werte nach der Ausschreibung auf die Zuschlagswerte (ohne NK) angewendet.
- Durch die Möglichkeit, die NK vollständig oder anteilig in das Gebot einzupreisen, entstehen Wechselwirkungen zwischen den beiden Instrumenten, die dazu führen, dass die NK einen standortspezifischen Faktor erhält. Aus Bietersicht erhöht sich durch die NK bei gleichbleibender Gebotshöhe die Zuschlagswahrscheinlichkeit. Erwartet ein Bieter, auch ohne NK einen Zuschlag erzielen zu können, besteht der Anreiz, das eigene Gebot zu erhöhen, d. h. die NK vollständig oder anteilig einzupreisen. In diesem Fall ergibt sich eine standortspezifische Komponente der NK, da mit der Anwendung der Korrekturfaktoren Zusatzgewinne an windhöffigeren Standorten kleiner, an windschwachen Standorten größer ausfallen. Diese Standortdifferenzierung der NK wird nicht durch die netzseitigen Ziele der NK begründet. Allerdings ist nicht zu erwarten, dass windschwache Standorte die NK voll einpreisen werden, solange sie eine schlechtere Wettbewerbsposition haben.
- Der Zuschlagswert (inkl. eingepreister NK) wird mit dem Korrekturfaktor multipliziert, um den anzulegenden Wert der Windenergieanlage zu ermitteln. Insofern ergibt die Multiplikation der NK mit dem standortspezifischen Korrekturfaktor die mit dem Standort und entsprechender Windqualität variierende Wirkung von NK und REM. An einem windstarken Standort hat die NK somit geringere Auswirkungen auf den anzulegenden Wert (bis zu  $0,79 \cdot 0,3 \text{ ct/kWh} = 0,237 \text{ ct/kWh}$ )<sup>13</sup> als an einem windschwachen Standort (bis zu einem Bonus von  $1,29 \cdot 0,3 \text{ ct/kWh} = 0,387 \text{ ct/kWh}$ ).

### **NK + NAG (Ausschreibungen für Windenergie an Land und gemeinsame Ausschreibungen)**

Bei gleichzeitiger Anwendung von NK und NAG in der technologiespezifischen und der gemeinsamen Ausschreibung ergeben sich die folgenden möglichen Wechselwirkungen:

- NK und NAG begründen sich beide auf Engpässe im Übertragungsnetz und wirken beide auf eine überregionale Verschiebung von EE-Projekten in Nord-Süd-Richtung. Zur Erreichung des Ziels nutzen die beiden Instrumente dabei allerdings unterschiedliche Mechanismen (Preis- vs. Mengensteuerung).
- Der regionale Zuschnitt zwischen NAG und NK ist ebenfalls unterschiedlich. Während das NAG lediglich jene Regionen umfasst, in denen das Übertragungsnetz besonders belastet ist (vgl. Abschnitt 3.1.2) und damit auch eine Verschiebung von Projekten in die Mitte Deutschlands zulässt, sind mit der NK Verschiebungen in die südlichsten Regionen Deutschlands – jenseits der Mainlinie – beabsichtigt.
- Die NK bewirkt, dass süddeutsche gegenüber anderen Anlagen in der Gebotsreihung bevorzugt werden. Damit ist zu erwarten, dass die Maximalquote für Windenergieanlagen im NAG und damit seine bindende Wirkung später eintritt als ohne die NK.

<sup>13</sup> Standortgüten in Höhe von 150 % sind unrealistisch für Windenergieprojekte an Land, theoretisch ist für ein 150%-Projekt jedoch der niedrigste Korrekturfaktor anzusetzen.

### **NK + VNK (gemeinsame Ausschreibungen)**

Bei gleichzeitiger Anwendung von NK und VNK in der gemeinsamen Ausschreibung ergeben sich die folgenden möglichen Wechselwirkungen:

- NK und VNK zielen auf unterschiedliche Aspekte der regionalen Verteilung ab. Die NK internalisiert Kosten des Übertragungsnetzausbaus, die VNK Kosten des Verteilnetzausbaus. Die NK soll eine überregionale Steuerung von Nord- und Mittel- nach Süddeutschland bewirken, während die VNK eine regionale Steuerung zwischen Landkreisen beabsichtigt.
- Die NK wirkt als Bonus positiv auf die Reihung für Anlagen in süddeutschen Landkreisen, während die VNK einen auf die Reihung wirkenden Malus für Anlagen darstellt, die innerhalb eines VAG errichtet werden. Damit wird die Anreizwirkung der NK für süddeutsche Anlagen innerhalb eines VAG gegenüber Anlagen außerhalb eines solchen verringert (0,3 ct/kWh – VNK). Anlagen aus Süddeutschland innerhalb eines VAG werden damit im Zuschlagsverfahren weniger stark bevorzugt. Aus der Wechselwirkung von NK und VNK ergibt sich, dass Anlagen in stärkerem Maße in süddeutschen Landkreisen errichtet werden, die kein VAG sind. Damit erfolgt eine überregionale Steuerung von Nord nach Süd sowie eine regionale Steuerung zwischen einzelnen Landkreisen. Trotz der Existenz beider Instrumente werden die unterschiedlichen Ziele damit weiterhin berücksichtigt.
- Zudem kann aus dem Zusammenspiel von NK und VNK eine überregionale Steuerungswirkung entstehen. Derzeit ausgewiesene VAG sind größtenteils nördlich der Mainlinie zu finden (siehe Abbildung 35). Die VNK stellt damit einen Malus für eine große Zahl von Landkreisen nördlich der Mainlinie dar, die als VAG ausgewiesen sind. Die durch die NK hervorgerufene Bevorzugung von Standorten südlich der Mainlinie wird durch die von der VNK hervorgerufene Benachteiligung von Landkreisen nördlich der Mainlinie tendenziell verstärkt.

### **NK + differenzierte Höchstpreise (gemeinsame Ausschreibungen)**

Bei gleichzeitiger Anwendung von NK und differenzierter Höchstpreise in der gemeinsamen Ausschreibung ergeben sich die folgenden möglichen Wechselwirkungen:

- Mögliche Wechselwirkungen zwischen NK und differenzierten Höchstpreisen könnten bei geographischer Überschneidung der NK mit mehr als einem Höchstwertgebiet entstehen. Ein solcher Fall läge z. B. dann vor, wenn Gebote über den Höchstwert in einem Höchstwertgebiet ausgeschlossen werden, obwohl sie nach Berücksichtigung der NK eher bezuschlagt werden müssten, als Projekte in einem Höchstwertgebiet mit höherem Höchstpreis.
- Unter derzeitigem Zuschnitt der Höchstwertgebiete und des NK-Gebiets südlich der Mainlinie tritt dieser Effekt allerdings nicht auf. Das voraussichtliche NK-Gebiet südlich der Mainlinie liegt ausschließlich in Höchstwertgebiet 3.

## **4.2.6 Bewertung**

In diesem Abschnitt erfolgt die Bewertung einer Netzkomponente anhand der in Kapitel 2.3 vorgestellten Kriterien.

### **4.2.6.1 Ziele der regionalen Steuerung unterstützen**

Die Netzkomponente ermöglicht eine Verlagerung von Zuschlägen in den Süden. Im Modell wurde sie mit 0,3 Cent/kWh angesetzt. Dadurch werden im Vergleich zum Basisfall (REM und NAG) zusätzlich ca. 0,4 GW aus den mittleren Regionen in den Süden verschoben, wenn die NK das REM und das NAG ersetzt. Wirkt die NK mit dem REM zusammen, verschieben sich im Modell 2,9 GW aus allen Regionen in den Süden. Die Wirkung ist stärker von den eingehenden Geboten abhängig als die Wirkung der Südquote, dennoch zeigen die Berechnungen einen zusätzlichen Zubau im Süden, wenn die Netzkomponente bestehende Instrumente ergänzt.

Die Wirkung der Netzkomponente auf einen deutschlandweiten Zubau und die Reduktion des Verteilnetzausbaus ist ähnlich wie die in Abschnitt 4.1.6.1 besprochene Wirkung der Südquote.

**Tabelle 9: Bewertungsübersicht - Ziele der regionalen Steuerung unterstützen (Netzkomponente)**

Bewertungskriterium	Netzkomponente
Verlagerung in den Süden	+
Reduktion Verteilnetzausbau	0
Deutschlandweiter Zubau	0

#### 4.2.6.2 Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende

Die Einführung einer Netzkomponente hat einen Einfluss auf die allgemeinen Ziele der Energiewende. Der Einfluss der zwei Ausgestaltungsvarianten ist in Tabelle 10 im Überblick und im Folgenden im Detail bewertet.

##### **EE-Ausbauziele erreichen**

Die Verlagerung von Projekten in den Süden führt tendenziell dazu, dass pro installiertem MW ein geringerer Energieertrag erreicht wird. Dem steht gegenüber, dass vermutlich die Abregelung von Anlagen im Süden aufgrund der Netzsituation momentan niedriger ist als bei Anlagen im Norden. Der Nettoeffekt ist eine Reduktion des Energieertrages. Das Ausschreibungsvolumen muss also überprüft werden, wenn das erneuerbare Ziel in Prozent des Stromverbrauchs erreicht werden soll.

Die langfristigen Ausbauziele können durch die Netzkomponente unterstützt werden, in dem die Entwicklung von Standorten im Süden Deutschlands gefördert wird. Gegenüber der Südquote ist dieser Anreiz jedoch schwächer, da das Instrument nicht so verlässlich ist wie die Quote.

##### **Kosteneffizienz fördern**

Die Stromgestehungskosten steigen bei der Einführung einer Netzkomponente, da teurere Angebote aus dem Süden aufgrund eines Bonus, günstigere Projekte aus dem Norden verdrängen.

Besonders gute Standorte im Süden werden die Netzkomponente zumindest teilweise einpreisen, was zu höheren Renditen der Anlagenbetreiber auf Kosten der Förderkosten führt. Ein Vorteil der Netzkomponente gegenüber der einfachen Südquote ist, dass Projekte aus dem Süden weiterhin mit Projekten in Norddeutschland im Wettbewerb stehen und die Förderkostendifferenz begrenzt ist. Dieser Wettbewerbsdruck kann zu einer verstärkten technologischen Entwicklung von Schwachwindanlagen führen, da diese die Wettbewerbschancen erhöhen.

Wenn die Höhe der Netzkomponente den Netzengpasskosten entspricht, werden diese in den Ausschreibungen effizient abgebildet, was zu einer Reduktion der Systemkosten führt.

**Tabelle 10: Bewertungsübersicht - Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende (Netzkomponente)**

Bewertungskriterium	Netzkomponente
Energieertrag	-
Flächenpotenzial aktivieren	+
Stromgestehungskosten	-
Förderkosten	-
Systemkosten	++

#### 4.2.6.3 Umsetzbarkeit

##### Komplexität & Vereinbarkeit mit bestehenden Instrumenten

Auf dem ersten Blick wirkt die Netzkomponente als ein wenig komplexes Instrument, da nur die Höhe des Bonus festgelegt werden muss. Die Bestimmung der Höhe des Bonus ist aber überaus komplex und hängt von der Zielstellung der Quote ab. Um zu einer optimalen Reduktion des Netzengpasses zu führen, muss die Höhe des Bonus den Netzengpasskosten entsprechen. Aufgrund der Vermaschung des Netzes und weiterer Ursachen für Netzengpässe (zum Beispiel die Integration in den europäischen Strommarkt) kann dieser nur schwer bestimmt werden. Falls das Ziel ein möglichst flächendeckender Ausbau der Windenergie in ganz Deutschland ist, muss die Zahlungswilligkeit für die Verschiebung bestimmt werden.

Die Netzkomponente zeigt unerwünschte Wechselwirkungen mit dem REM, die dazu führen, dass der Effekt der Netzkomponente in windschwachen Standorten besonders stark ist.

##### Robustheit

Eine falsche Höhe des Bonus kann zu einer zu niedrigen oder zu hohen Steuerungswirkung führen. Falls eine falsche Parametrierung festgestellt wird, kann diese nicht sofort in der nächsten Ausschreibungsrunde angepasst werden, da der Bonus weit im Voraus der Ausschreibung bekanntgegeben werden muss, damit Planungssicherheit für Projektierer besteht.

##### Missbrauchsanfälligkeit

Die Netzkomponente hat keine bekannten Fehlanreize.

**Tabelle 11: Bewertungsübersicht – Umsetzbarkeit (Netzkomponente)**

Bewertungskriterium	Netzkomponente
Komplexität/Vereinbarkeit	-
Robustheit	-
Missbrauchsanfälligkeit	++

## 4.3 Quotierte Netzkomponente

### 4.3.1 Beschreibung des Instruments

Im Gegensatz zu einer „einfachen“ Quote, bei der es zu einer separaten Reihung von Südgeboten und Geboten aus anderen Regionen kommt, ermöglicht eine Quotierte Netzkomponente eine gemeinsame Reihung, bei der die besten Südgebote einen Wettbewerbsvorteil erhalten. Die Quotierte Netzkomponente stellt somit einen Kompromiss zwischen dem Erhalt von Wettbewerb und einer räumlichen Steuerung dar.

#### Quotenfestlegung

Eine Südquote wird analog zur Ausgestaltung in Kapitel 4.1 festgelegt.

#### Festlegung der Netzkomponenten

Zusätzlich wird eine NK in ct/kWh festgelegt. Die Höhe der Komponente entspricht entweder der Zahlungsbereitschaft für eine überregionale Verlagerung und wird aus den Ergebnissen der letzten Ausschreibungsrunden abgeleitet (Preisdifferenz zwischen erfolgreichen Geboten und Südgeboten) oder wird anhand der angenommenen Systemintegrationskosten festgelegt<sup>14</sup>.

#### Gebotstransformation

Die Gebote aus dem Süden werden gereiht. Die Gebotswerte der besten Projekte werden bis zum Erreichen des Quotenvolumens um die Netzkomponente reduziert (siehe Abbildung 37) Die verbleibenden Gebote aus dem Süden werden nicht transformiert. Die Zuschläge in der Auktion werden über alle transformierten und nicht transformierten Gebote bestimmt. Hierzu erfolgt, wie in Abbildung 36 dargestellt, eine gemeinsame Reihung der Gebote. Hierbei gehen die besten Südgebote transformiert und alle anderen Gebote mit ihrem tatsächlichen Gebotspreis ein, das heißt auch solche Südgebote jenseits der Südquote.

#### Zuschlagserteilung

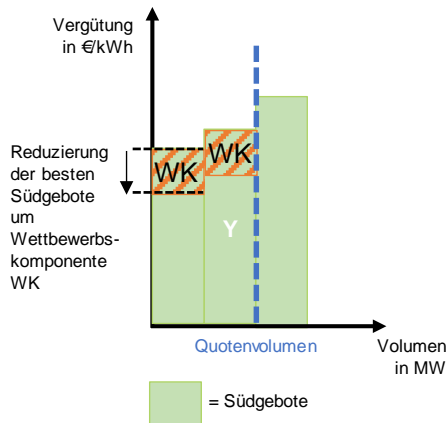
Die Zuschläge in der Auktion werden über alle transformierten und nicht transformierten Gebote bestimmt. Hierzu erfolgt, wie in Abbildung 36 dargestellt, eine gemeinsame Reihung der Gebote. Hierbei gehen die besten Südgebote transformiert und alle anderen Gebote (inklusive der Südgebote jenseits der Südquote) mit ihrem tatsächlichen Gebotspreis ein.

#### Preisregel

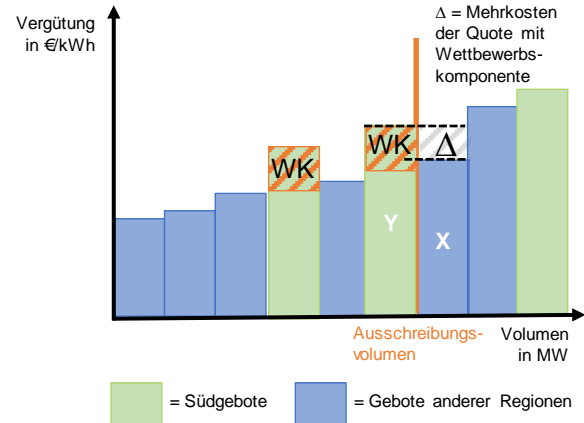
Der Zuschlagspreis aller Gebote entspricht dem Gebotspreis („pay-as-bid“). Sollte die Einheitspreisregel für BEG bestehen bleiben, werden BEG-Gebote jeweils mit dem einheitlichen Zuschlagspreis ihrer Region bezuschlagt.

---

<sup>14</sup> Zu Systemintegrationskosten zählen unter anderem Kosten Einspeisemanagement-Einsätze und Redispatch-Maßnahmen sowie Netzausbaukosten.



**Abbildung 37: Gebotstransformation bei der quotierten Wettbewerbskomponente**



**Abbildung 36: Effekt der Wettbewerbskomponente auf die Reihung**

### 4.3.2 Wirkung auf die regionale Verteilung

Die Wettbewerbsfähigkeit der um die NK geminderten Südgebote ist verbessert und somit erhöht sich ihre Zuschlagswahrscheinlichkeit. Es wird jedoch keine sichere Verlagerung gewährleistet, da die bessergestellten Südgebote sich weiterhin im allgemeinen Wettbewerb durchsetzen müssen. In dem in Abbildung 36 dargestellten Beispiel werden zwei Südgebote mit NK bezuschlagt. Eines der Gebote hätte auch ohne Wettbewerbskomponente einen Zuschlag erhalten, während das andere (Projekt Y) erst durch die Wettbewerbskomponente bezuschlagt wurde. Es verdrängt somit ein anderes Gebot (Projekt X) aus der bezuschlagten Menge. Wird ein eindeutiges räumliches Steuerungssignal für zwingend notwendig erachtet, um die Projektplanung im Süden anzureizen, so zeigt die quotierte Wettbewerbskomponente weniger Wirkung als eine einfache Südquote.

### 4.3.3 Wirkung auf Energieerträge, anzulegende Werte und Förderkosten

Durch die quotierte NK können teurere Süd-Projekte günstigere Gebote aus anderen Regionen verdrängen, dadurch erhöhen sich ggf. die Förderkosten. Unter der Annahme einer robusten Parametrierung steigt das Preisniveau weniger stark als im Fall der in Kapitel 4.1 beschriebenen Südquote, da eine Orientierung am Höchstpreis tendenziell reduziert wird. Durch den verstärkten Wettbewerb können damit ggf. auch positive Anreize zur mittel- bis langfristigen Kostensenkung entstehen, sodass sich das Preisniveau in Süddeutschland potenziell nicht zu stark vom Rest Deutschlands entkoppelt.

### 4.3.4 Fehlanreize und Parametrierungsrisiken

Da die Projekte lediglich eine Bevorzugung in Höhe der NK bei der Reihung erhalten und kein gesondertes Volumen für sie abgestellt wird, rücken beim Ausbleiben von Geboten aus dem Süden automatisch Gebote aus den anderen Regionen nach. Die im Kontext der einfachen Südquote ggf. auftretenden Probleme der Zielerreichung treten insofern nicht auf.

Gegenüber der einfachen Südquote stehen Süd-Projekte zudem in einem verschärften Wettbewerb. Durch die gemeinsame Reihung stehen die Südgebote nicht nur in Konkurrenz untereinander, sondern auch in (verbesselter) Konkurrenz mit den Geboten aus den anderen Regionen. Hierdurch wird ein wettbewerbles Bieten der Südgebote angereizt und eine Orientierung am Höchstpreis reduziert. Das gilt auch bei einer Unterzeichnung des Gebotsvolumens aus dem Süden.



#### 4.3.5 Vereinbarkeit mit bestehenden Instrumenten

Die Überlegungen aus Abschnitt 4.2.5 zur NK gelten analog. Da Gebotswerte der Süd-Projekte nur bis zum Erreichen des Quotenvolumens um die NK reduziert werden, ist das Ausmaß der Wechselwirkungen mit bestehenden Instrumenten ggf. weniger stark ausgeprägt als im Falle der einfachen NK ohne Quotierung.

#### 4.3.6 Bewertung

In diesem Abschnitt erfolgt die Bewertung der Quotierten Netzkomponente anhand der in Kapitel 2 vorgestellten Kriterien.

##### 4.3.6.1 Ziele der regionalen Steuerung unterstützen

Die in Abschnitt 4.2.6.1 beschriebenen Überlegungen zur einfachen Netzkomponente gelten analog, allerdings in etwas abgeschwächter Form. Der Bonus wird nur einem Teil der Projekte im Süden gewährt. Dadurch ist die Nord-Süd-Verlagerung etwas schwächer ausgeprägt, als bei der einfachen Netzkomponente.

**Tabelle 12: Bewertungsübersicht - Ziele der regionalen Steuerung unterstützen (Quotierte Netzkomponente)**

Bewertungskriterium	Quotierte Netzkomponente
Verlagerung in den Süden	+
Reduktion Verteilnetzausbau	0
Deutschlandweiter Zubau	0

##### 4.3.6.2 Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende

Die Überlegungen zur einfachen Netzkomponente (Abschnitt 4.3.6.2) gelten analog mit folgenden Abweichungen:

Die Investitionssicherheit für Projektentwickler im Süden Deutschlands ist bei einer Quotierten Netzkomponente geringer als bei einer einfachen Netzkomponente, da es schwieriger für sie ist, ihre Gewinnchancen abzuschätzen. Sie müssen zunächst ermitteln wie hoch ihre Chance ist, den Bonus zu erhalten, und anschließend abschätzen, wie ihre Gewinnchancen mit Bonus sind.

Die Erhöhung der Förderkosten ist auf das Produkt aus Bonus und Volumen der Quote beschränkt. Durch den Wettbewerbsdruck zwischen Bietern aus dem Süden sinkt außerdem die Wahrscheinlichkeit, dass Bieter die Netzkomponente automatisch einpreisen. Die Förderkosten liegen dadurch bei der Quotierten Netzkomponente niedriger als bei einer einfachen NK.

Da nicht alle Angebote im Süden die Netzkomponente erhalten, werden die Netzengpasskosten nicht vollständig in die Ausschreibungen integriert, was zu leicht höheren Systemkosten als bei der einfachen NK führt. Da weiterhin Engpässe vermieden werden, ist von einer Reduktion der Systemkosten gegenüber einem Szenario ohne jegliche Netzkomponente auszugehen.

**Tabelle 13: Bewertungsübersicht - Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende (Quotierte Netzkomponente)**

Bewertungskriterium	Quotierte Netzkomponente
Energieertrag	-
Flächenpotenzial aktivieren	+
Stromgestehungskosten	-
Förderkosten	0
Systemkosten	++

#### 4.3.6.3 Umsetzbarkeit

Die Umsetzbarkeit ist ähnlich wie die in Abschnitt 4.2.6.3 besprochenen einfachen Quote mit folgender entscheidender Abweichung:

Die Quotierte Netzkomponente ist robuster als die einfache Netzkomponente, da die Gefahr einer Übersteuerung bei einem zu hohen Bonus nicht besteht, da nur eine begrenzte Anzahl an Geboten den Bonus erhält.

**Tabelle 14: Bewertungsübersicht – Umsetzbarkeit (Quotierte Netzkomponente)**

Bewertungskriterium	Quotierte Netzkomponente
Komplexität/Vereinbarkeit	-
Robustheit	+
Missbrauchsanfälligkeit	++

## 4.4 Erweiterte Verteilernetzkomponente

### 4.4.1 Beschreibung des Instruments

#### Bestehende Verteilernetzkomponente

Die bestehende Verteilernetzkomponente (VNK) wird in Abschnitt 3.1.3 eingeführt. Ihr Ziel ist es Anlagen, die einen Verteilernetzausbaubedarf im Höchstspannungsnetz auslösen würden, im Wettbewerb schlechter zu stellen und damit ihre Zuschlagswahrscheinlichkeit zu reduzieren. Gebote für Anlagen in einem Verteilernetzausbaubereich (VAG) werden bei der Gebotsreihung mit einem Wettbewerbsmalus, der VNK, belegt. Anlagen innerhalb eines VAG werden dadurch im Wettbewerb benachteiligt bzw. außerhalb eines VAG bevorzugt. Sie gilt momentan nur in den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie an Land und Solar. Für einen optimalen Anreiz sollte die Höhe des Wettbewerbsmalus der Belastung des Verteilernetzes entsprechen.

#### Weiterentwicklung der VNK

Die bestehende VNK wird dafür kritisiert, dass sie die tatsächliche Netzsituation nur unzureichend abbildet. Die erweiterte VNK soll deswegen die tatsächliche Belastung der Verteilernetze genauer abbilden und somit eine genauere Lenkungswirkung entfalten können. Weiterentwicklungsvorschläge wurden von E-Bridget et al. (2019) in einer von Innogy beauftragten Studie diskutiert. Im Folgenden werden die dort diskutierten Ansätze reflektiert. Insbesondere zeigen wir offene Fragen der praktischen Anwendung auf und diskutieren mögliche Fehlanreize.

### **Berechnungsgrundlage der herkömmlichen VNK**

Bei der Berechnung der herkömmlichen VNK wird zunächst für jeden Landkreis bestimmt, ob er ein VAG ist oder nicht. Diese Entscheidung orientiert sich daran, ob die Rückspeisung der existierenden Anlagen erneuerbarer Energien höher ist als die Spitzenlast (BNetzA 2019b).

Die Höhe des Malus ist technologiespezifisch und basiert auf dem Verhältnis von installierter Leistung von Windanlagen und PV-Anlagen.

### **Berechnungsgrundlage der erweiterten VNK**

Die von E-Bridge et. al. (2019) vorgeschlagenen Ausgestaltungen einer erweiterten VNK unterscheiden sich in zwei wesentlichen Komponenten von der heutigen VNK:

- Die Vorschläge für die erweiterte VNK orientiert sich bei der Bestimmung der VAG an der Topologie der Verteilernetze und nicht an den Verwaltungsgrenzen der Landkreise. Die erweiterte VNK wird für Umspannwerkgebiete (UW-Gebiete) der Hochspannung berechnet. Die Anzahl der Umspannwerkgebiete in Deutschland hat die gleiche Größenordnung wie die Anzahl der Landkreise und kreisfreien Städte.
- In die Berechnung der VNK geht der tatsächliche Ausbauzustand des Netzes ein. Aufgrund von bestehenden Überkapazitäten im Netz löst eine zusätzliche EE-Anlage nicht zwingend Netzausbau aus, auch wenn die maximale Rückspeisung bereits über der Spitzenlast liegt. Darum nutzt die erweiterte VNK eine andere Berechnungsgrundlage. Die hierfür benötigte Datengrundlage ist deutlich komplexer als die für die herkömmliche VNK benötigte, auch weil die bestehende VNK die Last durch eine Approximation anhand der Bevölkerung und der Wirtschaftsleistung eines Landkreises vornimmt. Dadurch werden lediglich Informationen über die installierte Leistung erneuerbarer Energien und statistische Daten zur Bevölkerung und Wirtschaftsleistung benötigt. Nach E-Bridge et. al. (2019) gibt es zwei Vorschläge, wie der tatsächliche Netzzustand besser berücksichtigt werden soll.

### **Berechnungsgrundlage 1: Historische Abregelungen**

Auf der Hochspannungsebene wird je Umspannwerk geprüft, ob in der Vergangenheit Abregelungen von erneuerbaren Energien aufgrund von Netzengpässen im Verteilnetz angefallen sind. Falls dies der Fall ist, ist das Gebiet des Umspannwerks ein VAG. Die Höhe der VNK kann entweder, wie von E-Bridge et. al. (2019) vorgeschlagen, für alle so ermittelten VAG einheitlich sein, oder die Höhe des anfallenden Malus kann sich an der Höhe bzw. der summierten Dauer der historischen Abregelungen orientieren. Für einen variierenden Malus spricht, dass in Gebieten in denen nur in wenigen Stunden des Jahres abgeregelt wird, eine zusätzliche Anlage wahrscheinlich auch nur in wenigen Stunden des Jahres abgeregelt wird. Für einen einheitlichen Malus spricht, dass auch in solchen Situationen ein Netzausbau mit großer Wahrscheinlichkeit notwendig ist, und es die Grundidee des VNK ist, die Kosten für den Verteilnetzausbau in die Ausschreibungen zu integrieren.

Es können auch unterschiedliche Mali für PV- und Windanlagen berechnet werden, da sie aufgrund von unterschiedlichen Einspeisezeiten unterschiedlich stark zu der Notwendigkeit des Netzausbaus beitragen. Bei einer technologiespezifischen Berechnung des Malus würde sowohl die gesamte abgeregelt EE-Menge als auch die abgeregelt Menge der jeweiligen Technologie in Betracht gezogen.

## **Berechnungsgrundlage 2: Freie Kapazitäten**

Das Gebiet eines UWs wird als VAG definiert, wenn es keine oder nur eine sehr niedrige Kapazität hat, weitere erneuerbare Energien aufzunehmen, ohne dass ein Netzausbau notwendig ist. Hierfür schätzt der Verteilernetzbetreiber die freie Kapazität im Netz ab. In der Ausschreibung kriegen alle Anlagen einen Bonus, die außerhalb eines VAG liegen. Die Höhe des Bonus kann sich an der restlichen verfügbaren Kapazität orientieren. Die restliche verfügbare Kapazität kann entweder basierend auf den IST-Werten oder auf den Planwerten des Netzbetreibers abgeschätzt werden. Um eine deutschlandweit einheitliche Handhabung zu garantieren, ist laut E-Bridge et. al. (2019) eine Abschätzung aufgrund von IST-Werten zu bevorzugen, obwohl diese nicht die zukünftige Entwicklung des Netzes abbilden.

### **4.4.2 Wirkung auf die regionale Verteilung**

Die erweiterte VNK wurde im Rahmen dieser Studie nicht modelliert, da die Auflösung des Modells nur zwischen den fünf Regionen unterscheiden kann, und somit den Effekt der erweiterten VNK nicht abbilden kann.

Genau wie die herkömmliche VNK ist die erweiterte VNK grundsätzlich kein Instrument zur überregionalen Steuerung. Da aber aufgrund der hohen installierten Windleistung ein größerer Anteil der Netzknoten in Norddeutschland als VAG klassifiziert werden, führt die erweiterte VNK tendenziell zu einer überregionalen Verschiebung des Zubaus erneuerbarer Energien nach Süddeutschland.

### **4.4.3 Wirkung auf Energieerträge, anzulegende Werte und Förderkosten**

Die anzulegenden Werte steigen durch die erweiterte VNK im Vergleich zu einer Ausschreibung ohne VNK an, da günstige Gebote mit einem Malus durch teurere Gebote ohne Malus verdrängt werden. In der Nähe der Zuschlagsgrenze werden günstigere Gebote mit einem Malus von teureren Geboten ohne Malus verdrängt. Dadurch würden vermutlich auch Projekte mit geringeren Energieerträgen bezuschlagt. Gleichzeitig könnte die Verlagerung der Standorte aufgrund der herkömmlichen oder erweiterten VNK aber auch dazu führen, dass Abregelungen reduziert werden, was die Reduktion der Energieerträge etwas abschwächt. Dennoch ist zu erwarten, dass die Energieerträge durch die erweiterte VNK im Vergleich zu einer Ausschreibung ohne VNK abnehmen, sodass für die Erzeugung der gleichen Menge an Energie eine größere Kapazität an erneuerbaren Energien installiert werden muss. Ohne quantitative Analysen kann der absolute Effekt auf die Energieerträge und auf die Förderkosten nicht abgeschätzt werden.

Die vermutlich steigenden Förderkosten stehen sinkenden Netzentgelten entgegen. Da aufgrund einer erweiterten VNK EE-Anlagen, die keinen Netzausbau verursachen, präferiert werden, sinken die Netzausbaukosten. Sinken dabei auch die Netzentgelte, so kommt es zu einer Verschiebung von Netzentgelten hin zu der EEG-Umlage. Bei einer korrekten Parametrierung der erweiterten VNK sinken die Gesamtsystemkosten, da die Kosten des Netzausbaus in der Kostenminimierung der Ausschreibung mitbetrachtet werden.

### **4.4.4 Fehlanreize und Parametrierungsrisiken**

Das Design von einer erweiterten VNK kann zu unerwünschten Stop&Go-Effekten führen. Diese wurden von Consentec (2017) beschrieben. Im Folgenden werden die Ausführungen von Consentec (2017) auf die diskutierte Ausgestaltung der erweiterten VNK angewandt. Der aktuelle Netzzustand fließt entweder durch die Abschätzung freier Kapazitäten oder durch die Bestimmung historischer Abregelungen in die Berechnungen des VNK ein. Dies kann dazu führen, dass ein Gebiet, in dem es vermehrt zu Netzausbau aufgrund von neu realisierten EE-Projekten kommt, nur direkt vor einem notwendigen Ausbau als VNK definiert ist. Nach dem Ausbau des Verteilnetzes ist ein verstärkter Zubau erneuerbarer Energien zu sehen. Wenn ein weiterer Netzausbau notwendig ist, stockt dieser den EE-Zubau bis ein Projekt trotz VNK-Malus in der Ausschreibung gewinnt.

Dies könnte zu einer unerwünschten Synchronisierung des Netzausbaus führen, da Projekte in VAG solange eine geringere Gewinnchancen in der Ausschreibung haben, bis in einer Ausschreibungs-

runde eine große Anzahl an Standorten in einem VAG liegen und somit der Malus eine geringere Relevanz hat. In dieser Ausschreibungsrunde würden dann eine große Anzahl von EE-Projekten in VAG bezuschlagt werden. Dies kann zu einem plötzlichen Anstieg des notwendigen Netzausbaus führen, der nur langsamer realisiert werden könnte, als dies bei einem stetigeren Zubau möglich wäre. Die herkömmliche VNK wurde deswegen bewusst so entworfen, um die Stop&Go-Effekte zu vermeiden (Consentec 2017).

In der Praxis entstehen durch die komplexe Bestimmung der erweiterten VNK zusätzliche Parametrierungsrisiken. Zunächst muss Deutschland in UW-Gebiete aufgeteilt werden. Dies ist nicht eindeutig möglich, da das Hochspannungsnetz in Deutschland vermascht ist, sodass sich die Einspeisung von einer EE-Anlage auf mehrere Umspannwerke aufteilen kann. Zudem verändern sich die Stromflüsse durch Netzschaltungen im Betrieb, sodass es sich im Betrieb ändern kann, welches Umspannwerk den größten Teil der eingespeisten Energie einer EE-Anlage überträgt. Die Diversität der Topologien von Hochspannungsnetzen in Deutschland erschwert zudem eine bundesweit einheitliche Definition.

Zudem weicht in manchen Fällen der tatsächliche Netzverknüpfungspunkt einer EE-Anlage von dem in einer Voranfrage ermittelten Netzverknüpfungspunkt ab. Dadurch kann es sein, dass sich das tatsächlich zugeordnete UW-Gebiet von dem in der Voranfrage ermittelten UW-Gebiet unterscheidet, sodass in der Ausschreibung ein falscher Malus verwendet wird.

Die komplizierte Zuordnung von EE-Anlagen zu Umspannwerken erschwert auch die Zuordnung historischer EinsMan-Mengen zu Umspannwerkgebieten. Zudem ist nicht immer eindeutig, ob eine Abregelung aufgrund von einem Engpass im Übertragungs- oder Verteilnetz notwendig ist. Wenn der Übertragungsnetzbetreiber die Anweisung zur Abregelung einer Anlage im Verteilnetz gibt, kann so auch ein Engpass im Verteilnetz behoben werden. Da nicht festgehalten wird, dass dies auch den Engpass im Verteilnetz löst, kann die Abregelungen nicht in die Berechnung der erweiterte VNK eingehen.

Die Abschätzungen freier Kapazitäten gehört zu einer der Kernaufgaben von Netzbetreibern. Dennoch kann kaum sichergestellt werden, dass alle Netzbetreiber für die Definition der UW-Gebiete und der freien Kapazitäten die gleiche, einheitliche Methodik verwenden und alle Verteilnetzbetreiber frei von Interessenskonflikten diese anwenden. Da für diese Schritte Daten benötigt werden, die nur die Netzbetreiber haben, ist ein Durchführung durch die BNetzA auch schwer vorstellbar.

Eine nicht einheitliche Anwendung der Berechnungsgrundlagen führt zu unerwünschten Effekten, sodass die Höhe des Malus eines Standortes nicht nur von der tatsächlichen Netzsituation, sondern auch davon abhängt, welcher Netzbetreiber die Berechnungen durchführt.

Es ist möglich, dass die höhere Genauigkeit der Anreize, die durch die Berechnung auf der Ebene der UW-Gebiete gewonnen wird, dadurch aufgehoben wird, dass die komplexen Berechnungen und die methodischen Unterschiede zu Parametrierungsfehlern führen können.

Eine weitere Herausforderung stellt die Umrechnung von historischen EE-Mengen bzw. verfügbare Kapazitäten in einen Malus bzw. Bonus da, der die Netzkosten angemessen darstellt. Falls der Malus bzw. Bonus zu niedrig angesetzt wird, ist die Steuerungswirkung zu schwach, um die Netzkosten angemessen darzustellen. Wenn der Malus zu hoch ist, werden Projektierer angereizt auch die Standorte zu meiden, die trotz Netzausbau geringe Systemkosten haben.

#### **4.4.5 Vereinbarkeit mit bestehenden Instrumenten**

Die erweiterte VNK würde die herkömmliche VNK ersetzen, sodass im Folgenden nur die Wechselwirkungen mit den drei restlichen bestehenden Instrumenten diskutiert wird. Diese ergeben sich auch bei der Verwendung der herkömmlichen VNK.

#### **Erweiterte VNK + NAG (Ausschreibungen für Windenergie an Land und gemeinsame Ausschreibungen)**

Die erweiterte VNK und das NAG können ohne Probleme miteinander kombiniert werden. Das NAG setzt eine überregionale Verteilung in den Süden Deutschlands durch eine Quote fest. Die erweiterte

VNK reizt die Verschiebung des Zubaus zu Standorten innerhalb des NAG mit weniger Engpässen im Verteilnetz an. Zum anderen führt es auch zu einer Verschiebung zu Standorten ohne Engpässe im Süden Deutschlands. Es kann sein, dass dieser Effekt so stark ist, dass auch ohne die Regelungen für das NAG die Quote für den Zubau außerhalb des NAG erfüllt wird. In diesem Fall hat das NAG keine Wirkung mehr, da das Ziel des NAG auch so schon erfüllt wird. Für den Fall, dass die überregionale Steuerung des erweiterten VNK in einer Ausschreibung nicht stark genug ist, um die Quote außerhalb des NAG zu erfüllen, ist es sinnvoll, beide Instrumente miteinander zu kombinieren.

#### **Erweiterte VNK + REM (Ausschreibungen für Windenergie an Land)**

Bieter haben die Möglichkeit, die erweiterte VNK vollständig oder anteilig in das Gebot einzupreisen. Das Referenzertragsmodell beeinflusst damit den Anreiz der erweiterte VNK. In diesem Fall ist der Anreiz, den die erweiterte VNK setzt, von der Windhöffigkeit des Standortes abhängig. Die Auswirkung der erweiterten VNK auf den anzulegenden Wert für einem windstarken Standort ist schwächer als an einem windschwachen Standort. Ebenso wie bei der NK (siehe Abschnitt 4.2.5) ist diese Standortdifferenzierung nicht durch die netzseitigen Ziele der erweiterten VNK begründet. Allerdings ist nicht zu erwarten, dass windschwache Standorte die NK voll einpreisen werden, solange sie eine schlechtere Wettbewerbsposition haben.

#### **Erweiterte VNK + differenzierte Höchstpreise (gemeinsame Ausschreibungen)**

Die Überlegungen zu den Wechselwirkungen der erweiterten VNK mit dem Instrument differenzierter Höchstpreise ist analog zu den Überlegungen in Abschnitt 4.2.5. Aufgrund der VNK kann es dazu kommen, dass Gebote über den Höchstwert in einem Höchstwertgebiet ausgeschlossen werden, obwohl sie nach Berücksichtigung der erweiterten VNK hätten bezuschlagt werden können. Dies entspricht der Logik des Instruments der differenzierten Höchstpreise, widerspricht aber der Idee der erweiterten VNK.

### **4.4.6 Bewertung**

In diesem Abschnitt erfolgt die Bewertung der erweiterten VNK anhand der in Kapitel 2.3 vorgestellten Kriterien.

#### **4.4.6.1 Ziele der regionalen Steuerung unterstützen**

Die erweiterte VNK hat das primäre Ziel den EE-Ausbau zu Standorten zu verschieben, in denen die Netzausbaukosten im Verteilnetz möglichst gering sind. Ohne quantitative Analysen können keine definitiven Aussagen darüber getroffen werden, ob die erweiterte VNK zu der Erreichung weiterer Ziele der regionalen Steuerung beiträgt. Da es einen Anreiz gibt EE dort zuzubauen, wo es keinen EE-bedingten Netzausbau gibt, also dort wo noch wenig EE-Anlagen installiert sind, unterstützt die erweiterte VNK den deutschlandweiten EE-Zubau. Da es auch in der Mitte und im Norden Deutschlands eine Vielzahl an geeigneten Standorten gibt, die ertragreicher sind als Standorte in Süddeutschland, ist zu erwarten, dass es - wenn überhaupt - nur eine geringe Verlagerung des EE-Zubaus in den Süden gibt.

**Tabelle 15: Bewertungsübersicht - Ziele der regionalen Steuerung unterstützen (erweiterte Verteilernetzkomponente)**

Bewertungskriterium	Erweiterte VNK
Verlagerung in den Süden	0
Reduktion Verteilnetzausbau	++
Deutschlandweiter Zubau	+

#### 4.4.6.2 Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende

##### EE-Ausbauziele erreichen

Die Betrachtung der Netzausbaukosten in den Ausschreibungen durch die erweiterte VNK führt tendenziell dazu, dass bei der Wahl von Standorten die Bedeutung des möglichen Energieertrags leicht sinkt. Dem gegenüber steht, dass die engpassbedingte Abregelung von Anlagen reduziert werden. Das Ausschreibungsvolumen muss also überprüft werden, wenn das erneuerbare Ziel in % des Stromverbrauchs erreicht werden soll.

Die erweiterte VNK kann, ähnlich wie die herkömmliche VNK dazu beitragen, sonst nicht genutzte Flächenpotenziale zu aktivieren, da der EE-Zubau in Netzregionen mit einer geringen Anzahl von EE-Anlagen verschoben wird. Wird die VNK allerdings alle 1,5 Jahre neu definiert, ist diese Wirkung voraussichtlich klein, da wenig verlässlich.

##### Kosteneffizienz fördern

Die Stromgestehungskosten steigen bei der Einführung einer erweiterten VNK leicht, da teurere Gebote günstigere Gebote mit Malus verdrängen. Zusätzlich erhöhen sich die Förderkosten, da Anlagen, die nicht in einem Verteilnetzausbaugbiet stehen, den Wettbewerbsvorteil durch die Verteilernetzkomponente zumindest teilweise einpreisen können. Die Höhe der Kostensteigerung ist ohne Modellierung nicht abzuschätzen. Da die Netzkosten bei der Standortwahl für EE-Anlagen mit einfließen, sinken die Netzausbaukosten. Insgesamt ist unklar, in welchem Maße das Ziel einer Reduktion der Gesamtsystemkosten erreicht werden kann. Ursächlich hierfür sind die beschriebenen Parametrierungsrisiken.

Da die Netzausbaukosten sinken und die Förderkosten steigen, führt die erweiterte VNK zu einer Verschiebung der Finanzierung weg von Netzentgelten zur EEG-Umlage.

**Tabelle 16: Bewertungsübersicht - Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende (erweiterte Verteilernetzkomponente)**

Bewertungskriterium	Erweiterte VNK
Energieertrag	0
Flächenpotenzial aktivieren	0
Stromgestehungskosten	0
Förderkosten	0
Systemkosten	+

#### 4.4.6.3 Umsetzbarkeit

##### Komplexität & Vereinbarkeit mit bestehenden Instrumenten

Für die Berechnung der erweiterten VNK sind viele komplexe Schritte notwendig. Erstens muss jedem UW ein UW-Gebiet zugeordnet werden, obwohl dies nicht immer eindeutig möglich ist. Zweitens müssen für jedes UW die verfügbaren Kapazitäten bzw. die historischen Abregelungen bundesweit einheitlich bestimmt werden. Drittens muss die Höhe des erweiterten VNK je nach verfügbarer Kapazität bzw. historischen EE-Abregelungen bestimmt werden. Jeder dieser Schritte ist komplex, und die ersten beiden benötigen die Expertise der VNB, so eine deutschlandweit einheitliche Durchführung schwer zugesichert werden kann.

Zudem entstehen unerwünschte Wechselwirkung zwischen der erweiterten VNK und dem REM, die dazu führen, dass die Höhe der VNK in windschwachen Standorten besonders hoch ist.

Für die Umsetzung der erweiterten VNK müssen einige Details geklärt werden, um Planungssicherheit für Projektierer gewährleistet zu können. Die VNK sollte so früh wie möglich verlässlich kommuniziert werden (laut E-Bridge et.al (2019) 1,5 Jahre vor der Ausschreibung) und muss für diesen Zeitraum bestand haben. In der Studie von E-Bridge et. al. (2019) wird nicht erläutert, ob Netzbetreiber die VNK für alle Umspannwerke in ihrem Hochspannungsnetz berechnen müssen, oder erst wenn eine Voranfrage für einen Netzanschluss einer EE-Anlage besteht. Eine Berechnung für alle Netzknoten scheint sehr aufwändig, allerdings haben Projektierer andernfalls keine Möglichkeiten die VNK für unterschiedliche Netzknoten unkompliziert zu vergleichen, sodass die Steuerungswirkung schwächer wird. Darum bietet es sich an, dass die VNK in regelmäßigen Abständen für alle Netzknoten neu berechnet und im Voraus vom Netzbetreiber an die BNetzA gemeldet wird. Bei der Festlegung der Häufigkeit der Berechnung muss zwischen dem Aufwand der Neuberechnung und der Bedeutung der Aktualität der Werte abgewogen werden. Eine Neuberechnung alle zwei bis drei Jahre scheint angemessen, da sie dem Realisierungszeitraum von EE-Anlagen nach der Bezuschlagung entspricht.

In beiden Varianten muss eine Definition der UW-Gebiete durchgeführt werden. Die Studie im Auftrag von Innogy konkretisiert nicht, wie diese aussehen sollen. Nach Consentec (2017) könnte jede Gemeinde einem UW-Gebiet zugeordnet werden, sodass die Zuordnung eines Standortes eindeutig und für Projektierer leicht ersichtlich ist.

Da eine detaillierte Kenntnis des Netzzustands notwendig ist, um die Berechnungen durchzuführen, ist es wahrscheinlich, dass einzig die Netzbetreiber die nötigen Kenntnisse für die Durchführung der Berechnungen haben.

### **Robustheit**

Die erweiterte VNK ist der herkömmlichen VNK nur überlegen, wenn die berechneten Mali und Boni den Netzausbaukosten entsprechen. Andernfalls kann es sein, dass Standorte einen Malus erhalten, obwohl hier ein EE-Zubau ohne Netzausbau möglich ist. Bei anderen Standorten könnte die Höhe des Malus zu gering oder zu hoch ausfallen. Eine bundesweit einheitliche Berechnung des VNK scheint aufgrund der Vielzahl der Verteilnetzbetreiber (VNB) im Verteilnetz schwer umzusetzen.

Zudem kann die erweiterte VNK zu Stop&Go-Effekten führen, die zu einer unerwünschten zeitlichen Häufung von Netzausbaumaßnahmen führen können.

### **Missbrauchsanfälligkeit**

Die VNB könnten aufgrund einer nicht vollständig durchgeführten Entflechtung im Rahmen der Liberalisierung des Strommarktes bei der Berechnung der erweiterten VNK Eigeninteressen verfolgen.

**Tabelle 17: Bewertungsübersicht – Umsetzbarkeit (erweiterte Verteilernetzkomponente)**

Bewertungskriterium	Erweiterte VNK
Komplexität/Vereinbarkeit	--
Robustheit	-
Missbrauchsanfälligkeit	-



## 4.5 Baukostenzuschuss

### 4.5.1 Beschreibung des Instruments

Ein Baukostenzuschuss (BKZ) wird zurzeit nur für Verbrauchsanlagen erhoben. In diesem Abschnitt sollen die Auswirkungen eines BKZ für Erzeugungsanlagen auf die regionale Steuerung diskutiert werden.

Die Grundidee des Baukostenzuschusses (BKZ) ist ähnlich wie die der erweiterten VNK: Die durch den EE-Ausbau verursachten Netzausbaukosten sollen in der Ausschreibung integriert werden. Der BKZ unterscheidet sich in zwei wesentlichen Punkten von der erweiterten VNK:

1. Im Gegensatz zur VNK ist der BKZ zahlungswirksam. Der Netzbetreiber stellt die abgeschätzten Netzausbaukosten, die durch den Netzanschluss oder -erweiterung einer Anlage entstanden sind, dem Anlagenbetreiber in Rechnung. Hierbei können nicht nur die Kosten des Anschlussnetzes, sondern auch die in überlagerten Netzebenen verursachten Kosten berücksichtigt werden. Der Anlagenbetreiber muss die Kosten pro bestellter Netzanschlussleistung bezahlen und diese in sein Ausschreibungsgebot einpreisen.
2. Die Berechnungsgrundlage des BKZ weicht von der der erweiterten VNK ab und wird im Folgenden dargestellt.

Das Instrument des BKZ wird in einem Gutachten im Auftrag von Innogy erläutert und seine Auswirkung für zwei Beispielnetzen modelliert (E-Bridge et. al. 2019). Da das Gutachten nicht erläutert, ob der BKZ auch für untere Spannungsebenen berechnet wird, wird im Folgenden angenommen, dass der BKZ genau wie die erweiterte VNK für jedes UW-Gebiet in der HS berechnet. Laut dem Gutachten gibt es die Möglichkeit, den BKZ auch nicht zahlungswirksam auszugestalten, sodass er sich nur durch einen Malus auf die Reihung der Gebote auswirkt. Eine nicht zahlungswirksame Ausgestaltung stellt allerdings nur eine weitere Berechnungsgrundlage für den Malus der erweiterten VNK da. Diese wurde in Abschnitt 4.4 besprochen und wird deswegen im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Durch den BKZ erhöhen sich die Projektkosten in Netzregionen, in denen Erzeugungsanlagen Netzausbau verursachen. Dies führt zu höheren Geboten von Anlagen dieser Regionen und somit zu einer Verschiebung der Angebotskurve. Es werden also Anlagen in Regionen bevorzugt, in denen es keine einspeisegetriebenen Netzengpässe gibt.

### Ausgestaltungsmöglichkeiten

Die Ausgestaltungsmöglichkeiten des BKZ variieren von einer individuellen Berechnung der tatsächlich durch ein Projekt hervorgerufenen Netzausbaukosten hin zu einer pauschalisierten einmaligen Abgabe, die sich ausschließlich an der Netzanschlussleistung orientiert. Der BKZ für Verbraucher oberhalb der Niederspannung richtet sich zum Beispiel nach der Netzanschlussleistung und einem im Netzgebiet eines Netzbetreibers je Spannungsebene einheitlichen Leistungspreises.

Um die gewünschte Steuerungswirkung zu erhalten, wären Ausgestaltungsvarianten notwendig, bei denen sich die Berechnung des Baukostenzuschusses die tatsächlichen Kosten des Netzausbaus abbildet. Die in E-Bridge et. al. (2019) erläuterte Berechnungsgrundlage werden im Folgenden vorgestellt und diskutiert.

Berechnung des BKZs im Verteilernetz:

Es wird zwischen zwei Phasen des Netzausbaus unterschieden:

- Phase 1: Bis jetzt wurde kein EE-bedingter Netzausbau notwendig. Für den Anschluss einer EE-Anlage in einem Netz in dieser Phase ist kein BKZ fällig.

- Phase 2: Das Netz wurde schon ausgebaut, um die Rückspeisung von EE zu ermöglichen, oder der Ausbau ist durch den beantragten Netzanschluss notwendig. In dieser Phase wird ein BKZ je beantragter kW erhoben.

Phase 2 beginnt, wenn der erste EE-bedingte Netzausbau notwendig ist. Dann werden die Kosten für den Netzausbau abgeschätzt und durch die erschlossene Leistung geteilt, um einen Leistungspreis zu berechnen. Der BKZ berechnet sich durch die Leistung der beantragten Anlage multipliziert mit dem Leistungspreis. Der Anlagenbetreiber zahlt also nur die anteiligen Kosten für den Netzausbau. Bei späteren Netzanschlüssen weiterer Anlagen, die von diesem Netzausbau profitieren, wird vom Netzbetreiber ein BKZ mit dem gleichen Leistungspreis erhoben. Falls ein weiterer Netzausbau notwendig wird, wird der BKZ neu ermittelt, und gilt für die anschließend installierten Anlagen.

Nach E-Bridge et. al. (2019) sollte beim Abschätzen der Kosten auf standardisierte Kosten für typische Netzausbauprojekt zurückgegriffen werden. Alternativ wäre es möglich, die tatsächlichen Kosten zu nutzen, diese sind aber für Anlagenbetreiber sehr intransparent, im Einzelfall nicht nachvollziehbar und eine deutschlandweit einheitliche Berechnungsgrundlage wäre schwer umzusetzen.

### **Berechnung des BKZs im Übertragungsnetz:**

E-Bridge et. al. (2019) erläutern, dass im Übertragungsnetz nur schwer abzuschätzen ist, wie der Netzausbau dem Netzanschluss einer EE-Anlage zugerechnet werden kann. Der Zubau von EE-Anlagen ist nicht der einzige Treiber für den Übertragungsnetzausbau. Dieser wird auch aufgrund von Entwicklungen auf der Lastseite und die Integration des europäischen Strommarkts notwendig. Zudem erschwert die Vermaschung des Übertragungsnetzes die Zuordnung des Übertragungsnetzausbau auf einzelne EE-Projekte (E-Bridge et. al. 2019). Daraus folgt, dass ein BKZ im Übertragungsnetz deutlich pauschalisierender berechnet werden müsste als im Verteilernetz. Inwiefern eine solche Abschätzung möglich ist und ob sie die richtigen Steuerungswirkung entfaltet, muss geprüft werden. Eine stark vereinfachte Abschätzung wird bei der Berechnung der Netzkomponente angewendet (siehe Abschnitt 4.2).

### **Umsetzung in der Praxis**

Die Umsetzung in der Praxis sollte ähnlich gestaltet werden wie bei der erweiterten VNK. Entweder müssen die VNB den BKZ regelmäßig (alle zwei bis drei Jahre) für alle UW-Gebiete in der HS errechnen, oder der BKZ wird nur angepasst, wenn durch den Anschluss einer EE-Anlage ein Netzausbau notwendig wurde. In jedem Fall müssen Projektierer von EE-Anlagen die BKZ für alle UW-Gebiete einsehen können. Bei einer zahlungswirksamen Ausgestaltungsweise muss die tatsächliche Höhe des BKZ spätestens zum Zeitpunkt der Ausschreibung feststehen, damit die Projektierer Planungssicherheit über ihr Kosten haben. Um eine Steuerungswirkung zu entfalten, sollte der Vorlauf allerdings wesentlich länger sein. Ansonsten kann von dem Instrument keine Steuerungswirkung ausgehen. Der Zeitraum für Planung- und Genehmigung einer Windkraftanlage beträgt laut der FA Wind (2015) ca. 3 Jahre.

### **4.5.2 Wirkung auf die regionale Verteilung**

Die Wirkung der regionalen Verteilung des BKZ in der Verteilnetzebene ist analog zu der erweiterten VNK. Die Studie im Auftrag von Innogy berechnet einen durchschnittlichen BKZ von 650 €/kW für ein windspeisungsgeprägtes Verteilnetz (E-Bridge et. al. 2019). Umgerechnet auf die in der Lebenszeit der Anlage produzierte Energie stellt dies mehr als eine Verdreifachung den aktuellen maximalen Malus der VNK für Windenergieanlagen am Land da. Falls der BKZ tatsächlich in dieser Höhe notwendig ist, um die Netzkosten zu decken, wird es eine deutlich stärkere Verschiebung zu Netzknoten geben, in denen kein Netzausbau notwendig ist. Dies wird wahrscheinlich auch mit einer deutlichen Verschiebung des EE-Ausbaus in den Süden Deutschlands einhergehen.

Der BKZ im Übertragungsnetz hätte primär eine Verschiebung des EE-Zubaus auf Standorte südlich des Netzengpasses zur Folge.

### **4.5.3 Wirkung auf Energieerträge, anzulegende Werte und Förderkosten**

Die Wirkung des BKZ auf die Energieerträge sind ähnlich wie die Wirkung der erweiterten VNK. Da die Netzausbaukosten durch den BKZ auf Förderkosten umgelegt werden, ist zu erwarten, dass der Anstieg der anzulegenden Werte und der Förderkosten deutlich höher ist als der Anstieg, der durch die erweiterte VNK verursacht wird.

Die Netzkosten gehen nicht ausschließlich als ein Malus (der nicht ausbezahlt wird) in die Berechnungen ein, sondern müssen vom Betreiber einer EE-Anlage an den Netzbetreiber bezahlt werden und somit über erhöhte anzulegende Werte finanziert werden. Dadurch findet eine Verschiebung der Finanzierung des Netzausbaus von Netzgebühren hin zu Förderkosten statt. Somit werden Verbraucher, die Netzentgelte, aber keine EEG-Umlage zahlen, wie zum Beispiel energieintensive Industrie, entlastet. Andere Verbraucher, insbesondere Haushalte, werden dementsprechend höher belastet. Zudem findet eine regionale Umverteilung der Finanzierung statt. Während bei einer Finanzierung über Netzentgelte die Kosten nur auf Verbraucher im Gebiet des Anschlussnetzbetreibers der EE-Anlage verteilt werden, verteilen sie sich deutschlandweit bei einer Finanzierung im Rahmen der EEG-Förderung.

Ein weiterer Beitrag zu dem Anstieg der Förderkosten sind steigende Finanzierungskosten für EE-Projekte aufgrund des BKZ, der als hohe Einmalzahlung zu Beginn der Lebenszeit der Anlage fällig wird.

### **4.5.4 Fehlanreize und Parametrierungsrisiken**

Bei der Berechnung des BKZ treten ähnliche Herausforderungen auf wie bei der Berechnung der erweiterten BKZ. Aufgrund der Vermaschung des HS-Netzes können Netzausbaukosten nicht eindeutig einem UW-Gebiet zugeordnet werden, sodass es schwierig ist, die optimale Höhe des BKZ zu ermitteln, und Scheingenauigkeiten und Fehlanreize durch eine falsche Parametrisierung möglich sind. Beim BKZ wird dieses Problem zudem verschärft, da der Netzbetreiber ein verstärktes Eigeninteresse bei der Berechnung des BKZ hat. Für ihn ist ein möglichst hoher BKZ vorteilhaft, sodass eine neutrale, deutschlandweit einheitliche Berechnung des BKZ schwer zu garantieren ist.

Um Fehlanreize zu reduzieren, könnte die BNetzA als neutrale Instanz die Berechnung des BKZ durchführen. Die BNetzA ist aber kaum in der Lage den Netzausbaubedarf und -kosten detailliert abzuschätzen und UW-Gebieten zuzuordnen. Die von Innogy beauftragte Studie schlägt zwar vor, dass der BKZ aufgrund von der BNetzA ermittelten standardisierten Kosten berechnet werden sollte, sie erläutert aber nicht, wer und wie den BKZ mithilfe dieser standardisierten Kosten errechnet (E-Bridge et. al 2019). Alternativ könnte ein Verfahren in Anlehnung an die zur Berechnung des BKZ im Endkundenbereich angedacht werden. Die BNetzA würde ein Verfahren zur Berechnung vorgeben, der Netzbetreiber würde die Höhe des BKZ berechnen und die BNetzA wiederum die Nachvollziehbarkeit der Berechnungen kontrollieren.

Ein Vorteil des BKZ im Vergleich zu der erweiterten VNK ist, dass aufgrund des zweiphasigen Designs keine Stop&Go-Effekte auftreten sobald die zweite Phase eingetreten ist. Zwischen der ersten und der zweiten Phase hingegen könnten große Stop&Go-Effekte auftreten.

### **4.5.5 Vereinbarkeit mit bestehenden Instrumenten**

Ein BKZ sollte nicht zusammen mit der VNK angewendet werden, da beide Instrumente versuchen, die Kosten des Netzausbaus in der Ausschreibung zu integrieren und sich die Wirkung beider Instrumente aufaddieren.

Die Vereinbarkeit des BKZ mit dem NAG und mit differenzierten Höchstpreisen ist analog zu der Vereinbarkeit der erweiterten VNK mit diesen Instrumenten (siehe Abschnitt 4.4.5), mit der Abweichung, dass die Höchstwerte deutlich angepasst werden müssen, damit Projektierer Mehrkosten durch den BKZ in ihre Gebote einpreisen können.

Der BKZ geht analog zu Investitionskosten in die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Akteure ein. An guten Standorten wirkt sich der BKZ aufgrund von höheren Erträgen in geringerem Ausmaß auf die erforderliche Vergütungshöhe aus. Der von den Bietern anzusetzende Aufschlag in ct/kWh ist somit an guten Standorten niedriger. Durch das REM wird dieser Aufschlag normiert und damit abgeschwächt. Da allerdings die Steigung der Korrekturfaktorenkurve nicht so steil ist, wie die Ertragskurve, gibt es weiterhin einen leichten Nachteil für ertragsschwache Standorte, da nur der fixkostenteil (je kW) an den Stromgestehungskosten erhöht wird. Der BKZ ist also kompatibler mit dem REM als eine Wettbewerbskomponente

#### 4.5.6 Bewertung

In diesem Abschnitt erfolgt die Bewertung des BKZ für Erzeugungsanlagen anhand der in Kapitel 2.3 vorgestellten Kriterien. Die Bewertung des BKZ folgt im Wesentlichen der Bewertung des erweiterten VNK in Abschnitt 4.4.6.

##### 4.5.6.1 Ziele der regionalen Steuerung unterstützen

Die Auswirkungen auf die regionale Steuerung eines BKZ sind im Wesentlichen dieselben wie die einer erweiterten VNK.

**Tabelle 18: Bewertungsübersicht - Ziele der regionalen Steuerung unterstützen (Baukostenzuschuss)**

Bewertungskriterium	BKZ
Verlagerung in den Süden	0
Reduktion Verteilnetzausbau	++
Deutschlandweiter Zubau	+

##### 4.5.6.2 Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende

Wie bei der erweiterten VNK ist zu erwarten, dass der BKZ die Energieerträge leicht senkt und gegebenenfalls auch zu der Aktivierung des Flächenpotenzials beiträgt. Da der BKZ nicht langfristig feststeht, kann er zu größeren Unsicherheiten bei Projektentwicklern führen, was sich in einer schlechteren Entwicklung des Flächenpotenzials widerspiegeln kann.

Die Stromgestehungskosten steigen bei der Einführung eines BKZ für Erzeugungsanlagen, da die Bieter die Kosten für den BKZ über höhere anzulegende Werte finanzieren müssen. Es ist zu erwarten, dass der Anstieg der anzulegenden Werte und der Förderkosten deutlich höher ist als der Anstieg, der durch die erweiterte VNK verursacht wird, da der Malus der erweiterten VNK nicht zahlungswirksam ist. Zudem steigen aufgrund der hohen Einmalzahlung zu Beginn der Laufzeit der Anlagen die Finanzierungskosten, was sich auch in höheren Förderkosten niederschlägt.

Da die Netzkosten bei der Wahl der Standorte für EE-Anlagen mit einfließen, besteht ein Anreiz EE-Anlagen dort zu bauen, wo kein Netzausbau notwendig ist, und die Netzausbaukosten sinken. Da die Ausschreibung mit BKZ die Gesamtkosten des Baus von EE-Anlagen (inklusive Netzausbaukosten) minimiert, ist eine Reduktion der Gesamtsystemkosten möglich. Wie stark die Systemkosten reduziert werden, ist davon abhängig, ob die Parametrierung des BKZ erfolgreich durchgeführt werden kann.

Durch den BKZ findet eine Kostenumverteilung von Netzentgelten zur EEG-Förderung statt. Der erwartete Umfang dieser Umverteilung ist größer als bei der erweiterten VNK. Die erweiterten VNK führt ausschließlich dazu, dass Netzausbaukosten sinken und EEG-Förderkosten steigen. Das BKZ verschiebt zudem die Finanzierungslast für die verbliebenen Netzausbaukosten von Netzentgelten zur EEG-Förderung.

**Tabelle 19: Bewertungsübersicht - Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende (Baukostenzuschuss)**

Bewertungskriterium	BKZ
Energieertrag	0
Flächenpotenzial aktivieren	0
Stromgestehungskosten	-
Förderkosten	--
Systemkosten	+

#### 4.5.6.3 Umsetzbarkeit

Die Umsetzbarkeit eines BKZ ist ähnlich wie die Umsetzbarkeit des erweiterten VNK (Abschnitt 4.4.6.3). Der bedeutendste Unterschied besteht in einem Bezug auf Fehlanreiz. Im Gegensatz zu einer erweiterten VNK treten aufgrund des BKZ geringere Stop&Go-Effekte auf. Da Netzbetreiber bei der Berechnung der BKZ auf UW-Gebiete einen Anreiz haben, einen möglichst hohen BKZ zu erheben, ist ein BKZ in Bezug auf Fehlanreize insgesamt schlechter zu bewerten als die erweiterte VNK. Ein BKZ wäre erst dann umsetzbar, wenn ein Verfahren gefunden würde, in dem die BNetzA die Einheitlichkeit und Nachvollziehbarkeit der Berechnungen des Netzbetreibers prüfen, sowie sicherstellen kann, dass keine Berechnungen zum Vorteil einzelner Unternehmen erfolgen.

**Tabelle 20: Bewertungsübersicht - Umsetzbarkeit (Baukostenzuschuss)**

Bewertungskriterium	BKZ
Komplexität/Vereinbarkeit	--
Robustheit	-
Missbrauchsanfälligkeit	--

## 4.6 Anpassung des Referenzertragsmodells

Das Referenzertragsmodell ist bis heute das dominierende, die Standortverteilung beeinflussende Instrument im EEG. Bereits in der Vergangenheit wurde über Optionen zur Anpassung diskutiert und mit den Novellen 2014 und 2017 wurde das REM verändert. Die erste Änderung beinhaltete dabei eine, verglichen mit dem ursprünglichen REM, veränderte Anfangsvergütungslaufzeit bei Erreichung

einer bestimmtem Standortgüte. Die zweite Änderung mit der Novelle 2017 war umfangreicher: Abschaffung der zweistufigen Vergütung, Einführung einer neuen Definition des 100 % Standorts und Schaffung der Korrekturfaktoren zur Standortdifferenzierung der Zuschlagswerte. An jedem dieser Elemente könnten zukünftig Änderungen vorgenommen werden, um die Wirkung auf die regionale Verteilung zu verändern. Im vorliegenden Bericht liegt der Fokus auf der Anpassung der Korrekturfaktoren, insbesondere hinsichtlich einer Erweiterung der Standortdifferenzierung auf niedrigere Standortgüten bis 60 %.

#### **4.6.1 Beschreibung des Instruments**

Das Instrument in seiner grundsätzlichen Funktion bleibt gegenüber dem EEG 2017 unverändert. Der Strom aus Windenergieanlagen an Land wird mit dem anzulegenden Wert gefördert, der sich aus dem in Abhängigkeit von der Standortgüte korrigierten Zuschlagswert ergibt. Die Anpassung der Korrekturfaktoren resultiert somit in einer Veränderung der anzulegenden Werte. Je nachdem, wie die Anpassung der Korrekturfaktoren erfolgt, verändert sich die Situation gegenüber dem Status quo auf unterschiedliche Art und Weise.

Im Folgenden werden unterschiedliche Anpassungen untersucht:

- Beibehaltung der bestehenden Korrekturfaktorenkurve zwischen 70 % und 150 %-Standortgüte und Anpassung der Werte kleiner 70 % (REMv1<sup>15</sup>)
  - Beibehaltung der bestehenden Korrekturfaktorenkurve zwischen 70 % und 150 %-Standortgüte und Anpassung der Werte kleiner 70 % nur in der Südregion (Region 5) (REMv1.1)
  - Anpassung des vollständigen Verlaufs der Korrekturfaktorenkurve mit Standortdifferenzierung zwischen 70 % und 150 % auf Basis von Kostendaten (REMv2)
    - Anpassung des vollständigen Verlaufs der Korrekturfaktorenkurve mit Standortdifferenzierung zwischen 70 % und 150 % auf Basis von Kostendaten mit zusätzlicher Differenzierung bis 60 % in der Südregion (Region 5) (REMv2.1)
  - Anpassung des vollständigen Verlaufs der Korrekturfaktorenkurve mit Standortdifferenzierung zwischen 70 % und 150 % auf Basis von Ertragsdaten (REMv3)
    - Anpassung des vollständigen Verlaufs der Korrekturfaktorenkurve mit Standortdifferenzierung zwischen 70 % und 150 % auf Basis von Ertragsdaten mit zusätzlicher Differenzierung bis 60 % in der Südregion (Region 5) (REMv3.1)

Jede dieser Möglichkeiten beinhaltet eine Vielzahl von Optionen zur Parametrisierung. Im Folgenden wird jeweils eine Option gewählt, die bei einer tatsächlichen Umsetzung hinsichtlich der Parametrisierung hin zu stärkeren oder weniger starken Effekten verändert werden kann. Bei der Beibehaltung der bestehenden Korrekturfaktorenkurve zwischen 70 % und 150 %-Standortgüte und Anpassung der Werte kleiner 70 % (REMv1) muss nur festgelegt werden, auf welchen Wert die Korrekturfaktoren, die aktuell für eine Standortgüte  $\leq 70$  % bei einem Wert von 1,29 liegen, angegeben werden. Die Differenzierung soll bis zu einer Standortgüte von 60 % erfolgen, somit ist eine weitere Stufe einzuführen, um die bestehende Systematik von in 10 %-Schritten definierten Korrekturfaktoren beizubehalten. Jegliche Erhöhung der Korrekturfaktoren für eine Standortgüte  $< 70$  % schafft einen Vorteil für diese. So ist der mindestens für den 60 %-Standort festzulegende Korrekturfaktor 1,3 – knapp über dem bisher geltenden Wert. Die Wirkung einer solchen geringen Anpassung ist jedoch ebenfalls sehr gering. Der maximale für den 60 %-Standort festzulegende Wert beträgt 1,5. Bei Korrekturfaktoren ab 1,51 kommt es zu dem Anreiz, die Standortgüte eines 70 %-Standorts künstlich zu senken, da der geringere Energieertrag durch eine höhere Vergütung überkompensiert wird und es zu höheren Einnahmen bei geringerer Einspeisung kommt. Die so definierte Bandbreite kann mittels einer Betrachtung

<sup>15</sup> Die Varianten der Anpassung des REM werden im Folgenden zur besseren Abgrenzung nummeriert.

tung der Kostensituation weiter eingeschränkt werden. Je nachdem, welches Kostenszenario zugrunde gelegt wird, ergeben sich unterschiedliche Korrekturwerte, mit denen die Kostensteigerung zwischen 70 % und 60 % vollständig kompensiert werden würde. Beispielsweise ergibt sich in Anlehnung an die mittleren Stromgestehungskosten im Ausschreibungssystem gemäß (DWG/ZSW 2019) ein Korrekturfaktor von 1,46, in Anlehnung an das Kostendruckpapier (DWG 2017b) ein Korrekturfaktor von 1,42 und bei Nutzung der Kostendaten, die die Basis für die Festlegung der Korrekturfaktoren im EEG 2017 bilden, ein Korrekturfaktor von 1,44. Da der Verlauf der Stromgestehungskostenkurve der aktuellen Kostendatenerhebungen für Standortgütern zwischen 150 % und 70 % durch die bisherigen Korrekturfaktorenkurve nicht vollständig kompensiert wird, könnte argumentiert werden, einen niedrigeren Korrekturfaktor zu wählen, um in der Systematik zu bleiben und einen leichten Anreiz zum Zubau von Standorten mit höherer Standortgüte zu erhalten.

Eine lineare Fortschreibung der Korrekturfaktorenkurve (entsprechend der Steigerung des Korrekturfaktors zwischen 70 % und 80 %) führt zu einem Wert von 1,42 bei 60 %-Standortgüte. Dieser Wert ist über die oben beschriebene Herleitung mittels Kostendaten gut zu vereinbaren und beinhaltet trotz der deutlich gesteigerten Kompensation für Standorte mit geringen Energieerträgen noch einen Anreiz, einen höheren Energieertrag aus einem Standort „herauszuholen“. Für die kommenden Analysen wird die bestehende Korrekturfaktorenkurve zwischen 70 % und 150 %-Standortgüte entsprechend um den Wert 1,42 bei 60 %-Standortgüte erweitert.

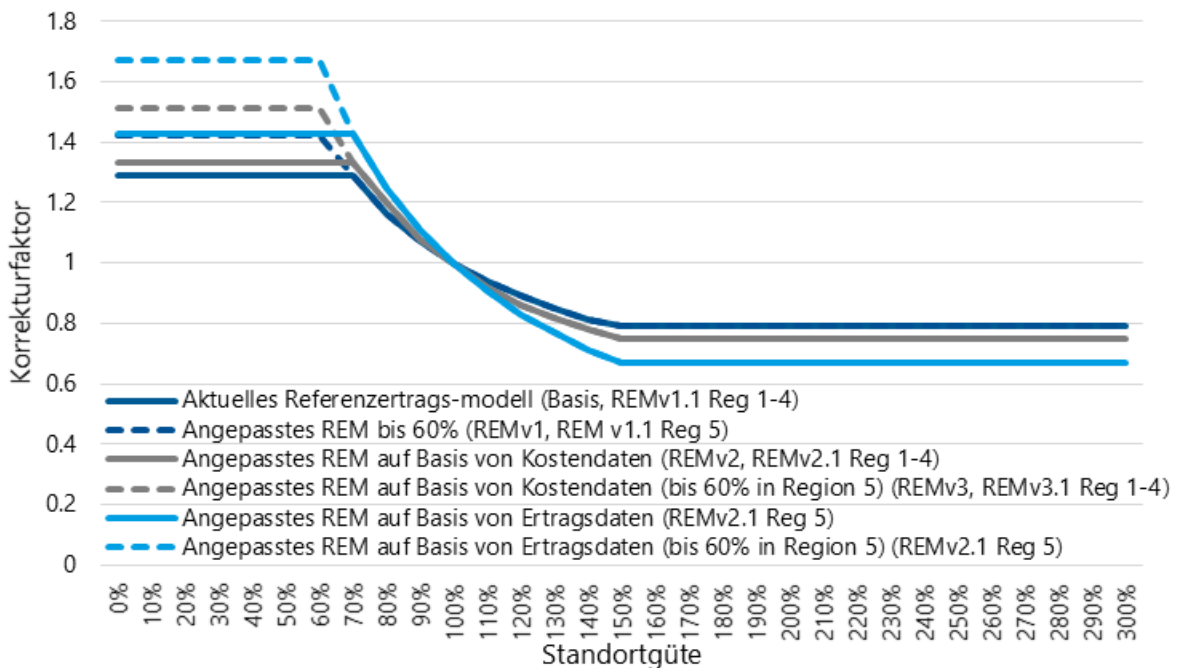
Die Differenzierung der Korrekturfaktoren begünstigt den Zubau von windschwachen Standorten deutschlandweit. Dies umfasst neben Standorten mit grundsätzlich niedrigen Windgeschwindigkeiten genauso Standorte, die stärker abgeschattet werden oder die aufgrund von strengeren genehmigungsrechtlichen Auflagen häufig abgeregelt werden müssen. Solche Eigenschaften treffen nicht nur auf Projekte im Süden zu, sodass der Vorteil einer grundsätzlichen Anpassung der Korrekturfaktoren ertragschwachen Standorten in ganz Deutschland ein Vorteil sein kann. Abhilfe hiergegen verspricht die Anwendung der Differenzierung bis 60 %-Standortgüte nur im Süden. Dies wird durch den zweiten Anwendungsfall (REMr1.1) reflektiert und folgt derselben Korrekturfaktorenkurve wie in der Betrachtung der Differenzierung für alle Anlagen, sie gilt jedoch nur für Anlagen in der Südregion (Region 5). Standorte mit niedrigerer Standortgüte außerhalb der Südzone werden weiterhin nach der ursprünglichen Korrekturfaktorenkurve (gemäß EEG 2017) bewertet.

Auch eine Neuauslegung der Korrekturfaktorenkurve auf Basis neuer Kostendaten (REMr2) zu Kompensierung der Mehrkosten je kWh ist denkbar. Dazu wurde auf Basis der Stromgestehungskostenanalyse für den EEG-Erfahrungsbericht (DWG/ZSW 2019) eine vollständige Neuauslegung der Korrekturfaktoren anhand der zuletzt ermittelten Stromgestehungskosten vorgenommen. Dabei wurde die vollständige Kompensation des mittleren Kostennachteils von windschwächeren Standorten eingestellt. Die Bandbreite möglicher kostenangelegter Korrekturfaktoren ist groß. Je nach definierten Ausgangsannahmen können sich unterschiedliche Kurven ergeben (z. B. keine Berücksichtigung von sehr hohen oder sehr niedrigen Anlagentypen, zusätzliche Berücksichtigung von neuen, pauschal anfallenden Kostengruppen wie für bedarfsgerechte Nachkennzeichnung oder mögliche Kosten durch kommunale Beteiligungen, Schaffung von Anreizen für ertragsstärkere Standorte). Die Auswahl der Stromgestehungskosten-Kurve ist somit ein Beispiel für eine Vielzahl unterschiedlicher Optionen.

Die letzte untersuchte Variation des REM basiert auf der vollständigen Kompensation der Mindererträge (REMr3) an schlechteren Standorten. Dabei wird mittels des Korrekturfaktors der niedrigere Energieertrag bei niedriger Standortgüte ausgeglichen und die Einnahmen angepasst. Für einen Anlagentypen können somit unabhängig von der Standortgüte - solange sie sich im differenzierten Bereich (zwischen 70 % bzw. 60 % und 150 %) befindet und der mittlere Marktwert gleich ist – dieselben Einnahmen generiert werden. Dabei liegt die Annahme zugrunde, dass die Kosten an unterschiedlichen Standortgütern gleich sind und es keinen variablen Kostenanteil gibt.

Darüber hinaus wird in zwei weiteren Anpassungsfällen (REMr2.1 und REMr3.1) zusätzlich zum angepassten Verlauf der Korrekturfaktorenkurven zwischen 70 % und 150 % für die Region 5 (Süden) eine zusätzliche Standortdifferenzierung bis 60 % eingeführt.

Die Korrekturfaktorenkurve nach EEG 2017 sowie die angepassten Varianten sind in Abbildung 38 dargestellt. Bezogen auf den Verlauf zwischen 70 % und 150 % wird am Korrekturfaktorenkurvenverlauf deutlich, dass es sich bei der Anpassung der Kurve anhand der aktuellen Kostendaten um die kleinere Änderung handelt. Die Anpassung nach Ertragsdaten ist hingegen erheblich. Die Anpassung für Standorte <70 % bis 60 % stellt in allen Fällen eine erhebliche Änderung zum bisherigen System da, ist jedoch auch hier für den Fall der Fortschreibung der bestehenden Kurve am geringsten und für die Anpassung anhand von Ertragsdaten am stärksten.



**Abbildung 38: Korrekturfaktorenkurve nach EEG 2017 und in angepasste Varianten**

Zu unterscheiden ist im Folgenden die jeweilige Anwendung der angepassten Korrekturfaktoren. Eine Anpassung, die für alle Regionen gilt, ist mittels einer Aktualisierung der Kurve realisierbar und schafft eine veränderte Lage für alle Projekte einer bestimmten Standortgüte im Land. Wird die angepasste Kurve hingegen nur für die Region 5 im Süden eingesetzt, ist die Implementierung einer zweiten Kurve für eine bestimmte Region nach EEG erforderlich. In allen Fällen gilt im Übrigen das Basismodell, also das Netzausbaubereich und keine weiteren regionalen Boni oder Mali.

#### 4.6.2 Wirkung auf die regionale Verteilung

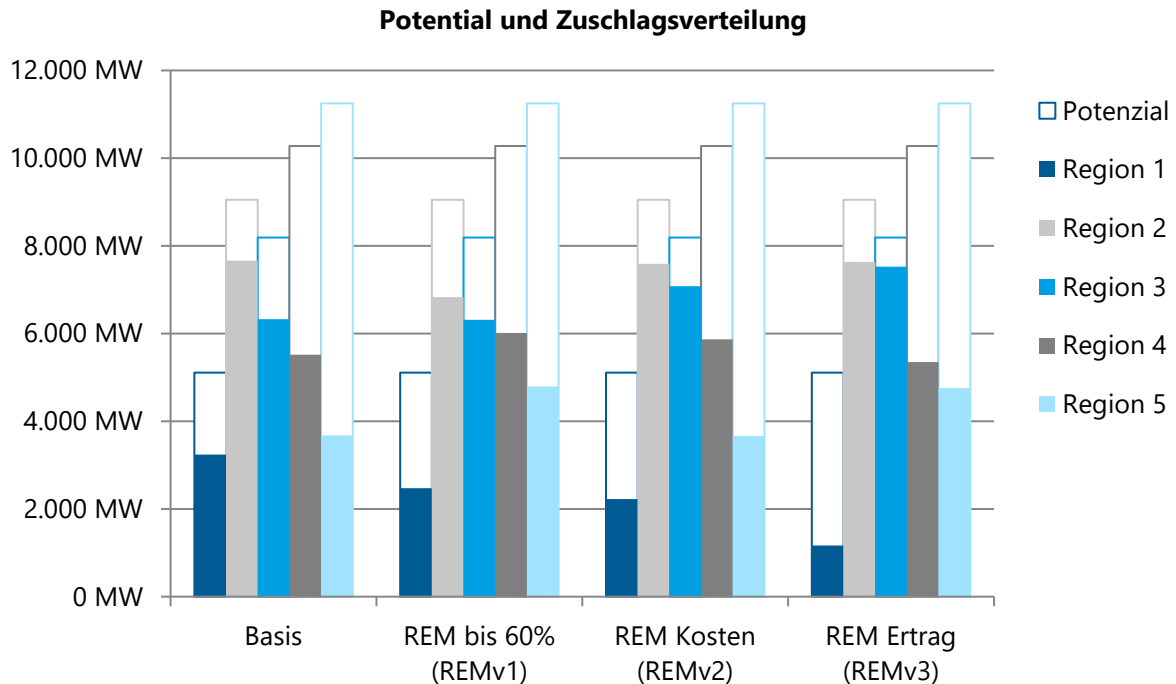
Zunächst wird die Auswirkung der angepassten Korrekturfaktorenkurven bei Gültigkeit in allen Regionen Deutschlands betrachtet. Alle Varianten fallen tendenziell zugunsten der südlicheren Regionen und zum Nachteil der Regionen weiter nördlich aus. Diese Ausprägungen sind jedoch unterschiedlich (vgl. Abbildung 39). Bei Schaffung einer Sonderregelung mit Differenzierung bis 60 % in Region 5 erfolgt immer eine Verschiebung in eben diese Region (vgl. Abbildung 40).

Bei der Nutzung einer bis 60 % differenzierten Kostenkurve (REM bis 60 % - REMv1) könnten Projekte zwischen 60 % und 70 %-Standortgüte ein niedrigeres Gebot abgeben als zuvor, wodurch sie die Projekte mit den bisher höchsten Zuschlagswert verdrängen. Liegen diese verdrängten Projekte in derselben Region wie die stattdessen bezuschlagten Projekte mit niedrigerer Standortgüte, gleicht sich der Effekt auf die Zuschlagsverteilung aus.

Werden hingegen die Verläufe der Korrekturfaktoren für alle Standortgütern zwischen 70 % und 150 % auf Basis von Kosten oder Ertragsdaten angepasst, ist die Verschiebung nach Süden weniger deutlich. Durch die vergleichsweise kleine Korrektur auf Basis von Stromgestehungskosten verringert sich hauptsächlich der Zubau ganz im Norden (wo hohe Standortgütern vorhanden sind). Die zusätzlichen



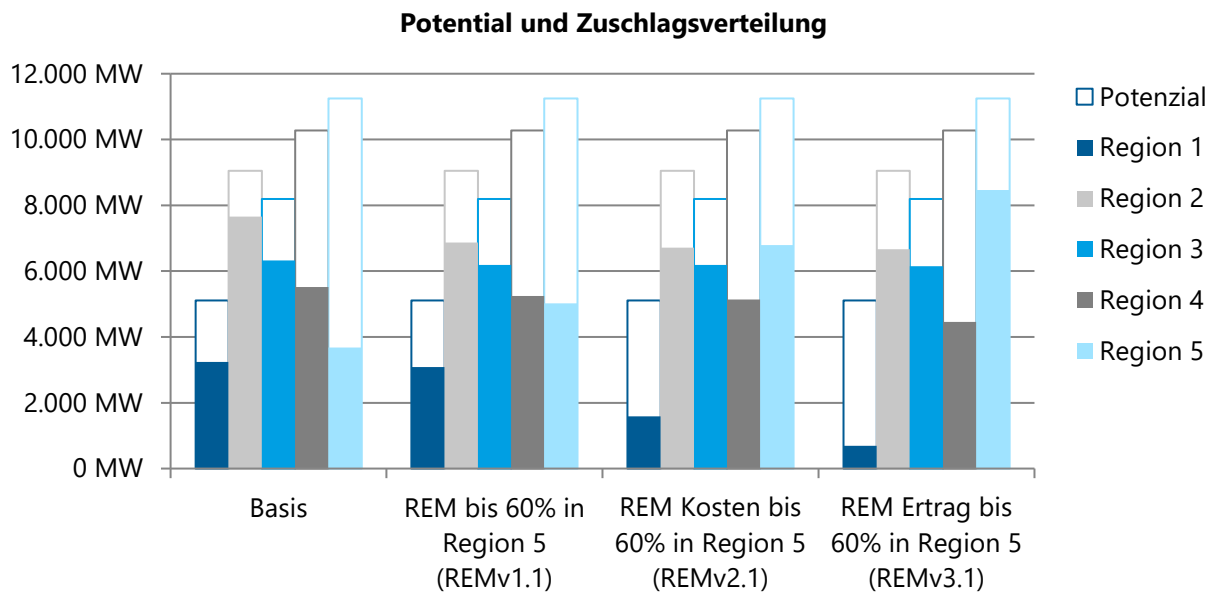
Zuschläge entfallen jedoch auf die Regionen 3 und 4 und nicht in Region 5. Im Extremfall mit Anpassung der Korrekturfaktoren nach den Energieerträgen verliert Region 1 über die Hälfte der Zuschläge. Region 2 und 4 verbleiben etwa auf dem bestehenden Niveau und Region 3 und 5 erzielen mehr Zuschläge als zuvor.



**Abbildung 39: Potential und Zuschlagsverteilung bei Anpassung des REM**

Um den Zubau in der Südzone zu stärken, kann die Anpassung der Korrekturfaktorenkurve für die Südzone ausschließlich (REMv1.1) bzw. ergänzend (REMv2.1 und RWEMv3.1) auf eine Differenzierung bis 60 % erweitert werden (vgl. Abbildung 40).

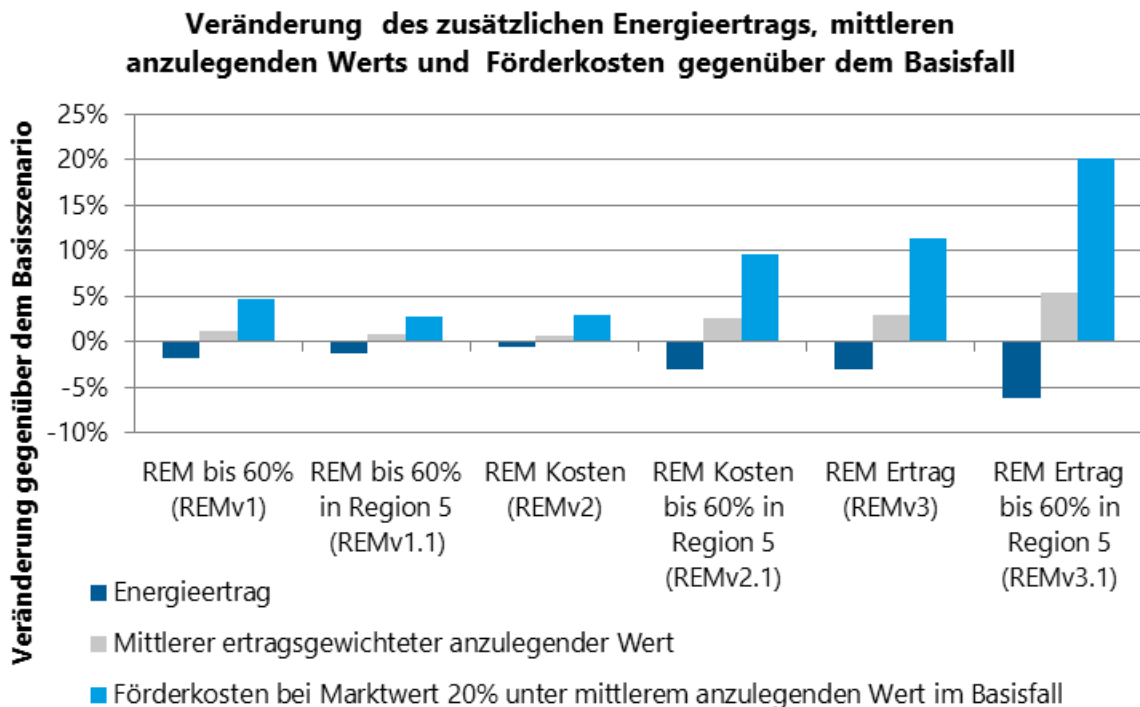
Im ersten Fall (REM bis 60 % in Region 5) verbleibt das Referenzertragsmodell dabei wie im Basisfall, die Anpassung erfolgt ausschließlich für Region 5. Die Fälle REM Kosten bis 60 % in Region 5 bzw. REM Ertrag bis 60 % in Region 5 verfolgen eine in allen Regionen zwischen 70 % und 150 % angepasste Korrekturfaktorenkurve und eine zusätzliche Erweiterung auf 60 % in Region 5. Wie zu erwarten, entsteht so ein sichtbarer Vorteil für die in Region 5 vertretenen Standortgüte unter 70 %, der zu höheren Zuschlägen an dieser Stelle führt.



**Abbildung 40: Potential und Zuschlagsverteilung mit und ohne Anpassung des REM und in Erweiterung der Standortdifferenzierung auf 60 % in Region 5**

#### 4.6.3 Wirkung auf Energieerträge, anzulegende Werte und Förderkosten

Durch die Anpassung der Korrekturfaktorenkurve zugunsten von Projekten mit niedrigerer Standortgüte können eben diese bei gleichbleibenden Kosten und Erlöserwartungen niedrigere Gebote abgeben. Dies führt zu einer höheren Zuschlagswahrscheinlichkeit für diese Projekte. Somit können Projekte mit niedrigerem Energieertrag und höheren anzulegenden Werten bezuschlagt werden. In der Summe steigt in allen betrachteten Fällen im Basismodell auch die erforderliche Fördersumme, obwohl die insgesamt durch die Zuschläge bereitgestellte Strommenge sinkt.



**Abbildung 41: Veränderung des zusätzlichen Energieertrags, mittleren anzulegenden Werts und Förderkosten bei Anpassung des REM gegenüber dem Basisfall**

**Wirkung auf den Energieertrag:** Der Effekt, der auf die Schaffung eines Vorteiles für Projekte mit geringerer Standortgüte gegenüber dem Status quo (Basisszenario) beruht, hat in allen Anwendungsfällen einen negativen Einfluss auf die erzielten Energieerträge. Je nach Umfang des Vorteils für niedrigere Standortgüte nimmt der negative Einfluss auf die Energieerträge zu – da Projekte mit höherer Standortgüte und höheren Energieträgen durch solche mit niedrigerer Standortgüte und niedrigerem Energieertrag verdrängt werden und die Ausschreibungsvolumen unverändert bleiben.

**Wirkung auf die anzulegenden Werte und die Förderkosten:** Trotz der gesunkenen Einspeisemenge steigen die Förderkosten durch einen hinzukommenden Anreiz für windschwächere Standorte. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Projekte mit höheren Kosten und somit einem höheren erforderlichen anzulegenden Wert ein niedrigeres Gebot abgeben können und somit Projekte verdrängen, die bei niedrigerem anzulegenden Wert ein höheres Gebot abgeben. Dies ist insbesondere in den Fällen der Fall, in denen das REM für eine oder alle Regionen auf eine Standortdifferenzierung für Standortgüte bis 60 % erweitert wird und steigt, wenn zusätzlich der Kurvenverlauf insgesamt zugunsten der niedrigeren Standortgüten verschoben wird.

#### 4.6.4 Mögliche Fehlanreize und Parametrierungsrisiken

Der größte Fehlanreiz, der bei der Parametrisierung des REM erfolgen kann, ist eine Überförderung von Anlagen mit niedriger Standortgüte, die einen Anreiz schafft, Standorte nicht optimal zu nutzen und mögliche Energieerträge zu verschenken. Weiterhin besteht durch die Schaffung von verbesserten Ertragsmöglichkeiten für ertragsschwache Standorte die Gefahr, dass es statt zu einer gewollten regionalen Verschiebung in südlichere Regionen zu einer regionsinternen Verschiebung zu Projekten mit niedrigerem Energieertrag in derselben Region kommt.

Einen direkten Zusammenhang zwischen der Standortgüte und der regionalen Verteilung gibt es nicht, daher ist mittels des REM kein direkter Einfluss auf die regionale Verteilung möglich. Tendenziell sind die im Süden des Landes vorliegenden Windgeschwindigkeiten niedriger, wodurch im Süden eher niedrige Standortgüten vorliegen. Die Standortgüte wird jedoch von vielen weiteren Faktoren, wie z.B. des Parkwirkungsgrades oder der Betriebseinschränkungen durch genehmigungsrechtliche

Abregelungen beeinflusst, die projektspezifisch abweichen und im Norden genauso vorliegen können wie im Süden. Ein mittels REM für niedrigere Standortgüte eingeführter Vorteil wirkt somit nicht ausschließlich vorteilhaft für Projekte im Süden, sondern kann auch Projekten in anderen Regionen einen Wettbewerbsvorteil verschaffen.

Die Einführung einer Sonderregelung zur Standortdifferenzierung bis 60 %, die ausschließlich für Projekte in Region 5 (Süden) gilt, kann die zubaufördernde Wirkung auf die Südregion beschränken. Für Projekte im Süden mit niedrigerer Standortgüte wird ein Wettbewerbsvorteil geschaffen. Das Risiko, dass durch eine Anpassung der REM Projekte im Norden, die z.B. stark verschattet sind oder mit hohen genehmigungsrechtlichen Auflagen betrieben werden, ein Vorteil gegenüber Südprojekten mit besseren Ertrageigenschaften erhalten, wird somit behoben. Innerhalb der Region könnten durch die auf die Südregion beschränkte Änderung dennoch ertragsstärkere Projekte durch Projekte mit geringerem Energieertrag aufgrund der verbesserten Fördersituation für eine niedrigere Standortgüte verdrängt werden.

Zur Erreichung der Erzeugungsziele sind Anlagen, die einen hohen Energieertrag erbringen, vorteilhaft. Eine Anpassung des REM, die zu einer stärkeren Förderung von Projekten mit niedrigerer Standortgüte führt, kann Projekte mit höheren Erträgen verdrängen. Insbesondere eine Erweiterung der Standortdifferenzierung auf 60 % in allen Regionen und die Anpassung der Korrekturfaktorenkurve auf Basis von Energieerträgen kann diesen Effekt mit sich ziehen. Hier gilt es abzuwägen, ob der Effekt der Stärkung ertragsschwächerer Projekte in diesem Maße gewollt ist.

#### **4.6.5 Vereinbarkeit mit bestehenden Instrumenten**

Bei der Anpassung des Referenzertragsmodells handelt es sich nicht um die Schaffung eines neuen Instrumentes, sondern um die Anpassung eines bereits bestehenden Instruments. Somit gibt es grundsätzlich keine Veränderung hinsichtlich der Vereinbarkeit mit anderen Instrumenten. Im Falle einer Erweiterung des REM um eine Sonderregelung für die Südzone erhöht sich jedoch die Komplexität des REM weiter. Es wird davon ausgegangen, dass die Anpassung des REM nur für die technologiespezifische Ausschreibung in Frage kommt, da in der gemeinsamen Ausschreibung ohnehin keine Anwendung des REM vorgesehen ist und die Einführung derselben in der gemeinsamen Ausschreibung nicht angestrebt wird.

#### **4.6.6 Bewertung**

In diesem Abschnitt erfolgt die Bewertung der Mindestquote und ihren Ausgestaltungsvarianten anhand der in Abschnitt 2.3 vorgestellten Kriterien.

##### **4.6.6.1 Ziele der regionalen Steuerung unterstützen**

Grundsätzlich führt das REM, das geschaffen wurde, um Windenergieentwicklung in ganz Deutschland zu ermöglichen, zu einer breiteren regionalen Streuung des Zubaus. Dieser Einfluss resultiert aus den tendenziell im Süden geringeren Windhöufigkeiten, ist dabei aber nicht fest an die regionale Lage eines Projekts gekoppelt. Mit einer Anpassung des REM lässt sich die Förderung für ertragsschwächere Standorte verbessern, jedoch ist das Instrument nicht zu einer exakten Steuerung geeignet, da keine Zuordnung von festen Mengen zu bestimmten Regionen erfolgt. Dies kann vor- oder nachteilhaft ausgelegt werden – einerseits ist exaktes Steuern nicht möglich, andererseits werden fließende Verschiebungen hervorgerufen, die den Zubau nicht durch absolute Vorgaben einschränken.

Die Schaffung einer Sonderregelung für die Region im Süden verbessert den Steuerungseffekt dahingehend, dass eine verbesserte Situation nur für ertragsschwache Projekte im Süden gilt. Jedoch verbleibt auch hier ein Risiko, dass keine überregionale Verlagerung des Zubaus in den Süden erfolgt, sondern ertragsschwache Süd-Projekte andere Süd-Projekte verdrängen.

Das Instrument REM steht in keinen direkten Zusammenhang mit der Ausbausituation des Verteilernetzes und wirkt diesbezüglich auch nicht steuernd. Standorte, die Vorteile durch die Anpassung des REM erhalten, können gleichermaßen in Verteilernetzausbaugebieten oder anderen Gebieten liegen.

**Tabelle 21: Bewertungsübersicht - Ziele der regionalen Steuerung unterstützen (Anpassung des REM)**

Bewertungskriterium	Anpassung des REM bis 60 %		Angepasstes REM nach Kostendaten		Angepasstes REM nach Ertragsdaten	
	In allen Regionen	Nur in Region 5	Überall 70 %-150 %	bis 60 % in Region 5	Überall 70 %-150 %	bis 60 % in Region 5
	REMr1	REMr1.1	REMr2	REMr2.1	REMr3	REMr3.1
Verlagerung in den Süden	+	++	+	++	+	++
Reduktion Verteilnetzausbau	0	+	0	+	0	+
Deutschlandweiter Zubau	++	++	++	++	+	+

Die Beibehaltung der bestehenden Korrekturfaktorenkurve zwischen 70 % und 150 %-Standortgüte und Anpassung der Werte kleiner 70 % (REMr1) verbessert die Wettbewerbssituation von Projekten mit niedrigerer Standortgüte. Wird davon ausgegangen, dass solche Projekte vorrangig im Süden zu finden sind, wird damit eine Umverteilung in den Süden angereizt. Dem entgegen steht, dass verstärkt ertragsschwächere Projekte aus anderen Regionen am Markt auftreten und Zuschläge erhalten können oder es sich bei den durch die Neuregelung verdrängten Projekten um Projekte aus dem Süden handeln könnte.

Die Anpassung des vollständigen Verlaufs der Korrekturfaktorenkurve mit Standortdifferenzierung zwischen 70 % und 150 % auf Basis von Kostendaten (REMr2) führt zu einer stärkeren Steigung der Korrekturfaktorenkurve zugunsten von Projekten mit niedrigerer Standortgüte. Die resultierende Verschiebung des Zubaus nach Süden basiert auf der ermittelten Kostensituation und den Verzicht auf einen erhöhten Anreiz für den Zubau ertragsstärker Projekte.

Die Anpassung des gesamten Verlaufs der Korrekturfaktorenkurve mit Standortdifferenzierung zwischen 70 % und 150 % auf Basis von Ertragsdaten (REMr3) schafft einen vollständigen Ausgleich der niedrigeren Energieerträge, wodurch die ertragsschwächeren Projekte im ganzen Land gegenüber ertragsstärkeren Projekten einen Vorteil erhalten. Die Verschiebung nach Süden resultiert aus dem größeren Potenzial von Projekten mit niedrigerer Windgeschwindigkeit.

Eine zusätzliche Differenzierung bis 60 % in der Südregion (Region 5) (REMr1.1, REMr2.1, REMr3.1) führt immer zu einer Verschiebung nach Süden, da der neu geschaffene Vorteil ausschließlich in dieser Region gilt. Im Süden fallen etwa 45 % der Standorte in die Kategorie **zwischen 60 % und 70 %**. Bis 2025 könnte durch eine Anpassung des REM also für Standorte im Umfang von min. ca. 5 GW ein zusätzliches Investitionssignal ausgehen. Standorte unterhalb von 60 % würden von der Anpassung auch profitieren, allerdings nicht im selben Maße. Durch die Ausweitung des REM werden in einer Situation mit Wettbewerb mindestens 12 % der Standorte des Südens zusätzlich konkurrenzfähig. Das bedeutet, dass min. 1,3 GW auf entsprechende Standorte im Süden verschoben werden. Es ist jedoch zu beachten, dass auch Projekte aus dem Süden zugunsten anderer Projekte aus dem Süden verdrängt werden.

Der gleichmäßige Zubau über ganz Deutschland wird durch die fließende Ausgestaltung des REM grundsätzlich nicht gefährdet, jedoch kann bei einer Überkompensation für besonders ertragsschwache Standorte eine zu starke Verschiebung in Regionen mit niedrigerem Ertrag erfolgen (Vgl. REMr3 und REMr3.1), dass ein sehr niedriger Zubau im Norden resultiert.

#### 4.6.6.2 Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende

Die Anpassung des REM hat einen Einfluss auf die allgemeinen Ziele der Energiewende. Der Einfluss der Ausgestaltungsvarianten ist in Tabelle 22 im Überblick und im Folgenden im Detail bewertet.

### **Aktivierung des wirtschaftlich nutzbaren Flächenpotenzials in Deutschland**

Das REM wurde in der technologiespezifischen Förderung des Zubaus von Windenergie an Land seit Einführung des EEG genutzt, um Zubau im ganzen Land zu ermöglichen. Durch die stärkere Förderung ertragsschwacher Standorte wurden diesen, trotz höherer Stromgestehungskosten der Zubau ermöglicht. Flächen, die ohne REM nicht wirtschaftlich hätten zur Windenergienutzung aktiviert werden können, sind somit dem Zubau zugeführt worden. Eine Anpassung des REM zur Förderung eben niedrigerer Standortgüten kann durch die Aktivierung von nach weniger windhöffigen oder mit höheren Auflagen belegten Standorten weitere Flächen aktivieren. Das Ausmaß, in dem ertragsschwache Anlagen zusätzlich Förderung erhalten sollten, um Flächenpotenziale zu heben, muss dabei sorgsam abgewogen werden.

Die vermehrte Bezuschlagung von Projekten mit niedrigerer Standortgüte führt dazu, dass pro installiertem MW ein geringerer Energieertrag erreicht wird. Dem steht gegenüber, dass vermutlich die Abregelung von Anlagen im Süden aufgrund der Netzsituation momentan niedriger ist als bei Anlagen im Norden. Das Ausschreibungsvolumen muss also überprüft werden, wenn das erneuerbare Ziel anteilig am Stromverbrauch erreicht werden soll.

Jedoch muss insbesondere vor dem Hintergrund der im Ausschreibungsjahr 2019 oftmals unterzeichneten Ausschreibungen und der schwierigeren Genehmigungssituation berücksichtigt werden, dass durch die Anpassung des REM insbesondere für Projekte mit Standortgüte unter 70 % auch neue Potenziale eröffnet werden können, die unter aktuellen Bedingungen nicht weiter entwickelt werden. Dies kann mittel- und langfristig zur Zielrichtung beitragen.

Die Beibehaltung der bestehenden Korrekturfaktorenkurve zwischen 70 % und 150 %-Standortgüte und Anpassung der Werte kleiner 70 % (REMv1) führt dazu, dass vorhandene Flächen mit niedrigen Windgeschwindigkeiten oder hohen Abregelungsaufgaben mit größerer Sicherheit entwickelt und für die Ausschreibung erschlossen werden können. Neben dem offensichtlichen Vorteil durch andere Korrekturfaktoren für eine Standortgüte unter 70 % ergibt sich durch ein geringeres Risiko auch ein zusätzlicher Vorteil für Projekte mit einer Standortgüte knapp über 70 %: Sollten diese ihre Ertragserwartungen nicht erfüllen können, wird der Minderertrag durch einen höheren anzulegenden Wert kompensiert.

Die Differenzierung bis 60 % ausschließlich in der Südregion (Region 5) (REMv1.1) führt zu einer Verschiebung nach Süden – unabhängig vom übrigen Verlauf der Korrekturfaktorenkurve. Dabei beschränkt sich der potenzialgenerierende Effekt jedoch auf die Südregion.

Die Anpassung des vollständigen Verlaufs der Korrekturfaktorenkurve mit Standortdifferenzierung zwischen 70 % und 150 % auf Basis von Kostendaten (REMv2) verändert die Bandbreite der Standortdifferenzierung nicht und führt vor allem zu einer Verschiebung der Zuschläge zu Projekten mit etwas niedrigerer Standortgüte. Die Anpassung des vollständigen Verlaufs der Korrekturfaktorenkurve mit Standortdifferenzierung zwischen 70 % und 150 % auf Basis von Ertragsdaten (REMv3) hat einen stärkeren Effekt und erhöht den Wettbewerbsvorteil ertragsschwächerer Projekte in der bisherigen Bandbreite der Standortgüte deutlicher. Durch niedrigere Energieerträge wird die Zielerreichung gefährdet, ohne neue Potenziale zu eröffnen.

### **Stromgestehungskosten, Energieerträge & Förderkosten**

Bei der Anpassung des REM zugunsten von Projekten mit niedrigerer Standortgüte sinkt die Kosteneffizienz/Steigen die Stromgestehungskosten grundsätzlich, da Zuschläge an Projekte mit höheren anzulegenden Werten je kWh vergeben werden und diese Projekte mit niedrigeren anzulegenden Werten verdrängen können. Die Förderkosten insgesamt müssen nicht zwangsläufig steigen, da geringere Strommengen erzeugt werden, die zu fördern sind. Bei gleicher installierter Leistung führt die Anwendung des REM zu insgesamt geringeren Energieerträgen, da die ertragsschwachen Projekte gefördert werden und ihr Zubau somit ermöglicht wird. Der deutschlandweite Zubau wird hier gegenüber einer Ertragsmaximierung priorisiert. Dem gegenüber stehen Effekte, die durch eine Verschiebung des Zubaus nach Süden angeregt werden sollen, welche im Vorhaben jedoch nicht quantifiziert werden konnten. Erzeugen Projekte im Süden zu Zeitpunkten Strom, zu denen höhere Marktwerte an

der Strombörse erzielt werden, hat dies einen (wenn auch kleinen) senkenden Effekt auf die Gesamtförderkosten für alle Windenergieanlagen. Zudem ist die Abregelung durch EinsMan zurzeit im Mittel für Projekte im Süden deutlich geringer als für Projekte im Norden. Dies hat ebenfalls einen positiven Effekt auf die Kosteneffizienz, ist aber auch nicht im Vorhaben quantifizierbar.

Der Grundsatz der REM beruht darauf, Projekten mit niedrigerer Standortgüte die Erreichung eines Zuschlags in der Ausschreibung zu ermöglichen, auch wenn diese nicht die kosteneffizientesten Projekte in der Pipeline sind. Da alle Projekte bieten müssen, als würden sie dieselbe Standortgüte aufweisen, kann ein Projekte mit niedrigerem Energieertrag und höheren Kosten je kWh gegen ein Projekt mit höherem Ertrag und niedrigeren Kosten gewinnen. Werden ertragsschwache Projekte gestärkt, sinkt die Kosteneffizienz weiter.

Für die einzelnen Ausgestaltungsfälle der REM-Anpassung sind dabei unterschiedliche Aspekte zu berücksichtigen. Die Beibehaltung der bestehenden Korrekturfaktorenkurve zwischen 70 % und 150 %-Standortgüte und Anpassung der Werte kleiner 70 % in allen Regionen (REMV1) eröffnet bessere Zuschlagschancen für alle Projekte mit niedrigerem Energieertrag. Da diese Projekte bei gleichem Zuschlagswert einen höheren anzulegenden Wert erhalten, sind die Förderkosten je kWh erhöht. Da dies auch in Regionen gilt, in denen grundsätzlich höhere Windgeschwindigkeiten vorliegen und höhere Standortgüten bezuschlagt werden könnten, ist der negative Einfluss auf die Kosteneffizienz verstärkt.

Die Anpassung des vollständigen Verlaufs der Korrekturfaktorenkurve mit Standortdifferenzierung zwischen 70 % und 150 % auf Basis von Kostendaten (REMV2) erzeugt eine relativ geringe Änderung der Kosteneffizienz, da die Korrektur der Kurve und der dadurch gesteigerte Anreiz für ertragsschwächere Projekte nur gering ist.

Die Anpassung des vollständigen Verlaufs der Korrekturfaktorenkurve mit Standortdifferenzierung zwischen 70 % und 150 % auf Basis von Ertragsdaten (REMV3) sorgt für einen sehr negativen Effekt auf die Kosteneffizienz. Durch die Anlegung der Korrekturfaktoren an den Energieertrag wird, vereinfacht dargestellt, jeweils das Projekt bezuschlagt, das insgesamt einen Gesamtkostenvorteil ausweist – unabhängig davon, wieviel Strom erzeugt wird. Der zusätzliche Anreiz für ertragsschwache Projekte ist erheblich und entsprechend hoch der Einfluss auf die Kosteneffizienz.

Eine zusätzliche Differenzierung bis 60 % in der Südregion (Region 5) hat einen begrenzten Effekt auf Projekte einer Region. Dennoch wird gegenüber dem Basisfall eine Verringerung der Kosteneffizienz erzeugt. Vergleicht man jedoch die Anwendung einer Standortdifferenzierung bis 60 % im ganzen Land zu einer erweiterten Standortdifferenzierung nur in Region 5, so ist der Einfluss auf die Kosteneffizienz begrenzter, da Mitnahmeeffekte in anderen Regionen beschränkt werden.

### **Gesamtgesellschaftliche Systemkosten**

Tendenziell können die gesamtgesellschaftlichen Systemkosten durch die Anpassung des REM durch die resultierende Verschiebung nach Süden positiv beeinflusst werden – insbesondere, wenn die Anpassung auf den Süden des Landes beschränkt ist. Es handelt sich jedoch nicht um einen direkt steuerbaren Effekt, sondern um einen Nebeneffekt der Verschiebung nach Süden. Auch die Verschiebung des Zubaus auf andere Projekte in den nördlicheren Regionen kann positive Effekte haben, wenn durch Technologieauswahl und Standorteigenschaften Einspeiseprofile erzeugt werden, die gegenüber dem Zubau im Status quo vorteilhaft sind. Dies lässt sich jedoch weder quantifizieren noch prognostizieren.

**Tabelle 22: Bewertungsübersicht - Vereinbarkeit mit den allgemeinen Zielen der Energiewende (Anpassung des REM)**

Bewertungskriterium	REM bis 60 %		Angepasstes REM nach Kostendaten		Angepasstes REM nach Ertragsdaten	
	In allen Regionen	Nur in Region 5	Überall 70%-150 %	bis 60 % in Region 5	Überall 70 %-150%	bis 60 % in Region 5
	REMr1	REMr1.1	REMr2	REMr2.1	REMr3	REMr3.1
Energieertrag	--	-	--	-	--	--
Flächenpotenzial aktivieren	++	++	++	++	0	0
Stromgestehungskosten	--	-	--	-	--	--
Förderkosten	--	-	--	-	--	--
Systemkosten	+	+	+	+	0	0

#### 4.6.6.3 Umsetzbarkeit

##### Komplexität

Das Referenzertragsmodell ist grundsätzlich ein relativ komplexes Instrument, das jedoch seit langem erfolgreich zur Standortdifferenzierung für Windenergie an Land in Deutschland genutzt wird. Technische Richtlinien und Verfahren zu Anwendung sind bereits etabliert. Die Anpassung des Modells erhöht die Komplexität jedoch nicht in allen Fällen gegenüber dem Status quo. In allen Betrachtungsfällen, in denen ausschließlich eine Veränderung der Korrekturfaktorenkurve vorgenommen wird, ist keine Steigerung der Komplexität des Förderinstrumentes gegenüber dem Status quo festzustellen. Wird das bestehende REM jedoch durch eine Zone mit abweichender Definition der Korrekturfaktorenkurve ergänzt, steigt die Komplexität.

##### Robustheit

Das REM ist ein Steuerungsinstrument, das in seiner aktuellen Ausgestaltung der Standortdifferenzierung dient, ohne dabei einen direkten Einfluss auf die regionale Verteilung zu haben. Durch die fließende Ausgestaltung ist das Instrument verhältnismäßig robust in seinem Zweck, Zubau an verschiedenen Standorten zu ermöglichen. Für den Zweck der direkten regionalen Steuerung hingegen ist das Modell an sich nicht ausgelegt, da die Standortdifferenzierung nicht von der eigentlichen Lage, sondern von den erzielten Energieerträgen abhängt. Eine regionale Steuerung durch das REM allein kann immer nur indirekt über die Bewertung von Standortgütern erfolgen und nie direkt auf die regionale Verteilung des Zubaus. Eine exakte regionale Steuerung ist daher mittels REM nicht möglich. Über- oder Untersteuerung können die Folge sein.

Die Ergänzung um eine Zone mit abweichender Definition der Korrekturfaktorenkurven stärkt die Robustheit hinsichtlich der regionalen Steuerung insofern, dass der vorteilhafte Effekt auf die wind-schwachen Projekte im Süden begrenzt wird. Dennoch stehen diese weiterhin im Wettbewerb und können sogar andere Projekte im Süden verdrängen.

##### Missbrauchsanfälligkeit

Die Missbrauchsgefahr der aktuellen (Status quo) und angepassten REM-Varianten auf Basis der aktuellen Korrekturfaktorenkurve in Erweiterung bis 60 % sowie der anhand der Kostendaten angepassten Kurven ist gering. Anpassungen am REM in der Vergangenheit haben dabei zur Reduktion der Missbrauchsanfälligkeit geführt. Müssen heute durch zertifizierte Gutachter Ertragsprognosen vorgelegt werden, die den entsprechenden technischen Richtlinien folgen, um die erwarteten Energieerträge nachzuweisen. Nach fünf, zehn und fünfzehn Jahren werden anhand der Ertrags- und SCADA-



Daten Überprüfungen und ggf. (rückwirkende) Korrekturen vorgenommen. Nichtsdestotrotz unterliegen die Prognosen einer Unsicherheit.

Die Missbrauchsanfälligkeit bzw. die Erzeugung von Fehlanreizen steigt jedoch deutlich, wenn durch falsche Ausgestaltung des REM unvorteilhafte Signale gesendet werden. Angepasstes REM nach Ertragsdaten führt dazu, dass in Bereichen der Standortdifferenzierung (60 % bzw. 70 % und 150 %) niedrigere Energieerträge vollständig durch anzulegende Werte ausgeglichen werden.

Je nach Ausgestaltung der Korrekturfaktorenkurve können weitere suboptimale Anreize entstehen. Es handelt sich dabei nicht um Missbrauch oder einen Fehlanreiz, sondern um das Ergebnis der Standortdifferenzierung durch das REM, welches, wie aufgezeigt, nur indirekt der regionalen Steuerung dienen kann. So wird bei sehr hohen Korrekturfaktoren für niedere Standortgüten eine Verdrängung von effizienteren Standorten herbeigeführt. Insbesondere die Variante mit Anpassung auf Basis der Energieerträge schafft hier Signale, die einem effizienten Zubau entgegenstehen. Auch mit der Differenzierung unter 70 % wird der Anreiz ertragsschwache Standorte zu entwickeln erhöht. Im schlechtesten Fall können so sehr ertragsschwache Standorte aus dem Norden windhöfliche Standorte aus dem Süden verdrängen. Mittels der Beschränkung der Standortdifferenzierung bis 60 %-Standortgüte auf die Südregion wird der Effekt begrenzt, jedoch kann weiterhin nicht ausgeschlossen werden, dass sehr niedrige Standortgüten im Süden ertragsstärkere Standorte im Süden verdrängen, statt solche im Norden.

**Tabelle 23: Bewertungsübersicht – Umsetzbarkeit (Anpassung des REM)**

Bewertungskriterium	REM bis 60 %		Angepasstes REM nach Kostendaten		Angepasstes REM nach Ertragsdaten	
	In allen Regionen	Nur in Region 5	Überall 70%-150 %	bis 60 % in Region 5	Überall 70%-150 %	bis 60 % in Region 5
	REMr1	REMr1.1	REMr2	REMr2.1	REMr3	REMr3.1
Komplexität/Vereinbarkeit	-	--	-	--	-	--
Robustheit	--	-	--	-	--	-
Missbrauchsanfälligkeit	0	0	0	0	--	--

Von einer Anpassung des REM (bzw. der Korrekturfaktorenkurve) nach Ertragsdaten (REMr3 und REMr3.1) ist grundsätzlich abzuraten, da der Anreiz Standorte mit niedrigen Energieerträgen zu bauen zu stark ist und positive Effekte wie Flächenaktivierung und landesweiter Zubau überwiegt. Diese Variante wird daher in den Schlussfolgerungen nicht mehr im Detail bewertet.

Das bestehenden REM (Grundlage für die Varianten REMr1 und REMr1.1) und das angepasste REM nach Kostendaten ähneln sich sehr stark, sodass sie im Folgenden nicht differenziert betrachtet werden. Die Anpassung nach aktuellen Kostendaten (REMr2) bringt leichte zusätzliche Vorteile für ertragsschwache Standorte gegenüber der Definition im aktuellen EEG, kann aber nicht ausreichend Steuerungseffekte erzeugen, um eine Anpassung zu rechtfertigen. Die Variante REMr2.1 ist mit der Variante REMr1.1 vergleichbar und bringt ihr gegenüber einen leichten zusätzlichen Vorteil für ertragsschwache Standorte im ganzen Land. Der Anpassungsaufwand der Korrekturfaktoren steigt dabei und der Anreiz zur Ertragsmaximierung im ganzen Land sinkt.

## 5. REGIONALE STEUERUNG VON PHOTOVOLTAIKANLAGEN

Im Rahmen dieses Kapitels werden mögliche Instrumente zur Steuerung der regionalen Verteilung von Photovoltaikanlagen untersucht. Derzeit existiert im EEG nur im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen mit Windenergieanlagen mit der Verteilernetzkomponente eine Regelung, mit der die regionale Verteilung von Photovoltaikanlagen gesteuert wird. Für Windenergieanlagen bestehen mit dem Referenzertragsmodell (Ausgleich für dargebotsabhängige Unterschiede) und dem Netzausbaugebiet (Steuerung aufgrund von Netzengpässen) spezifische Instrumente. Nach einer kurzen Darstellung des Hintergrunds und der Ausgangslage wird zunächst die bisherige regionale Verteilung von Photovoltaikanlagen getrennt nach den Segmenten Dach- und Freiflächenanlagen betrachtet und auf die Verteilung wirkende Einflussfaktoren werden benannt und diskutiert. Anschließend werden mögliche Instrumente zur regionalen Steuerung diskutiert. Abschließend wird ein Zwischenfazit gezogen.

### 5.1 Hintergrund und Ausgangslage

Die für Windenergieanlagen bestehenden Instrumente Referenzertragsmodell und Netzausbaugebiet, die auf die regionale Verteilung des Zubaus wirken, weisen unterschiedliche Zielsetzungen auf. Mit dem Referenzertragsmodell wird eine der Windhöflichkeit des Standorts angepasste Vergütung ermittelt. Damit wird in windschwächeren Regionen der Ausbau unterstützt und an windhöflicheren Standorten eine Überförderung verhindert. Die Spannbreite der bislang von Windenergieanlagen genutzten Windenergiepotenziale beträgt etwa 60 % bis 140 % des sogenannten Referenzstandorts, während für PV-Anlagen die Spannbreite des geographisch abhängigen Solarstrahlungspotenzials von etwa 88 % bis 114 % reicht (ISI et al. 2014). Das Instrument des Netzausbaugebiets für Windenergieanlagen zielt darauf ab, die Errichtung von Neuanlagen in einem definierten Gebiet und damit die Netzbelastung und Abregelungsmenge zu begrenzen. Im Jahr 2018 wurde im Rahmen von Einspeisemanagement-Maßnahmen bundesweit rund 5,4 TWh Strom abgeregelt. Davon entfällt mit 97 % fast die gesamte Abregelung auf Windenergieanlagen an Land (72 % der Gesamtmenge) bzw. auf See (25 %). Auf PV-Anlagen entfiel lediglich 2,2 % der abgeregelten Strommenge. Insgesamt sind 81 % der abgeregelten Strommengen den beiden nördlichen Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen zuzurechnen (BNetzA 2019c).

Die angeführten Zahlen zeigen, dass es bei Windenergieanlagen einerseits dargebotsbedingt deutlich größere Standortunterschiede gibt und andererseits die Folgen der bisherigen regionalen Verteilung durch Netzengpässe wesentlich stärker ausgeprägt sind. Der weitere Ausbau von PV-Anlagen könnte die Bedeutung der geschilderten Aspekte für die Photovoltaik jedoch steigern und perspektivisch Bedarf für eine regionale Steuerung erwachsen lassen. Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend weitere Analysen für die Photovoltaik durchgeführt.

### 5.2 Regionale Verteilung von PV-Anlagen und darauf wirkende Einflussfaktoren

Die regionale Verteilung von PV-Anlagen wird getrennt für die Segmente Dach- und Freiflächenanlagen betrachtet, da es insbesondere im Freiflächensegment bestimmte Treiber gibt, die die regionale Verteilung entscheidend beeinflusst haben. Da in den Jahren 2010 bis 2012 hohe Volumina neu installiert wurden, ist die Darstellung weiterhin aufgegliedert in den Anlagenbestand 2009 und den jährlichen Zubau ab 2010, ergänzt durch den Gesamtbestand. Da sowohl die EEG-Stammdaten 2018, als auch die Daten zum Zubaujahr 2018 im Marktstammdatenregister zum Zeitpunkt der Berichterstattung noch nicht vollständig sind bzw. nicht vernachlässigbare Lücken bei der Zuordnung von Dach- und Freiflächenanlagen beinhalten, ist das Zubaujahr 2018 nicht Bestandteil der nachfolgenden Auswertungen.

Mit Blick auf die regionale Verteilung von PV-Dachanlagen zeigt sich (in Tabelle 24), dass in den Flächenländern Bayern, Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen sowie Niedersachsen insgesamt mehr als 70 % der Leistung installiert ist. Dabei liegt Bayern mit gut 9 GW Ende 2017 mit Abstand an erster Stelle, gefolgt von Baden-Württemberg mit 5 GW. In den Stadtstaaten ist erwartungsgemäß

aufgrund des hohen Anteils von Geschosswohnungsbauten relativ wenig Dachfläche verfügbar und dementsprechend wenig PV-Leistung installiert.

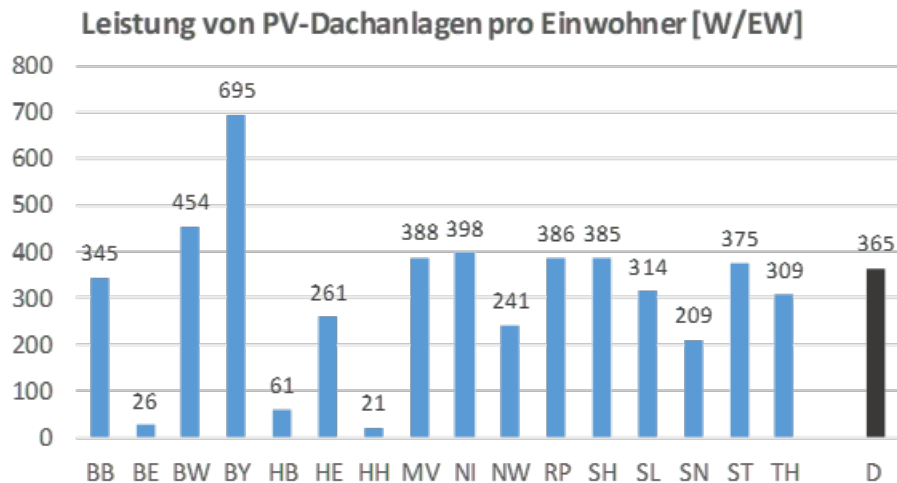
**Tabelle 24: Verteilung der bis 2017 installierten Dachanlagen nach Bundesländern in Megawatt**

	Bestand 2009	Zubau								Gesamtbestand 2017	Anteil am Bestand
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017		
BB	148	119	162	152	80	41	35	70	57	<b>864</b>	2,9 %
BE	22	12	14	12	6	10	6	3	10	<b>95</b>	0,3 %
BW	1.846	908	789	530	302	206	137	123	176	<b>5.018</b>	16,6 %
BY	3.326	1.832	1.583	953	490	288	181	165	247	<b>9.064</b>	30,0 %
HB	6	8	10	6	3	4	2	1	1	<b>41</b>	0,1 %
HE	522	297	289	185	114	73	42	41	67	<b>1.630</b>	5,4 %
HH	9	5	10	6	4	1	1	1	3	<b>39</b>	0,1 %
MV	88	85	127	116	51	20	26	52	60	<b>625</b>	2,1 %
NI	756	765	699	427	193	105	65	70	94	<b>3.174</b>	10,5 %
NW	1.104	866	845	612	303	183	127	118	168	<b>4.326</b>	14,3 %
RP	459	293	292	208	116	61	40	54	51	<b>1.574</b>	5,2 %
SH	320	303	229	141	48	25	13	15	19	<b>1.114</b>	3,7 %
SL	90	59	62	43	22	12	8	9	7	<b>312</b>	1,0 %
SN	188	147	160	151	64	32	22	45	45	<b>853</b>	2,8 %
ST	132	137	152	141	74	39	24	73	56	<b>830</b>	2,7 %
TH	141	112	124	95	55	30	22	50	35	<b>663</b>	2,2 %
<b>Summe</b>	<b>9.157</b>	<b>5.949</b>	<b>5.546</b>	<b>3.780</b>	<b>1.923</b>	<b>1.130</b>	<b>750</b>	<b>891</b>	<b>1.095</b>	<b>30.221</b>	

Quelle: eigene Auswertung, EEG-Stamm- und Bewegungsdaten 2018

Der Anteil Bayerns am bundesweiten PV-Dachanlagenzubau hat sich im Zeitverlauf tendenziell verringert. Dies gilt insgesamt für den Zubauanteil im Westen, während die ostdeutschen Bundesländer ausgehend von rund 10 % Dachanlagen-Zubauanteil im Jahr 2010 ihren Anteil auf zuletzt rund ein Viertel steigern konnten.

Der Bezug auf die Bevölkerungszahl erlaubt eine differenziertere Betrachtung der regionalen Verteilung von PV-Dachanlagen (Abbildung 42). Die großen Unterschiede der oben angeführten absoluten Zahlen verringern sich dementsprechend stark. Ausreißer nach unten stellen erwartungsgemäß die Stadtstaaten dar, da die hohe Bevölkerungsdichte und der hohe Anteil von Geschosswohnungsbauten nur vergleichsweise wenig PV-Installationen erlauben. Es zeigt sich weiterhin, dass wie bei der absoluten Betrachtung in Bayern auch beim Bezug auf die Einwohnerzahl mit rund 700 Watt pro Einwohner mit Abstand am meisten PV-Leistung installiert ist, gefolgt von Baden-Württemberg mit rund 450 W/EW. Eine Reihe von Ländern (Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz, Schleswig-Holstein und Sachsen-Anhalt) liegen nahe beim Bundeswert von rund 370 W/EW. Der geringste Wert der Flächenländer ist mit knapp 210 W/EW für Sachsen zu verzeichnen, aber auch in Nordrhein-Westfalen und Hessen liegen die Werte deutlich unter dem Bundeswert.



Quelle: eigene Auswertung, EEG-Stamm- und Bewegungsdaten 2018

**Abbildung 42: Bundesländerspezifische Leistung von PV-Dachanlagen pro Einwohner (Anlagenbestand Ende 2017)**

Über die Gründe kann ohne weitere Untersuchungen (hierzu wären Marktforschungsuntersuchungen bzw. Befragungen erforderlich) nur gemutmaßt werden. Für die höheren Werte in Süddeutschland sprechen möglicherweise die höhere Globalstrahlung und die höhere Kaufkraft. Aber auch soziale Aspekte und der Einfluss anderer PV-Installationen in der Nähe können die Wahrscheinlichkeit für Installationen in Neuanlagen steigern (Inhoffen et al. 2018). Darüber hinaus beeinflussen auch die Möglichkeiten zur Eigenversorgung die Installation in PV-Dachanlagen.

Im Bereich der Freiflächenanlagen sind erheblich größere Unterschiede bei der regionalen Verteilung zu verzeichnen. Die Verteilung der absoluten Leistung nach Bundesländern zeigt (siehe Abbildung 43), dass zunächst bis Ende 2009 mit 55 % der Großteil der installierten Leistung von PV-FFA in Bayern installiert wurde. In den Folgejahren wurde zunehmend mehr Leistung in Ostdeutschland installiert, so dass Ende 2017 sich knapp zwei Drittel der Freiflächenleistung auf die vier Bundesländer Bayern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern konzentriert. In den Stadtstaaten ist erwartungsgemäß aufgrund der geringen Größe und hohen Besiedelungsdichte kaum PV-Leistung auf Freiflächen installiert.

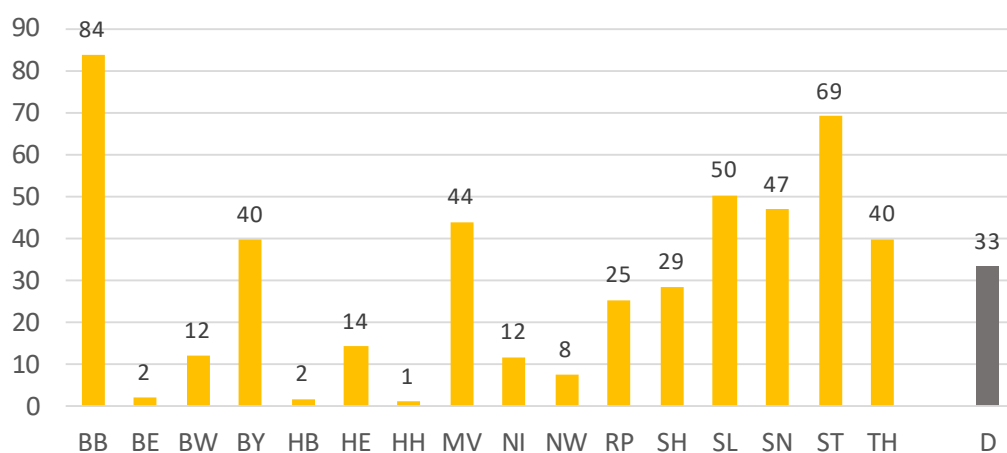
**Tabelle 25: Verteilung der bis 2017 installierten Freiflächenanlagen nach Bundesländern in Megawatt**

	Bestand 2009	Zubau								Gesamtbestand 2017	Anteil am Bestand
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017		
BB	110	283	823	757	101	86	110	115	100	<b>2.485</b>	20,9 %
BE	0,1	2	-	-	-	-	-	-	-	<b>2</b>	0,0 %
BW	55	116	82	48	39	37	21	17	18	<b>434</b>	3,6 %
BY	742	569	251	436	357	110	112	76	147	<b>2.801</b>	23,6 %
HB	-	-	1	-	-	-	-	-	-	<b>1</b>	0,0 %
HE	31	44	56	93	39	14	15	7	4	<b>304</b>	2,6 %
HH	0,5	-	0,4	-	-	-	-	-	-	<b>1</b>	0,0 %
MV	21	71	161	302	154	75	76	78	84	<b>1.024</b>	8,6 %
NI	15	51	129	231	56	31	30	8	15	<b>567</b>	4,8 %
NW	15	22	69	83	39	3	8	21	3	<b>262</b>	2,2 %
RP	74	72	66	102	60	36	36	43	14	<b>504</b>	4,2 %
SH	43	93	122	108	24	18	12	16	17	<b>453</b>	3,8 %
SL	16	6	4	39	34	17	2	-	12	<b>130</b>	1,1 %
SN	131	109	202	257	77	29	27	24	12	<b>866</b>	7,3 %
ST	77	125	316	360	127	107	134	126	41	<b>1.412</b>	11,9 %
TH	26	41	116	224	80	42	65	39	13	<b>647</b>	5,4 %
<b>Summe</b>	<b>1.357</b>	<b>1.606</b>	<b>2.400</b>	<b>3.040</b>	<b>1.187</b>	<b>605</b>	<b>647</b>	<b>570</b>	<b>481</b>	<b>11.892</b>	

Quelle: eigene Auswertung, EEG-Stamm- und Bewegungsdaten 2018

Einen geeigneten Bezug zur Herstellung einer besseren Vergleichbarkeit bietet die jeweilige Landesfläche der Bundesländer (Abbildung 43). Dabei stechen mit mehr als doppelt so viel pro km<sup>2</sup> installierter Leistung von PV-FFA bezogen auf den Bundeswert Brandenburg und Sachsen-Anhalt hervor. Auffallend ist weiterhin, dass in Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen bezogen auf die Landesfläche nur ca. ein Drittel und weniger Freiflächenleistung des Bundeswerts installiert ist.

**Leistung von PV-FFA bezogen auf die Landesfläche [kW/km<sup>2</sup>]**



Quelle: eigene Auswertung, EEG-Stamm- und Bewegungsdaten 2018

**Abbildung 43: Bundesländerspezifische Leistung von PV-Freiflächenanlagen bezogen auf die Landesfläche (Anlagenbestand Ende 2017)**

Die wesentlichen Einflussfaktoren für die regionale Verteilung stellen die nach EEG zulässige Flächenkulisse (in Verbindung mit der maximal zulässigen Anlagengröße) und die jeweilige Flächenver-

fügbare in den Bundesländern dar. Die Flächenverfügbarkeit in den Bundesländern wird nicht ausschließlich durch die räumlichen bzw. geografischen Rahmenbedingungen bestimmt, sondern auch durch die Ausweisung von Flächen in den Bebauungsplänen. Beispielsweise wurden in der Phase bis 2010, als PV-FFA auf Ackerflächen im Rahmen des EEG förderfähig waren, in Baden-Württemberg – im Gegensatz zu Bayern – nur sehr restriktiv Flächen in den Bebauungsplänen ausgewiesen<sup>16</sup>. Das Zusammenspiel von Flächenkulisse (samt maximal zulässiger Anlagengröße) und Flächenverfügbarkeit auf die oben in Tabelle 25 dargestellte Zubauentwicklung nach Bundesländern zeigt sich anschaulich beim Blick auf die zurückliegenden Jahre (Tabelle 26). Im August 2015 wurden Ausschreibungen für Freiflächenanlagen ab 100 kW eingeführt, ab 2017 gilt die Ausschreibungspflicht für alle Anlagen ab 750 kW.

**Tabelle 26: Vergleich von zulässiger Flächenkulisse und regionaler Verteilung für PV-Freiflächenanlagen in verschiedenen Zeiträumen**

Zeitraum	Zulässige Flächenkulisse <sup>17</sup>	Regionale Verteilung
bis 2010	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Versiegelte Flächen</li> <li>• Konversionsflächen</li> <li>• Ackerland</li> </ul>	Schwerpunkt des Zubaus auf Anlagen auf Ackerflächen in Bayern
2011 bis 2012	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Versiegelte Flächen</li> <li>• Konversionsflächen</li> <li>• 110 Meter-Seitenrandstreifen</li> </ul>	<p>Ab 2011 waren Anlagen auf Ackerland nicht mehr förderfähig, nur noch im Rahmen der 2012 neu eingeführten 110 m-Seitenrandstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen.</p> <p>Der Zubau 2011/2012 hat sich deshalb auf große Konversionsflächen in Ostdeutschland verlagert: ostdeutsche Bundesländer stehen für fast zwei Drittel des Zubaus, davon die Hälfte allein in Brandenburg.</p>
2013 bis 2016	<ul style="list-style-type: none"> <li>• weitgehend unverändert</li> <li>• ab 2016 im Rahmen der FFAV (Ausschreibungen) einschl. BImA-Flächen und 10 Anlagen p.a. auf Ackerflächen in benachteiligten Gebieten</li> </ul>	<p>Ab 2013 Größenbegrenzung von Projekten auf 10 MW bei unveränderter Flächenkulisse.</p> <p>Der Zubauschwerpunkt liegt weiterhin in Ostdeutschland.</p>
ab 2017	<ul style="list-style-type: none"> <li>• unverändert</li> <li>• EEG-Öffnungsklausel für Länderverordnungen zu Anlagen auf Acker und Grünland in benachteiligten Gebieten (vgl. Tabelle 27)</li> <li>• 10 MW-Grenze gilt nicht für Anlagen auf baulichen Anlagen</li> </ul>	Zunehmend erfolgreiche Gebote auf Ackerflächen in benachteiligten Gebieten in Bayern. Verstärkt Zubau von Multimegawattanlagen auf sonstigen baulichen Anlagen in Ostdeutschland, für die die 10 MW-Begrenzung nicht gilt.

Mittlerweile haben fünf Bundesländer von der Öffnungsklausel im EEG Gebrauch gemacht und Länderverordnungen für Anlagen auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten erlassen (Tabelle 27). Mit Abstand das höchste Volumen sieht die bayrische Verordnung vor: die 70 zulässigen

<sup>16</sup> Wie auch Bayern hat das Land Baden-Württemberg hat eine Freiflächenöffnungsverordnung für PV-FFA auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten erlassen. Entsprechende Flächen werden derzeit allerdings erst zögerlich ausgewiesen.

<sup>17</sup> Die Flächenkulisse wurde mehrfach geändert, so dass die betrachteten Zeiträume und die Flächenkulissen nicht immer exakt deckungsgleich waren (z.B. aufgrund von unterjährigen Änderungen und Übergangsfristen). Für die hier angestellte Betrachtung kann dies jedoch vernachlässigt werden.

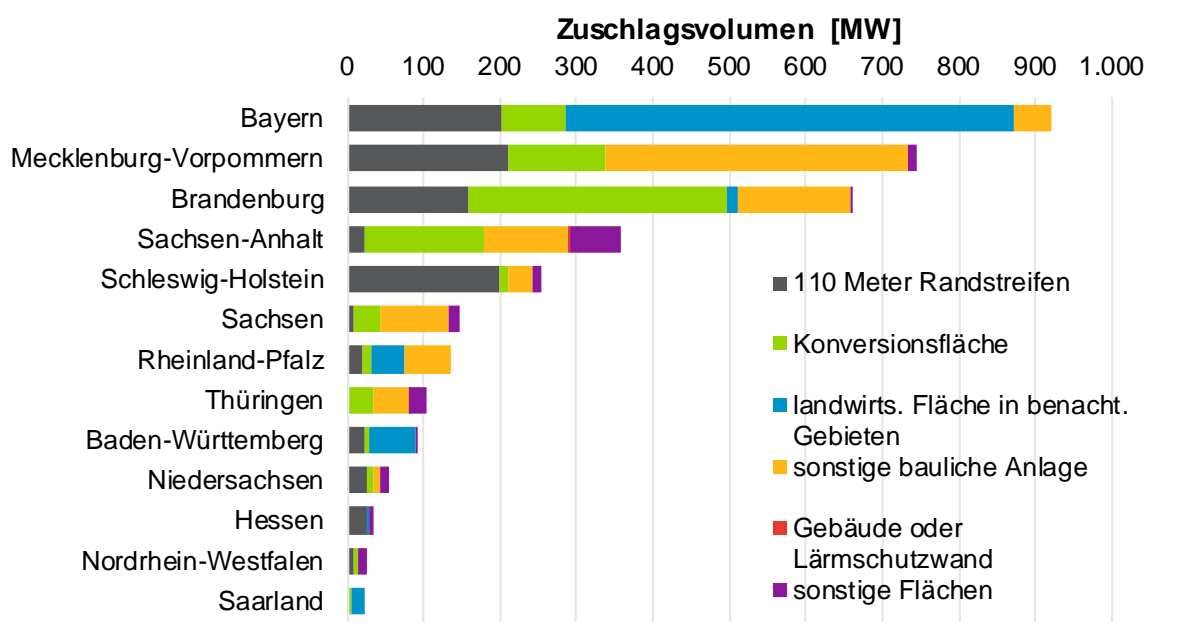
Anlagen entsprechen einer möglichen Leistung von bis zu 700 MW p.a. Insgesamt erlauben die Länderverordnungen pro Jahr ein Gebots- bzw. Zuschlagsvolumen von rechnerisch maximal 900 MW.

**Tabelle 27: Länderverordnungen für PV-Freiflächenanlagen auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten (Stand: Dezember 2019)**

Bundesland	Gültigkeit	Mengenbegrenzung	Sonstige Einschränkungen
<b>Baden-Württemberg</b>	ab 18.03.2017	100 MW pro Kalenderjahr	-
<b>Bayern</b>	ab 01.01.2017	vor 12. Juni 2019: 30 Anlagen pro Kalenderjahr ab 12. Juni 2019: 70 Anlagen pro Kalenderjahr	Ausschluss von NATURA 2000-Gebieten und gesetzlich geschützten Biotopen
<b>Hessen</b>	20.11.2018 – 31.12.2025	35 MW pro Kalenderjahr	Ausschluss von NATURA 2000-Gebieten und gesetzlich geschützten Biotopen
<b>Rheinland-Pfalz</b>	22.11.2018 – 31.12.2021	50 MW pro Kalenderjahr	Ausschluss von Ackerland
<b>Saarland</b>	07.12.2018 – 31.12.2022	Insgesamt 100 MW bis 31.12.2022	Relevant ist die im Geoportall des Saarlands veröffentlichte Gebietskulisse

Quelle: jeweilige Verordnungen der Bundesländer

Die Verteilung der Zuschläge aller PV-Ausschreibungsrunden bis September 2019 zeigt sehr unterschiedliche Zusammensetzungen der Verteilung auf die verschiedenen Flächenkategorien in den jeweiligen Bundesländern (siehe Abbildung 44). So entfällt ein Großteil der Zuschläge in Bayern auf Flächen in benachteiligten Gebieten, während in den ostdeutschen Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Sachsen und Thüringen der größte Teil des Zuschlagsvolumens auf Konversionsflächen und sonstige bauliche Anlagen (bspw. ehemalige Kiesgruben, Tagebauten oder Deponien) entfällt. Dies ist der Tatsache zuzurechnen, dass es in Ostdeutschland wesentlich mehr und größere Konversionsflächen gibt, bspw. aus ehemaliger militärischer Nutzung, die sich für große Freiflächenanlagen eignen.



Quelle: Externer Evaluierungsbericht der Ausschreibungen für erneuerbare Energien (unveröffentlicht)

**Abbildung 44: Verteilung des Zuschlagsvolumens im Rahmen der PV-Ausschreibungen nach Bundesländern und Flächenkategorien, Ausschreibungsrunden bis September 2019**

Neben der Flächenkulisse und der jeweiligen Flächenverfügbarkeit in den Bundesländern haben weitere Faktoren einen Einfluss auf die Standortentscheidung und damit die regionale Verteilung von Freiflächenanlagen:

- Vorliegen eines Bebauungsplans, sonst Beantragung einer vorhabenbezogenen Aufstellung eines B-Plans erforderlich (bei Deponien oder baulichen Anlagen kann Fachplanungsrecht gelten)
- Einstrahlungsbedingungen
- Flächenkategorie, Pacht
- Entfernung zum Netzverknüpfungspunkt und daraus resultierende Kosten des Netzanschlusses
- Standortspezifische Anforderungen wie z. B. Blendgutachten, Bodengutachten, Altlastenbeseitigung, Ausgleichsflächen, Abstandsregelungen

Die obenstehende Analyse hat gezeigt, dass der ausschlaggebende Faktor für die regionale Verteilung von PV-FFA die Verfügbarkeit geeigneter Flächen im Rahmen der EEG-Flächenkulisse darstellt. Wenngleich das EEG über kein direktes Standortsteuerungselement für PV-Anlagen verfügt, so ist den Regelungen zu den zulässigen Flächen eine hohe indirekte Steuerungswirkung zuzurechnen.

In zunehmendem Maße werden Großprojekte angekündigt, die ohne die Inanspruchnahme einer Förderung aus dem EEG betrieben werden sollen. Für diese Projekte existiert somit die beschriebene indirekte Steuerungswirkung des EEG nicht.



### 5.3 Diskussion von Steuerungsinstrumenten

Es werden deshalb nachfolgend Instrumente diskutiert, mit denen – ähnlich dem Referenzertragsmodell für Windenergieanlagen – ein Standortausgleich für unterschiedliche Dargebotsbedingungen umgesetzt werden kann. Zwei in diesem Zusammenhang denkbare Steuerungsinstrumente für PV-Anlagen sind ein Globalstrahlungs- bzw. ein Volllaststundenmodell. Für beide Instrumente wird nachfolgend eine Ausgestaltungsmöglichkeit vorgestellt und anschließend im Lichte der in den Abschnitten 5.1 und 5.2 dargestellten Erkenntnisse bewertet und diskutiert.

#### Globalstrahlungsmodell

Ein Globalstrahlungsmodell zeichnet sich dadurch aus, dass die Höhe der Einspeisevergütung an die Globalstrahlung des Standorts gekoppelt ist. Für Anlagen an Standorten mit höherer Globalstrahlung wird eine geringere Vergütungshöhe als für solche an Standorten mit niedriger Globalstrahlung gewährt. Dazu ist es erforderlich, die jeweils vorzufindende Globalstrahlung einer Vergütungshöhe zuzuordnen. Aufgrund der hohen Korrelation zwischen Globalstrahlung und spezifischem Anlagenertrag kann die Vergütungskorrektur mit einem hohen Bestimmtheitsmaß anhand einer linearen Gleichung abgebildet werden (vgl. Reichmuth et al. 2011). Wenn von einer Vergütungsspreizung von ca.  $\pm 10\%$  ausgegangen wird, ergeben sich aufgrund der EEG-Systematik von auf zwei Nachkommastellen gerundeten Vergütungen ca. 200 unterschiedliche Vergütungssätze pro Monat. Falls die Degression im Rahmen des atmenden Deckels höher oder niedriger als Null liegt, erhöht sich die Anzahl der neuen Vergütungssätze pro Monat um diese Größenordnung. Daraus resultiert ein erhöhter Bürokratieaufwand für Anlagen- und Netzbetreiber. Alternativ bietet sich aufgrund der relativ geringen Spannbreite der Globalstrahlung eine Zuordnung von Postleitzahlengebieten auf fünf verschiedene Strahlungsklassen an (ISI et al. 2014).

Als zugrundeliegende Datenbasis eignen sich die Globalstrahlungsdaten des Deutschen Wetterdienstes. Eine globalstrahlungsabhängige Vergütung kann entweder rückblickend auf Basis historischer Daten oder jeweils jahresscharf und damit mit veränderbarer Vergütungshöhe im Laufe des Anlagenbetriebs angesetzt werden. Für eine bessere Planungssicherheit und nicht zuletzt für eine Finanzierbarkeit von größeren Anlagen (bessere „bankability“ aufgrund fixer Vergütungshöhe) sollte der historische Ansatz auf Basis eines langjährigen Mittels angesetzt werden (mindestens zehn Jahre).

#### Volllaststundenmodell

Der Grundgedanke des Volllaststundenmodells besteht in einer einheitlichen Limitierung des Vergütungsanspruchs auf einen definierten kumulierten Referenzertrag ausgehend von der heutigen Vergütungsdauer von 20 Jahren. Ausgehend von 900 Volllaststunden entspräche dies beispielsweise einem Vergütungsanspruch für 18.000 Volllaststunden (bezogen auf die Gesamtstromerzeugung). Anlagen an guten Standorten mit 1.000 Volllaststunden hätten folglich nach 18 Jahren keinen Vergütungsanspruch mehr. Eine Anlage mit 850 Volllaststunden würde für 21,2 Jahre vergütet werden. Analog zum heutigen System würde eine anteilige Eigennutzung des PV-Stroms keinen Einfluss auf die Einspeisevergütung haben, d.h. die Eigenversorgungsmengen würden auf die Volllaststunden angerechnet.

Eine ähnlich gelagerte Regelung enthält das KWKG. Dort sind die Zuschlagszahlungen unter verschiedenen Bedingungen auf eine vorgegebene Anzahl von Volllaststunden begrenzt.

#### Bewertung

Die Segmente Dach- und Freiflächenanlagen unterscheiden sich in vielerlei Hinsicht. Relevante Aspekte sind insbesondere die im Dachanlagenbereich im Gegensatz zum Freiflächensegment häufig vorzufindende Eigenversorgung sowie die unterschiedliche Größen- und Akteursstruktur bzw. Anlagenzahl. Vor diesem Hintergrund werden die betrachteten Modelle für die beiden Anlagensegmente getrennt bewertet. Die Bewertung für die einzelnen Kriterien erfolgt anhand einer dreistufigen Skala (+, o, -) und Kriterien, die an die Bewertung der Instrumente für Windenergieanlagen angelehnt sind.

**Tabelle 28: Bewertung des Globalstrahlungs- und Volllaststundenmodells für Dachanlagen**

Dachanlagen	Globalstrahlungsmodell	Volllaststundenmodell
Ziele der regionalen Steuerung unterstützen (Verlagerung des Zubaus in Richtung „südlich des Netzengpasses“)	-/o <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tendenziell Verlagerung des Zubaus weg von Süddeutschland</li> <li>• Einfluss jedoch stark überlagert von Eigenversorgung</li> </ul>	
EE-Ausbauziele erreichen	o/- <ul style="list-style-type: none"> <li>• Weniger Zubau an strahlungsreichen Standorten, mehr Zubau an strahlungsarmen Standorten</li> <li>• Strommenge kann sinken, wenn sich dieselbe Anlagenleistung auf mehr schlechtere Standorte verteilt</li> </ul>	
Förderung der Kosteneffizienz (Förderkosten und Systemkosten)	o/- <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduktion der Förderung für gute Standorte, höhere Förderung für schlechtere Standorte entspricht zielgenauerer Förderung; jedoch Überlagerung durch Eigenversorgung</li> <li>• Systemkosteneffizienz kann sinken, wenn PV-Zubau nach Norddeutschland verlagert wird und die dortigen windenergiebedingten Netzprobleme tendenziell verstärkt.</li> </ul>	
Förderung bzw. Erhalt der Akteursvielfalt	o/- Leicht erhöhte Komplexität (Fördersatz nicht unmittelbar ersichtlich) könnte kleinere Akteure abschrecken	o Regelung für alle Akteure verständlich und anwendbar
Umsetzbarkeit (geringe Komplexität, hohe Robustheit, Vermeidung von Fehlanreizen, geringe Missbrauchsanfälligkeit etc.)	- Erhöhte Komplexität für Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und ausschreibende Stelle	- <ul style="list-style-type: none"> <li>• Leicht erhöhte Komplexität, Regelung jedoch verständlich und nachvollziehbar</li> <li>• Zeitpunkt des Erreichens der Volllaststundenschwelle muss exakt registriert werden</li> <li>• Erhöhte Komplexität bei Eigenversorgungsanlagen (Netzbetreiber muss vollständige Einspeise- und Eigenversorgungsmengen registrieren)</li> </ul>

**Tabelle 29: Bewertung des Globalstrahlungs- und Volllaststundenmodells für Freiflächenanlagen**

Freiflächenanlagen	Globalstrahlungsmodell	Volllaststundenmodell
Ziele der regionalen Steuerung unterstützen (Verlagerung des Zubaus in Richtung „südlich des Netzengpasses“)	- Tendenziell Verlagerung des Zubaus weg von Süddeutschland	
EE-Ausbauziele erreichen	o/- <ul style="list-style-type: none"> <li>• Weniger Zubau an strahlungsreichen Standorten, mehr Zubau an strahlungsarmen Standorten</li> <li>• Strommenge kann sinken, wenn sich dieselbe Anlagenleistung auf mehr schlechtere Standorte verteilt</li> </ul>	
Förderung der Kosteneffizienz (Förderkosten und Systemkosten)	+/- <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduktion der Förderung für gute Standorte, höhere Förderung für schlechtere Standorte entspricht zielgenauerer Förderung</li> <li>• Systemkosteneffizienz kann sinken, wenn PV-Zubau nach Norddeutschland verlagert wird und die dortigen windenergiebedingten Netzprobleme tendenziell verstärkt.</li> </ul>	
Förderung bzw. Erhalt der Akteursvielfalt	0 Modelle dürften für Akteure im Freiflächensegment ohne Probleme verständlich und anwendbar sein	
Umsetzbarkeit (geringe Komplexität, hohe Robustheit, Vermeidung von Fehlern, geringe Missbrauchsanfälligkeit etc.)	- Erhöhte Komplexität für Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und ausschreibende Stelle	- <ul style="list-style-type: none"> <li>• Leicht erhöhte Komplexität, Regelung jedoch für Akteure im Freiflächenbereich verständlich und nachvollziehbar</li> <li>• Zeitpunkt des Erreichens der Volllaststundenschwelle muss exakt registriert werden</li> </ul>

Die Bewertung der beiden Modelle zeigt, dass gemessen an dem Ziel, den Zubau in Richtung „südlich des Netzengpasses“ zu verlagern, eher eine kontraproduktive Wirkung – nämlich eine Verlagerung in Richtung Norden – erzielt werden würde. Für Dachanlagen werden die beiden Modelle, die an den dargebotsabhängigen Standortunterschieden ansetzen, sehr stark von den jeweiligen Möglichkeiten zur Eigenversorgung überlagert. Weiterhin erhöht sich die Komplexität der gesetzlichen Regelung, wobei das Volllaststundenmodell aufgrund der geringeren Komplexität insgesamt leicht besser abschneidet.

## 5.4 Zwischenfazit

Die Analyse der regionalen Verteilung von PV-Anlagen hat gezeigt, dass PV-Anlagen unterschiedlich in Deutschland verteilt sind. Dabei werden Unterschiede zwischen dem Dach- und dem Freiflächensegment deutlich. Einen normierten Vergleichsmaßstab für die Verteilung nach Bundesländern bilden für Dachanlagen die Einwohnerzahl und die Landesfläche für Freiflächenanlagen. Dachanlagen sind pro Kopf mit Blick auf die Flächenländer überdurchschnittlich in Süddeutschland vorzufinden. Für die höheren Werte in Süddeutschland sprechen möglicherweise die höhere Globalstrahlung und die höhere Kaufkraft. Aber auch soziale Aspekte und der Einfluss anderer PV-Installationen in der Nähe können die Wahrscheinlichkeit für Investitionen in Neuanlagen steigern. Darüber hinaus beeinflussen auch die Möglichkeiten zur Eigenversorgung die Installation in PV-Dachanlagen. Freiflächenanlagen sind hauptsächlich in Bayern und Ostdeutschland verortet. Für diese Verteilung ist als ausschlaggebender Faktor die Verfügbarkeit geeigneter Flächen im Rahmen der EEG-Flächenkulisse ursächlich.

Die betrachteten Steuerungsinstrumente (Globalstrahlungs- bzw. Volllaststundenmodell) adressieren die dargebotsabhängig unterschiedlich hohen Volllaststunden von PV-Anlagen. Da sich die Globalstrahlung in Deutschland in einem im Vergleich zur Windhöufigkeit relativ kleinen Bereich bewegt, sind

die möglichen Ausgleichseffekte eher gering. Darüber hinaus ist im Dachanlagenbereich festzustellen, dass die Möglichkeiten zur Eigenversorgung den Einfluss der standortabhängigen Strahlungsbedingungen deutlich überlagern. Bei Freiflächenanlagen zeigt die bisherige regionale Verteilung der Anlagen, dass die im EEG zulässige Flächenkulisse und das dementsprechend in den Bundesländern verfügbare Flächenangebot ausschlaggebend sind für die regionale Verteilung.

Weiterhin bestehen im Vergleich zur Windenergie bislang keine derart gelagerten Problemstellungen, die Bedarf für eine überregionale räumliche Steuerung zur Verringerung von Netzüberlastungen im Übertragungsnetz zeigen. Deshalb erscheint eine überregionale Steuerung des Zubaus von PV-Anlagen zu diesem Zweck derzeit nicht erforderlich. Auf Verteilnetzebene kann eine Steuerung, wie sie von der VNK bewirkt wird, dagegen auch für Solaranlagen systemdienliche Verlagerungsanreize setzen.

## 6. ANREIZE ZUR VERWENDUNG ANSONSTEN ABGEREGELTER STROMMENGEN

### 6.1 Einleitung

Die Abregelung der erneuerbaren Energien aufgrund von Netzengpässen ist im Laufe der letzten Jahre stark gestiegen. Im Jahr 2018 entstanden dadurch Kosten in Höhe von 635 Mio. Euro. 72,0 % der Ausfallarbeit (3.890 GWh) entfiel auf die Windenergie an Land, 25,1 % (1.360 GWh) auf Windenergie auf See und 2,2 % (117 GWh) auf Solarenergie. Die meiste Ausfallarbeit fiel in den letzten Jahren in zwei Bundesländern an, das heißt in Schleswig-Holstein (53 %) und Niedersachsen (28 %) (BNetzA 2018b).

In diesem Abschnitt wird diskutiert, inwiefern A) eine Anpassung der finanziellen Regelungen zur Abregelung aufgrund von Netzengpässen und B) veränderte Regelungen zur lokalen Nutzung des abgeregelten Stroms europarechtlich möglich sind und die regionale Steuerung des Zubaus erneuerbarer Energien positiv beeinflussen könnten.

Ziel einer Anpassung der Entschädigungszahlungen bei einer Abregelung ist es, einen finanziellen Anreiz zu schaffen, erneuerbare Energien in Regionen zu errichten, in denen eine Abregelung unwahrscheinlicher ist. Sollte dies nicht möglich sein, so soll der ansonsten abgeregelte Strom zumindest alternativ genutzt werden können.

Folgende Ausgestaltungsoptionen werden diskutiert:

- A) Anpassung der finanziellen Entschädigungszahlungen
  - A1) Direkt: Entschädigungszahlungen ganz oder teilweise abschaffen
  - A2) Indirekt: Boni in den Ausschreibungen für Anlagen in Regionen, in denen keine Abregelung zu erwarten ist
- B) Finanzieller Anreiz zur lokalen Nutzung von ansonsten abgeregeltem Strom

### 6.2 Analyse und Bewertung

**Die ganz oder teilweise Abschaffung der Entschädigungszahlungen (Option A1) ist europarechtlich voraussichtlich nicht mehr möglich.** Im Rahmen des Vorhabens haben sich die europarechtlichen Rahmenbedingungen und damit auch der Spielraum für die deutsche Gesetzgebung entscheidend verändert. Gemäß Artikel 13, Paragraph 7 der Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt des Legislativpakets „Saubere Energie für alle Europäer“ (EU 2019) müssen 100 % der entgangenen Nettoeinnahmen erstattet werden. Dies beinhaltet auch die entgangene EE-Förderung (Artikel 13, Paragraph 7 Absatz b). Vor diesem Hintergrund entfällt Option A1 und wurde nicht weiter geprüft.

Die Verordnung sieht zwar vor, dass Anlagenbetreiber freiwillig einen Netzanschlussvertrag akzeptieren können, der es dem VNB erlaubt sie abzuregeln. Es ist aber unwahrscheinlich, dass Anlagenbetreiber bereit sind, das Risiko einer häufigeren Abregelung zu akzeptieren. Falls Anlagenbetreiber in einzelnen Fällen doch einen solchen Netzanschlussvertrag akzeptieren, dann nur, weil sie sich in der Lebenszeit ihrer Anlagen einen finanziellen Vorteil hiervon erhoffen (z.B. aufgrund von niedrigeren Netzanschlussgebühren). Hier würde somit ein Anreiz in die falsche Richtung entstehen: Diese Anlagenbetreiber sehen einen Vorteil gegenüber der Situation, in der sie nicht abgeregelt werden, bzw. der nicht-Abregelung finanziell gleichgestellt sind.

**Ein Wettbewerbsbonus in den Ausschreibungen für Anlagen, die voraussichtlich nicht abgeregelt werden, könnte eine ähnliche Steuerungswirkung entfalten und ggfs. europarechtlich um-**

**setzbar sein (Option A2).** Einige Regionen Deutschlands sind mit einer geringeren Wahrscheinlichkeit von einer Abregelung betroffen als andere. Wird Anlagen in diesen Regionen ein Wettbewerbsbonus in den Ausschreibungen gewährt, so steigt ihre Zuschlagswahrscheinlichkeit gegenüber Anlagen in Regionen, in denen Abregelung stattfindet (unter der Annahme, dass im Allgemeinen Wettbewerb in den Ausschreibungen herrscht).

**Die Quantifizierung eines Bonus aufgrund von historischen Daten unterläge erheblichen Unsicherheiten.** Abregelungen treten oft nur vorübergehend und lokal auf. Werden Netzausbaumaßnahmen abgeschlossen, so sind nach wenigen Jahren andere Anlagen von Abregelungen betroffen. Ob eine bestimmte Anlage abgeregelt wird, hängt außerdem nicht nur von ihrer Wirkung auf den Netzengpass, sondern ebenfalls von anderen Faktoren wie beispielsweise ihrer Ansteuerbarkeit ab. Auch gibt es eine große Diskrepanz zwischen der die Netzengpässe verursachenden Netzebene und der Netzebene der tatsächlich abgeregelten Anlagen. Im Jahr 2018 fiel beispielsweise 74 % der Ausfallarbeit in den Verteilnetzen an. Die Verursachung lag aber zu 87 % im Übertragungsnetz (BNetzA 2018b).

**Anstatt einen zusätzlichen Bonus einzuführen, sollte die Weiterentwicklung der Verteilernetzkomponente aktiv unterstützt werden.** Der Bonus sollte aufgrund der Unsicherheiten so parametrisiert werden, dass er nicht zahlungswirksam ist, lange vor der Bekanntgabe der Ausschreibung feststeht und nicht anlagenspezifisch berechnet wird. Alle Punkte treffen auf die in den gemeinsamen Ausschreibungen für Solar- und Wind existierende Verteilernetzkomponente (VNK) zu. Eine Weiterentwicklung dieser anstelle eines zusätzlich eingeführten Bonus kann außerdem berücksichtigen, dass beispielsweise Anlagen in der Nähe der süddeutschen Lastzentren den Bedarf an Netzausbau stärker reduzieren als Anlagen in Mitteldeutschland, auch wenn beide heutzutage eine ähnlich niedrige Abregelung aufweisen. Außerdem wird das System dadurch nicht unnötig komplex.

**Anreize zur alternativen Nutzung von ansonsten abgeregeltem Strom sind entweder nicht wirksam oder führen zu Fehlanreizen (Option B).** Angenommen es wäre europarechtlich möglich, dass Anlagenbetreibern die Option gegeben wird, auf einen Teil der Entschädigung zu verzichten und den Strom im Gegenzug lokal zu vermarkten. Anlagenbetreiber werden sich nur dann für eine solche Option entscheiden, wenn die erwarteten Erlöse aus der lokalen Vermarktung die vollständige Erstattung übersteigen. Würde die lokale Nutzung aber attraktiver, so würden Standorte mit einer potentiell hohen Abregelung gegenüber anderen Standorten bessergestellt. Hierdurch ergibt sich ein Anreiz in ungewünschte Richtung: EE-Standorte mit hoher Abregelung werden attraktiver. Jeglicher Anreiz für Betreiber von EE-Anlagen, den Strom lokal zu vermarkten, hat somit ungewünschte Effekte auf die regionale Steuerung des EE-Ausbaus und sollte vermieden werden.

## 6.3 Zusammenfassung

Eine Anpassung der Reduzierung der Entschädigungszahlungen bei Abregelungen ist europarechtlich mit der Einführung des Clean Energy Packages nicht mehr möglich, lediglich eine Besserstellung von Anlagen in Regionen mit geringer Abregelung erscheint möglich. Anstatt dafür einen neuen Wettbewerbsbonus einzuführen, ist es allerdings sinnvoller, eine mögliche Weiterentwicklung der Verteilernetzkomponente aktiv zu unterstützen und Überlegungen zur Häufigkeit der Abregelungen dort zu integrieren. Ansonsten abgeregelten Strom alternativ lokal zu nutzen sollte in nicht so weit bezuschusst werden, dass es attraktiv wird, in eben diesen Regionen zu bauen. Eine regionale Steuerung in die unerwünschte Richtung wäre die Folge.

## 7. SCHLUSSFOLGERUNGEN

Der Bericht untersucht Instrumente, die den Zubau der EE-Erzeugung regional gegenüber dem Status quo verschieben können. Er quantifiziert sowohl die Steuerungswirkung von bestehenden Instrumenten gegenüber einer hypothetischen Situation ohne Steuerung als auch die Steuerungswirkung von neuen Instrumenten im Vergleich zum Status quo. Die betrachteten Instrumente können drei verschiedene Steuerungswirkungen intendieren: eine Nord-Süd-Verlagerung des Zubaus, eine Verschiebung in Regionen mit niedrigem Verteilnetzausbau und einen netzunabhängigen deutschlandweit gleichmäßigen Zubau.

Es gibt vier bestehende Instrumente zur regionalen Steuerung. Das **Referenzertragsmodell (REM)** in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land hat das Ziel, einen deutschlandweiten Zubau von Windenergieanlagen an Land zu fördern und gleichzeitig Renditen zu begrenzen. Hierzu werden die Gebote mit Hilfe von Korrekturfaktoren auf einen fiktiven Referenzstandort normiert. Wettbewerbsnachteile windschwächerer Standorte werden dadurch anteilig ausgeglichen. Das **Netzausbauggebiet (NAG)** soll den Zubau im Norden temporär beschränken, um bestehende Netzengpässe nicht weiter zu verschärfen. Es ist ein mengenbasiertes Instrument mit einer Maximalquote für Gebote innerhalb des NAG. Die **differenzierten Höchstpreise** in den gemeinsamen Ausschreibungen sollen sicherstellen, dass Betreiber an guten Windenergiestandorten trotz des Verzichts auf das Referenzertragsmodell keine überhöhten Renditen erwirtschaften. Hierzu hat der Gesetzgeber drei Höchstwertgebiete mit ansteigenden Höchstwerten von Nord nach Süd definiert. Die **Verteilernetzkomponente (VNK)** in den gemeinsamen Ausschreibungen hat das Ziel, die Kosten des potenziellen Verteilernetzausbaus zu internalisieren und damit den EE-Zubau tendenziell in Regionen mit keinem oder geringem Verteilnetzausbaubedarf zu verschieben. Die VNK ist ein zahlungsunwirksames preisbasiertes Instrument. Je Landkreis wird bestimmt, ob es ein Verteilnetzausbauggebiet ist und die Höhe des VNK technologiespezifisch ermittelt.

Die vier bestehenden Instrumente zur Standortdifferenzierung sind jeweils auf unterschiedliche Bezugsregionen ausgelegt. Für die differenzierten Höchstpreise und das NAG sind klare Regionen entlang von Landkreisgrenzen abgesteckt. Die drei Höchstwertgebiete (Nord, Mitte, Süd) wurden über ein vereinfachtes Verfahren anhand von durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten voneinander abgegrenzt. Die Lage des NAG wurde von der BNetzA zur Drosselung des Zubaus „vor den Netzengpässen“ festgelegt. Zum NAG zählen derzeit der nördliche Teil Niedersachsens, Bremen, Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern. Während die Regionen der differenzierten Höchstpreise und des NAG weitestgehend zusammenhängende Regionen repräsentieren, sind die durch VNK angesprochenen Landkreise über ganz Deutschland verteilt. Die VNK wirkt dabei mit unterschiedlicher Stärke im jeweiligen Landkreis. Das REM ist hingegen nicht an fixe Regionen gekoppelt, sondern wirkt gleichermaßen über alle Standorte im Land. Die Wirkung auf die regionale Verteilung ist somit indirekt das Ergebnis der Verteilung von mehr und weniger windhöffigen Standorten über die Regionen Deutschlands. Durch die erhöhte Vergütung (im Vergleich zum Zuschlagswert) für Standorte mit einem niedrigeren Energieertrag im Verhältnis zum Referenzertrag stärkt das Modell die Wettbewerbsfähigkeit von Projekten unter anderem im Süden.

In der quantitativen Analyse des Status quo („Basismodell“) wurde die Wirkung des REM und des NAG betrachtet, da diese in den volumenstarken technologiespezifischen Ausschreibungen wirken. Ohne das Referenzertragsmodell und das Netzausbauggebiet würde gemäß der quantitativen Analyse das Flächenpotential in der nördlichsten Region (Region 1) im Modell vollständig und in der zweitnördlichsten Region (Region 2) zu höherem Maße ausgeschöpft werden. In den mittleren und südlicheren Regionen (3, 4, 5) ginge der Zubau zurück. Das REM allein führt zu einer deutlichen Verschiebung des Zubaus in den Süden. Das NAG allein hingegen würde zwar den Zubau ganz im Norden auf die vorgesehene Maximalmenge begrenzen, eine Verlagerung in die südlichste Region fände jedoch kaum statt. Existieren sowohl NAG als auch REM, so geht vom NAG bei den angenommenen Potenzialen keine zusätzliche steuernde Wirkung aus. Die Schaffung von zusätzlichen Flächenpotenzialen durch starke Förderung einzelner Regionen wird im quantitativen Modell nicht berücksichtigt.

Standorte im Süden werden nicht nur durch Steuerungsmechanismen, sondern auch dann wettbewerbsfähiger, wenn auf sie angepasste Technologien entwickelt werden und am Markt verfügbar

sind. Momentan befinden sich neue Anlagengenerationen auch mit Blick auf südliche Standorte in der Entwicklung – sogenannte Schwachwindanlagen mit großen Nabelhöhen, großem Rotordurchmesser einer niedrigen Nennleistung im Verhältnis zur überstrichenen Rotorkreisfläche. Stehen diese im Modell nicht zur Verfügung, so verschiebt sich die Zuschlagsverteilung zu Lasten des Südens in windhöffigere Regionen.

Die Vorschläge für neue Instrumente zur regionalen Steuerung lassen sich anhand ihrer Ziele in drei Gruppen einteilen.

Die **Südquote**, die **Netzkomponente** und die **Quotierte Netzkomponente** haben das Ziel einer überregionalen Verlagerung in den Süden Deutschlands. Die Instrumente trennen die südliche Region vom Rest der Bundesrepublik ab. Die Südquote nutzt einen mengenbasierten Steuerungsmechanismus. Eine Mindestmenge der Zuschläge muss in der Südregion liegen. Die Netzkomponente ist ein nicht zahlungswirksames, preisbasiertes Instrument. Gebote im Süden Deutschlands erhalten einen Bonus bei den Ausschreibungen. Die Quotierte Netzkomponente kombiniert diese beiden Ansätze. Bis zu einem vorher festgelegten Gesamtvolumen erhalten die günstigsten Gebote im Süden einen Bonus.

Die **erweiterte Verteilnetzkomponente** unterscheidet sich von der bestehenden Verteilnetzkomponente, indem sie Regionen anhand von Umspannwerkgebieten in der Hochspannung anstatt von Landkreisgrenzen vornimmt und die Höhe des Malus anhand des tatsächlichen Ausbaustand des Netzes berechnet. Für jedes UW-Gebiet wird ein Malus oder Bonus abgeschätzt, der die Netzausbaukosten abbilden soll, aber nicht zahlungswirksam ist. Der **Baukostenzuschuss** stellt Erzeugungsanlagen die Kosten für den von ihnen verursachten Netzausbau in Rechnung und ist damit zahlungswirksam. Beide Instrumente haben das Ziel, die Kosten des Verteilnetzausbaus einzupreisen. Die regionale Auflösung der Instrumente ist deutlich höher als bei Instrumenten der ersten Gruppe. Für jedes Umspannwerkgebieten in der Hochspannung werden die Netzausbaukosten abgeschätzt. Die Instrumente sind preisstuernd.

Das Ziel des REM an sich ist es, den deutschlandweiten Windenergieausbau zu fördern. Von einer **Ausweitung des REM** auf Standorte unter 70 %-Standortgüte profitieren mehr Standorte als im Status quo und ein deutschlandweiter Ausbaus wird somit verstärkt. Das preisstuernde REM ist standortspezifisch und weist damit die höchste räumliche Auflösung aller Instrumente auf. Eine explizite Nord-Süd-Steuerung erfolgt durch das REM nicht, da die Anpassung der Förderung unabhängig von der geografischen Lage allein auf Basis des Standortertrags im Verhältnis zum anlagenspezifischen Referenzertrag erfolgt. Auch ist das REM so parametrisiert, dass gute Standorte auch nach der Anpassung durch das REM weiterhin eine geringfügig bessere Wettbewerbsposition behalten, sprich durchschnittlich lediglich die von guten Standorten erzielbare Renditen begrenzt werden. Die Verschiebung des Zubaus nach Süden ist allerdings ein indirektes Resultat der Standortgüteverteilung innerhalb Deutschlands. So sind die Bedingungen für die Windenergienutzung im Norden aufgrund der Nähe zur Küste und der günstigeren Topografie des norddeutschen Tieflandes vielerorts besser als im Süden. Im Süden weisen hingegen etwa 85 % der Standorte eine Standortgüte unter 70 % auf.

Tabelle 30 gibt eine Übersicht über die qualitativen Bewertungen der Instrumente. Die Bewertungsskala enthält fünf Stufen: Sie vergleicht, inwiefern die Instrumente zu einer stark (++) oder leicht (+) positiven, stark (--) oder leicht (-) negativen oder keiner (0) Veränderung gegenüber einer Situation ohne Instrumente der regionalen Steuerung führen. Die Bewertung erfolgt nicht im Vergleich zum Status quo, in der einige Instrumente bereits existieren. Da dies für die dritte Dimension der Umsetzbarkeit nicht sinnvoll ist, zeigt die Bewertungsskala hier eine qualitative Einordnung der Umsetzbarkeit der verschiedenen Instrumente an. Zu berücksichtigen ist, dass im Status quo bereits Instrumente wirken, die im Folgenden vernachlässigt werden.

Aufgrund der unterschiedlichen Definitionen ist eine vollständige Vergleichbarkeit über die Bewertungsebenen nicht ohne weiteres herzustellen. Die Herleitungen zu den Instrumentenbewertungen finden sich in den zugehörigen Teilkapiteln (s.o.).



**Tabelle 30: Bewertungsübersicht aller Instrumente; Bewertung im Vergleich zu einer Situation ohne Steuerungsinstrumente**

Dimension	Bewertungskriterium	Südquote				Erweiterte VNK		Erweiterung des REM	
		Südquote	Endogene Südquote	NK	Quotierte NK	BKZ	Erweiterung des REM bis 60 %	Erweiterung des REM nur in Region 5	
Ziele der regionalen Steuerung	Verlagerung in den Süden	++	--	+	+	0	0	+	++
	Reduktion Verteilnetzausbau	0	0	0	0	++	++	0	+
	Deutschlandweiter Zubau	0	0	0	0	+	+	++	++
Allgemeine Ziele der Energiewende	Energieertrag	-	-	-	-	0	0	--	-
	Flächenpotenzial aktivieren	+	--	+	+	0	0	++	++
	Stromgestehungskosten	-	-	-	-	0	-	--	-
	Förderkosten	-	-	-	0	0	--	--	-
	Systemkosten	+	0	++	++	+	+	+	+
Umsetzbarkeit	Komplexität des Instruments an sich	+	0	-	-	--	--	-	--
	Robustheit	++	-	-	+	-	-	--	-
	Missbrauchsanfälligkeit	0	--	++	++	-	--	0	0

Die Übersicht in Tabelle 30 umfasst nicht alle im Bericht untersuchten Instrumente, auf einige Variationen wird verzichtet. Dargestellt werden die Südquote und die endogene Südquote, die einfache und quotierte NK, die erweiterte VNK, die BKZ sowie zwei Varianten des angepassten REM. Das REM wird nur in der bis 60 % ausgeweiteten Variante (ohne Veränderung des Verlaufs zwischen 70 % und 150 %) dargestellt. Dabei wird die erweiterte Korrekturfaktorenkurve einmal in allen Regionen und einmal nur in der Südregion angewandt. Varianten der Anpassung des REM, bei denen die Korrekturfaktorenkurve an den Ertragsdaten orientiert werden (vgl. Kapitel 4.6), wurden aufgrund starker Fehlanreize vorab herausgeprüft und im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Die Wirkung der Instrumente auf die regionale Verteilung des Zubaus insgesamt und speziell die Verschiebung in den Süden ist unterschiedlich. Je nach Ausgestaltung der Instrumente können Effekte stärker oder schwächer ausfallen und andere Projekte im Wettbewerb benachteiligen. Die Wirkung ist jeweils auf Ausschreibungssituationen **mit bestehendem Wettbewerb** bezogen. Es gilt zu beachten, dass Instrumente zur regionalen Steuerung bei fehlendem Wettbewerb (bzw. Potenzial) hinsichtlich der kurzfristigen Steuerungswirkung ins Leere laufen und die teilnehmenden und nicht im Wettbewerb stehenden Bieter ihre Gebote entsprechend der jeweiligen Regelung maximieren.

Mittels der Südquote wird ein fester Anteil des Zuschlagsvolumens in eine fest definierte Südregion verschoben. Südprojekte werden somit unabhängig davon, ob Projekte mit niedrigeren Gebotspreisen in anderen Regionen vorhanden sind, bis zur Erfüllung der Quote bezuschlagt. Innerhalb der Südregion entsteht ein vom Norden losgelöster Wettbewerb mit abweichendem Preisniveau. Innerhalb der beiden Regionen werden jeweils nur die wettbewerbsfähigsten Projekte, das heißt die Projekte mit den niedrigsten Kosten bzw. höchsten Erträgen bezuschlagt. Dies kann zu einer Konzentration des Zubaus innerhalb der Regionen führen. Die Zuschläge, die mittels Quote dem Süden zugeordnet werden, entfallen dabei in den windschwächsten Gebieten des Nordens.

Mit der Einführung einer Netzkomponente für die Südregion wird gegenüber einer Situation ohne regionale Steuerung (kein REM, kein NAG) ebenfalls ein nach Süden verschiebender Effekt hervorgerufen. Das Volumen der Verschiebung ist jedoch nicht festgelegt. Ebenso wie bei Anwendung einer Quote werden die Projekte mit den höchsten Geboten in der Region im Norden zuerst verdrängt. Bei alleiniger Wirkung (ohne Unterstützung des REM für ertragsschwache Standorte) muss die NK so hoch angesetzt werden, dass sie die Nachteile durch geringere Windhöflichkeit im Süden ausgleichen kann, um gegenüber dem Status quo eine Verschiebung nach Süden zu bewirken. Für die Regionen nördlich der Südregion erfolgt – wie auch bei der Quote – eine Konzentration auf die Standorte mit den niedrigsten Stromgestehungskosten. Im Fall einer Quotierung der NK wird die räumliche Konzentration innerhalb der Südregion tendenziell verstärkt, da auch hier ein Wettbewerb um den Vorteil entsteht, der das Bestehen gegen die ertragsstärkeren Projekte im Norden sichert. Sowohl die Quote als auch die (quotierte) Netzkomponente neigen folglich dazu den Zubau aus Gebieten kurz nördlich der Grenze in Gebiete direkt südlich davon zu verschieben.

Insgesamt regt das REM eine stärkere regionale Verteilung über Flächen im ganzen Land an. Ein Bezug auf die regionale Verteilung besteht nur indirekt, da ertragsschwache Standorte vermehrt im Süden anzutreffen sind. Die betrachtete Ausweitung des REM auf Standorte mit 60 bis 70 %-Standortgüte in allen Regionen verbessert die Wettbewerbssituation von Standorten mit niedrigeren Energieerträgen. Ein leichter nach Süden verschiebender Effekt lässt sich lediglich durch das häufigere Auftreten ertragsschwacher Standorte im Süden feststellen. Gegenüber dem bisherigen REM ist ein in allen Regionen ausgeweitete REM daher als Instrument zur (indirekten) regionalen Steuerung nicht geeignet.

Die Begrenzung der Standortdifferenzierung bis 60 % auf eine Südregion hat eine Benachteiligung von 60 %-70 %-Standorten nördlich der Grenze gegenüber ebensolchen südlich der Grenze zur Folge. Grundsätzlich wird die Wettbewerbssituation für Projekte im Süden gestärkt, die bisher aufgrund fehlender Standortdifferenzierung schlechte Zuschlagschancen hatten. Das REM an sich beinhaltet jedoch keinen Mechanismus, der sicherstellt, dass die ertragsschwächeren Standorte im Süden nicht auch Standorte verdrängen, die ebenfalls im Süden liegen. Auch erhalten Projekte im Süden, die aus anderen Gründen als der Ertragssituation höherer Stromgestehungskosten aufweisen (z.B. hohe Pachten, Erschließungskosten etc.) keinen Vorteil. Gegenüber einem System ohne Standortdifferenzierung oder regionaler Steuerung bewirkt das REM insgesamt große, wenn auch indirekte Verschiebungseffekte: Die Ausweitung des REM bis 60 % in ganz Deutschland fördert ertragsschwache Standorte (<70 %-Standortgüte) in allen Regionen während die auf den Süden beschränkte Ausweitung die Wettbewerbssituation für ertragsschwache ausschließlich im Süden verbessert.

Aufgrund sinkender Energieerträge steigen die mittleren Stromgestehungskosten bei allen Instrumenten, die eine Verlagerung des Zubaus in den Süden vorsehen. Daraus folgt ein Anstieg der Förderkosten, der bei den Steuerungsinstrumenten auch durch eine reduzierte Liquidität oder reduzierten Wettbewerbsdruck verstärkt werden kann. Das quantitative Modell bildet solch ein strategisches Verhalten nicht ab. Besonders stark steigen die Förderkosten, wenn das REM für alle Regionen auf bis zu 60 %-Standorte ausgeweitet wird (durch die breite Förderung von Projekten mit niedrigeren Energieerträgen und folglich im Mittel höheren Stromgestehungskosten) und wenn ein sehr hoher BKZ eingeführt wird. Letzterer erhöht als zahlungswirksames Instrument die Investitionskosten und führt zu einer Verschiebung weg von den Netzentgelten hin zu den Förderkosten.

Die Wirkung der Instrumente auf die Systemkosten ist komplex und hängt maßgeblich von deren Parametrierung ab. Während die Stromgestehungskosten durch die Verlagerung des Zubaus steigen,

wirkt sich die Internalisierung von Netzausbau- und Bewirtschaftungskosten (VNK, NK, BKZ) grundsätzlich positiv auf die Systemkosten aus. Auch die übrigen Instrumente können indirekt eine positive Wirkung erzielen. Der Nettoeffekt auf die Systemkosten wurde im Rahmen des Vorhabens nicht quantifiziert. Bei den Instrumenten, die die Kosten des Verteilnetzausbaus abbilden, und der Netzkomponente werden Netzausbau- bzw. Netzengpasskosten explizit bei der Ausschreibung berücksichtigt. Die Quotierte Netzkomponente und die Südquote können auch zu einer Senkung der Systemkosten durch geringe Netzengpasskosten führen. Die Reduktion ist aber in einer geringeren Höhe, da die Kosten nicht explizit in der Ausschreibung abgebildet werden.

Die Umsetzbarkeit von Instrumenten, die primär auf eine Verschiebung des Zubaus in den Süden Deutschlands abzielen, ist vergleichsweise einfach, wobei eine Quote am besten abschneidet. Die anderen Ziele der regionalen Steuerung sind nur mit deutlich komplexeren Instrumenten zu erreichen. Die Anpassung des REM ist in Bezug auf eine exakte Steuerung des Zubaus nach Süden ein wenig robustes Instrument, d.h. kein Instrument, das zu einem sicheren Zubau in einer definierten Höhe in einer spezifischen Region führt. Das liegt daran, dass neben der Windhöflichkeit auch andere projektspezifische Eigenschaften die Energieerträge und somit die Standortgüte beeinflussen und kein direkter regionaler Zusammenhang besteht. Zudem ist die Abschätzung der höheren Stromgestehungskosten von ertragsschwachen Standorten mit Unsicherheiten behaftet und mit hohen projektspezifischen Abweichungen belegt, die eine für alle Standorte gleichermaßen sinnvolle Auslegung erschweren. Das REM (ohne differenzierte Korrekturfaktorenkurve für die Südregion) steuert die regionale Verteilung nur indirekt.

Das nur für die Südregion erweiterte REM ist hinsichtlich der regionalen Steuerung weniger robust als eine Quote, schafft aber durch die Begrenzung auf die besonders zu fördernde Region eben hier eine Besserstellung von Standorten mit niedriger Standortgüte. Auf diese Weise werden die Wettbewerbschancen der Standorte mit niedriger Standortgüte gesteigert und zusätzliche Flächen aktiviert. Bis 2025 könnten Flächen im Süden in der Größenordnung von 5 GW zusätzlich aktiviert werden und dadurch auch zu einer Erhöhung des allgemeinen Angebots in den Ausschreibungen führen. Selbst wenn in der Ausschreibung wieder Wettbewerb herrschen würde, wären mindestens 12 % der Standorte des Südens zusätzlich konkurrenzfähig. Das bedeutet, dass auch unter Wettbewerb die Ausweitung des REM eine indirekte, aber merkbare Steuerungswirkung in den Süden in Höhe von ca. 1,3 GW bewirkt.

Die Instrumente, die auf eine Reduktion des Verteilnetzausbaus abzielen, sind komplex und müssen richtig parametrisiert sein, um einen Mehrwert gegenüber der herkömmlichen VNK zu garantieren. Zudem sind Verteilnetzbetreiber in den Berechnungen beteiligt, was eine deutschlandweit einheitliche Handhabung erschwert, insbesondere da VNB als gewinnorientierte Unternehmen eigene Ziele haben, die neutrale Berechnungen erschweren.

Andere Instrumente zur regionalen Steuerung wurden geprüft, sind aber wenig vielversprechend. Europarechtlich ist es voraussichtlich nicht möglich, die EinsMan-Zahlungen so anzupassen, dass Projektplaner einen Anreiz haben, Anlagen dort zu bauen, wo sie nicht abgeregelt werden. Laut der Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt des Legislativpakets „Saubere Energie für alle Europäer“ müssen den Betreibern abgeregelter Anlagen alle Kosten erstattet werden. Sollen Anreize geschaffen werden, die ansonsten abgeregelten Energiemengen alternativ zu nutzen, so müssen diese Anreize mindestens so hoch sein wie die Erstattungen. Dadurch würde sich entweder keine Steuerungswirkung entfalten oder aber es entstünde die unerwünschte Situation, dass der Zubau in betroffenen Regionen attraktiver würde als anderswo.

Der Fokus der Arbeiten im vorliegenden Vorhaben lag auf der Steuerung von Windenergieanlagen. Zusätzlich wurden die regionale Verteilung von **Photovoltaikanlagen** sowie ausgewählte Instrumente zum Ausgleich der dargebotsabhängigen, unterschiedlich hohen spezifischen Anlagenerträge untersucht. Die Analyse der regionalen Verteilung von PV-Anlagen hat gezeigt, dass PV-Anlagen unterschiedlich in Deutschland verteilt sind. Dabei werden Unterschiede zwischen dem Dach- und dem Freiflächensegment deutlich. Einen normierten Vergleichsmaßstab für die Verteilung nach Bundesländern bilden für Dachanlagen die Einwohnerzahl und die Landesfläche für Freiflächenanlagen. Dachanlagen sind pro Kopf mit Blick auf die Flächenländer überdurchschnittlich in Süddeutschland

vorzufinden. Für die höheren Werte in Süddeutschland sprechen möglicherweise die höhere Globalstrahlung und die höhere Kaufkraft. Aber auch soziale Aspekte und der Einfluss anderer PV-Installationen in der Nähe können die Wahrscheinlichkeit für Investitionen in Neuanlagen steigern. Darüber hinaus beeinflussen auch die Möglichkeiten zur Eigenversorgung die Installation in PV-Dachanlagen. Freiflächenanlagen sind hauptsächlich in Bayern und Ostdeutschland verortet. Für diese Verteilung ist als ausschlaggebender Faktor die Verfügbarkeit geeigneter Flächen im Rahmen der EEG-Flächenkulisse ursächlich.

Die betrachteten Steuerungsinstrumente (Globalstrahlungs- bzw. Volllaststundenmodell) adressieren die dargebotsabhängigen, unterschiedlich hohen Volllaststunden von PV-Anlagen. Da sich die Globalstrahlung in Deutschland in einem im Vergleich zur Windhöufigkeit relativ kleinen Bereich bewegt, sind die möglichen Ausgleichseffekte eher gering. Darüber hinaus ist im Dachanlagenbereich festzustellen, dass die Möglichkeiten zur Eigenversorgung den Einfluss der standortabhängigen Strahlungsbedingungen deutlich überlagern. Bei Freiflächenanlagen zeigt die bisherige regionale Verteilung der Anlagen, dass die im EEG zulässige Flächenkulisse und das dementsprechend in den Bundesländern verfügbare Flächenangebot ausschlaggebend sind für die regionale Verteilung.

Weiterhin bestehen im Vergleich zur Windenergie bislang keine derart gelagerten Problemstellungen, die Bedarf für eine überregionale räumliche Steuerung zur Verringerung von Netzüberlastungen im Übertragungsnetz zeigen. Deshalb erscheint eine überregionale Steuerung des Zubaus von PV-Anlagen zu diesem Zweck derzeit nicht erforderlich. Auf Verteilnetzebene kann eine Steuerung, wie sie von der VNK bewirkt wird, dagegen auch für Solaranlagen systemdienliche Verlagerungsanreize setzen.

## 8. EMPFEHLUNGEN ZUR REGIONALEN STEUERUNG DER WIND-ENERGIE AN LAND

**Bei der Entscheidung für neue Instrumente sollte grundsätzlich genau geprüft werden, ob diese bestehende Instrumente weiterentwickeln, ergänzen oder überflüssig machen.** Bereits heute besteht eine Vielzahl von Instrumenten, die zu einer sehr komplexen Anreizsystematik führen. Für Projektierer kann es in einer Situation mit hoher Wettbewerbsintensität aufgrund der sich teilweise verstärkenden, teilweise abschwächenden Anreize schwer abschätzbar werden, ob potenzielle Standorte eine hohe oder niedrige Wettbewerbsfähigkeit aufweisen. Die steuernde Wirkung der Instrumente auf die Investitionsentscheidung wird durch die Intransparenz grundsätzlich reduziert. Auch für Politik, Wirtschaft und Öffentlichkeit wird die Transparenz über die zu erwartenden Energiemengen von in den Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen sowie die Förderkosten weiter reduziert. Vor dem Hintergrund kann es vorteilhaft sein, die Anzahl von verschiedenen, gleichzeitig wirkenden Instrumenten nicht zu steigern (oder zu senken). Die Reduktion der Anzahl von Instrumenten wird jedoch dadurch erschwert, dass sich einerseits hinter der Forderung einer regionalen Steuerung die oben beschriebenen verschiedenen Ziele verbergen. Grundsätzlich ist es sinnvoll, dass unterschiedliche Ziele mit unterschiedlichen Instrumenten adressiert werden. So bewirken beispielsweise sowohl das NAG als auch die Südquote eine Nord-Süd-Verlagerung. Die Begründung für das NAG ist allerdings, dass der Ausbau im Norden temporär begrenzt werden soll. Die Begründungen für eine Südquote sind vielschichtiger. Insbesondere wird sie nicht ausschließlich netzseitig begründet.

**Die Koexistenz der technologiespezifischen und gemeinsamen Ausschreibungen verkompliziert grundsätzlich die Instrumentenlandschaft.** Da die Wettbewerbssituation in der technologiespezifischen Ausschreibung für Windenergie an Land wesentlich vorteilhafter ist, nehmen momentan keine Windenergieprojekte an der gemeinsamen Ausschreibung teil. Dies könnte sich aber in Zukunft bei einer sich verändernden Wettbewerbssituation oder aufgrund von einer Ausweitung der Mengen auch wieder ändern. Die Wirksamkeit der nur in den gemeinsamen Ausschreibungen implementierten differenzierten Höchstwerte und der Verteilernetzkomponente für Windenergie lässt sich momentan empirisch nicht untersuchen. Gleichzeitig kann man nicht pauschal sagen, dass das Referenzertragsmodell die Höchstwerte ersetzen sollte. Das Referenzertragsmodell wurde nicht in die gemeinsamen Ausschreibungen überführt, da es die Wettbewerbssituation zwischen Solar und Wind verfälschen würde. Die differenzierten Höchstwerte übernehmen daher die Funktion, die Renditen in den gemeinsamen Ausschreibungen etwas zu begrenzen. Ein bundesweiter Ausbau der Windenergie – wie vom REM gefördert – wird durch die differenzierten Höchstwerte dagegen kaum angeregt. Verschiebungen ergeben sich nur dann, wenn Potenzialflächen in den windhöflicheren Gebieten über die Höchstwerte vom Wettbewerb ausgeschlossen werden.

**Der Zuschnitt des Netzausbaugesbietes ist bei einer Fortführung des Instrumentes zu prüfen.** Das Netzausbaugesbiet soll dazu beitragen die Folgekosten bestehender Netzengpässe zu begrenzen, indem der weitere Zubau von Windenergieanlagen im nördlichsten Teil Deutschlands temporär beschränkt wird. Inwiefern der Zuschnitt des NAG den Netzengpässen im deutschen Übertragungsnetz gerecht wird, wurde im Rahmen des Vorhabens nicht untersucht. Eine diesbezügliche Überprüfung wird empfohlen.

**Die treffsicherste Verschiebung des EE-Zubaus in den Süden Deutschlands kann durch eine Südquote erreicht werden.** Die Zuschlagsverschiebung findet allerdings anders als beim Referenzertragsmodell nur in den quotierten Teil, nicht in südliche Regionen des nicht quotierten Teils Deutschlands statt. Auch kann innerhalb der Südregion eine Konzentration der Standorte auf die nördlicheren Regionen erfolgen. Wird eine Südquote in einem Ausschreibungsformat mit differenzierten Höchstpreisen eingeführt, so kann eine Harmonisierung des Zuschnitts der Region eine leichte Vereinfachung der Regelungssystematik bewirken. Im Süden würde dann lediglich ein Höchstpreis gelten. Wird die Südregion sehr großzügig gewählt, so ist dies zu überdenken. Eine Südquote kann sowohl in Ergänzung zu als auch als Alternative zum Netzausbaugesbiet eingeführt werden. Während das NAG den Zubau im nördlichsten Teils Deutschlands begrenzt, führt die Südquote zu einem Ausbau verstärkt im Süden Deutschlands. In der Mitte Deutschlands bildet sich durch die Koexistenz der beiden Quoten quasi eine dritte Gebotsregion, die „freie Menge“.

**Die Quote stellt einen harten Eingriff in den Markt dar und ist mit Risiken verbunden.** Zwar sendet sie verlässliche Signale an Projektierer, da die Flächenentwicklung von den Bundesländern betrieben wird. Es besteht jedoch das Risiko, dass die Liquidität in der quotierten Region stark schwankt. Das kann in einigen Ausschreibungsrunden oder auch über längere Zeiträume hinweg zu einem mangelnden Wettbewerb in der Südregion führen. Projektierer im Süden orientieren ihre Gebote dann an dem für sie geltenden Höchstpreis. Um die Risiken für die Zielerreichung einzudämmen, sollten bei einer Unterzeichnung der Südquote Gebote aus anderen Gebieten innerhalb derselben Ausschreibungsrunde nachrücken. Die absolut im Süden bezuschlagte Menge sinkt dadurch nicht. Es werden alle im Süden verfügbaren Angebote bezuschlagt. Nur falls das Angebot im Süden dauerhaft stark schwankt, im Jahresdurchschnitt aber über der Südquote liegt, erscheint es gerechtfertigt, die Fehlmenge einer Runde auf Folgerunden aufzuschlagen und auf ein Nachrücken von Projekten aus anderen Regionen zu verzichten. Die Orientierung der Bieter am Höchstpreis ist nur dadurch zu vermeiden, dass Projekt im Süden weiterhin im Wettbewerb mit Projekten in anderen Regionen stehen, was durch preisbasierte Instrumente, das heißt durch die Netzkomponente oder das Referenzertragsmodell (siehe unten) erreicht werden kann.

**Falls ein preisbasiertes Steuerungsinstrument aufgrund der Risiken einer Quote politisch bevorzugt wird, ist eine Quotierte Netzkomponente zu präferieren.** Der Effekt einer einfachen Netzkomponente auf die regionale Steuerung ist weniger gut absehbar als der Effekt einer Quote. Ist die Netzkomponente zu niedrig, so entfaltet sie keine Wirkung. Ist sie zu hoch, so kommt es zu einer Übersteuerung. Um einerseits einen wirksamen Bonus festlegen zu können und andererseits das Risiko einer Übersteuerung zu begrenzen, kann die Netzkomponente quotiert werden. Der Bonus wird damit nur für einen maximalen Anteil am Gebotsvolumens gewährt. Die Projekte im Süden stehen sowohl zueinander als auch zu den Projekten im Norden in Konkurrenz. Die Quotierte Netzkomponente hat aber den Nachteil, dass sie gegenüber der Südquote die Unsicherheit bei Projektentwicklern vergrößert und damit weniger verlässliche Anreize zur Projektierung setzt. Anders als eine Quote hat eine Netzkomponente starke Wechselwirkungen mit dem REM (siehe unten).

**Eine Ausweitung des REM auf Standorte unter 70 %-Standortgüte für das gesamte Bundesgebiet führt zu Ertragseinbußen und höheren Förderkosten und ist nicht als Mittel der regionalen Steuerung zur Verschiebung von Zubaumengen nach Süden geeignet.** Mittels REM allein kann keine klare Förderung von Standorten in eine definierte Südregion erreicht werden, da der überregional nach Süden verlagernde Effekt des REM nur indirekt aus der Windverteilung resultiert. Weitet man das REM aus, um auch Standorte bis zu 60 %-Standortgüte differenziert zu fördern, stützt dieser Effekt auch ertragsschwache Projekte in anderen Regionen. Somit können durch die Ausweitung des REM zwar zusätzliche Flächen aktiviert werden, die zurzeit aufgrund von zu geringeren Ertragserwartungen nicht zubaurelevant sind, jedoch wirkt dieser Effekt überall – wenn auch verstärkt in wind-schwachen Regionen im Süden. Solange ertragsstarke Standorte in allen Regionen zur Verfügung stehen, ist die Förderung von Standorten mit sehr geringer Standortgüte, zu höheren Kosten kritisch zu hinterfragen. Zur Aktivierung von Flächen trägt er jedoch bei.

**Eine Ausweitung des REM auf Standorte unter 70 %-Standortgüte im Süden ist zielführender.** Um einen auf die Südregion beschränkten Effekt in das REM einzubringen, ist es erforderlich eine Differenzierung in der Anwendung des REM zwischen den Regionen vorzunehmen. Die Erweiterung des REM bis 60 %-Standortgüte wird somit ausschließlich für Standorte in einer definierten Südregion „hinter dem Netzengpass“ angewendet. Dies steigert die Komplexität des Modells, bringt jedoch Vorteile für ertragsschwache Standorte im Süden. Die explizite Steuerungswirkung zu einer Verschiebung in den Süden – wie sie z.B. durch eine Quote ausgelöst wird - kann das REM jedoch auch in dieser Ausgestaltung nicht bieten. Mittels der Flächenaktivierung für ertragsschwache Standorte bei vorhandenem Wettbewerb kann eine Verdrängung von anderen Südstandorten genauso erfolgen wie die Verdrängung von Standorten im Norden. Insgesamt würde durch die Ausweitung des REM das Potenzial wirtschaftlich erschließbarer Standorte in der Südregion gegenüber dem heutigen Stand erhöht,

**Eine Abschaffung des REM wirkt den Zielen der regionalen Steuerung entgegen.** Abschließend muss auf den indirekten Effekt des REM an sich, der zu einem Zubau vielfältiger Standorte in Deutschland führt, hingewiesen werden. Ein vollständiger Verzicht auf das REM als Steuerungsinstrument zur Standortdifferenzierung hat Folgen für den gesamten Windenergie-Zubau. Der Wettbewerb

wird zugunsten besonders kostengünstiger (in Bezug auf die erzeugte Kilowattstunde) und somit besonders ertragsstarker Standorte verschoben. Nicht nur eine geringe Windhöflichkeit, sondern auch genehmigungsrechtliche Aspekte (z.B. aufgrund von Abregelungen für den Artenschutz oder wegen Geräuschemissionen) werden somit zu Wettbewerbsnachteilen für Standorte. Auf Förderkosten und Energieerträge hätte eine Abschaffung des REM grundsätzlich positive Effekte, die jedoch zu Lasten des deutschlandweiten Zubaus gehen und auch nur dann zum Tragen kommen, wenn ausreichend windstarke Standorte zur Verfügung stehen.

**Die Verteilernetzkomponente ist grundsätzlich gut begründet, da die Netzausbaukosten im Verteilernetz reflektiert werden und damit potenziell die Systemkosten sinken können.** Die Verteilernetzkomponente existiert momentan nur in den gemeinsamen Ausschreibungen. Da Windprojekte an den gemeinsamen Ausschreibungen momentan nicht teilnehmen, wirkt sie jedoch momentan nur für PV-Projekte. Sie könnte einerseits auf die technologiespezifischen Ausschreibungen übertragen, andererseits weiterentwickelt werden, um die tatsächliche Netzsituation besser zu reflektieren. Eine Ausweitung der Verteilernetzkomponente auf die technologiespezifischen Ausschreibungen kann fachlich begründet werden – auch in den technologiespezifischen Ausschreibungen bezuschlagte Anlagen verursachen schließlich in Abhängigkeit von der verfügbaren Kapazität des Netzgebiets ggfs. Ausbaukosten. Dem entgegen stehen Wechselwirkungen mit dem Referenzertragsmodell (s. u.). Hinsichtlich der Steuerungswirkung gilt es zu berücksichtigen, dass die VNK und die erweiterte VNK grundsätzlich keine Instrumente zur überregionalen Steuerung sind. Aufgrund des Windleistungsüberhangs liegen jedoch im heutigen System der VNK viele der als Verteilernetzausbauggebiet klassifizierten Landkreise im Norden. Insofern kann auch von der VNK bzw. erweiterten VNK eine überregionale Verschiebung von Nord nach Süd angereizt werden.

**Inwiefern eine erweiterte VNK oder ein BKZ überhaupt Einfluss auf die Standortwahl nehmen könnten, ist aus Umsetzungsgründen fraglich.** Die Planung eines Projektes braucht mindestens drei Jahre, wobei Planungen für die Flächenausweisung nicht mitinbegriffen sind. Die Höhe der VNK und des BKZ müssten also weit im Voraus feststehen, um eine Steuerungswirkung zu entfalten. Wie mit zeitlichem Vorlauf die tatsächliche Netzsituation abbildet werden kann, ist bisher offen. Inwiefern eine Weiterentwicklung der VNK hin zu einer erweiterten VNK sinnvoll ist, erfordert eine Betrachtung der bisher noch nicht feststehenden Ausgestaltungsdetails.. Folgende Arbeiten sind zur Weiterentwicklung notwendig:

- **Die Definition der Netzgebiete muss verbessert werden.** Ein Vorteil einer erweiterten VNK gegenüber der einfachen VNK ist, dass sich die Gebietsgrenzen an der Topologie des Netzes und nicht an Verwaltungsgrenzen orientieren sollen. Aufgrund der Vermaschung des Hochspannungsnetzes und Schaltungen im Betrieb kann eine EE-Anlage nicht eindeutig einem UW zugeordnet werden. Ob und wie eine solche Zuordnung für den Zweck der erweiterten VNK durchgeführt werden kann, muss geprüft werden.
- **Eine deutschlandweit einheitliche Berechnungsgrundlage für die erweiterte VNK muss geschaffen werden.** Die Berechnung der erweiterten VNK ist mit Herausforderungen verbunden, da Daten notwendig sind, die nur Hochspannungsnetzbetreiber haben, und so eine einheitliche Berechnung erschwert ist. Außerdem müsste ein Verfahren gefunden werden, bei dem die BNetzA kontrollieren kann, dass die Netzbetreiber die Berechnung deutschlandweit einheitlich und nicht zum Vorteil einzelner Unternehmen durchführen.

**Eine Erweiterung der VNK ist einer Einführung eines BKZ für Erzeugungsanlagen vorzuziehen, da ein BKZ zu einem starken Anstieg der EEG-Förderkosten führt.** Der BKZ führt zu einer Verschiebung der Netzausbaukosten weg von den Netzentgelten hin zu den EE-Förderkosten. Zudem stellt eine große Einmalzahlung zu Beginn der Projektlaufzeit eine Herausforderung für Projektentwickler dar und führt zu einem Anstieg der Finanzierungskosten, die zu steigenden Förderkosten führen. Falls ein BKZ eingeführt wird, sollte dieser deswegen nicht als Einmalzahlung, sondern als jährliche Zahlungen ausgestaltet sein. Unabhängig von der Steuerungswirkung ist bei dem zahlungswirksamen BKZ zwingend notwendig, dass die Höhe des BKZ zum Zeitpunkt der Ausschreibung feststeht und auch im Nachhinein nicht angepasst werden kann. Ansonsten könnten Projektierer keine seriösen Gebote abgeben.

**Bei der Einführung von zusätzlichen Instrumenten müssen Wechselwirkungen berücksichtigt werden.** Die Ziele, die eine regionale Steuerung begründen sollen, sind vielschichtig und es ist unwahrscheinlich, dass ein Instrument alle Ziele adressieren kann. Einige Instrumente sind kombinierbar, bei anderen ist Vorsicht geboten. Insbesondere führen Kombinationen von verschiedenen preisbasierten Instrumenten zu unerwünschten Effekten:

**Eine Koexistenz zwischen einer (quotierten) Netzkomponente oder einer Verteilernetzkomponente und dem Referenzertragsmodell ist problematisch und sollte in der jetzigen Ausgestaltung vermieden werden.** Sowohl die Netzkomponente als auch die Verteilernetzkomponente sind netzseitig begründet und werden als Wettbewerbsmalus oder -Bonus angewandt. Ihre Höhen werden in der Regel netzseitig berechnet. Das Referenzertragsmodell verstärkt oder schwächt die Wirkung des Wettbewerbsbonus über die Korrekturfaktoren. Diese Veränderung hat keine direkte netzseitige Begründung und ist damit anfällig für eine Fehlsteuerung.<sup>18</sup> Eine Kombination des REM mit einer Südquote ist weniger problematisch, da sich die Effekte nicht multiplizieren. Insbesondere wenn das REM nur im Süden auf 60 %-Standorte ausgeweitet wird, erscheint die Kombination sinnvoll: Durch die Anpassung des REM wird die Projektierung von Flächen im Süden überhaupt attraktiv und das Flächenpotential aktiviert. Steigt (auch durch die zusätzlichen Flächen) der Wettbewerbsdruck, werden die Projekte durch die Südquote aber zumindest teilweise abgeschirmt, sodass in Summe verlässliche Investitionssignale gesendet werden. Wenn das REM die erwünschte Steuerungswirkung entfaltet und ausreichend Flächenpotenzial genutzt werden kann, greift die Südquote außerdem nicht.

---

<sup>18</sup> In der Vergangenheit wurden verschiedene Alternativen zum Referenzertragsmodell geprüft – darunter die Umstellung auf eine standortdifferenzierte Vergütung auf Basis eines Windatlas. Der wesentliche Vorteil eines solchen Systems liegt in der Unabhängigkeit von technologiespezifischen Einflüssen auf die Standortbewertung. Statt auf einen Referenzertrag von 100 % könnten Gebote auf eine einheitliche mittlere Windgeschwindigkeit normiert werden. Ein Nachteil ist hingegen die ausbleibende Berücksichtigung von Standorteigenschaften wie z.B. Höhenbegrenzungen oder Betriebsbeschränkungen. Die Zuschlagswerte würden anschließend wie beim REM mithilfe von Korrekturfaktoren in anzulegende Werte umgerechnet. Diese Option wurde im Rahmen des Vorhabens nicht geprüft. Es sei an dieser Stelle lediglich angemerkt, dass die Kombination aus dem beschriebenen Windatlas-Ansatz und der (quotierten) Netzkomponente bzw. der Verteilernetzkomponente aus denselben Gründen problematisch ist.



## LITERATURVERZEICHNIS

- anemos (2017) anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH: *Windatlas-Vorhaben im Auftrag des BMWi. Zusätzliche Potentialkarten für die mittlere Windgeschwindigkeit sowie die gekappte Leistungsdichte in Deutschland in 120m und 140m Höhe sowie zugehörige Datensätze*. März 2017.
- BNetzA (2017) Bundesnetzagentur: *Bedarfsermittlung 2017–2030: Bestätigung des Netzentwicklungsplan Strom*. Dezember 2017. Verfügbar unter: [https://data.netzausbau.de/2030/NEP/NEP\\_2017-2030\\_Bestaetigung.pdf](https://data.netzausbau.de/2030/NEP/NEP_2017-2030_Bestaetigung.pdf)
- BNetzA (2017b) Bundesnetzagentur: *Netzausbaugebiet*. 2017 Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Wind\\_Onshore/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV_node.html)
- BNetzA (2018) Bundesnetzagentur: *Ergebnisse der gemeinsamen Ausschreibung von Wind- und Solaranlagen*. Pressemitteilung. 2018. verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180412\\_GEMA18\\_1.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180412_GEMA18_1.html)
- BNetzA (2018b) Bundesnetzagentur: *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen*. 01.08.2018. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht\\_Q4\\_2018.pdf;jsessionid=838621D7185A32A8E2B85F97241653B4?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf;jsessionid=838621D7185A32A8E2B85F97241653B4?__blob=publicationFile&v=4)
- BNetzA (2019) Bundesnetzagentur: *Statistik zum Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)*. 2019.
- BNetzA (2019b) Bundesnetzagentur: *Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete nach § 11 Absatz 1 Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen (GemAv)*. 30.08.2019. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/GemeinsAusschr/FestlegungVNAusbaugebiet.pdf;jsessionid=66920B34E298611E760001F7050E8070?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/GemeinsAusschr/FestlegungVNAusbaugebiet.pdf;jsessionid=66920B34E298611E760001F7050E8070?__blob=publicationFile&v=2)
- BNetzA (2019c) Bundesnetzagentur: *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018*. 01.08.2019 verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht\\_Q4\\_2018.pdf;jsessionid=C19F41426DBAA828D6FFA9019BDCB4BB?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf;jsessionid=C19F41426DBAA828D6FFA9019BDCB4BB?__blob=publicationFile&v=5)
- Bundesrat (2015) Al-Wazir, Tarek, Rehlinger, Anke, Remmel, Johannes, Lemke, Eveline, Untersteller, Franz und Siegesmund, Anja: *Länderpostitionspapier zum ausgewogenen Ausbau der Windenergie. Drucksache 511/15: Entschließung des Bundesrates zum Erfordernis einer Regionalisierungskomponente für die Ausschreibung bei Wind an Land - Antrag der Länder Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz, Thüringen*. Oktober 2015. Verfügbar unter: [http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2015/0501-0600/511-15.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2015/0501-0600/511-15.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- Bundesregierung (2020)Gesetzentwurf der Bundesregierung: *Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegs-gesetz)*. 29.1.2020

- CDU, SCU, SPD (2018) CDU, SCU und SPD: *Ein neuer Aufbruch für Europa Eine neue Dynamik für Deutschland Ein neuer Zusammenhalt für unser Land – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 19. Legislaturperiode*. Verfügbar unter: [https://www.bundesregierung.de/Content/DE/\\_Anlagen/2018/03/2018-03-14-koalitionsvertrag.pdf](https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2018/03/2018-03-14-koalitionsvertrag.pdf)
- Consentec (2017) Consentec GmbH: *Papier für BMWi im Rahmen des Vorhabens „Unterstützungsleistung bei der Ausgestaltung eines Ausschreibungssystems für erneuerbare Energien“ (Entwurf)*. November 2017.
- Consentec et al. (2017) Consentec GmbH, Ecofys – a Navigant Company, Fraunhofer ISI, Stiftung Umweltenergierecht, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW): *Analyse ausgewählter Instrumente zur Standortsteuerung beim Ausbau von EE-Anlagen. Kurzpapier im Rahmen des Dienstleistungsvorhabens „Zukünftige Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*. Oktober 2017
- DWG (2017) Deutsche WindGuard: *Ausgestaltung von Höchstwertregionen in der technologieübergreifenden Ausschreibung, erstellt im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 EEG 2014, im Teilvorhaben II e –Windenergie an Land (Fachlos 6)*. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. 2017.
- DWG (2017b) Deutsche WindGuard: *Kostendruck und Technologieentwicklung im Zuge der ersten Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land, erstellt im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 EEG 2014, im Teilvorhaben II e –Windenergie an Land (Fachlos 6)*. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. 2017.
- DGW/ZSW (2019) Deutsche WindGuard GmbH und Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff Forschung Baden-Württemberg (ZSW): *Wissenschaftlicher Bericht zur Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II e): Wind an Land*. März 2019. Verfügbar unter: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.html)
- E-Bridge et. al. (2019) E-Bridge, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen: *Regionale Steuerung zur Synchronisation von EE- und Netzausbau – Abschlussdokumentation*. Mai 2019. Verfügbar unter: <https://iam.innogy.com/-/media/innogy/documents/ueber-innogy/politik/regionale-steuerung-abschlussbericht.pdf>
- EU (2019) *Verordnung 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt*. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN>
- Inhoffen et al. (2018) Inhoffen, Justus; Siemroth, Christoph; Zahn, Philipp: *Minimum Prices and Social Interactions: Evidence from the German Renewable Energy Program*. SSRN Scholarly Paper. Rochester, NY: Social Science Research Network, 2018. Verfügbar unter: <https://papers.ssrn.com/abstract=2796130>
- ISI et al. (2014) Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Consentec

- GmbH, Scholtka & Partner: Sammlung der Beiträge der Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien. 7. August 2014. Verfügbar unter: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/2014-08-07-reader-zukunftswerkstatt.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/2014-08-07-reader-zukunftswerkstatt.pdf?__blob=publicationFile&v=7)
- Klimakabinett (2019) Klimakabinett der Bundesregierung: *Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030*. September 2019. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975232/1673502/768b67ba939c098c994b71c0b7d6e636/2019-09-20-klimaschutzprogramm-data.pdf?download=1>
- Reichmuth et al. (2011) Reichmuth, Matthias; Erfurt, Ilka; Lorenz, Christian; Schiffler, Alexander; Kelm, Tobias; Schmidt, Maike; Schott, Benjamin; Braun, Martin; Büdenbender, Kathrin; Barth, Heike; Straß, Philipp; Günnewig, Dieter; Püschel, Michael; de Beer, Helke; Gehrke, Mathias; Puhe, Henry. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIc: Solare Strahlungsenergie. 2011. Verfügbar unter: [http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/EEG/eeg\\_eb\\_2011\\_solare\\_strahlung\\_bf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/EEG/eeg_eb_2011_solare_strahlung_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=5)
- Navigant und FN IEE (2019) Navigant Energy Germany GmbH und Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE: *Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land*. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Dessau-Roßlau, November 2019. Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate\\_change\\_38\\_2019\\_flaechenanalyse\\_windenergie\\_an\\_land.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_38_2019_flaechenanalyse_windenergie_an_land.pdf)