

Ausschreibungen für Windenergie an Land: Erfahrungen in acht Ländern

Laufzeit des Vorhabens: Dezember 2017 – April 2018

Endbericht

Auftraggeber: IG Windkraft, Wiener Straße 19, 3100 St. Pölten, Österreich

Auftragnehmer:

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-844 972-0
Fax: +49-(0)681-761 7999
grashof@izes.de

Autorinnen: Katherina Grashof und Barbara Dröschel

Mitarbeit: Alejandro Jimenez Tristan

Berlin/Saarbrücken, den 10.05.2018

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfasit	1
2	Einleitung: Ausschreibungen für Windenergieanlagen als energiepolitisches Instrument.....	4
3	Ausschreibungen während der Startphase der industriellen Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung.....	8
3.1	Großbritannien.....	8
3.1.1	Die Non Fossil Fuel Obligations in England und Wales.....	8
3.1.2	Beurteilung der Ausschreibungsverfahren gemäß des eingangs formulierten Zielkanons	14
3.2	Irland.....	16
3.2.1	Das Alternative Energy Requirement in Irland.....	16
3.2.2	Beurteilung der Ausschreibungsverfahren gemäß des eingangs formulierten Zielkanons	19
4	Die heutige Situation: Ausschreibungen im Spannungsfeld verschiedener Zielsetzungen.....	20
4.1	Brasilien.....	20
4.1.1	Die brasilianischen Ausschreibungsformate	22
4.1.2	Beurteilung der Ausschreibungsverfahren gemäß des eingangs formulierten Zielkanons	30
4.2	Argentinien	32
4.2.1	Das Ausschreibungssystem in Argentinien.....	32
4.2.2	Beurteilung des Ausschreibungsverfahrens gemäß des eingangs formulierten Zielkanons	37
4.3	Italien.....	39
4.3.1	Das Ausschreibungssystem in Italien	40
4.3.2	Beurteilung des Ausschreibungsverfahrens gemäß des eingangs formulierten Zielkanons	46
4.4	Spanien	48

4.4.1	Das Ausschreibungssystem in Spanien	49
4.4.2	Beurteilung des Ausschreibungsverfahrens gemäß des eingangs formulierten Zielkanons	54
4.5	Südafrika	58
4.5.1	Das Ausschreibungssystem in Südafrika	61
4.5.2	Beurteilung des Ausschreibungsverfahrens gemäß des eingangs formulierten Zielkanons	77
4.6	Deutschland.....	80
4.6.1	Das Ausschreibungssystem in Deutschland.....	80
4.6.2	Beurteilung des Ausschreibungsverfahrens gemäß des eingangs formulierten Zielkanons	93
5	Zusammenfassung.....	95
6	Literaturverzeichnis	98

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Status der Windenergienutzung in Brasilien, nach Regionen und Anschlussleistung (Stand Oktober 2017)	20
Abbildung 2: Historische Entwicklung und Prognose für die Entwicklung der Windkraft (Stand: Dez. 2017)	21
Abbildung 3: Durchschnittspreise in ausgewählten Windenergieauktionen in brasilianischen Real/ MWh von 2010-2017	24
Abbildung 4: Angebotene und bezuschlagte Windleistung aus den Ausschreibungsrunden (in MW) und Preisentwicklung (in US\$/MWh).....	35
Abbildung 5: Installierte Windkraftkapazität in MW nach Regionen 2016	39
Abbildung 6: Kostenverlauf der in Auktionen bezuschlagten Windleistung (in €/MWh).....	43
Abbildung 7: Zuschlagsmengen und Anteil nicht realisierter Projekte aus den vier Auktionsrunden bis Juni 2017.....	45
Abbildung 8: Jährlicher Zuwachs und installierte Leistung Windkraft in Spanien (in MW).....	48
Abbildung 9: Windatlas Südafrika - Darstellung der Windgeschwindigkeiten in 100 Meter Höhe.....	59
Abbildung 10: Staatliche Institutionen, die an der Durchführung des REI4P beteiligt sind	64
Abbildung 11: Regionale Verteilung der Windenergie-Zuschläge in Südafrika	67
Abbildung 12: Anteil der in den vier Runden des REI4P bezuschlagten Unternehmen (Mehrheitseigentümer).....	74
Abbildung 13: Entwicklung der Windenergie in Deutschland 1992 - 2017	80
Abbildung 14: Vergleich der regionalen Verteilung der Ausschreibungszuschläge mit dem vorherigen Windenergiezubau	85

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die NFFO-Auktionen für Windenergie	12
Tabelle 2: Basistarife und Dauer der Vergütung (20 Jahre) für Windkraftanlagen nach der Verordnung 2012 und 2016.....	42
Tabelle 3: Daten und Umsetzungsfristen der vier bereits durchgeführten Ausschreibungen.....	44
Tabelle 4: Überblick über bereits durchgeführte Auktionsrunden für Wind Onshore im REI4P	66
Tabelle 5: Entwicklung der Windvergütungshöhen in Südafrika je Runde des REI4P	71
Tabelle 6: Ausgestaltung der Windenergie-Ausschreibungen in Deutschland im Überblick	81
Tabelle 7: Ergebnisse der Ausschreibungen für Windenergie an Land in Deutschland	83

1 Kurzfazit

Die Funktion staatlich organisierter Vergütung für EE-Strom hat sich in den vergangenen Jahren gewandelt: von einer Förderung, d.h. dem Ausgleich der Differenz zwischen höheren EE-Erzeugungskosten und niedrigeren allgemeinen Strompreisniveaus, hin zu einer Gewährleistung langfristiger Stromabnahmeverträge, die im Wesentlichen eine Finanzierbarkeit mit Fremdkapital („bankability“) von Projekten ermöglichen sollen, auf einem Preisniveau, das Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke inzwischen teils (deutlich) unterschreitet (Ram et al. 2017; REN21 2017).

Die hierfür zur Verfügung stehenden Vergütungssysteme sind im Grundsatz unverändert: Weltweit nutzt mit 80 nach wie vor die größte Zahl der Länder garantierte Einspeisevergütungssysteme und auch die Zahl derjenigen mit Net-Metering-Systemen blieb mit rund 50 nahezu konstant. Allerdings stieg die Zahl der Länder, die (auch) EE-Ausschreibungen durchführen, von 10 (2014) auf 34 (2016) und ist damit auf dem Niveau von Ländern mit EE-Quotensystemen (32) (REN21 2017).

Eine entsprechende Vorgabe in den Umwelt- und Energiebeihilferichtlinien der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2014 dürfte hier für einen weiteren Anstieg sorgen, wenngleich die Regelungen Bedingungen enthalten, unter denen eine Durchführung von Ausschreibungen als verzichtbar angesehen wird (European Commission 2014).

Die vorliegende Studie geht der Frage nach, welche Lehren aus den aktuellen Erfahrungen mit Ausschreibungssystemen für Windenergie in Argentinien, Brasilien, Deutschland, Italien, Spanien und Südafrika sowie den historischen in Großbritannien und Irland für Länder gezogen werden können, in denen ebenfalls über die Einführung von EE-Ausschreibungen nachgedacht wird. Wesentliche Aspekte sind hier die infolge der Ausschreibungen erzielte EE-Zielerreichung, die Kostenentwicklung bei den zu bezahlenden Vergütungen und die Akteursstruktur der in den Ausschreibungen erfolgreichen Unternehmen. Die Ergebnisse werden hier zusammengefasst.

Zur Zielerreichung beim EE-Ausbau:

Die in den 1990er-Jahren bestehenden Ausschreibungssysteme in Großbritannien und Irland hatten hier eher schwache Ergebnisse hervorgebracht. Dies lag u.a. an Teilnahmebedingungen, die Gebote für Projekte in einem frühen Planungsstadium ermöglichten und dem Fehlen einer Pönalisierung für den Fall der Nichtrealisierung von Zuschlägen. Von den neueren untersuchten Ausschreibungssystemen hat lediglich Südafrika hervorragende Ergebnisse erzielt; hier wurden aus den Runden mit bereits abgelaufenen Realisierungsfristen alle Projekte realisiert. Neben anderen Faktoren kann dieses Ergebnis mit den hier sehr anspruchsvollen Teilnahmebedingungen erklärt werden. Mit rund 80% ebenfalls eher relativ hohe Realisierungsraten (verglichen

etwa mit den frühen Erfahrungen in Großbritannien und Irland) kann das System in Italien vorweisen - allerdings erst nach einer erheblichen Verlängerung der ursprünglich geltenden Realisierungsfristen. In Brasilien liegt der Anteil der realisierten Projekte aus den Runden mit bereits abgelaufener Realisierungsfrist auf ähnlichem Niveau, jedoch auch hier erst nach umfangreichen nachträglichen Fristverlängerungen. Für die Ausschreibungssysteme in Spanien, Argentinien und Deutschland sind noch keine Aussagen möglich, da die Realisierungsfristen erst begonnen haben. In Deutschland bestehen an einer hohen Realisierungsrate für die 2017 bezuschlagten Projekte insofern Zweifel, als für diese teils noch nicht vernachlässigbare Genehmigungsrisiken bestehen.

Zum Niveau der durch Ausschreibungen ermittelten Vergütung:

In fast allen der in dieser Studie untersuchten Ausschreibungssysteme gingen die ermittelten Vergütungen von Runde zu Runde zurück. Ausnahmen bilden diejenigen Systeme, bei denen die Teilnahmebedingungen zwischenzeitlich anspruchsvoller gestaltet wurden: Brasilien, Spanien und Deutschland. Ob diese Vergütungsniveaus jeweils ökonomisch effizient sind, hängt von den hierfür angesetzten Bewertungskriterien ab und kann in dieser Studie nicht im Einzelnen bewertet werden. Dafür müssten die Einflussfaktoren auf die Gebotshöhe für jede Runde und jedes Land bekannt sein und im Detail analysiert werden.

Einige Aspekte verdienen es jedoch, hervorgehoben zu werden: In Italien und Südafrika lag das Gebotsvolumen in der jeweils ersten Runde über dem nachgefragten Volumen, daher bestand hier kein Wettbewerb, sondern die ermittelten Vergütungen lagen nahe der jeweiligen Preisobergrenzen. Umgekehrt legt die Nichtrealisierung der meisten Projekte in Großbritannien und Irland nahe, dass ein auskömmlicher Projektbetrieb höhere als die sehr niedrigen in den Ausschreibungen ermittelten Vergütungen erfordert hätte. Bei den untersuchten Ausschreibungsrunden mit hoher Wettbewerbsintensität und niedrigen Preisen (etwa in Spanien sowie in der zweiten und dritten Runde 2017 in Deutschland) werden erst die künftigen Realisierungsraten (und deren Ursachenanalyse) zeigen, ob die von den erfolgreichen Bietern geforderten Vergütungen auskömmlich waren.

Häufig wird ein Vergütungsrückgang im Laufe mehrerer Ausschreibungsrunden als kausale Wirkung des Politikinstrumentes Ausschreibungen bewertet (IRENA 2017). Dem ist einerseits zu entgegen, dass die Kosten neuer Windenergieprojekte weltweit ohnehin seit Dekaden und insbesondere seit 2012 konstant rückläufig sind (IRENA 2018, S. 94), in vielen Ländern jedoch andere Politikinstrumente als Ausschreibungen genutzt werden (REN21 2017, S. 123). Andererseits zeigt etwa die Analyse der Ausschreibungsergebnisse 2017 in Deutschland, dass die Vergütungen hier auch bei Fortgellen der Degression im System der Festvergütung in vergleichbarem Maße gesunken wären (Grashof et al. 2018). Dies verdeutlicht, dass ein Vergütungsrückgang in

einem Ausschreibungssystem alleine nicht belegt, dass die Ursache hierfür in dem gewählten Politikinstrument liegt; dafür wären vertiefte Analysen auch anderer wesentlicher Einflussfaktoren notwendig. Mithin stellt sich die Frage, in welchen Fällen Ausschreibungen tatsächlich Vergütungen senken und wann sie eher ein ohnehin rückläufiges Kostenniveau sichtbar machen (vgl. die entsprechenden Analysen in Toke 2015).

Zur Akteursstruktur der erfolgreichen Bieter:

Nicht in allen Fällen konnte die Akteursstruktur der erfolgreichen Bieter ermittelt werden, da die zugrundeliegenden Informationen oftmals schwer verfügbar sind. In Brasilien, Spanien und Südafrika konnte in den jüngsten Ausschreibungsrunden eine Tendenz zur Marktonkonzentration hin zu sehr großen, international tätigen Unternehmen festgestellt werden, mit teils sehr hohen Zuschlagsanteilen bei den Ausschreibungsrunden. Neben Größenvorteilen bei der Beschaffung etwa von Windturbinen haben diese häufig günstige Kapitalkosten, was in wettbewerblichen Ausschreibungen einen relevanten Preisvorteil darstellen kann. In Deutschland stellt der Erhalt der Akteursvielfalt eines der im Erneuerbare-Energien-Gesetz verankerten Politikziele dar und es wurden gesonderte Teilnahmeregelungen für Bürgerenergiegesellschaften eingerichtet. Allerdings wurden diese 2017 – teils in sehr hohem Maße – von größeren Windenergie-Projektierungsunternehmen genutzt und das eigentliche Politikziel damit verfehlt¹.

¹ Eine detaillierte Analyse der Akteursstrukturen der bisherigen Windenergie-Ausschreibungen in Deutschland unter Mitwirkung der Autoren dieser Studie befindet sich aktuell in der Fertigstellung (Grashof et al. im Erscheinen, 2018a).

2 Einleitung: Ausschreibungen für Windenergieanlagen als energiepolitisches Instrument

Die Funktion staatlich organisierter Vergütung für EE-Strom hat sich in den vergangenen Jahren gewandelt: von einer Förderung, d.h. dem Ausgleich der Differenz zwischen höheren EE-Erzeugungskosten und niedrigeren allgemeinen Strompreinsniveaus, hin zu einer Gewährleistung langfristiger Stromabnahmeverträge, die im Wesentlichen eine Finanzierbarkeit mit Fremdkapital („bankability“) von Projekten ermöglichen sollen, auf einem Preisniveau, das Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke inzwischen teils (deutlich) unterschreitet (Ram et al. 2017; REN21 2017).

Die hierfür zur Verfügung stehenden Vergütungssysteme sind im Grundsatz unverändert: Weltweit nutzt mit 80 nach wie vor die größte Zahl der Länder garantierte Einspeisevergütungssysteme und auch die Zahl derjenigen mit Net-Metering-Systemen blieb mit rund 50 nahezu konstant. Allerdings stieg die Zahl der Länder, die (auch) EE-Ausschreibungen durchführen, von 10 (2014) auf 34 (2016) und ist damit auf dem Niveau von Ländern mit EE-Quotensystemen (32) (REN21 2017). Eine entsprechende Vorgabe in den Umwelt- und Energiebeihilferichtlinien der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2014 wird hier für einen weiteren Anstieg sorgen (European Commission 2014).

Die vorliegende Studie geht der Frage nach, welche Lehren aus den aktuellen Erfahrungen mit Ausschreibungssystemen für Windenergie in Argentinien, Brasilien, Deutschland, Italien, Spanien und Südafrika sowie den historischen in Großbritannien und Irland für Länder gezogen werden können, in denen ebenfalls über die Einführung von EE-Ausschreibungen nachgedacht wird. Wesentliche Aspekte sind hier die infolge der Ausschreibungen erzielte EE-Zielerreichung, die Kostenentwicklung bei den zu bezahlenden Vergütungen, die Akteursstruktur der in den Ausschreibungen erfolgreichen Unternehmen sowie die Investitionssicherheit aus Sicht der betroffenen Unternehmen.

Die Befürworter von Ausschreibungen führen insbesondere drei Gründe für deren Vorteilhaftigkeit gegenüber anderen Instrumenten ins Feld (Cozzi 2012; del Rio und Linares 2014; Held et al. 2014; Haufe und Ehrhart 2015):

- zum ersten eine höhere ökonomische Effizienz im Vergleich zur administrativen Festlegung von Vergütungen, da die Vergütungen im Wettbewerb ermittelt werden
- zum zweiten die Annahme, die wettbewerblich ermittelten Vergütungen entsprächen eher den ‚wahren‘ Kosten als wenn sie administrativ festgelegt werden

- zum dritten, dass sich mittels maximal zulässiger Ausbaumengen bzw. Kostenbudgets der EE-Ausbau mengenmäßig besser kontrollieren lasse.

In vorhergehenden Studien des IZES zu Ausschreibungsverfahren (Grashof 2013; Hauser et al. 2014; Hauser und Kochems 2014) wurde gezeigt, dass zwischen der Erreichung von Kosteneffizienz, Erreichung der EE-Ausbauziele und Akteursvielfalt erhebliche Zielkonflikte bestehen. Diese Analysen werden mit der vorliegenden Studie erweitert. Im Zuge der Analysen der länderspezifischen Ausschreibungssysteme wurden die im Folgenden beschriebenen Informationen ermittelt, die wiederum den übergeordneten Aspekten EE-Zielerreichung, Kostenentwicklung, Akteursstruktur und Investitionssicherheit zugeordnet wurden. Dabei wird jeweils versucht, eine dynamische Perspektive einzunehmen, und nicht nur kurzfristige Effekte zu untersuchen, sondern auch mittelfristige Entwicklungen.

Unter dem Aspekt der **EE-Zielerreichung** wurde jeweils der zuletzt verfügbare Stand der Projektrealisierungen infolge der einzelnen Ausschreibungsrunden analysiert. Ferner wurde – sofern es die Datenlage zuließ – derjenige Stand der Projektrealisierungen ausgewertet, der zeitlich auf den Ablauf der ursprünglichen Realisierungsfrist einzelner Auktionsrunden folgte und diesem am nächsten kam. Dadurch sollte untersucht werden, ob die bisherigen Inbetriebnahmen fristgerecht erfolgt sind bzw. in welchem Maße verzögerte Realisierungen oder Nichtrealisierungen zu konstatieren sind. Einschränkend sei in puncto EE-Zielerreichung darauf hingewiesen, dass bei den betrachteten Ausschreibungen der Umsetzungszeitraum zur Inbetriebnahme der Projekte teilweise noch nicht abgeschlossen ist. Insbesondere dann, wenn daher noch keine oder nur wenige der bezuschlagten Anlagen realisiert wurden, können auch die Preisergebnisse der Auktionsrunden noch nicht als tatsächlich erzielte Vergütungen bewertet werden, sondern lediglich als Ankündigungen künftiger Vergütungshöhen (siehe unten). Sofern möglich wurden hier entsprechende Indizien dargestellt, die auf eine höhere bzw. niedrigere zu erwartende Realisierungsrate hindeuten.

Eine wesentliche Motivation, Ausschreibungssysteme einzurichten, besteht darin, durch Wettbewerb eine **Kostenreduktion** bei der Vergütung für erneuerbare Energien zu erzielen (s.o.)². Um zu bewerten, inwiefern die zu beobachtende Kostenentwicklung durch das Instrument der Ausschreibungen bzw. seine konkrete Ausgestaltung kausal erklärt werden können, wären vertiefte Untersuchungen erforderlich. Dies betrifft einerseits den jeweiligen landesspezifischen Kontext, d.h. welche weiteren Faktoren maßgeblichen Einfluss auf die Auktionsergebnisse ausübten und wie stark dieser jeweils war – zu nennen sind hier etwa Veränderungen der allgemeinen wirtschaftlichen

² Es ist nicht Teil dieser Studie, Auswirkungen von Ausschreibungen auf allgemeinere Energiesystemkosten zu bewerten. Hierzu wären etwa Vergütungsniveaus für Windstrom mit erforderlichen Netzausbaukosten ins Verhältnis zu setzen.

Situation oder der Kosten für Eigen- und Fremdkapital. Zudem sind internationale Einflüsse von Relevanz, z.B. das globale Preisniveau für wesentliche EE-Anlagenkomponenten, die im Wesentlichen von der Nachfrage in den Haupt-Zubauländern beeinflusst werden. Bei der Windenergie an Land waren das 2017 China (37% Marktanteil am globalen Zubau von rund 53 GW), die USA (13%), Deutschland (13%), Großbritannien (8%) sowie Indien (8%)³. Weltweit sind die Kosten für neue Windenergieprojekte in den vergangenen Jahren deutlich zurückgegangen, unabhängig davon, welches Politikinstrument genutzt wurde (IRENA 2018, S. 94). Daher kann nicht im Einzelnen bewertet werden, welcher Anteil beobachteter Preisentwicklungen in den hier untersuchten Ländern kausal auf die durchgeführten Ausschreibungen zurückgeführt werden kann, und welcher auf andere Einflussfaktoren. Sofern allerdings Veränderungen des Auktionsdesigns oder anderer wichtiger Rahmenbedingungen in Erfahrung gebracht wurden, die einen Einfluss auf die Preisergebnisse haben können, ist dies jeweils ausgewiesen. Zudem sind Preisergebnisse belastbar erst nach Kenntnis der Realisierungsraten der betreffenden Ausschreibungsrunde bewertbar; zuvor stellen sie lediglich Ankündigungen künftiger Vergütungshöhen dar, die sich nicht verwirklichen müssen.

Eine hohe **Akteursvielfalt** im Sinne einer strukturellen Heterogenität der Entwickler und späteren Eigentümer von Windenergieanlagen kann mehrere Vorteile mit sich bringen (Grashof et al. im Erscheinen, 2018b):

- Der Wettbewerb in einem Markt (hier z.B. um Standorte für Windenergieprojekte) kann üblicherweise dann gut funktionieren, wenn kein einzelner Akteur dominiert und eine Heterogenität von Akteuren erkennen lässt, dass keine Marktzutrittsbarrieren bestehen (weder für neue Akteure insgesamt noch für bestimmte Akteursarten). Ein sehr starker Wettbewerb kann große Unternehmen begünstigen, sofern auf dem Markt Skaleneffekte bestehen, d.h. sich mit einem größeren Angebot günstigere Preise bzw. Wettbewerbsbedingungen erzielen lassen. Dieser kann die Preise auf dem betreffenden Markt zunächst senken. Mittelfristig kann es infolge der besseren Wettbewerbschancen hier allerdings zu einer Marktkonzentration zugunsten dieser größeren Akteure kommen.
- Eine große und langfristige gesellschaftliche Transformation, wie sie die Energiewende darstellt, erfordert umfangreiche technische, organisatorische und soziale Innovationen. Unternehmen unterschiedlicher Größe, Wertschöpfungsstufe usw. haben typischerweise auch ein unterschiedliches Innovationsverhalten. Je heterogener die Akteursstruktur, desto breiter kann mithin das Innovationsverhalten sein, das von den Akteuren insgesamt erwartet werden kann.

³ Global Wind Energy Statistics des Global Wind Energy Council, verfügbar unter <http://gwec.net/global-figures/graphs/>.

- Strukturschwache ländliche Räume haben vielfach mit Abwanderung zu kämpfen. Windenergieprojekte, die für eine regionale Wertschöpfung in der jeweiligen Anlagenstandortregion sorgen, können ein Mittel darstellen, hier bessere Erlösmöglichkeiten zu schaffen: durch Erlöse aus Eigenkapitalanteilen, Pachten oder für lokale Zuliefer- bzw. Serviceunternehmen und hiermit verbundene Steuereinnahmen.
- Windenergieanlagen haben vielerorts mit Akzeptanzschwierigkeiten zu kämpfen. Die Faktoren, die zu einer Akzeptanz konkreter Windprojekte führen, sind komplex. Die umfangreiche Forschung insbesondere der letzten Dekaden zur Akzeptanz von Windenergie zeigt allerdings die Wichtigkeit von Verfahrens- und Verteilungsgerechtigkeit bei der Umsetzung solcher Projekte: Haben lokale Anwohner den Eindruck, sich sowohl an wesentlichen Planungsentscheidungen beteiligen zu können (z.B. bezüglich konkreter Anlagenstandorte) als auch an Erlösen (durch eine Beteiligung etwa am Eigenkapital der Projektgesellschaft), kann dies die Voraussetzungen für die Akzeptanz eines Projektes vor Ort deutlich verbessern. Ebenso zeigen Forschungsergebnisse, dass lokal verankerten Projektentwicklungsunternehmen häufig ein höheres Vertrauen entgegen gebracht wird als solchen, die als von außen kommend wahrgenommen werden.

Analysen hinsichtlich der **Investitionssicherheit** aus der Sicht von (potentiellen) Bietern in den Ausschreibungen ergänzen die Darstellung, soweit im Zuge der Recherchen Erkenntnisse gewonnen werden konnten, die hier Einblick in spezifische Charakteristika von Windenergie-Ausschreibungsverfahren erlauben. Fragen der Investitionssicherheit wurden gegenüber den vorgenannten Aspekten jedoch nachrangig verfolgt, da hierfür häufig nicht ausreichend Daten verfügbar waren (vgl. auch die entsprechenden Analysen zu vergütungssystemspezifischen Risiken in TU Wien 2017, S. 17).

3 Ausschreibungen während der Startphase der industriellen Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung

3.1 Großbritannien

In Großbritannien wurden im Rahmen der sogenannten ‚Non Fossil Fuel Obligation‘ (NFFO) bereits in den 90er Jahren erste Erfahrungen mit Ausschreibungen für Wind Onshore-Projekte gesammelt. Im Folgenden sollen zunächst die wesentlichen Rahmendaten sowie die grundlegenden Auktionsdesignelemente vorgestellt und im Anschluss eine Bewertung der praktizierten Ausschreibungsverfahren vorgenommen werden. Die Betrachtung hier beschränkt sich auf die in England und Wales durchgeführten NFFO; ähnliche Systeme existierten in Schottland und Nordirland.

3.1.1 Die Non Fossil Fuel Obligations in England und Wales

Im Rahmen des NFFO-Programms, das ursprünglich dem Ziel der Unterstützung kern-technischer Energie diene (Mitchell 1995, 1078f), fanden zwischen 1990 und 1998 fünf Ausschreibungsrunden für Erneuerbare Energien, darunter auch Windenergie Onshore, statt. Es wurden jeweils Kapazitätsauktionen abgehalten, im Rahmen derer die Auktionsteilnehmer wettbewerbliche Gebote abgeben konnten (Gross und Heptonstall 2010, S. 8), die neben der angebotenen „verfügbaren“ Leistung⁴ jeweils eine Prämienzahlung pro Kilowattstunde enthielten (premium price). Diese diene dem Ausgleich der Differenz zu dem durchschnittlichen monatlichen Strombezugspreis (average monthly pool purchasing price) (Mitchell 1995, S. 1077, 1996, S. 164). Somit sollte durch eine Art ‚fixe Marktprämie‘ die dem Anlagenbetreiber entstehende Kostendifferenz zwischen den Projektkosten und dem Stromgroßhandelspreis ausgeglichen werden. Die im Zuge der Privatisierung der Elektrizitätswirtschaft neu entstandenen regionalen Stromversorgungsunternehmen („Regional Energy Companies“; RECs) waren zur Abnahme des Stromes unter Zahlung des Prämienpreises verpflichtet. Durch eine Umlage auf die Stromverbraucher in Form einer Abgabe namens ‚Fossil Fuel Levy‘ (FFL) erfolgte eine Rückerstattung der dadurch entstehenden Kosten (Gross und Heptonstall 2010, S. 8).

Die politische Zielsetzung sah eine – nicht nach Technologiegruppen spezifizierte – EE-Leistungsinstallation von 600 MW ‚Declared Net Capacity‘ (DNC⁴) bis 2000 vor,

⁴ Unter „verfügbarer“ Leistung ist im Rahmen der NFFO die sogenannte ‚Declared Net Capacity‘ (DNC) einer Anlage (mit fluktuierender Erzeugung) zu verstehen, d.h. die Leistung, bei der diese Anlage eine im Vergleich mit einer fossilthermischen Grundlaststromerzeugungsanlage gleich hohe Jahresstromerzeugung generiert. Somit handelt es sich um das Produkt aus Nennleistung der Anlage und Kapazitätsfaktor. Nachvollzogen werden kann dies bei Wisser, der beispielhaft die „verfügbare“ Leistung (DNC) einer 4 MW-Windenergieanlage bei einem Kapazitätsfaktor von 25% mit 1 MW DNC angibt (vgl. Wisser 2002, S. 2).

die später auf 1.000 MW DNC bzw. 1.500 MW DNC nach oben korrigiert wurde (vgl. Mitchell 1996, S. 164). Im Auktionsdesign unterschieden sich insbesondere die ersten beiden Auktionsrunden NFFO1 (1990) und NFFO2 (1991) wesentlich von den weiteren drei Runden NFFO3 (1994), NFFO4 (1997) und NFFO5 (1998), weshalb keine direkte Vergleichbarkeit gegeben ist.

Im Rahmen von **NFFO1** im Jahr 1990 wurden insgesamt 75 Bieter mit zusammen 152 MW DNC an EE-Kapazitäten bezuschlagt, davon 12,21 MW DNC an Windenergie (9 Projekte). Von den Windenergieprojekten wurden wiederum sieben mit einer Gesamtleistung von 11,7 MW DNC tatsächlich errichtet (Mitchell 1996), was einer leistungsbezogenen Erfüllungsquote von gut 95% entspricht. Die Preise wurden im Rahmen der NFFO1 anhand sogenannter ‚cost justification‘ bestimmt, einem Abstimmungsprozess zwischen Erzeugern und den zur Abnahme des Stromes verpflichteten RECs, bei dem eine Einzelbetrachtung der Projekte erfolgte, sodass kein Wettbewerb zwischen den Projekten auftrat (Mitchell 1995, S. 1080; IRENA und GWEC 2012, S. 123). Die englische Regulierungsbehörde (Office of Electricity Regulation; OFFER) als Vorläuferin der heutigen Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) legte zusätzlich zu einer Prüfung der Projektfinanzen die Präqualifikationsanforderungen für die teilnehmenden Projekte fest, die unter anderem folgende Aspekte umfassten (Mitchell 1995, S. 1080):

- Standortverfügbarkeit mit guten Aussichten auf den Erhalt einer Plangenehmigung,
- zufriedenstellende Aussichten auf Gewährung des Wegerechts und anderer notwendiger Voraussetzungen für den Netzanschluss,
- die technische Machbarkeit des Projektes und Plausibilität der prognostizierten Energielieferung,
- ein realistisches Inbetriebnahmedatum sowie
- eine ordentliche Darlegung und Begründung des Projektkapitals und der Projektkosten.

Da die große Bieterzahl⁵ im Rahmen des Auktionsprozesses zu einer massiven Überschreitung des Auktionsvolumens geführt hätte, wurde eine Preisgrenze bei 6 p/kWh festgelegt, die später auf 9 p/kWh aufgrund der Kostenstruktur bei Wind Onshoreenergie angehoben wurde (ebd.). Die erworbenen ‚power purchase agreements‘ (PPAs)

⁵ Insgesamt wurden 370 Bieter über die Technologiesparten hinweg registriert (Mitchell 1995, S. 1081).

galten aufgrund eines mit der EU-Kommission ausgehandelten Kompromisses bis 1998, also für acht Jahre.⁶

Eine wesentliche Neuerung bei den **NFFO2**-Auktionen im Jahr 1991 bestand darin, dass diese als Einheitspreisauktion ausgestaltet wurden, bei der jeweils die letzte bezuschlagte Anlage einer Technologiegruppe (Wind Onshore, PV etc.) mit den höchsten Grenzkosten – dem ‚marginal price of technology band‘ (Faber et al. 2001, S. 19) – preisfestsetzend für das betreffende Technologiesegment war. Hierdurch entstanden für diejenigen Erzeuger mit günstigerer Kostenstruktur als die Grenzanlage entsprechende zusätzliche Renditen. Insgesamt erhielten im Rahmen der NFFO2 ca. 472 MW DNC einen Zuschlag. Es fand ein Zubau von 53,91 MW DNC an Windenergie statt, womit nur 26 der 49 bezuschlagten Windprojekte mit einer Gesamtleistung von 84,43 MW DNC realisiert wurden (Mitchell 1996, S. 173). Somit lässt sich für Windenergie eine leistungsbezogene Erfüllungsquote von knapp 64% ermitteln, die wesentlich unter derjenigen der NFFO1 liegt. Dadurch, dass zu dem Zeitpunkt der NFFO2 keine Zahlungen über 1998 hinaus gewährleistet waren, war wegen des kürzeren Zahlungszeitraumes mit höheren Prämien im Vergleich zu NFFO1 zu rechnen. Durch die hohen Prämie bei Wind Onshore mit 11 p/kWh waren gute Renditen zu erwarten (Mitchell 1995, S. 1081). Dies kann somit eher nicht die geringere Realisierungsrate erklären.

Durch die zeitgleiche Entwicklung vieler Projekte im Rahmen der Ausschreibungszyklen entstand der Eindruck von ‚Zubauschüben‘ (Gross und Heptonstall 2010, S. 8). Das führte wiederum dazu, dass sowohl der Zubaugeschwindigkeit als auch der Standortwahl ein erhöhtes Augenmerk galt und lieferte somit Ansatzpunkte für Widerstände gegen den Ausbau der Windenergie (Mitchell 1996). Erschwerend kam hinzu, dass eine große Zahl der windstärksten Standorte an landschaftlich bedeutenden Stellen liegen, wodurch die Genehmigung einiger bereits bezuschlagter Projekte scheiterte (Wiser 2002, 3f). Das mit dem Jahr 1998 knapp bemessene Enddatum für die PPAs war verantwortlich für hohen Zeitdruck, der dazu führte, dass der überwiegende Teil (83%) der im Rahmen von NFFO1 und NFFO2 errichteten Windturbinen aus dem Ausland stammte (Mitchell 1996).

Im Rahmen von **NFFO3** erhielten 1994 insgesamt rund 627 MW DNC an Kapazitäten einen Zuschlag, davon 245,9 MW DNC aus 55 Windprojekten (NFFPA 2018, 2010). Etwa 146 MW DNC Windenergieleistung wurden tatsächlich errichtet (NFFPA 2018). Erstmals erfolgte eine Differenzierung in kleinere Windprojekten mit weniger als 1,6

⁶ Dabei bestand auch die Möglichkeit, dass bereits existierende Windparks („existing parks“ bzw. auch andere EE-Anlagen) nachträglich an den Auktionen teilnahmen. Allerdings geht aus den Dokumenten nicht klar hervor, wie viele der bezuschlagten Windparks bereits in Betrieb waren und welche Auswirkungen dies auf die Preisbildung in den Auktionen hatte (Mitchell 1995, S. 1080).

MW DNC, wo 34 Projekte mit 19,71 MW DNC und einem mittleren Prämienpreis von 5,29 p/kWh bezuschlagt wurden, und größere Windprojekte mit mehr als 1,6 MW DNC, von denen 31 Projekte mit 145,91 MW DNC bei einem mittleren Prämienpreis von 4,32 p/kWh erfolgreich waren (NFPA 2010; Mitchell 1996). Das Interesse überstieg das Auktionsvolumen bei weitem: 1.870 MW DNC an potenziellen Erzeugungskapazitäten mussten abgelehnt werden, was Diskussionen über fehlende Klarheit der energiepolitischen Ausrichtung und der Ausgestaltung der NFFOs auslöste (Mitchell 1996). Allerdings wurde ein großer Teil der bezuschlagten Projekte nicht realisiert (Mitchell und Connor 2004, S. 1937). Die Auktionen fanden von NFFO3 an als preisdifferenzierte ‚pay as bid‘-Auktionen statt. Zudem wurden PPAs für eine Dauer von 15 Jahren vergeben (Wiser 2002, S. 3), da eine diesbezügliche Einigung mit der EU-Kommission erfolgt war (Mitchell und Connor 2004, S. 1937). Eine weitere Neuerung war die Einräumung einer ‚Fünfjahresfrist‘ für die Erzeuger zum Erhalt einer Plangenehmigung, die den zeitlichen Druck auf die Projekte gegenüber den ersten beiden Runden entschärfte, sodass insgesamt die Finanzierung der Projekte erleichtert wurde (Mitchell 1996). Im Zeitraum von 1994 bis 1997 waren allerdings weiterhin Schwierigkeiten beim Erhalt von Plangenehmigungen festzustellen, die teilweise aus der Umsetzung von NFFO1 und NFFO2 resultierten (Mitchell und Connor 2004, S. 1937). Die Fünfjahresfrist setzte zudem einen Anreiz zu strategischem Bieten, da die Möglichkeit bestand, in Erwartung sinkender Technologiekosten niedrige Gebote abzugeben (Wiser 2002, S. 3).

NFFO4 im Jahr 1997 erbrachte einen Zuschlag für rund 843 MW DNC an erneuerbaren Kapazitäten. Bei der Windenergie fand wieder eine Differenzierung zwischen kleineren und größeren Projekten statt, wobei die Grenze bei 0,768 MW DNC festgesetzt wurde. Es wurden 48 kleinere Windprojekte mit einer durchschnittlichen Prämienhöhe von 3,53 p/kWh sowie 17 größere mit einem mittleren Prämienpreis von 4,57 p/kWh bezuschlagt (NFPA 2010). Zusammen umfassen sie 340,7 MW Windenergieleistung, von diesen wurden jedoch nur 46,7 MW realisiert (NFPA 2018). Auch bei den NFFO4 lag mit fast 900 Geboten über kumuliert 8.387 MW eine hohe Überzeichnung vor (Mitchell 1996).

Im Rahmen von **NFFO5** im Jahr 1998 wurden 1.177 MW DNC bezuschlagt (Wiser 2002, S. 3). Erneut fand eine Differenzierung in kleinere und größere Windprojekte statt. Die Kapazitätsgrenze lag bei 0,995 MW DNC, wobei 36 kleinere Projekte mit einer durchschnittlichen Prämienhöhe von 4,18 p/kWh und 33 größere mit einer durchschnittlichen Prämie von 2,88 p/kWh erfolgreich waren (NFPA 2010). Zusammen umfassen sie 368,8 MW Windenergieleistung, von diesen wurden jedoch nur 7,4 MW realisiert (NFPA 2018).

Die letzten Gebotsrunden wurden weitestgehend als finanziell unrentabel eingestuft (IRENA 2013, S. 124). Tabelle 1 fasst die Ausgestaltung der NFFO-Auktionen sowie die wesentlichen Ergebnisse für Windenergie zusammen.

Tabelle 1: Übersicht über die NFFO-Auktionen für Windenergie

	NFFO1	NFFO2	NFFO3	NFFO4	NFFO5
Vertragsperiode	1990-1998	1991-1998	1994-2009	1997-2012	1998-2013
Preisbestimmung	bilaterale Vereinbarungen	uniform price	pay as bid	pay as bid	pay as bid
bezuschlagte EE-Leistung [MW DNC]	152	472	627	843	1177
bezuschlagte Windleistung [MW DNC]	12.2	84.4	245.9	340.7	368.8
errichtete Windleistung [MW DNC]	11.7	53.9	146.0	46.7	7.4
Erfüllungsquote [%]	95.8%	63.9%	59.4%	13.7%	2.0%
Durchschnittspreis Windenergie gesamt* [p/kWh]	10	11	4.43	3.56	2.88
Durchschnittspreis kleinere Windenergieprojekte* [p/kWh]			5.29	3.53	4.18
Durchschnittspreis größere Windenergieprojekte* [p/kWh]			4.32	4.57	2.88

*Darstellung: IZES gGmbH in Anlehnung an Faber et al. 2001; NFFA 2010; IRENA und GWEC 2012; Wisser 2002; NFFA 2018. Hinweis: * Bei den angegebenen Werten ist aufgrund unterschiedlicher Ausgestaltungen und differenzierender Schwellenwerte keine Vergleichbarkeit gegeben.*

Über alle fünf Runden hinweg wurden rund 1050 MW Windenergieleistung bezuschlagt, von diesen jedoch nur 266 MW (25,3 %) realisiert. Damit lässt sich feststellen, dass die NFFO-Mechanismen zwar einerseits erste Impulse zum Zubau an Windenergieanlagen lieferten und für das Entstehen einer Windindustrie in Großbritannien sorgten (Mitchell 1995, S. 1085). Andererseits waren sie durch ein hohes Maß an Nichtrealisierungen, insbesondere in den späteren Auktionsrunden sowie durch energiepolitische und planungstechnische Unsicherheiten (Mitchell 1995, S. 1089) geprägt. Insbesondere hinsichtlich der Zielsetzungen zum Ausbau der EE bestanden anfänglich Ungewissheiten, die sich darin widerspiegelten, dass kein konkretes Ausbauziel vorhanden bzw. eine häufige Zielanpassung zu beobachten war. Dies erschwerte eine Abstimmung des Ausschreibungssystems auf das politisch gewünschte Ausbauziel.

Aus Sicht des Auktionsdesigns sind vor allem folgende Ausgestaltungen zu kritisieren, durch deren Zusammenwirken der Erfolg der NFFO mäßig ausfiel:

- Das zu niedrig angesetzte Auktionsbudget: Der Angebotsüberhang in den Auktionsrunden legt die Vermutung nahe, dass die NFFO einen ruinösen Wettbewerb generierten. Im Zusammenspiel mit der fehlenden Pönalisierung und zu

optimistischen Kosteneinschätzungen erfolgte häufig eine Bezuschlagung zu niedriger, unwirtschaftlicher Gebote (Mitchell und Connor 2004, S. 1937). Die Folge war, dass viele nicht erfolgreiche Projektierer vergeblich Zeit und Mittel investierten (Mitchell 1995, S. 1084). Der hohe Wettbewerbsdruck hätte durch eine Ausweitung des Auktionsbudgets abgeschwächt werden können (Mitchell und Connor 2004, S. 1937).

- Die fehlende Pönalisierung: Infolge des niedrigen Ausschreibungsvolumens schien sich das Konzept zu etablieren, sich durch Abgabe eines niedrigen Gebotes einen Zuschlag zu sichern. Die anschließende Nichtrealisierung des Projektes hatte keine Konsequenzen, sodass sich der strategische Vorteil nutzen ließ, durch das eigene erfolgreiche Gebot Konkurrenten von einer Projektrealisierung abzuhalten (ebd.).
- Das Entwicklungsstadium der Projekte: Der Zuschlag im Rahmen der NFFO wurde in einem frühen Projektstadium erteilt, bereits vor der Erteilung einer Plangenehmigung. In der Praxis scheiterten einige Projekte am Erhalt dieser Genehmigung (IRENA und GWEC 2012, S. 122). Zudem war eine unzureichende Abstimmung zwischen den Planungs- und den Ausschreibungsverfahren festzustellen (Mitchell 1995, S. 1089).
- Die mangelnde Planungssicherheit: Der lange Zeitraum zwischen NFFO2 und NFFO3 sorgte für Verunsicherung bei potenziellen Erzeugern und Investoren. Mitchell identifizierte diese Unsicherheiten und das fehlende Bekenntnis zu einer Politik für erneuerbare Energien als ein grundlegendes Problem britischer Politik (Mitchell 1995, S. 1083). Die Tatsache, dass lange ungeklärt blieb, ob nach den NFFO5 eine weitere Finanzierung erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung politisch gewünscht ist und ob weitere Fördermodelle auf den Weg gebracht werden, stützt diese These.

Die Parallelentwicklung der Projekte im Rahmen der Ausschreibungszyklen und der Zeitdruck hatten zur Folge, dass die Entwicklung inländischer Produktionskapazitäten gehemmt wurde und ein hoher Anteil der errichteten Windenergieanlagen von ausländischen Herstellern stammte (Gross und Heptonstall 2010, S. 9; Mitchell 1995, S. 1082).

Die Möglichkeit zur Sicherung eines Zuschlags durch Abgabe eines sehr niedrigen Gebotes stellte zusammen mit der Ausstattung mit den nötigen finanziellen Sicherheiten Markteintrittsbarrieren dar, durch die insbesondere kleinere Unternehmen benachteiligt wurden. Für kleinere Projekte unabhängiger Erzeuger existierten Schwierigkeiten, eine Finanzierung zu erhalten (ebd.). Da finanzstärkere Unternehmen eher in der Lage waren, Projektentwicklungskosten bei Nichtrealisierung in Form von ‚sunk costs‘ zu verkraften, erzeugte dies zusammen mit anderen Faktoren, wie der Komplexität

des Auktionsprozesses, dem ungewissen Auktionsergebnis sowie den finanziellen Risiken, erhebliche Unsicherheiten für weniger finanzkräftige Unternehmen. Dies führte wiederum zu einer Marktkonzentration auf größere Firmen – typischerweise Tochterfirmen der etablierten Energieversorgungsunternehmen (Gross und Heptonstall 2010, S. 9).

3.1.2 Beurteilung der Ausschreibungsverfahren gemäß des eingangs formulierten Zielkanons

In diesem länderspezifischen Kapitel soll eine Beurteilung der jeweils praktizierten Ausschreibungsverfahren unter Berücksichtigung der eingangs formulierten Ziele Akteursvielfalt, Zielerreichung und Kosteneffizienz erfolgen. Diese werden durch die Betrachtung des Ziels der Investitionssicherheit ergänzt.

Zielerreichung beim EE-Ausbau

Es lässt sich festhalten, dass die Erfüllungsquoten im Rahmen der NFFO-Auktionen nach der ersten Runde kontinuierlich absanken. Über alle fünf Runden hinweg wurden rund 1050 MW Windenergieleistung bezuschlagt, von diesen jedoch nur 266 MW (25,3 %) realisiert. Die offenbar teilweise unrealistischen Gebote im Rahmen der NFFO führten zu Zielverfehlungen, eventuell auch, weil keine klare längerfristige Zielsetzung für den Windenergieausbau existierte.

Niveau der durch Ausschreibungen ermittelten Vergütung

Das Umfeld, innerhalb dessen die NFFO praktiziert wurden, erschwert eine Beurteilung, ob und in wie fern durch die NFFO Kostensenkungen erreicht wurden. In den Neunzigerjahren war weltweit eine sinkende Preisentwicklung bei Windturbinen zu beobachten, wobei der Einfluss Großbritanniens auf diesen Preisrückgang angesichts eines geringen Marktanteils sowie eines hohen Importanteils bei den durchgeführten Windenergieprojekten von vernachlässigbarer Bedeutung gewesen zu sein scheint (Gross und Heptonstall 2010, S. 9). Der im Rahmen der NFFO aufgetretene Preisrückgang⁷ lässt sich nicht mit der Kostenentwicklung der Projekte gleichsetzen, da einerseits die Dauer der abgeschlossenen PPAs nach den NFFO2 auf 15 Jahre ausgedehnt wurden und andererseits der Anteil an Nichtrealisierungen mit jeder Auktionsrunde anstieg. Letzteres könnte einen Indikator dafür darstellen, dass der ermittelte Preis für einen zunehmenden Anteil an Projekten nicht mit den tatsächlichen Kosten dieser Pro-

⁷ Die durchschnittlichen Gebotspreise in der letzten Auktionsrunde lagen durchschnittlich bei lediglich 2,88 p/kWh bzw. 4,18 p/kWh für ein 15jähriges PPA, wohingegen bei den noch auf 8 Jahren vereinbarten PPAs der ersten Auktionsrunde im Durchschnitt 10 p/kWh und somit nominal mehr als der doppelte Betrag bezogen auf eine kWh zu zahlen waren.

jekte übereinstimmte (vgl. die o.g. ‚underbidding‘-Problematik). Der Zielkonflikt zwischen Kosteneffizienz und Zielerreichung wurde somit im Zuge der NFFO zu Lasten der Zielerreichung entschieden.

Akteursstruktur der erfolgreichen Bieter

Hinsichtlich des Kriteriums der Akteursvielfalt lässt sich keine abschließende Bewertung treffen, da bei den bezuschlagten bzw. realisierten Projekte nicht auf eine detaillierte Aufschlüsselung zurückgegriffen werden konnte. Dennoch wird in der zitierten Literatur auf strukturelle Benachteiligungen kleinerer Unternehmen und eine starke Präsenz großer Projektierer verwiesen (Mitchell 1995, 1996; Gross und Heptonstall 2010)). Die Nichtpönlisierung, die das Problem des ‚underbidding‘ verstärkte, führte offenbar zu Marktkonzentrationsprozessen.

Investitionssicherheit

Mit Blick auf die Investitionssicherheit lassen sich einige Elemente der NFFO kritisieren. So erschwerten die zunächst nur mit dem Zeithorizont 1998 festgesetzten politischen Rahmenbedingungen längerfristige Planungen bzw. die Ausarbeitung längerfristiger Strategien und generierten zudem erheblichen Druck auf eine zügige Projektrealisierung. Erste Widerstände gegen den Windenergieausbau dürften auch auf eine hohe Zahl an parallel entwickelten Projekten, die im Rahmen der NFFO bezuschlagt wurden, zurückzuführen sein. Der lange Zeitraum zwischen NFFO2 und NFFO3 verstärkte Investitionsunsicherheiten, zumal der zeitliche Abstand zwischen den Auktionsrunden für Investoren vorab nicht einzuschätzen war.

3.2 Irland

Irland setzte ähnlich wie Großbritannien in den Neunzigerjahren Ausschreibungsverfahren zur Bestimmung der Förderung Erneuerbarer Energien einschließlich Wind Onshore ein. In diesem Kapitel sollen die Grundzüge dieser Ausschreibungsverfahren beschrieben werden und daran anknüpfend eine Bewertung erfolgen.

3.2.1 Das Alternative Energy Requirement in Irland

Nach der ursprünglichen Zielsetzung sollten bis 1997 zunächst 75 MW an EE-Kapazitäten errichtet werden (Deloitte & Touche 2005, S. 235). Später wurde die Zielsetzung eines Zubaus von 500 MW bis 2005 definiert, der vorwiegend über Windenergieausbau erfolgen sollte. Diese Zielsetzung wurde später auf 718 MW nach oben korrigiert (DCENR 2005, S. 1), wobei eine erneute Anpassung im Zuge des sogenannten ‚Alternative Energy Requirement‘ (AER) von AER V und VI auf 500 MW bis 2007 erfolgte (IRENA und GWEC 2012, S. 95).

Das ‚Alternative Energy Requirement‘ wurde im Jahr 1995 eingeführt. Im Rahmen von sechs wettbewerblichen Ausschreibungsrunden wurden PPAs mit einer Laufzeit von bis zu 15 Jahren an die Erzeuger erneuerbaren Stroms vergeben, die die technischen Präqualifikationsanforderungen erfüllten und die niedrigsten Gebote zur Deckung der Ausschreibungsmenge des jeweiligen Technologiesegments abgaben (IRENA 2012, S. 94f). Qualitative Kriterien blieben bei der Auswahl der zu bezuschlagenden Projekte außen vor, um eine möglichst kostengünstige Erreichung der Ausbauziele zu gewährleisten (DCNER 2005, S. 1f). Das nationale Energieversorgungsunternehmen ESB (Electric Supply Board) musste den Strom abnehmen und schloss hierzu PPAs mit den Erzeugern ab, deren Kosten wiederum über eine Umlage, die sogenannte ‚Public Service Obligation‘ (PSO) auf die Stromverbraucher umgelegt wurden (IRENA und GWEC 2012, S. 95).

Von den im Zuge der ersten Runde AER I (1995) bezuschlagten 34 EE-Projekten wurden lediglich 22 errichtet, worunter sieben Windenergieprojekte mit einer Gesamtleistung von 46 MW waren (DCNER 2005, S. 3). Die gesamte EE-Zielmenge von 75 MW wurde mit ca. 71 MW unterschritten. In dieser ersten Runde erfolgte eine Auktionierung von Investitionszuschüssen (IRENA und GWEC 2012, S. 95).

In der zweiten Auktionsrunde AER II (1996) wurden keine Windenergieprojekte ausgeschrieben, sie richtete sich lediglich an Müllverbrennungs- und Biomasseanlagen.

Im Gegensatz zu der ersten Auktionsrunde erfolgte im Rahmen von AER III (1997) eine Auktion von Einspeisetarifen je produzierter kWh, die eine saisonale und tageszeitliche Anpassung erfuhren, deren zeitgewichtetes arithmetisches Mittel aber dem abgegebenen Gebot entsprach (ebd.). Erstmals wurde im Bereich der Windenergie eine Differenzierung zwischen größeren Windprojekten mit mehr als 5 MW Leistung

und kleineren mit niedrigerer Leistung vorgenommen. Infolge der bereits erwarteten Nichtrealisierung einiger Projekte wurde anstatt des angestrebten Ziels von 100 MW eine Gesamt-EE-Leistung von 158,75 MW bezuschlagt (DCNER 2005, S. 4). Zudem fand eine Verlängerung der Frist zur Umsetzung der Projekte von 1999 auf das Jahr 2000 statt (IRENA 2012, S. 95). Trotzdem scheiterten manche Projekte wegen Verzögerungen im Planungsverfahren am Erhalt einer Planungsgenehmigung oder aus anderen Gründen, insbesondere wegen schwieriger Standortzugänglichkeit (ebd.).

AER IV diente erneut der gezielten Förderung einer bestimmten Technologie, der Kraft-Wärme-Kopplung, nicht jedoch der Windenergie.

Die Ausschreibungsrunden AER V und AER VI waren insbesondere durch geänderte Präqualifikationsanforderungen infolge der in den ersten Phasen aufgetretenen Probleme charakterisiert. Zur Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren mussten beispielsweise die folgenden Prämissen erfüllt sein: Das Vorliegen einer gültigen Plangenehmigung sowie einer Lizenz von der Regulierungsbehörde und der Besitz des Standortes verbunden mit einem Rechtsanspruch auf Pachtzahlungen (DCNER 2005, S. 2). Die beiden Ausschreibungsrunden zielten auf eine möglichst genaue Erreichung des oben genannten Ausbauziels für erneuerbare Energien ab.

Im Rahmen von AER V (2001) wurden insgesamt 255 MW an EE-Kapazität ausgeschrieben, wobei bei der Windenergie Projekte mit einer Leistung von mehr bzw. weniger als 3 MW unterschieden wurden. Bis 2005 waren von diesen Windenergieprojekten erst 43 MW errichtet und 7,5 MW im Bau (DCNER 2005, S. 4, 8).

Im Zuge von AER VI (2003) wurden 365 MW an EE-Kapazität ausgeschrieben. Bis 2005 waren hiervon ca. 49 MW an Windenergieprojekten errichtet und weitere 166 MW im Bau, wobei der Schwellenwert zur Differenzierung kleinerer und größerer Windprojekte auf 5 MW angehoben wurde (vgl. DCNER 2005, S. 6f). 2004 lag der durchschnittliche Preis, der an die im AER-Programm bezuschlagten Erzeuger gezahlt wurde, bei 5,83 ct/kWh (Deloitte & Touche 2005, S. 241).

2005 erfolgte die Ankündigung, dass das AER-Programm durch ein System mit fixen Einspeisevergütungen abgelöst werde. 2006 erfolgte die Einführung der ‚renewable energy feed-in tariffs‘ (REFIT) (DCNER 2005, S. 2; IRENA und GWEC 2012, S. 242, 2012, S. 96). Im Gegensatz zu den AER-Auktionen wurde eine gültige Netzanschlusszusage als Voraussetzung für den Erhalt einer Förderung festgelegt (Deloitte & Touche 2005, S. 242).

Das AER-Programm kann lediglich einen geringen Erfolg verbuchen: Von der ursprünglich bezuschlagten Leistung wurde bis zum Jahr 2005 nur ca. ein Drittel errichtet (Deloitte & Touche 2005, S. 241). Gründe sind ähnliche Erfahrungen und Probleme wie beim System der NFFO in Großbritannien (IRENA und GWEC 2012, S. 97; Wiser 2002, S. 3).

Folgende Hauptprobleme des AER-Regimes wurden in der Literatur identifiziert (Deloitte & Touche 2005, S. 241; McLean et al. 2007, S. 208; IRENA und GWEC 2012, S. 96; Wisser 2002, S. 3):

- Sehr niedrige Gebote: Die Projektierer gaben teilweise unwirtschaftliche Gebote ab und standen folglich vor Schwierigkeiten bei der Sicherung der Projektfinanzierung. Die niedrigen Gebote und die Unwirtschaftlichkeit einiger Projekte führten zu einem signifikanten Anteil an Nichtrealisierungen.
- Fehlende Pönalisierung: Wie in den in Großbritannien durchgeführten Ausschreibungen führte das Fehlen von Pönalen dazu, dass strategische und zu niedrige Gebote abgegeben wurden.
- Probleme im Genehmigungsverfahren und beim Netzanschluss: Einige Projekte erhielten in der gesetzten Fünfjahresfrist keine Plangenehmigung oder keine Netzanschlusszusage.
- Fehlende Qualitätsprüfung: Vor dem Hintergrund der Sicherung eines möglichst kostengünstigen Ausbaus fand keine weitergehende Prüfung der bezuschlagten Projekte statt.

Eine Besonderheit stellt in Irland die Netzsituation dar. Aufgrund einer massiven Unterschätzung der Ausbaudynamik veranlassten der irische Übertragungsnetzbetreiber EirGrid und die Regulierungsbehörde Commission for Energy Regulation (CER) im Jahr 2003 vorübergehend ein Moratorium für weitere Netzanschlusszusagen von Windparks, da sie andernfalls eine Gefährdung der Systemstabilität befürchteten (Deloitte 2005, S. 236). Nach Entschärfung der Netzanschlussproblematik durch Zusammenfassung von Netzanschlussbegehren nach regionalen Kriterien und Netzbelastungssituation statt der zuvor praktizierten Einzelfallbetrachtungen war ein rascher Anstieg der installierten Windleistung von 169 MW Ende 2003 auf 744 MW Ende 2006 zu verzeichnen (IRENA und GWEC 2012, S. 96). Gesondert hervorzuheben ist auch, dass über 200 MW an Windleistung ohne Unterstützung des AER-Programms errichtet wurden (Deloitte & Touche 2005, S. 241).

Wisser (2002, S. 3) resümiert, dass sowohl die NFFO in Großbritannien als auch das irische AER-System nicht direkt nachahmungswürdig seien. Aus den Erfahrungen, die im Rahmen der NFFO in Großbritannien und der AER in Irland gemacht wurden, leitet er die Erforderlichkeit von Pönalisierungen bei Nichtrealisierung von Projekten und eine nähere Betrachtung von Standort- und Genehmigungsaspekten bei wettbewerblichen Ausschreibungsprozessen ab.

Mehrere Faktoren erschweren die Vergleichbarkeit der Auktionen in Irland mit der Situation in anderen Ländern. Während des AER fanden die Ausschreibungen ähnlich wie in Großbritannien in einem relativ frühen Stadium der Windenergienutzung statt. Zudem spielt die Netzanschlussproblematik in vielen Ländern eine weitaus geringere

Rolle als in Irland. Nicht zuletzt ist Irland durch eine große Zahl an sehr guten Windstandorten charakterisiert. Der mittlere Kapazitätsfaktor liegt bei etwa 34% (IRENA und GWEC 2012, S. 97). Dies entspricht einer Anzahl von beinahe 3.000 jahresäquivalenten Vollbenutzungsstunden und ist z.B. in der Bundesrepublik Deutschland nur bei wenigen überdurchschnittlich guten Windstandorten vorzufinden.

3.2.2 Beurteilung der Ausschreibungsverfahren gemäß des eingangs formulierten Zielkanons

Zielerreichung beim EE-Ausbau

Für alle Ausschreibungsrunden lassen sich – jeweils unterschiedlich starke – Zielverfehlungen feststellen: insgesamt wurde lediglich einem Drittel der bezuschlagten Leistung realisiert (DCENR 2005; Deloitte & Touche 2005). Auch mit einer Ausweitung der bezuschlagten Leistung über das eigentliche Zubauziel hinaus gelang es nicht, die absehbaren Nichtrealisierungen zu kompensieren. Ein langfristiges politisches Ziel für den Ausbau der EE existierte nicht.

Niveau der durch Ausschreibungen ermittelten Vergütung

Die Datenlage lässt keine weitergehenden Aussagen bezüglich einer Kostenwirkung der AER zu. In der Literatur wird auf die Unwirtschaftlichkeit vieler Projekte hingewiesen (IRENA und GWEC 2012; Deloitte & Touche 2005), was ein Indiz dafür sein könnte, dass das tatsächliche Kostenniveau vieler Projekte nicht abgebildet wurde.

Akteursstruktur der erfolgreichen Bieter

Für Irland ist keine fundierte Analyse der Projektiererstruktur möglich, da hierzu keine Daten vorliegen.

Investitionssicherheit

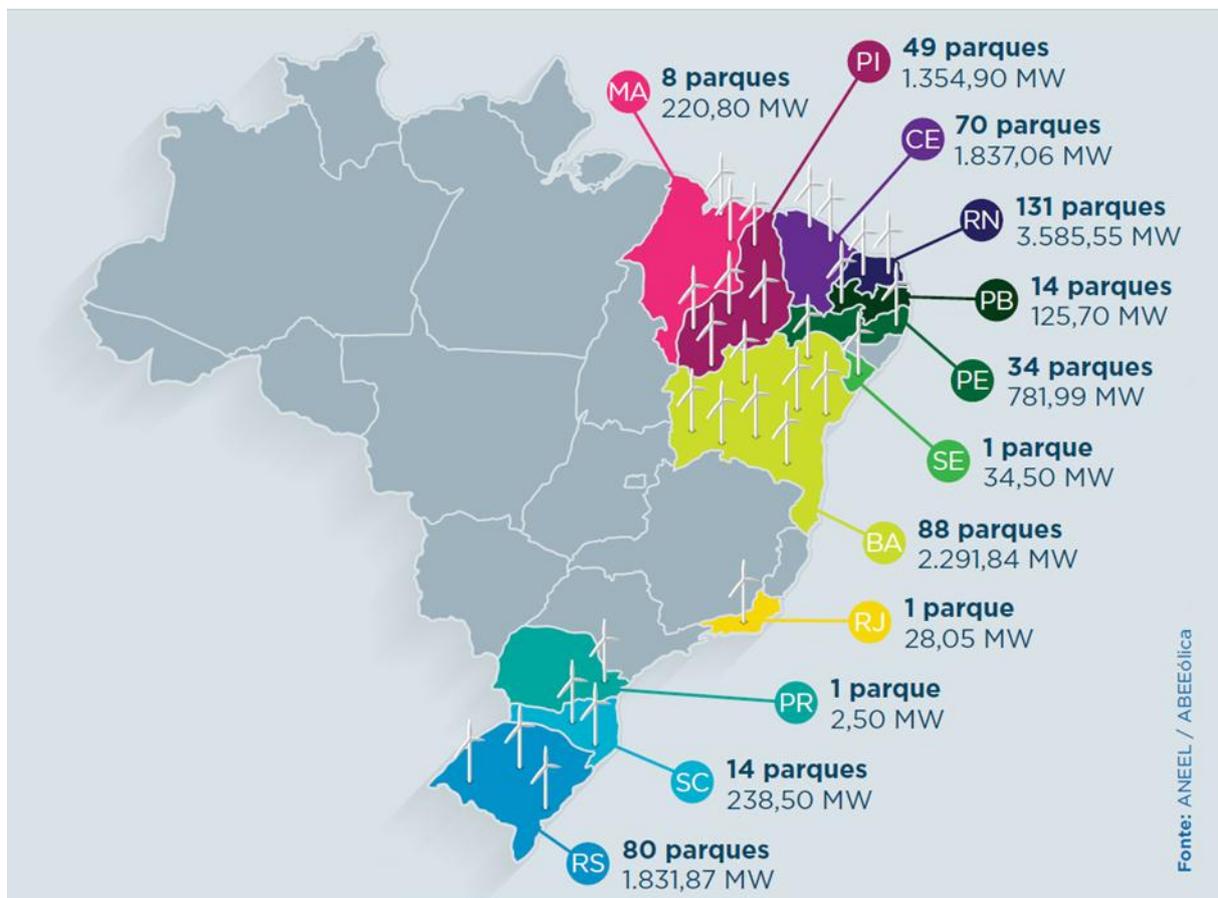
Die zuvor kaum antizipierbaren Anpassungen am Auktionsdesign und das unerwartete Netzanschlussmoratorium haben sich als nachteilig für die Investitionssicherheit erwiesen. Es besteht daher ein Zielkonflikt bzgl. der politischen Zielerreichung, der eine Anpassung politischer Instrumente notwendig macht, wenn diese unerwünschte Wirkungen haben, und der Investitionssicherheit, da Investoren von einer langfristigen Stabilität der Rahmenbedingungen profitieren.

4 Die heutige Situation: Ausschreibungen im Spannungsfeld verschiedener Zielsetzungen

4.1 Brasilien

Mit einem großen Potential an Windenergie von 143 GW und einem verstärkten Zubau innerhalb der letzten Jahre erhält Brasilien derzeit ein verstärktes Interesse für sein seit 2009 auf Auktionen basierendes Vergütungssystem (IRENA 2013).

Abbildung 1: Status der Windenergienutzung in Brasilien, nach Regionen und Anschlussleistung (Stand Oktober 2017)



Quelle: ABEEólica, InfoVento nº 4 | Atualizado em 06/10/17

Im Oktober 2017 waren 12.331,26 MW onshore Windkraftanlagen installiert. Dies zeigt Abbildung 2, die auf Daten des brasilianischen Windkraftverbandes ABEEólica beruht. Vor allem die nordöstlichen Küstenregionen zeichnen sich durch besonders stabile Bedingungen und hohe Leistungen sowie Potentiale für Windenergie aus, wohingegen

die Wasserkraftstandorte weitaus stärker im Nordwesten des Landes angesiedelt und somit geographisch komplementär zueinander sind. Auch saisonal ergänzen sich Wind- und Wasserkraft in Brasilien.

Abbildung 2: Historische Entwicklung und Prognose für die Entwicklung der Windkraft (Stand: Dez. 2017)



Quelle: ABEEólica, Dados Mensais, Dezembro 2017, S. 5

Ende 2015 ging der brasilianische Windkraftverband ABEEólica von einer sehr dynamischen Weiterentwicklung der Windkraft aus. Danach sollten bis 2016 bereits rund 12.664 MW, bis 2017 14.282 MW und bis 2019 18.130 MW installiert sein.⁸ Mit Stand Dezember 2017 mussten die Entwicklung der Windkraft und Prognosen bis zum Jahr 2020 jedoch deutlich nach unten korrigiert werden. Bis 2016 waren gerade einmal 10.741 MW und bis 2017 rund 12.900 MW Windleistung installiert.⁹ Vor allem die Umsetzung von Anlagen im Jahr 2016 blieb deutlich hinter den Erwartungen zurück. Auch die Prognose für das Jahr 2018 musste nach unten korrigiert werden.

⁸ ABEEólica 2015, S. 5

⁹ ABEEólica, InfoVento nº 4 | Atualizado em 06/10/17

4.1.1 Die brasilianischen Ausschreibungsformate

Brasilien hat eine lange Erfahrung mit Ausschreibungen, nicht nur für neue EE-, sondern auch konventionelle Stromerzeugungstechnologien. Zwischen 2004 und 2016 wurden insgesamt 94 GW EE-Erzeugungskapazität aufgrund von Ausschreibungen zugebaut. Dabei handelte es sich um Biomasse-, Wasserkraft- und Windenergieanlagen. Die ersten Ausschreibungen für Wind onshore fanden im Jahr 2009 statt. Seither wurden 15 Auktionen unter Beteiligung von Wind durchgeführt und hierüber 14,6 GW Windkraft bezuschlagt.¹⁰ Grundsätzlich gibt es drei Auktionsformate, an denen Windkraftanlagen teilnehmen können:

- LEN „Leilão de Energia Nova“: Auktionen für neue Energien
- LFA “Leilão de Fontes Alternativas” : Auktionen für alternative Energiequellen
- LER „Leilão de Reserva“: Auktionen für Reserveenergie

Beispielhaft werden mit Blick auf die Windenergie im Folgenden die neuesten Ausschreibungen Nr. 22, 25 und 26 näher betrachtet, die alle zwischen 2015 und 2017 stattfanden.¹¹

Die Ausschreibung Nr. 22⁰ LEN fand am 21.8.2015 statt. Insgesamt wurde eine Gesamtwindenergieleistung von 539 MW bezuschlagt, wobei die mittlere Leistung pro Projekt rund 27 MW betrug. Der Durchschnittspreis für Wind lag bei 205 brasilianischen Real je MWh und damit deutlich über den Preisen der Vorgängerauktionen. Die Zuschläge gingen an insgesamt sieben Bieter. Sieben Zuschläge (210 MW¹², entsprechend 39% des Zuschlagsvolumens) gingen an Omega Desenvolvimento, einen brasilianischen Windenergiebetreiber. Sieben weitere Zuschläge (209 MW; 39%) wurden an die Votorantim-Gruppe vergeben, einem brasilianischen Mischkonzern, der u.a. in der Energie-, der Schwerindustrie sowie der Zellstoff- und Papierindustrie aktiv ist; auch eine Bank und eine Risikokapitalgesellschaft gehören mit zum Konzern. Die Förderung für umgesetzte Projekte beginnt am 1.1.2018 und endet am 31.12.2037. Sie erstreckt sich damit über 20 Jahre.

Ausschreibung Nr. 25 fand am 18.12.2017 statt. Hier wurden zwei Windprojekte mit einer Leistung von 64 MW bezuschlagt, beide geboten von einem Konsortium um die französische Gruppe Volitalia, einem international tätigen EE-Projektentwicklungs- und

¹⁰ Bayer 2018, S.2646

¹¹ Die Ergebnisse aller Ausschreibungen finden sich auf der Homepage des ccee: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?contentId%3DCCEE_566632%26=&_afLoop=319082971663009#!%40%40%3FcontentId%253DCCEE_566632%2526%3D%26_afLoop%3D319082971663009%26_adf.ctrl-state%3Dp746sj3dn_30, Abruf am 15.2.2018

¹² Die Angaben zu den bezuschlagten Unternehmen entstammen jeweils der Veröffentlichung von CEE auf der vorgenannten Homepage.

Betreiberunternehmen. Im Gegensatz zur Ausschreibung im Jahr 2015 konnte hier ein sehr niedriger Preis von nur 108 brasilianischen Real je MWh erzielt werden. Das war der niedrigste Preis, der seit Beginn der Ausschreibungen für Wind im Jahr 2009 überhaupt erreicht werden konnte. Die Förderung realisierter Anlagen soll am 1.1.2021 beginnen und zum 31.12.2040 enden, wobei sie sich gleichfalls über 20 Jahre erstreckt.

Zwei Tage nach dieser fand die Ausschreibung Nr. 26 statt, bei der 1.357 MW Wind bezuschlagt wurden. Hier erhielten insgesamt 11 Konsortien einen Zuschlag, darunter wiederum die Voltalia-Gruppe, die den niedrigsten Preis von 96,90 brasilianischen Real je MWh geboten hatte. In dieser Auktion wurde ein Durchschnittspreis von 132 bras. Real je MWh erreicht. Die Förderung der Anlagen ist ab 1.1.2023 bis zum 31.12.2042 geplant und beträgt damit wie bei den anderen Ausschreibungen 20 Jahre. Der größte Anteil, konkret 17 Windenergie-Zuschläge (540 MW, entsprechend 40% des Wind-Zuschlagsvolumens) gingen an Gebote von Enel Green Power, neun Zuschläge (281 MW, 21%) an die zur Hälfte von der spanischen Iberdrola gehaltenen Força Eólica do Brasil sowie sieben (175 MW, 13%) an die brasilianische Tochter des Energiekonzerns Energia de Portugal (EDP).

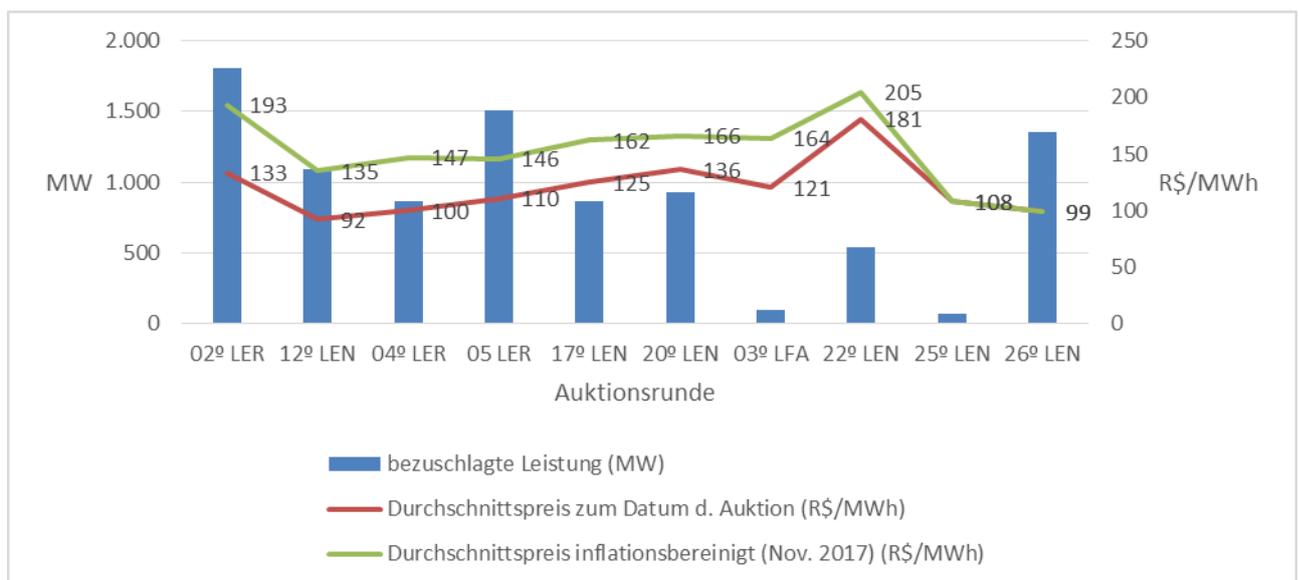
In den vorigen Ausschreibungsrunden, an denen Windenergieprojekte teilnehmen konnten, betragen die Realisierungsdauern zwischen zwei und vier Jahren. Demgegenüber ist bei den jüngsten Ausschreibungsrunden tendenziell ein Anstieg festzustellen: Betrug die Frist in 22 LEN noch drei Jahre, so lag sie bei 25 LEN schon bei vier Jahren, um in 26 LEN auf sechs Jahre angehoben zu werden.

Betrachtet man den Entwicklungstrend der bezuschlagten Preise in brasilianischen Real (ohne Wechselkursschwankungen, inflationsbereinigt, s. Abbildung 3), so ist erkennbar, dass nach einem anfänglichen Rückgang der Auktionspreise und einem ersten Tiefpunkt zur Mitte des Jahres 2011 seither wieder tendenziell steigende Preise zu verzeichnen sind. Zwei markante Ausschläge nach oben und unten finden sich in den Jahren 2015 und 2017 (22 LEN, 25 LEN).

Neben diversen Änderungen des Auktionsdesigns und der Präqualifikationsanforderungen wie weiter unten beschrieben (etwa der Übertragung des Netzanschlussrisikos auf die Bieter), war wahrscheinlich auch die Veränderung der finanziellen Rahmenbedingungen für den Wiederanstieg der Preise verantwortlich. Die brasilianische Entwicklungsbank BNDES, Hauptfinanzierer von Windprojekten, erhöhte zum einen Zinssatz und Entgelte. Zum anderen konnten ab 2015 nur noch max. 70% der Investitionssumme für Projekte über die Förderprogramme der BNDES finanziert werden, zuvor waren es 80%. Bereits ab 2013 wurde die geforderte Erzeugungsprognose vom p50 auf den p90 angehoben. Das bedeutet, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 90% der

prognostizierte langjährige mittlere Jahresenergieertrag nicht unterschritten wird.¹³ Für weniger ertragreiche Standorte mag damit die Erzeugungsprognose niedriger ausfallen. Dies vermindert den Cashflow der Anlagen in den ersten vier Jahren. Während dieses Zeitraums wird nur die prognostizierte Energiemenge vergütet. Der niedrigere Cash Flow in den ersten Jahren verschlechtert die Finanzierungskonditionen der Investitionen, da sich z.B. die Rückzahlung von Fremdkapital verzögern kann.¹⁴ Auch der Wechselkurs zum US-Dollar mag eine Rolle gespielt haben, denn dieser wird von der brasilianischen Regierung beim Festsetzen der auktionsspezifischen Maximalpreise berücksichtigt. Entsprechend wurden die Maximalpreise in einigen Ausschreibungsrunden erhöht.¹⁵

Abbildung 3: Durchschnittspreise in ausgewählten Windenergieauktionen in brasilianischen Real/MWh von 2010-2017



Quelle: CCEE 2018¹⁶, eigene Aufbereitung

¹³ S. hierzu die Definition aus dem Windlexikon: <https://www.wind-lexikon.de/cms/lexikon/100-lexikon-p/752-p90-wert.html>. Eine ausführlichere Erläuterung auch zu Bewertungsgrundlagen und Messungen findet sich hier: https://www.windprospect.com.au/docs/news_pdf_142.pdf. Beide Abrufe am 21.2.2018

¹⁴S. Bayer 2018, S. 2649

¹⁵ S. hierzu Bayer 2016, S. 11, 12, sowie Bayer 2018, S. 2649

¹⁶ Eine Gesamtübersicht über alle Ausschreibungen bietet CCEE, Resultado consolidado dos leilões - 01/2018, Hieraus wird auch der Inflationsausgleich ersichtlich. https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afLoop=209112879573341#!%40%40%3F_afLoop%3D209112879573341%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3Dqkib6mem_27, Abruf am 15.2.2018

Ein jährlicher Inflationsausgleich sichert stetige Einnahmen für Energieprojekte (field-fisher 2016). Außerdem müssen Risiken aus Wechselkursschwankungen nicht von den Bietern getragen werden, da die Vergütungssätze für Windkraftanlagen an den Verbraucherpreisindex IPCA geknüpft sind.¹⁷ Ein Inflationsausgleich wurde aufgrund der diversen Abwertungen des brasilianischen Real erforderlich, die zu einer Verteuerung von Importen führen.¹⁸ So lag der Wert des Real im Vergleich zum Dollar im Jahr 2011 bei etwa 1,5 US\$, in 2015 bei 4 US\$ und im Jahr 2017 bei rund 3 US\$. Der im Vergleich zum Real wieder schwächer werdende US\$ könnte ein Grund für die neuerlich fallenden Auktionspreise sein. Als weitere Gründe sind die ausgefallene Ausschreibung für Windkraft im Jahr 2016 und die Aufhebung bereits bezuschlagter Projekte im Jahr 2017 zu nennen. Hatten die lokalen Zulieferer bis 2016 noch mehr als genügend Aufträge, die sie aufgrund hoher Auslastung und vergleichsweise geringer Produktionskapazität nur schwer erfüllen konnten, so sahen sie sich aufgrund der beiden genannten Ereignisse nun mit der gegenteiligen Situation konfrontiert:¹⁹ Während zweier aufeinanderfolgender Jahre wurden weniger Turbinen für Windprojekte nachgefragt, was sich in sinkenden Preisen für diese Komponenten niederschlägt. Denn der Preis für Turbinen stellt einen hohen Anteil am Gesamtangebot dar.

Voraussetzungen für die Teilnahme und Schwierigkeiten in der Umsetzung

Trotz dieser langen Erfahrung mit Ausschreibungssystemen blieben die Realisierungsraten der bezuschlagten Anlagen zunächst niedrig. Nach acht Auktionsrunden, in denen auch Windkraftprojekte vertreten waren, lag die Realisierungsrate der Windenergieprojekte bei nur 14%.²⁰ Im Folgenden findet sich eine Analyse des Ausschreibungsdesigns inklusive der Präqualifikationskriterien für die Teilnahme an Ausschreibungen. Beides wird verbunden mit einer Bewertung der Realisierungschancen der bezuschlagten Projekte.

Generell setzt Brasilien ein hybrides Auktionsverfahren ein, das aus zwei Stufen besteht. Die erste Stufe ist eine so genannte ‚descending clock‘-Auktion. Diese endet,

¹⁷ S. dazu auch Bayer 2016, S. 9

¹⁸ Zur dieser Thematik, zur Entwicklung der Auktionspreise und zur Finanzierung brasilianischer Windprojekte wurde am 22.2.2018 ein telefonisches Interview mit M. Tolmasquim geführt. Er ist Professor an der Universität von Rio de Janeiro und ausgewiesener Kenner des brasilianischen Fördersystems für erneuerbare Energien. Die Ergebnisse des Interviews fließen in im Folgenden ein.

¹⁹ Vgl. Fußnote 18

²⁰ Bayer 2018, S. 2644

wenn die erfolgreichen Gebote gleich oder niedriger sind als die zu versteigernde Kapazität multipliziert mit einem von der Ausschreibungsstelle nicht veröffentlichten Faktor, um den Wettbewerb in der zweiten Phase zu gewährleisten. Die zweite Stufe ist eine einzige ‚pay-as-bid‘-Runde zwischen allen erfolgreichen Bietern der ersten Stufe. Die niedrigsten Gebote werden bezuschlagt und können einen Energieliefervertrag (PPA) abschließen.²¹

Voraussetzung für die Teilnahme an einer Auktion ist eine technische Genehmigung der EPE, der brasilianischen Bundesbehörde für Energieplanung.²² Um diese zu erhalten sind folgende Dokumente vorzulegen:

- Ein gültiges vorläufiges Umweltgutachten
- Ein Bericht über die Machbarkeit des Netzanschlusses
- Eine Erklärung über die Erfüllung der Anforderungen zu einheimischer Wertschöpfung, z.B. Berücksichtigung lokaler Anbieter bei Lieferung von Teilen und Komponenten
- Eine Bestätigung über Landnutzungsrechte

Bereits die Beantragung des Umweltgutachtens kann sehr viel Zeit in Anspruch nehmen. Wegen hoher Auslastung der Behörden kann dies zwischen 30 und 540 Tage dauern.²³ Daher wurde das Verfahren für Windkraftanlagen im Jahr 2014 vereinfacht. Seither ist es möglich, entweder ganz auf ein solches Gutachten zu verzichten oder je nach Lage des geplanten Windparks geringere Anforderungen zu stellen. Zudem kann die Behörde Vorab- und Installationslizenzen gleichzeitig erteilen. Eine weitere Schwierigkeit stellt die Prüfung der vorläufigen Machbarkeit des Netzzugangs dar. Diese wird vom nationalen Netzbetreiber ONS durchgeführt und beinhaltet nur den Anschluss eines einzigen Projekts. Weitere Projekte, die am selben Punkt angeschlossen werden sollen, werden in diesem ersten Schritt nicht berücksichtigt. Die letztlich vorgeschlagene Verbindung zum Netz kann auch Transformatoren beinhalten, die zum Zeitpunkt der Genehmigung noch im Bau sind.²⁴ Will also ein Projektierer mehrere Projekte am gleichen Netzanschlusspunkt platzieren, so wird seitens ONS für jedes eine separate Prüfung durchgeführt und nicht alle Projekte des gleichen Projektierers in einer einzigen Prüfung bewertet.

²¹ S. ebd. S. 2647, Table 2

²² Im Weiteren wird vorzugsweise auf den Artikel von Bayer 2018, Kap. 4 Bezug genommen. Bei Nutzung anderer Quellen wird hierauf hingewiesen.

²³ Vgl. AHK Deutsch Brasilianische Handelskammer 2016, S. 37

²⁴ Bayer 2018, S. 2648, 2650, AHK Deutsch Brasilianische Handelskammer 2016, S. 37

Um zinsgünstige Kredite durch die Brasilianische Entwicklungsbank BNDES zu erhalten, spielt die Einhaltung von Anforderungen an die inländische Wertschöpfung eine zentrale Rolle. Diese sind halbjährlich angepasst worden, so dass Windturbinenhersteller und ihre Zulieferer zusätzlich in ihre lokalen Produktionskapazitäten investieren mussten, was eine Erklärung für den Wiederanstieg der Auktionspreise sein kann.²⁵

Neben formalen müssen auch finanzielle Voraussetzungen erfüllt sein. Vor der Teilnahme an der Auktion muss der Bieter eine Sicherheitsleistung in Höhe von 1% der geschätzten Projektkosten hinterlegen. Mit Erteilung des Zuschlags muss er eine Fertigstellungsgarantie in Höhe von 5% der geschätzten Projektkosten hinterlegen (meist in Form einer Anleiheversicherung). Diese wird je nach Fertigstellungsgrad des Projekts zurückgezahlt. Die Anforderungen an die finanzielle Leistungsfähigkeit des Bieters wurden kontinuierlich erhöht. Ursprünglich mussten die allgemeine und die aktuelle Liquidität der Bieter mindestens 10% der geschätzten Projektkosten betragen, ab LEN 03/2016 wurde diese Quote auf 20% angehoben. Seit LER 08/2010 müssen die Projektentwickler darüber hinaus beweisen, dass sie über liquide Mittel in Höhe von mindestens 10% der geschätzten Projektkosten verfügen. Und seit LEN 08/2011 beziehen sich die hier als Bezugswert anzusetzenden Projektkosten nicht mehr auf die Kosten eines einzelnen Projektangebots, sondern auf alle in der Auktion vergebenen Projektangebote des jeweiligen Entwicklers.²⁶

Wird ein bezuschlagtes Projekt nicht in der jeweils gesetzten Frist nach der Auktion in Betrieb genommen, so kann dies durch ein abgestuftes Pönalensystem geahndet werden. Dies kann von der Rückerstattung der Vergütung für die nicht gelieferte Energie über den Einbehalt von finanziellen Sicherheitsleistungen bis zum Ausschluss von weiteren Auktionen reichen. Über die jeweils anzuwendenden Pönalen entscheiden die Agencia Nacional de Energia Eletrica (ANEEL), die Brasilianische Regulierungsbehörde für Strom in Abstimmung mit der Camara de Comercializacao de Energia Eletrica (CCEE), einer Art Marktaufsicht für den Stromhandel. In Abhängigkeit vom jeweiligen Auktionsformat (LEN, LER, LFA s.o.) kann die Vergütung um 15% gekürzt und maximal nur bis zur Höhe des Marktpreises gezahlt werden, womit der Projektierer dem Risiko von Strommarkt-Preisschwankungen ausgesetzt ist (Bayer et al. im Erscheinen, 2018).

Für ANEEL gibt es zwei Gründe, die eine Projektverlängerung rechtfertigen: Behörden erteilen die erforderlichen Projekt- und Umweltzulassung nicht ausreichend zeitnah oder das Projekt verzögert sich aufgrund von Problemen beim Netzausbau.²⁷ Bereits

²⁵ Bayer 2018, S. 2647, 2648

²⁶ Bayer et al. im Erscheinen, 2018, S. 8

²⁷ S. ebd., S. 8, 9

weiter oben wurde darauf verwiesen, dass die Realisierungsfrist in den letzten Auktionen von drei auf sechs Jahre angehoben wurde. Dies soll Schwierigkeiten Rechnung tragen, auf die Projektierer auf Verwaltungs- oder Netzebene treffen, die sie nicht selbst zu verantworten haben.

Was den Netzausbau betraf, so lag dessen Verzögerung bis zum Jahr 2013 nicht im Verantwortungsbereich des Projektentwicklers. Bis dahin stellte ANEEL sicher, dass entsprechend den Auktionsergebnissen ausreichend Transformator- und Netzkapazität bereitgestellt wurden. Projektierer, die belegen konnten, dass sie aufgrund mangelnder Netzkapazität ihre Anlagen nicht in Betrieb nehmen konnten, erhielten eine Ausgleichzahlung sowie eine nicht pönalisierte Verlängerung der Realisierungsfrist. Ab 2013 wurde allerdings das Risiko einer verspäteten Netzanbindung auf die bietenden Projektierer verlagert, für die sich hieraus sehr hohe Risiken ergaben (Bayer et al. im Erscheinen, 2018, S. 11), die den beobachteten Wideranstieg der Gebotspreise teilweise wahrscheinlich mit verursacht haben.

Dem versuchte ANEEL damit zu begegnen, dass Gebote, die die Netzkapazität an bestimmten Punkten überschritten, bereits vor der ersten Auktionsphase ausgeschlossen wurden.²⁸ Die Verlängerung der Umsetzungsfrist von drei auf sechs Jahre in der letzten Auktion 2017 kann als weiterer Versuch interpretiert werden, den kritischen Netzzugang durch Verlängerung der Konstruktionszeiten von Anlagen dennoch fristgerecht sicher zu stellen.

Da die meisten Verzögerungen auf einen verspäteten Netzanschluss zurückgeführt wurden, verlängerte ANEEL die Umsetzungsfristen für 46% der Windprojekte um 20 bis zu 50 Monate. Ein Jahr nach Verstreichen der neuen Umsetzungsfrist waren statt 44% bereits 72% der Anlagen in Betrieb.²⁹ Von den seit Beginn der Windauktionen ausgeschriebenen 17.333 MW waren im Februar 2018 12.504 MW realisiert. 2.837 MW befinden sich in Bau und 1.992 MW wurden noch nicht begonnen.³⁰

Neben den Schwierigkeiten des Netzanschlusses sahen sich Projektierer auch mit Local Content-Anforderungen konfrontiert, die nicht immer leicht realisierbar waren. Um eine Finanzierung seitens der Brasilianischen Entwicklungsbank zu erhalten, mussten diese jedoch eingehalten werden. In einigen Fällen konnten lokale Turbinenhersteller

²⁸ Bayer et al. im Erscheinen, 2018, S. 8, 9

²⁹ S. ebd. S. 11

³⁰ S. <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>, Abruf 16.2.2018

die Nachfrage nicht befriedigen. Einer von ihnen, IMPSA, fiel wegen Bankrotts völlig aus, ein anderer, Suzlon, war zumindest zeitweise in Schwierigkeiten.³¹

Aufgrund der Rezession in Brasilien wurden Ausschreibungen, die für Dezember 2016 geplant waren, abgesagt. Gründe hierfür waren nach Angaben des Ministeriums für Bergbau und Energie zum einen die sinkende Stromnachfrage und zum anderen Überkapazitäten an Strom, die die Versorgungsunternehmen bereits unter Vertrag hatten.³² Auch bereits erteilte Zuschläge für Windprojekte wurden rückwirkend wieder aufgehoben. Projekte mit einer Kapazität von 308 MW aus früheren Auktionen konnten nicht umgesetzt werden, und die Zuschläge hierfür wurden zurückgenommen. ANEEL gab diese Entscheidung am 25. April 2017 bekannt.³³

Neuere Veröffentlichungen haben auch weitere Erkenntnisse bezüglich der Realisierungsraten jenseits von Stromangebot und -nachfrage, Realisierungszielen und Finanzierungskonditionen zu Tage gebracht. So hat z.B. ein regionales Förderprogramm (IP/RS) speziell für den Windenergiesektor im brasilianischen Bundesstaat Rio Grande do Sul (RS) dazu geführt, dass RS ein überdurchschnittliches Wachstum bei den versteigerten Verträgen und eine signifikante Steigerung der Windkapazität im Vergleich zu anderen Staaten aufweisen kann. Beim IP/RS handelt es sich um eine mehrteilige Strukturförderung. Ein Teil davon war das im Jahr 2012 aufgelegte Programm "RS Eólica". Dieses förderte F&E-Aktivitäten, Trainingskurse und Studiengänge im Windbereich und stellte Finanzierungshilfen, Steueranreize und andere Unterstützung für Investoren zur Verfügung. Aber auch der dynamische Netzausbau half RS beim Ausbau seiner Windkapazität. Auch die Local Content-Anforderungen der brasilianischen Regierung wurden als eher positiv für RS bewertet, da sie Arbeitsplätze schufen und Investoren anlockten.³⁴

Die Entwicklung der Windkraft stößt nicht auf ungeteilte Zustimmung in Brasiliens Bevölkerung. Eine Analyse der Konflikte im Küstenstaat Ceará, einem Pionierstaat für Windenergie, zeigt, dass vor allem die Errichtung von Windturbinen in Dünen und auf Mangrovegebiet Widerstand hervorrief. Denn zum einen sei die Landschaft durch die Erschließungs- und Bauarbeiten verändert worden. Zum anderen befürchtete die lokale Bevölkerung der Analyse zufolge eine Beeinträchtigung ihrer Lebensqualität bis hin zu Einbußen bei der Sicherung ihres Lebensunterhalts durch den Fischfang. Denn

³¹ S. Bayer 2018, S. 2650, Bayer 2016, S. 11

³² <http://www.rechargenews.com/solar/1199367/brazil-axes-december-renewable-tenders-amid-power-glut>, Abruf am 16.2.2018

³³ <https://www.windpowermonthly.com/article/1443335/brazil-cancels-308mw-ppas> und <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20171132.pdf> sowie http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20171132_1.pdf, alle Abrufe am 16.2.2018

³⁴ S. hierzu Adami 2017, S. 18, 22, 25

durch die geänderten Besitzverhältnisse nach dem Bau der Turbinen hätten einige Bevölkerungsgruppen keinen Zugang mehr zu ihren Fischgründen in den Mangrovenwäldern gehabt. Außerdem seien die Dünen nicht die windstärksten Standorte, aber günstiger zu erschließen gewesen als die angrenzenden Hochplateaus mit besseren Windverhältnissen.³⁵ Verschärft worden seien Konflikte oft auch durch unklare Landnutzungsrechte. Diese machten sich „lokale Eliten“ (Brannstrom et al. 2017, S. 68) zunutze, um Land, das sie unrechtmäßig erworben haben, an Windprojektierer zu verkaufen. Die Landnutzung ist offenbar schon lange ein Konfliktfeld in Brasilien, das die Regierung zwar erkannt hat, aber das vor allem für Dünen-, Watt- und Mangrovegebiete weiterhin bestehe. Die Unsicherheiten in der Landnutzung führten der Studie zufolge auch dazu, dass es keine klaren staatlichen Regelungen und Verträge gibt, die eine bessere Verteilung des ökonomischen Nutzens der Projekte an die Kommunen und deren Bevölkerung, in denen die Turbinen errichtet werden, erlauben. Eine solche Verteilung werde auch durch die sehr unklaren Besitzverhältnisse bei den Windparks erschwert.³⁶

4.1.2 Beurteilung der Ausschreibungsverfahren gemäß des eingangs formulierten Zielkanons

Zielerreichung beim EE-Ausbau

Der Ausbau der Windkraft in Brasilien hat mit vielen Schwierigkeiten zu kämpfen. Vorrangiger Hemmnisfaktor ist offenbar der schleppende Netzausbau. Hinzu kam die schlechte wirtschaftliche Gesamtlage des Landes zu sein. Daher wurden die Planungs- und Umsetzungsziele beim Windausbau erheblich nach unten korrigiert. Von den seit Beginn der Windauctionen bezuschlagten 14.600 MW waren im Februar 2018 12.500 MW realisiert (entsprechend einer Realisierungsrate von 85,6%), allerdings mit erheblicher Verzögerung. Bei Ende der ursprünglichen Realisierungsfrist waren erst 17% der Kapazität in Betrieb, die Verspätungen betrug anschließend bis zu vier Jahre (Bayer et al. im Erscheinen, 2018, S. 11).

Niveau der durch Ausschreibungen ermittelten Vergütung

Wie weiter oben dargestellt, sind die in den Ausschreibungen für Windenergie erzielten Vergütungen zunächst zurückgegangen, dann jedoch wieder angestiegen. In den letzten beiden Ausschreibungsrunden haben die Auktionen wieder sinkende Preise gebracht. Die Gründe hierfür wurden weiter oben diskutiert, sie umfassen Änderungen

³⁵ S Brannstrom 2017, S. 67, 68

³⁶ Ebd. S. 68

am Auktionsdesign (etwa die Verlagerung des Netzanschlussrisikos auf die bietenden Windenergie-Projektierer) sowie bei den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Investitionssicherheit

Das brasilianische Ausschreibungssystem beinhaltet eine Reihe von Risiken für Investoren. Dazu zählen insbesondere die genannten Schwierigkeiten beim Netzanschluss bezuschlagter Anlagen. Es wurde versucht, hierauf zu reagieren, etwa indem die Realisierungsfristen verlängert wurden. Maßnahmen dieser Art sind für die betroffenen Investoren positiv zu bewerten, zugleich können die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sich ändern und stellen somit für künftige Investitionen keine sichere Basis dar, solange sie nicht grundsätzlich im Ausschreibungsdesign verankert sind und damit für alle vergleichbaren Situationen verlässlich erwartet werden können. Die durchgeführten, teils rückwirkenden Maßnahmen deuten eher darauf hin, dass das derzeitige Ausschreibungssystem nicht zu den spezifischen Bedingungen des brasilianischen Windmarktes passt.

Akteursstruktur der erfolgreichen Bieter

Eine Analyse aller bisher in brasilianischen Windenergie-Ausschreibungen bezuschlagten Bieter und ihrer Muttergesellschaften liegt aufgrund der hohen Zahl von Projekten und der schwierigen Datensituation außerhalb der Möglichkeiten der vorliegenden Studie. Exemplarisch wurden daher die Gewinner der letzten drei Ausschreibungsrunden genauer untersucht und es zeigt sich eine sehr Dominanz großer, teils international bzw. in mehreren Wirtschaftssektoren aktiver Unternehmen, die teils erhebliche Anteile der bezuschlagten Volumina erringen konnten.

4.2 Argentinien

Zum aktuellen Zeitpunkt fristen erneuerbare Energien bei der Stromerzeugung in Argentinien eher ein Nischendasein. Im Jahr 2017 stammten knapp 2% des in Argentinien erzeugten Stroms aus erneuerbaren Quellen. Bis 2025 sollen es immerhin 20% werden. Während Kritiker dieses Ziel für wenig ambitioniert halten, weil die Potenziale für Erneuerbare viel höher liegen, hatte die argentinische Regierung das 20%-Ziel zuvor bereits für 2020 ausgegeben. Damals sollten bis 2017 bereits 8% des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Quellen kommen.³⁷ Dass es nun 20% bis 2025 sein sollen, erscheint noch immer als Herausforderung.

Im September 2015 wurde in Argentinien ein Gesetz beschlossen, das eine erste Ausschreibung für erneuerbare Energien (EE) im August 2016 vorbereiten sollte (Law 27,191, ersetzt Law 26,190). Dies war der Start des sog. RenovAr-Programms (Program for the Purchase of Electric Power from Sources of Renewable Energy), das 2016 in Kraft trat. Es löste das Programm GENREN ab, das seit 2009 die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien förderte. Im Gesetz wurden ansteigende Quoten für die Stromerzeugung aus EE bis 2025 festgelegt (z.B. 20% in 2025).

4.2.1 Das Ausschreibungssystem in Argentinien

Die Gewinner der Ausschreibungen unterzeichnen Stromlieferverträge (PPAs) mit CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico), der argentinischen Stromaufsichtsbehörde. Sie organisiert, dokumentiert und überwacht die Ausschreibungen und deren Ergebnisse.³⁸

Die erfolgreichen Bieter garantieren die Lieferung einer vereinbarten Strommenge über 20 Jahre und erhalten hierfür eine Förderung seitens der argentinischen Regierung. Die PPAs sind in US-\$ abzurechnen und fallen unter die private Gerichtsbarkeit der unterzeichnenden Firma. Local Content-Anforderungen wie in Brasilien gibt es in Argentinien grundsätzlich nicht.³⁹ Werden zur Finanzierung der Projekte später Kredite der Weltbank oder Steuererleichterungen in Anspruch genommen, so sind Local Content jedoch von Bedeutung (s. Präqualifikationsanforderungen). Zusammen mit dem System der PPAs wurde ein nationaler Fonds aufgelegt, FODER, der die Verträge

³⁷ S. den folgenden Artikel des Guardian vom November 2015: <https://www.theguardian.com/environment/2015/nov/02/argentina-to-generate-8-of-energy-from-renewable-sources-by-2017>, Abruf am 20.2.2018

³⁸ Die Ergebnisse aller bislang durchgeführten Ausschreibungen können auf der Homepage von CAMMESA eingesehen werden: <http://portalweb.cammesa.com/Pages/RenovarInt.aspx>, Abruf am 19.2.2018

³⁹ S, CAMMESA 2016, S. 20

stützt und sie vor Währungsrisiken schützt.⁴⁰ Die Weltbank stellt die Mittel für den Fonds zur Verfügung. Dieser unterstützt CAMMESA bei ihren Zahlungsverpflichtungen, die sich aus den PPAs ergeben.⁴¹ Eine Diskussion dieser Thematik findet sich weiter unten.

Für jede Ausschreibungsrunde wurden auf der Internetseite von CAMMESA die Bedingungen zur Teilnahme veröffentlicht.⁴² Für die erste Runde wird auf die in der Fußnote bezeichnete Quelle Bezug genommen.⁴³

Während der Gebotsphase muss jeder Bieter für jedes Projekt eine Sicherheitsleistung von 35 US-\$/kW für insgesamt 180 Tage, verlängerbar um weitere 90 Tage, hinterlegen (Bid Bond). Jeder Bieter muss außerdem Eigenkapital in Höhe von 250.000 US-\$/MW nachweisen (Financial Requirement)⁴⁴. Neben finanziellen Sicherheitsleistungen sind auch formale Nachweise zu erbringen. Hierzu zählen z.B. Informationen zur geplanten Anlagenleistung, ein Zeitplan mit Meilensteinen bis zur Inbetriebnahme, Local-Content-Anforderungen, soweit beabsichtigt ist, Steuervorteile zu beanspruchen, ein Eigentumsnachweis bzw. Nutzungsrechte für das Land, auf dem die Anlagen errichtet werden sollen. Für Windanlagen wird außerdem ein unabhängiges Gutachten über die zu erwartende Energieerzeugungsmenge verlangt. Auch eine beglaubigte Kopie der Regierungsbehörde für Umweltgenehmigungen war für die Teilnahme an der ersten Runde erforderlich, die bestätigt, dass eine Projektentwicklung mit gültigem PPA ohne weitere Genehmigungen möglich ist.⁴⁵ Ab der zweiten Ausschreibungsrunde war eine gültige Genehmigung bereits mit Gebotsabgabe einzureichen.⁴⁶

Zum Nachweis einer Netzanschlussmöglichkeit werden unterschiedliche Dokumente gefordert:

- Die Ergebnisse der seitens CAMMESA durchgeführten Netzstudien mit den entsprechenden Schlussfolgerungen für das Projekt (erstellt von einem unabhängigen Berater)

⁴⁰ S. hierzu das Interview mit R. Gomez Barinaga, einem Berater der argentinischen Regierung bei der Entwicklung des Ausschreibungssystems, von Dezember 2017, <https://www.windkraft-journal.de/2017/09/19/wie-argentinien-erneuerbare-energie-projekte-ins-land-holen-will/109828>, Abruf am 19.2.2018

⁴¹ S. CAMMESA 2016, S. 38, 39

⁴² Diese sind in einer nicht rechtsgültigen Version auch in englischer Sprache verfügbar.

⁴³ S. hierzu CAMMESA 2016. Die ausgeschriebene Leistung der unterschiedlichen Technologien: s. ebd. S. 9

⁴⁴ Da auch staatliche Firmen in einer Partnerschaft als Bieter auftreten dürfen, müssen deren Sicherheiten auf Staatsanleihen basieren.

⁴⁵ S. ebd. S. 23

⁴⁶ S. CAMMESA, S. 26

- Einverständniserklärung des Netzbetreibers oder Versorgers über den Netzan-
schluss

Vor dem Netzanschluss muss der Bieter eine Dokumentation darüber einreichen, dass das Projekt alle Anforderungen erfüllt, um von ENRE (der nationalen Stromregulierungsbehörde) einen Netzzugang zu erhalten, den ENRE im Amtsblatt veröffentlicht. Bei Anlagen bis 5 MW, die an das 132 kV-Netz angeschlossen werden und Anlagen bis 2 MW (Anschluss an 33 kV) müssen operative Vereinbarungen mit den Netzbetreibern über den Netzanschluss vorgelegt werden. In jedem Fall soll das Angebot die Kosten für den erforderlichen Netzananschluss enthalten.

Ab der zweiten Ausschreibungsrunde tragen die Bieter die Verantwortung für den Netzanschluss.⁴⁷ Dafür erhalten sie im Gegenzug eine Garantie über den Netzzugang für die kontrahierten Projekte, der eine Finanzierung seitens der Banken erleichtern soll.⁴⁸

Jedem akzeptierten Angebot wird ein „angepasster angebotener Preis“ (adjusted offered price AOP) von CAMMESA zugeteilt, der als neuer Angebotspreis gilt. Hierbei handelt es sich um den vom Bieter gebotenen Preis multipliziert mit dem Verlustfaktor des Netzanchlusspunktes, an den das Projekt angeschlossen wird, abzüglich US\$ 0,15 / MWh pro 30 Tage Differenz zwischen der gebotenen Umsetzungsfrist und der maximal zulässigen Umsetzungsfrist.⁴⁹

Neben der Zahlung eines Preises je kWh, der im PPA festgehalten wird, kann ein Projektierer auch noch Steuervorteile erhalten. Diese werden nach einem Referenzwert für Investitionskosten der jeweiligen Anlagen berechnet (für Wind 1,6 Mio. US-\$/MW), woraus sich für die Gewinner der ersten Ausschreibungsrunde ein maximaler Steuervorteil von 960.000 US-\$/MW ergab. In der zweiten Ausschreibungsrunde wurden diese für Wind auf 1,4 Mio. US-\$/MW abgesenkt, woraus sich eine maximale Steuerbegünstigung von 700.000 US-\$/MW ableitete.⁵⁰

Für jeden abgeschlossenen PPA hat der Bieter eine Leistungsgarantie in Höhe von 250.000 US-\$/MW bereit zu stellen, die jährlich erneuert werden muss. Sie soll bis zu 180 Tage nach Inbetriebnahme der Anlagen bestehen bleiben. Sind Verzögerung in der Projektumsetzung absehbar, so muss diese Leistungsgarantie angehoben werden

⁴⁷ <https://www.windpowermonthly.com/article/1451760/wind-cheapest-latest-argentina-tender>, Abruf am 20.2.2018

⁴⁸ S. Artikel in Energia Estrategia vom 23.1.2018: <http://www.energiaestrategica.com/listado-las-empresas-adiudicadas-vender-energia-renovable-grandes-usuarios/>, Abruf am 20.2.2018

⁴⁹ S. CAMMESA 2016, Nr. 17.3, S. 32. Im Originaltext Nr. 17.3, S. 34: [http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr/RenvoAr%20Ronda%201%20-PBC%20con%20Anexos%20\(vf%2025-07-16\).pdf](http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr/RenvoAr%20Ronda%201%20-PBC%20con%20Anexos%20(vf%2025-07-16).pdf), Abruf am 25.2.2018

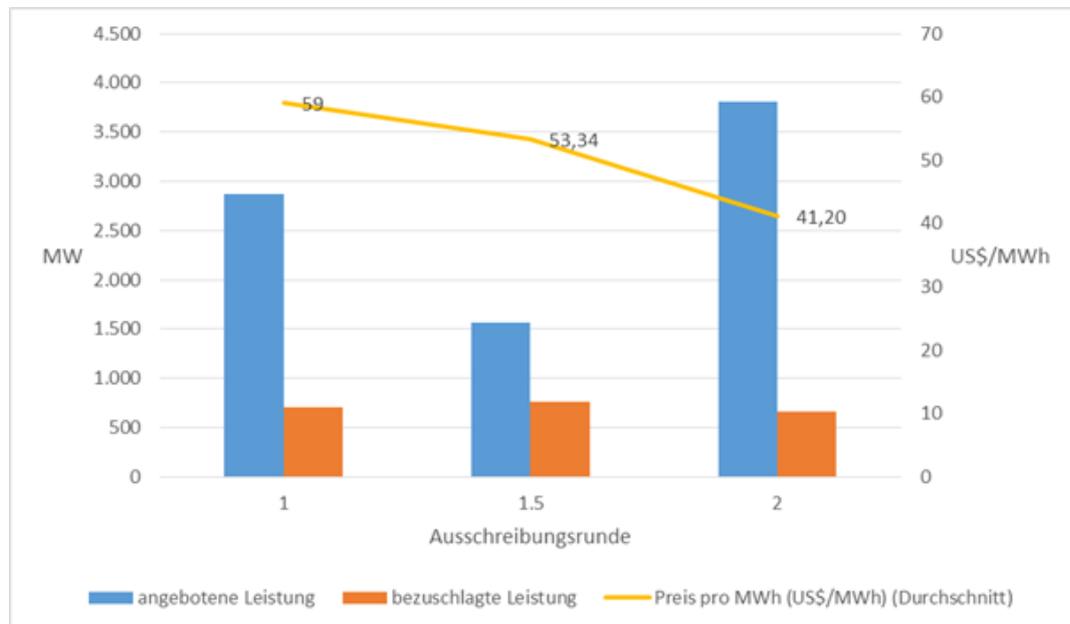
⁵⁰ CAMMESA 2016, S. 26, 31 (s. CAMMESA, S. 31)

und zwar um bis zu 20% der Höhe der aktuell gültigen Sicherheitsleistung. Geht die Anlage nicht fristgerecht ans Netz, so wird eine Pönale von 1.388 US-\$/MW und pro Verzögerungstag fällig.⁵¹ Dies entspricht über 40.000 US-\$ je Monat Verzögerung.

In Argentinien wurden 2016 und 2017 insgesamt zwei Ausschreibungen durchgeführt, allerdings in vier Etappen. Die erste Ausschreibung startete mit einem vergleichsweise kleinen Ausschreibungsvolumen für Windkraft. Da dieses rasch ausgeschöpft war und viele aus Sicht der ausschreibenden Stelle interessante Angebote nicht zum Zug kamen, wurde eine zusätzliche Ausschreibung mit der Bezeichnung Runde 1.5 durchgeführt, in der zusätzliche Windenergieprojekte bezuschlagt wurden.

Ähnlich stellte sich die Situation bei der Ausschreibung im Jahr 2017 dar. Auch hier gab es deutlich mehr Gebote als ausgeschriebene Leistung, so dass auch hier eine zweite Gebotsrunde durchgeführt wurde. Diese fand im Dezember 2017 statt, ihre Ergebnisse lagen bei Redaktionsschluss für diese Studie noch nicht vor.

Abbildung 4: Angebotene und bezuschlagte Windleistung aus den Ausschreibungsrunden (in MW) und Preisentwicklung (in US\$/MWh)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von ⁵²

⁵¹ S. ebd. Annex 6 Renewable Power Purchase Agreement, S. 84, 85, Nr. 13.1. S. auch Abschnitt 13 von Annex II der Beschlussfassung ME&M No. 72/2016.

⁵² Quellen: <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Renovar2/Resumen%20de%20Ofertas%20Adjudicadas%20RenovAr%202%20FASE%201.PDF>, <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr/Mapa%20Renovar.pdf>, http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr/Pre-senta%20MINEM%20Ronda%201.5_%20Adjudicacion%202016%20nov%2025.pdf, alle Abrufe am 20.2.2018

Abbildung 4 zeigt den deutlichen Überhang zwischen angebotener und bezuschlagter Leistung für Windenergie. Auch der starke Preisrückgang im Laufe der Runden wird deutlich.

Gesetzliche Grundlage für die Runden 1 und 1.5 waren die Resolución Res MINEM 71/2016 und Res MINEM 72/2016. In der ersten Gebotsrunde im Juli 2016 wurden insgesamt 1.000 MW Leistung ausgeschrieben. Die Ausschreibung war technologieoffen, es konnten Gebote für Windenergie an Land, PV, Biomasse, Biogas und Wasserkraft abgegeben werden, und es wurden insgesamt 120 Angebote mit einer Gesamt-EE-Leistung von 6.348 MW eingereicht. 29 Projekte erhielten einen Zuschlag (1,142 MW), davon 708 MW für Wind (insgesamt 12 Projekte). Der in dieser Runde erzielte Durchschnittspreis der Windenergie-Zuschläge betrug 59 US-\$/MWh.⁵³ Da die erste Runde so viele Gebote erbrachte, die nicht zum Zug kamen, wurde im Oktober 2016 ein weiterer Projektaufruf gestartet, die sog. Runde 1.5. Die Gebote beliefen sich auf 1.561 MW für Wind- und Solarprojekte. Hier wurden insgesamt 10 Windprojekte mit einer Leistung von 765,4 MW bezuschlagt. Der Durchschnittspreis der Windenergie-Zuschläge betrug 53,34 US-\$/MWh.⁵⁴ Ende November 2016 waren 1.280 MW aus 30 Windenergie-Projekten unter Vertrag; die PPAs wurden jeweils direkt nach der Bekanntgabe der Gewinner unterzeichnet.⁵⁵ Für Windkraftanlagen gilt nach Unterzeichnung der PPAs eine Umsetzungsfrist von 2 Jahren.⁵⁶

Die zweite Ausschreibung basiert auf der Resolución 275-E/2017 vom 6.08.2017.⁵⁷ In dieser 2. Runde wurde eine EE-Gesamtleistung von 1.200 MW ausgeschrieben. Die im Oktober 2017 veröffentlichte Liste der eingegangenen Gebote umfasste eine Leistung von 9.403 MW, davon alleine 3.818 MW für Wind.⁵⁸ In dieser Runde wurden

⁵³ S. dazu die Darstellung der Ergebnisse auf der Homepage von CAMMESA: <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr/Mapa%20Renovar.pdf>, Abruf am 20.2.2018

⁵⁴ S. hierzu http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr/Presenta%20MI-NEM%20Ronda%201.5_%20Adjudicacion%202016%20nov%2025.pdf, und <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr/Res%20MEyM%20252%202016%20Convocatoria%20Renovar%201.5.pdf>, Abruf am 20.2.2018

⁵⁵ S. <http://www.internationallawoffice.com/Newsletters/Energy-Natural-Resources/Argentina/Beretta-Godoy/Latest-round-of-renewable-energy-tender-process-success>, Abruf am 20.2.2018

⁵⁶ S. CAMMESA 2016, Annex 2

⁵⁷ S. Amtsblatt der argentinischen Regierung, <https://www.boletinoficial.gob.ar/#!DetalleNorma/169273/20170817>, Abruf am 20.2.2018

⁵⁸ S. Fußnote 55

Windprojekte mit einer Leistung von 665,8 MW bezuschlagt. Der Durchschnittspreis für Windenergie-Zuschläge lag bei 41,27 US\$/MWh.⁵⁹

Wie bereits die erste Ausschreibung, so war auch diese um ein Vielfaches überzeichnet. Wegen geltender Quoten für die Zielerreichung bei erneuerbaren Energien wurde zunächst jedoch keine höhere Leistung bezuschlagt. In einer zweiten Phase der Ausschreibungsrunde sollten nur 50% der ursprünglichen Quote für jede Technologie erreicht werden, für Wind 275 MW. Hier wurde seitens der Regierung bereits ein erwarteter Preis von 40,27 US\$/MWh angenommen.⁶⁰

4.2.2 Beurteilung des Ausschreibungsverfahrens gemäß des eingangs formulierten Zielkanons

Da erst insgesamt zwei (oder vier, je nach Sichtweise) Ausschreibungen in den Jahren 2016 und 2017 stattgefunden haben, können deren Effekte bisher nur begrenzt eingeordnet werden. Allerdings sind einige Schlussfolgerungen aus dem Ausschreibungsdesign und den Ergebnissen möglich.

Zielerreichung beim EE-Ausbau/ Investitionssicherheit

Da die Realisierungsfristen noch nicht abgelaufen sind, ist noch nicht abschätzbar, ob die bezuschlagten Projekte (fristgerecht) in Betrieb gehen werden.

Das argentinische System enthält einige Aspekte, um eine hohe Investitionssicherheit zu erreichen, etwa den von der Weltbank gespeisten Fonds zur Absicherung der PPAs sowie die Tatsache, dass die PPAs in US-\$ abgeschlossen und ausgezahlt werden. Letzteres reduziert für erfolgreiche Bieter Risiken infolge von Währungsschwankungen zwischen dem argentinischen Peso und dem US-\$, Inflation und der allgemeinen argentinischen Wirtschaftsentwicklung.

Ein Risiko besteht jedoch in der Tatsache, dass PPAs generell mit CAMMESA abgeschlossen werden. Diese staatliche Einrichtung verfügt vor allem künftig eventuell nicht über ausreichend Zahlungsmittel. Durch den o.g. Fonds werden i.d.R. 50% des Investitionsrisikos getragen, so dass noch immer ein großes Risiko besteht, falls CAMMESA seinen Zahlungsverpflichtungen nicht nachkommen kann.⁶¹

⁵⁹ Die zusammengefassten Ergebnisse der 2. Runde finden sich auf der Homepage der CAMMESA: <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Renovar2/Resumen%20de%20Ofertas%20Adjudicadas%20RenovAr%202%20FASE%201.PDF>, Abruf am 20.2.2018

⁶⁰ Zur Phase 2 der 2. Ausschreibung s. hier eine vorläufige Kurzzusammenfassung des Ministeriums für Energie, Folie 12: <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Renovar2/Resumen%20de%20Ofertas%20Adjudicadas%20RenovAr%202%20FASE%201.PDF>, Abruf am 25.2.2018

⁶¹Vgl. Eclareon 2017, S. 36

Ein weiteres Risiko stellt der Netzausbau dar. Hier stellt sich eventuell die Notwendigkeit, spezielle Stromleitungen vor anderen zu bauen. Dazu wurden bislang jedoch noch keine Priorisierungen von staatlicher Seite vorgenommen.⁶² Somit könnten bestimmte bezuschlagte Projekte eventuell in der Umsetzung behindert werden, weil die hierfür erforderlichen Stromtrassen in der noch vorzunehmenden Priorisierungshierarchie nach hinten verschoben werden könnten.

Niveau der durch Ausschreibungen ermittelten Vergütung

Unter dem Aspekt der Kostendegression konnten in den durchgeführten Ausschreibungen Erfolge erzielt werden. Zum jetzigen Stand kann allerdings weder beurteilt werden, ob die betreffenden Anlagen auch realisiert werden, noch, ob die gebotenen Preise kostendeckend sind oder von den Bietern unter Verzicht auf entsprechende Renditen dazu genutzt werden, einen aufstrebenden Markt zunächst möglichst umfassend zu erschließen. Das würde bedeuten, dass die erzielten Preise ‚Kampfpreise‘ sind und nach einer Phase der Marktkonsolidierung wieder ansteigen können.

Zudem liegen die Ergebnisse der zweiten Runde in der zweiten Ausschreibung noch nicht vor. Hier sind die Bieter allein dazu verpflichtet, den Netzanschluss ihrer Projekte sicher zu stellen. Dies kann zu einem Preisanstieg führen, weil sich hierdurch Kapitalkosten verteuern können. Abzuwarten bleibt überdies, wie sich die Garantiezusage eines Netzzugang seitens der Regierung für diese Projekte auswirken wird.

Akteursstruktur der erfolgreichen Bieter

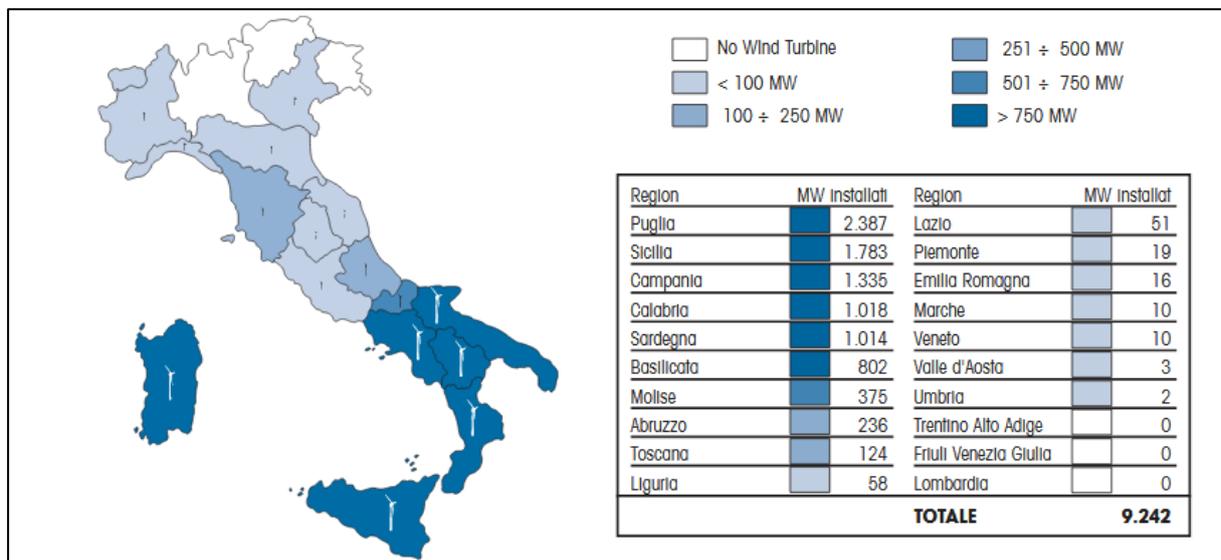
Aufgrund des o.g. beschriebenen Ausschreibungsdesigns, der hohen geforderten Sicherheitsleistungen und des Abschlusses der PPAs mit CAMMESA erscheint die Teilnahme an den Ausschreibungen für kleinere Akteure riskant. Im Rahmen dieser Studie konnte jedoch keine Analyse der Akteursstruktur vorgenommen werden.

⁶² S. ebd. S. 41

4.3 Italien

Die Windressourcen in Italien sind im Durchschnitt geringer als in Deutschland. Windreiche Standorte befinden sich vor allem im Süden und sind oft in gebirgigen Regionen konzentriert. Sehr ungleich verteilt sind darüber hinaus die zum heutigen Zeitpunkt installierten Kapazitäten, wie aus der nachfolgenden Abbildung 5 deutlich wird.

Abbildung 5: Installierte Windkraftkapazität in MW nach Regionen 2016



Quelle: ANEV 2018, S. 24

Mit einer installierten Leistung von 9.242 MW im Jahr 2016 besitzt Italien nach Deutschland, Spanien, Großbritannien und Frankreich die fünftgrößte Windkraftkapazität in Europa. Der Gestore dei Servizi Energetici (GSE, Energy Services Operator) gibt die gesamte installierte Windkraftleistung in Italien Ende 2017 jedoch mit nur 8.682 MW an.⁶³ Die Differenz aus den beiden Quellen ergibt sich aus der Tatsache, dass ANEV, der italienische Windenergieverband, die installierte Anlagenleistung von seinen Mitgliedern bereits vor der Registrierung der Anlagen durch GSE gemeldet bekommt.⁶⁴

Die italienische Windkraftbranche ist mittelständisch und von einer Vielzahl von Projektentwicklern, Komponentenherstellern und Dienstleistern geprägt. Wie auch

⁶³ S. dazu https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Contatori/FER%20Elettriche/Contatore%20FER%20Elettriche%20no%20FV%20-%20Tabelle.pdf, Abruf 13.2.2018

⁶⁴ So L. di Carlo, Vertreter von ANEV, im Telefoninterview (s. auch weiter unten)

Deutschland und drei weitere EU-Länder hat Italien durch seine starke Elektro- und metallverarbeitende Industrie eine positive Handelsbilanz bei Windkraftkomponenten (European Commission 2014, IEA 2013). In dieser Hinsicht weisen beide Länder ähnliche Voraussetzungen auf.

Die Kosten für Windkraft sind in Italien jedoch nicht mit denen in Deutschland vergleichbar. Mehrere Faktoren sind für die eher höheren Kosten in Italien relevant: die in Italien verglichen mit anderen Ländern häufig weniger guten Windstandorte, die oft aufwändigen geographischen Bedingungen (Gebirge, schwer zugängliches Gelände, Erdersch- und Erdbebengefahr etc.), aber auch die Funktionsweise und Entscheidungsmodi der lokalen oder regionalen Verwaltungen sowie die Kreditvergabe und das Zinsniveau.⁶⁵

4.3.1 Das Ausschreibungssystem in Italien

Im Jahr 2012 wurden Ausschreibungen für die Förderung erneuerbarer Energien in Italien eingeführt. Diese wurden seit dem 1. Januar 2013 durchgeführt und ersetzen das bis dahin geltende Zertifikatesystem. Neben diesem gab und gibt es jedoch noch weitere Refinanzierungsmechanismen vor allem für kleinere EE-Anlagen.⁶⁶

Die Behörde, die die Verträge mit den Gewinnern abschließt, ist der GSE. Nach der Verordnung DM 6/7/2012 gab es zwei Arten von Fördersystemen für große und mittelgroße Anlagen:⁶⁷

1. Eine Registrierung für mittlere Anlagengrößen⁶⁸.
2. Eine Auktion auf Basis des niedrigsten Preises (Pay-as-bid) für Anlagen >5 MW. Hier werden Zuschläge auf der Grundlage eines festgelegten „Basistarifs“ er-

⁶⁵ Vgl. dazu die Analysen der IEA zu den durchschnittlich höheren Kosten der Windenergie in Italien in ihren Jahresberichten: Die IEA nimmt für einen ‚mittleren Windstandort‘ („a site of medium complexity“) 1.800 Vollbenutzungsstunden an. (vgl. IEA 2012, S. 120f). In (IEA 2013, S. 112) werden zwei ‚typische‘ Windstandorte unterschieden: die der süditalienischen Ebenen, die einfacher zu bebauen sind, aber weniger gute Windverhältnisse haben und die Standorte im Bergland, die schlechtere Anschlussbedingungen besitzen, aber bessere Windverhältnisse.

⁶⁶ S. hierzu den englischen Teil der Homepage von GSE, Incentive Mechanisms: <https://www.gse.it/en/what-we-do/renewable-energy>, Abruf am 30.1.2018

⁶⁷ Es wird nur auf diese beiden Fördersysteme Bezug genommen. Die Förderung für Kleinanlagen wird nicht näher betrachtet. Sie kann der Quelle in Fußnote 66 entnommen werden. Alle weiteren Ausführungen zum Vergütungsdesign unter DM 6/7/2012 s. Ecofys 2016

⁶⁸ Hier wird eine Auswahl der Anlagen unter qualitativen Aspekten getroffen. Die Anlagen werden in der Planungsphase registriert und nach folgenden Kriterien ausgewählt: Sie dürfen nicht bereits an einer Auktion teilgenommen haben, bevorzugt kleinere Anlagen im mittleren Segment, möglichst früher Genehmigungstermin, möglichst frühe Antragstellung, anlagenspezifische Merkmale, z.B. für Biomasse und Biogas bevorzugt landwirtschaftliche

teilt, auf den die Bieter Abschläge gewähren. Das Auktionsdesign sowie die Basisstarife sind technologiespezifisch ausgestaltet. Um zu hohe bzw. zu niedrige Abschläge zu vermeiden, wurden obere (-30%) und untere (-2%) Grenzen festgesetzt.⁶⁹

Nach diesen Vorgaben wurden zwischen 2013 und 2015 drei Auktionsrunden durchgeführt.

Um an den Ausschreibungsverfahren teilnehmen zu können, benötigten die Bieter eine Baugenehmigung und/oder –konzession, ein Angebot für den Netzzugang vom Netzbetreiber und formal bestätigt vom (potenziellen) Eigentümer der Anlage sowie einen Beleg über finanzielle Bonität des Bieters. Hierzu diente eine Sicherheitsleistung über 5% der geschätzten Investition bei Antragstellung, die auf 10% nach erfolgreicher Teilnahme am Verfahren angehoben wird. Die Umsetzungsfrist für Windkraftanlagen betrug ursprünglich 28 Monate nach Zuschlagserteilung. Für jeden Monat, um den sich die Inbetriebnahme der Anlagen verzögert, wird der Einspeisetarif um 0,5% gekürzt. Nach 24 Monaten Verspätung sollte der Zuschlag erlöschen und die Sicherheit von 10% einbehalten werden; allerdings wurden später weitere Fristverlängerungen gewährt (siehe unten).⁷⁰

Im Jahr 2016 trat eine neue Verordnung zur Förderung von EE-Anlagen in Kraft (DM 23/6/2016), sie galt für die vierte bislang durchgeführte Ausschreibungsrunde.⁷¹

Nach dem neuen Verfahren gibt es weiterhin die beiden folgenden Möglichkeiten, um Fördermittel zu erhalten (GSE 2018):

1. Eintrag in ein Register (s.o.)⁷²
2. Auktion für Windparks über 5 MW (Pay-as-bid): Auktion, bei der das niedrigste Gebot den Zuschlag erhält. Die bezuschlagten Gebote erhalten eine gleitende Marktprämie.

Für die Teilnahme an einer Auktion muss eine Genehmigung für Bau und Betrieb der Anlage vorgelegt werden. Das gilt nicht für Projekte, die keine Veränderung an den Stromnetzen nach sich ziehen (Art 15.3 b und c. DM 23/06/16).

Weiterhin muss ein Bieter folgende Dokumente vorlegen (Annex 3 DM 23/06/16):

⁶⁹ S. Ecofys 2016, S. 8, 9

⁷⁰ S. ebd. S. 9, 10

⁷¹ Die folgenden Ausführungen basieren auf Jimeno 2017 falls keine andere Quelle angegeben. Außerdem beziehen sie sich auf die neue Gesetzeslage, falls nichts anderes angegeben ist.

⁷² Im Folgenden werden nur noch Ausschreibungen berücksichtigt.

- Eine Erklärung einer Bank, die die finanzielle und ökonomische Solvenz des Bieters in Bezug zur Größe des Projekts sowie dessen Rentabilität bestätigt. Alternativ wird auch die Finanzierungszusage einer Bank akzeptiert.
- Eine vorläufige Bürgschaft in Form einer Sicherheitsleistung bis zu 5% der Kosten für die beabsichtigte Investition. Sie errechnet sich durch Multiplikation der Leistung der Anlage mit den Referenzkosten für einen spezifischen Anlagentyp.

Auch muss ein Abschlag auf den Basistarif der jeweiligen Technologie geboten werden, aus dem sich die vom Bieter verlangte Vergütung ergibt.

Tabelle 2 zeigt die Basistarife für Windkraftanlagen für die Verordnungen DM 6/6/2012 und DM 23/6/2016 im Vergleich. Die Abschläge auf den jeweiligen Tarif müssen mindestens 2% und können höchstens 40% betragen, d.h. der geforderte Abschlag ist mit der neuen Regelung anspruchsvoller geworden.

Tabelle 2: Basistarife und Dauer der Vergütung (20 Jahre) für Windkraftanlagen nach der Verordnung 2012 und 2016

Leistung	Nutzungsdauer	Basistarife 2012	Basistarife 2016
kW	Jahre	€/MWh	€/MWh
20<P<60	20		190
60<P<200	20	268	160
200<P<1000	20	149	140
1000<P<5000	20	135	130
>5000	20	127	110

Quelle: DM 6/6/2012, DM 23/6/2016, jeweils Anhang 1, eigene Darstellung

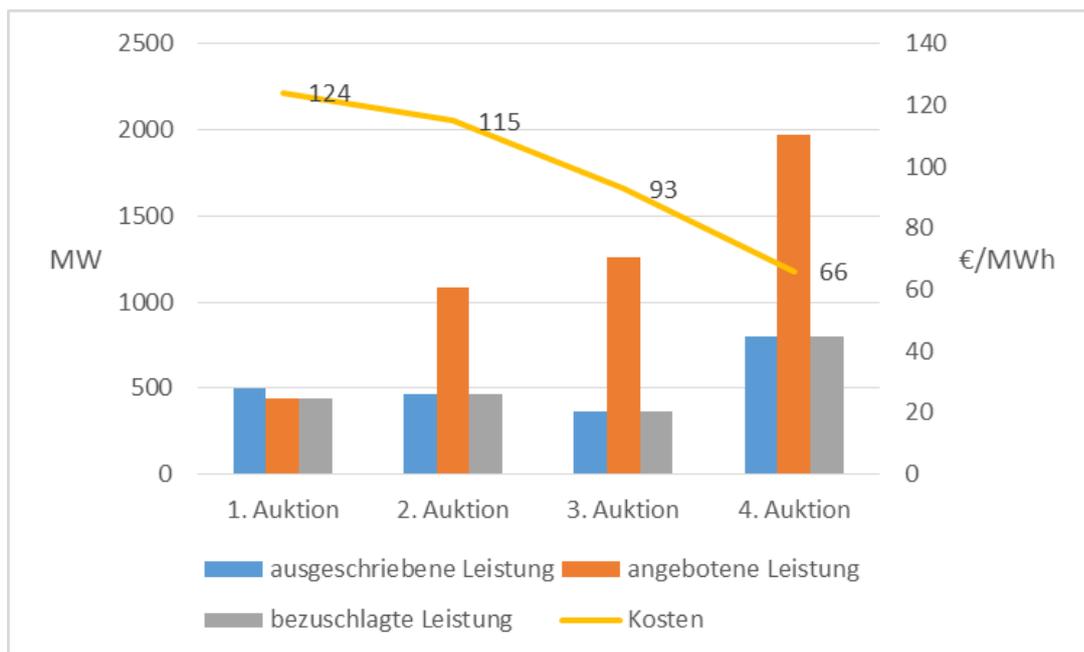
Bezuschlagte Windkraftanlagen, für die die neue Regelung gilt, müssen 31 Monate nach erfolgter Benachrichtigung durch den GSE in Betrieb genommen werden.

30 Tage nach Abschluss der Auktion erstellt der GSE ein Ranking auf der Basis der Angebote und der o.g. aufgelisteten Kriterien (Art. 15, c. 2,3, 5 DM 23/06/16). 15 Tage nach Veröffentlichung der Ranking-Liste gibt der GSE den nicht erfolgreichen Bietern ihre Sicherheitsleistung zurück. Erfolgreiche Bieter hingegen haben 90 Tage Zeit, um eine zusätzliche Sicherheitsleistung zu stellen („definitive deposit“). Die erste provisorische Sicherheitsleistung wird dem Bieter 15 Tage nach Eingang der definitiven Zahlung zurück erstattet. Letztere wird einen Monat nach Inbetriebnahme der Anlage zurückgezahlt (Art. 16, c. 1, c.2 in Verbindung mit Annex 3, DM 23/06/16). Die endgültige Sicherheitsleistung beläuft sich auf 10% der erwarteten Investitionssumme (Art. 16, c.2 in Verbindung mit Annex 3 DM 23/06/16). Wird die Frist für die Inbetriebnahme der Anlagen überschritten, so behält der GSE die Sicherheitsleistung ein (Art. 16, c. 5 DM 23/06/16).

30 Tage, nachdem die Anlage ans Netz gegangen und vom Netzbetreiber in ein spezielles Online-Register (GAUDI) aufgenommen wurde, muss der Anlagenbetreiber dem GSE eine Dokumentation übersenden (Annex 3 DM 23/06/16). 90 Tage nach Erhalt der Dokumentation schließt der GSE mit dem Anlagenbetreiber einen Vertrag, womit dieser Zugang zur Förderung erhält (Art. 24, c. 1, DM 23/06/16). Die Förderung wird vom GSE auf einer monatlichen Basis als gleitende Marktpremie ausgezahlt (Art. 25, c.1, DM 23/06/16 in Verbindung mit Art. 22, c. 1 DM 06/07/12).

In den ersten drei Runden wurden insgesamt 1.333 MW Windkraft ausgeschrieben und 1.275 MW bezuschlagt. In der vierten Runde wurden 800 MW ausgeschrieben und bezuschlagt. Abbildung 6 zeigt die Degression in der geforderten Vergütung zwischen dem ersten und dem vierten Auktionsergebnis.

Abbildung 6: Kostenverlauf der in Auktionen bezuschlagten Windleistung (in €/MWh)



Quelle: GSE 2017, S. 25, eigene Darstellung

Lagen die ermittelten Vergütungen in der ersten Ausschreibung noch bei 124 €/MWh, so sanken diese auf 66 €/MWh in der vierten Ausschreibung. In der letzten Ausschreibung erhielten nur Angebote einen Zuschlag, die den maximalen Abschlag von 40% auf den Basistarif boten. Wie in der Abbildung dargestellt, nahm das Volumen der angebotenen Projekte von Runde zu Runde zu. In der ersten Runde hatte dagegen kein Wettbewerb bestanden, und alle Gebote waren angenommen worden. Die ausschreibende Stelle GSE wertet die eingetretene Kostenreduktion als deutliches Zeichen der

Effizienzsteigerung des Fördersystems.⁷³ Nach Angaben des italienischen Windenergieverbands ANEV⁷⁴ ermöglichen die in den Ausschreibungen ermittelten Vergütungen einen wirtschaftlich auskömmlichen Anlagenbetrieb. Tabelle 3 zeigt Start- und Endtermin der vier durchgeführten Ausschreibungen sowie die sich hieraus ergebenden regulären Umsetzungsfristen für die bezuschlagten Anlagen.

Tabelle 3: Daten und Umsetzungsfristen der vier bereits durchgeführten Ausschreibungen

	Start	Ende	Reguläre Umsetzungsfrist
1. Runde	8.9.2012	6.12.2012	April 2015
2. Runde	12.4.2013	10.6.2013	Oktober 2015
3. Runde	28.4.2014	26.6.2014	Oktober 2016
4. Runde	30.8.2016	27.9.2016	April 2019

Quelle: Email-Kommunikation mit dem italienischen Windenergieverband ANEV. Anmerkung: die Umsetzungsfristen wurden mit 28 Monaten (Runde 1-3) und 31 Monaten (Runde 4) nach Zuschlag selbst berechnet.

Zum 30. Juni 2016 waren 69% der Anlagen aus der ersten Runde und 75% aus der zweiten Runde in Betrieb; für beide Runden war die reguläre Realisierungsfrist zu diesem Zeitpunkt bereits abgelaufen.⁷⁵

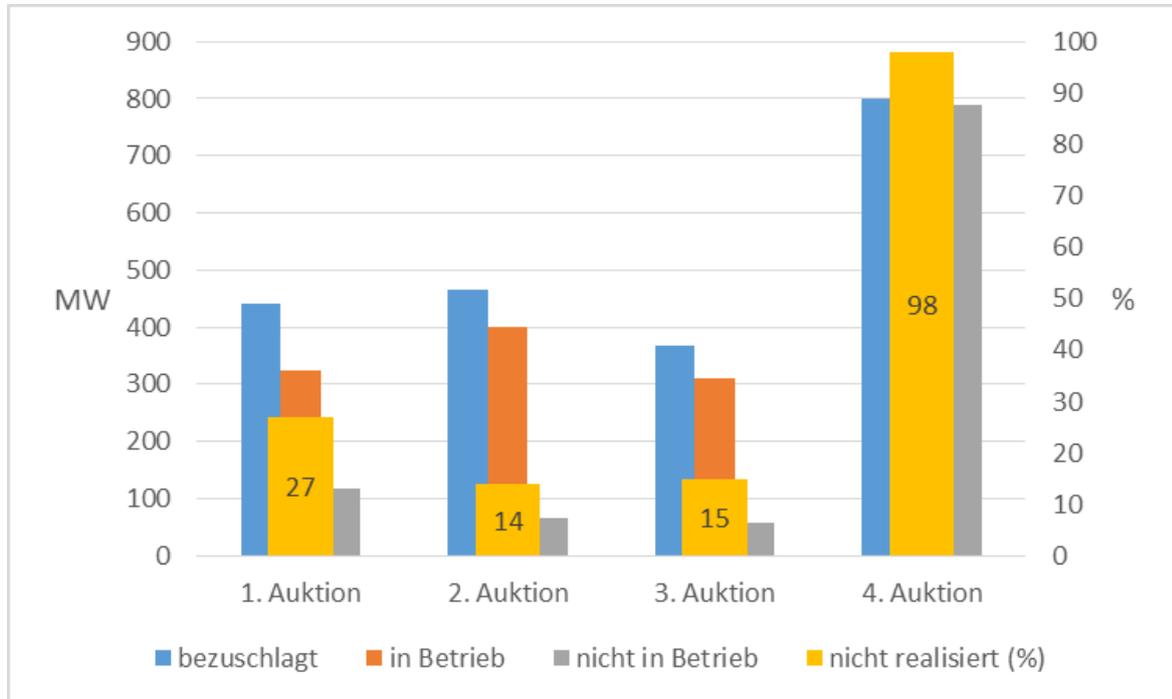
In der folgenden Abbildung sind die Ergebnisse aller Auktionen mit Stand von Sommer 2017 grafisch aufbereitet. Hier wird deutlich, dass der Anteil der nicht errichteten Anlagenleistung aus der ersten Gebotsrunde um fast das Doppelte über dem der zweiten und dritten Runde liegt. Die blauen Balken stellen die bezuschlagte Leistung dar, die orangefarbenen die Leistung, die bis zum 30.6.2017 bereits errichtet war und die grauen Balken zeigen die noch nicht umgesetzte Kapazität (alle in MW). Die gelben Balken geben die Differenz zwischen der bezuschlagten und in Betrieb befindlichen Anlagenleistung wieder (in%).

⁷³ GSE 2017, Folie 24

⁷⁴ Vgl. das in Fußnote 78 erwähnte Interview

⁷⁵ Cassetta 2017, S. 14

Abbildung 7: Zuschlagsmengen und Anteil nicht realisierter Projekte aus den vier Auktionsrunden bis Juni 2017



Quelle: (GSE 2017), Folie 25, eigene Darstellung. Anmerkung: die Realisierungsfrist der vierten Runde endet erst im Jahr 2019.

Mithin ließ sich zum Sommer 2017 eine Realisierungsrate der ersten Runde von 73%, der zweiten Runde von 86% sowie der dritten Runde von 85% konstatieren (GSE 2017), Folie 25). Diese Umsetzungsraten ergeben sich aufgrund einer Fristverlängerung und wären ohne diese niedriger. Der Vergleich mit den oben genannten Daten mit Stand vom Sommer 2016 zeigt, dass auch nach Ablauf der regulären Realisierungsfristen noch Projekte aus der ersten und zweiten Runde hinzugekommen sind, die durch den Fristablauf ihren Zuschlag nicht verloren hatten.⁷⁶ Aus der ersten Runde galten zum Juni 2017 30 MW als verspätet, aus der zweiten Runde 65 MW und aus der dritten Runde 47 MW; weitere 64 MW aus der ersten und 10 MW aus der dritten Runde haben ihren Vergütungsanspruch verloren (GSE 2017), Folie 25).

Die niedrigere Realisierungsrate aus der ersten Runde liegt nach Angaben des italienischen Windenergieverbands ANEV⁷⁷ auch daran, dass in der ersten Ausschrei-

⁷⁶ Mindestens für die Projekte der ersten Runde gilt eine noch einmal um 24 Monate verlängerte Nachfrist (Email-Kommunikation mit dem italienischen Windenergieverband ANEV).

bungsrunde Projektentwickler Angebote eingereicht hatten, die nach Zuschlagserteilung die Anforderungen aus der Ausschreibung nicht erfüllen konnten⁷⁸. Das erkläre auch den hohen Anteil an Anlagen in der ersten Ausschreibung, die keinen Anspruch mehr auf Förderung hatten (64 MW). Diese Angebote seien zurückgezogen worden.

4.3.2 Beurteilung des Ausschreibungsverfahrens gemäß des eingangs formulierten Zielkanons

Zielerreichung beim EE-Ausbau

Zum Sommer 2017 ließ sich eine Realisierungsrate (nach Verlängerung) der 1. Runde von 73%, der zweiten Runde von 86% sowie der dritten Runde von 85% konstatieren. Bemerkenswert ist allerdings, dass auch nach Ablauf der regulären Realisierungsfristen für die ersten beiden Runden (im April und Oktober 2015) anschließend weitere Projekte hinzugekommen waren. Die Tatsache, dass die entsprechende Darstellung der ausschreibenden Stelle GSE auch im Sommer 2017 nur einen Teil der noch nicht realisierten Projekte der ersten drei Runden als gescheitert ansieht (GSE 2017), deutet darauf hin, dass verspätete Projekte auch mehrere Jahre nach Ende der regulären Realisierungsfrist ihren Vergütungsanspruch nicht verlieren – wie lange, kann auf Basis der vorliegenden Informationen nicht bewertet werden. Mithin ist fraglich, welche Realisierungsdauern den abgegebenen Geboten tatsächlich zugrunde liegen.

Niveau der durch Ausschreibungen ermittelten Vergütung

Die Vergütungshöhen für bezuschlagte Projekte sind im Zuge der vier Ausschreibungsrunden gesunken. In der ersten Runde hatte noch kein Wettbewerb bestanden, nachfolgend hatte der Gebotsüberhang jeweils zugenommen. Da ein Großteil der Projekte aus den ersten drei Runden inzwischen realisiert wurde, erscheinen die hier erzielten Vergütungen zumindest auskömmlich. Es ist allerdings denkbar, dass die teils sehr lange Verzögerung von Projekten (s.u.) ermöglicht hat, dass günstigere Beschaffungskonditionen genutzt werden konnten, als bei einem Verfall aller Zuschläge mit Ablauf der regulären Realisierungsfrist. Sofern die Möglichkeit einer deutlichen Realisierungsverzögerung ohne Verfall von Zuschlägen den Bietern bei Gebotsabgabe bekannt war, dürfte dies Auswirkungen auf die Höhe der abgegebenen Gebote gehabt haben. Über die Auskömmlichkeit der Vergütungen im Ergebnis der vierten Ausschreibungsrunde können noch keine Abschätzungen getroffen werden, da deren Realisierungsfrist noch läuft.

⁷⁷ Am 13. Februar 2018 wurde ein Telefoninterview mit Hr. di Carlo, einem Vertreter des italienischen Windkraftverbandes ANEV, Associazione Nazionale Energia del Vento, geführt. Hieraus werden auch in der Folge noch einige Ergebnisse präsentiert.

⁷⁸ Telefoninterview mit Luca di Carlo vom italienischen Windenergieverband ANEV am 23.02.2018

Akteursstruktur der erfolgreichen Bieter

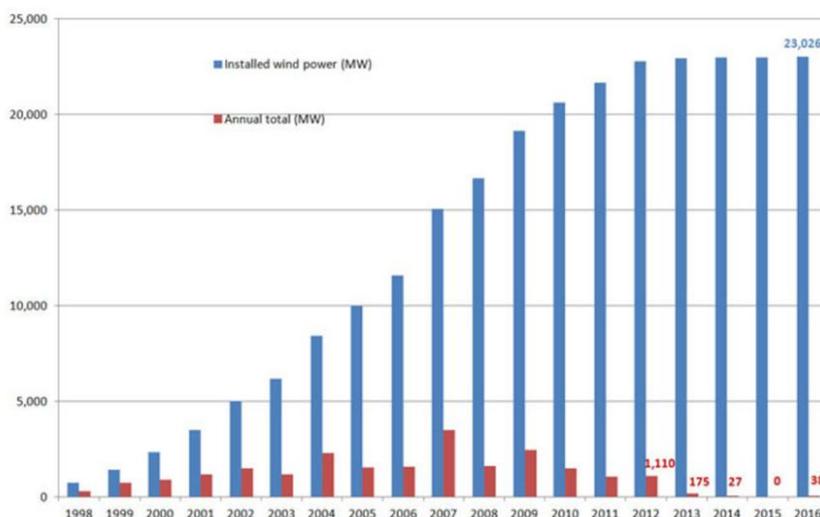
Da Informationen über die erfolgreichen Bieter der italienischen Ausschreibungen nicht in ausreichender Qualität verfügbar sind, kann die Akteursstruktur der bezuschlagten Angebote in dieser Studie nicht bewertet werden.

4.4 Spanien

Spanien war eines der europäischen Länder, das sehr früh (im Jahr 1998) Einspeisetarife für erneuerbare Energien einführte. Dieses Fördersystem galt bis zum Jahr 2012 und endete abrupt mit einem Moratorium. Zwischen 2012 und 2016 wurde ein neues Förderregime auf der Basis von Ausschreibungen erarbeitet, das ab dem Jahr 2013 in Kraft trat.⁷⁹ Seither fanden drei Ausschreibungen statt, deren Ergebnisse weiter unten dargestellt werden.

Das Jahr 2012 war somit das letzte Jahr, in dem Windkraftanlagen nach dem „alten“ Fördersystem errichtet wurden, insgesamt 1.112 MW, was etwa dem Zubau im Jahr 2011 entsprach.⁸⁰ Im Jahr 2013 konnten noch einige Anlagen errichtet werden, die mittels einer Übergangsregelung gefördert wurden. Das bis dahin geltende Förderregime wurde im Februar 2013 nochmals angepasst, so dass es zu rückwirkenden Kürzungen sogar bei bereits in Betrieb befindlichen Anlagen kam. Daher und wegen der ungewissen Anschlussfinanzierung wurden in den Jahren 2014 und 2015 nahezu keine Anlagen gebaut, allerdings war eine große Pipeline potentieller Projekte entstanden; mehrere in del Rio (2016b) zitierte Quellen schätzen diese auf rund 10 GW.

Abbildung 8: Jährlicher Zuwachs und installierte Leistung Windkraft in Spanien (in MW)



Quelle: AEE, <https://www.aeeolica.org/en/about-wind-energy/wind-energy-in-spain/installed-power/>, Abruf 6.2.2018

⁷⁹ Eine kurze Beschreibung der Entwicklung der Einspeisetarife in Spanien: <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/spain/name-21057-en.php>. Zur Weiterentwicklung des spanischen Förderregimes, s. hier: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/spain/tools-list/c/spain/s/res-e/t/promotion/sum/196/lpid/195/>, Abruf am 12.2.2018.

⁸⁰ Alle weiteren Informationen zum Übergangsregime s. reve 2013b und reve 2013a

4.4.1 Das Ausschreibungssystem in Spanien

Die administrativ festgelegten Einspeisetarife wurden in Spanien durch wettbewerbliche Ausschreibungen ersetzt. Für den Politikwechsel wurden mehrere Begründungen angegeben. Zum einen seien in der Vergangenheit vor allem für PV-Anlagen sehr hohe Vergütungen gezahlt worden. Zum zweiten habe dies bei den Energieversorgern zu einem Ungleichgewicht zwischen Einnahmen aus dem Großhandelsmarkt und Ausgaben in den regulierten Bereichen geführt, vorzugsweise im Netzbetrieb.⁸¹

Die Ausschreibungen sollen – nach den Unterbrechungen durch das o.g. Moratorium – dazu beitragen, die spanischen EE-Ziele im Rahmen der EU-Richtlinie 28/2009/EC für 2020 zu erreichen (IDAE 2011). Für Wind Onshore sehen diese eine dann installierte Leistung von 35 GW vor (wie in Abbildung 8 erkennbar, lag diese Ende 2017 bei rund 23 GW). Diese Ziele wurden 2015 zwar etwas reduziert, sind aber mit einer für 2020 angestrebten Wind Onshore-Kapazität von 29,5 GW immer noch beachtlich (MINETUR 2015).

Die gesetzlichen Grundlagen des neuen Systems setzen sich aus unterschiedlichen Regelungen zusammen: In RDL 9/2013 wird eine ‚angemessene Investitionsrendite‘ festgelegt, die künftig für EE-Anlagen gelten soll. Diese orientiert sich am durchschnittlichen Ertrag einer 10-Jahres-Staatsanleihe plus 300 Basispunkte und wird als Prozentwert ausgedrückt. Sie kann alle sechs Jahre seitens der Regierung nach oben oder unten angepasst werden. Für bereits existierende Anlagen wurde die ‚angemessene Rendite‘ für die Zeit zwischen 2014 und 2019 auf 7,39% festgelegt. Dies entspricht der durchschnittlichen Rendite 10-jähriger Staatsanleihen zwischen Juli 2003 und Juni 2013 plus 300 Basispunkte (Rojas und Mañueco 2014). Für neue Anlagen, die Zuschläge in Auktionen gewonnen haben, liegt sie für den gleichen Zeitraum bei 7,5%.⁸² Dieser Wert stellt eine Kalkulationsgrundlage des Ausschreibungssystems dar - die Rendite für konkrete Projekte richtet sich dann jedoch nach der jeweils bezuschlagten Gebotshöhe.

Die Vergütung für EE basiert auf zwei Komponenten, einer Investitionsvergütung (Remuneration for the investment, R_{inv}) und einer Vergütung für die Betriebskosten der Anlage (Remuneration for the operation, R_o). Erstere dienen zur Refinanzierung der Investitionskosten, die nicht aus Strommarkterlösen gedeckt werden können, letztere soll die Differenz zwischen den Betriebskosten und den Erlösen aus dem Strommarkt

⁸¹ S. hierzu Ibanez-Lopez 2017. Auch die weiteren Ausführungen zum spanischen Ausschreibungssystem basieren hierauf. Der Foliensatz des spanischen Energieministeriums gibt einen Kurzüberblick über das Auktionssystem, s. Ministerio de Energia, Turismo y Agenda Digital

⁸² Vgl. das in Fußnote 86 genannte Interview.

decken und hängt von der erzeugten Energiemenge ab.⁸³ Zudem werden unterschiedliche Referenzanlagen (RTI) definiert, die sich aus der Technologie (Wind, PV, Biomasse usw.), der installierten Leistung, dem Alter der Anlage, usw. ableiten. Die jeweilige Vergütung wird einer Referenzanlage aufgrund von Standard-Einnahmen aus dem Stromverkauf, Standard-Betriebskosten und einer Standard-Erstinvestition zugeordnet. Jeder Referenzanlage wird ein spezifisches Vergütungsregime zugeordnet, wobei die Einnahmen aus dem Strommarkt alle drei Jahre der realen Entwicklung über diesen Zeitraum angepasst werden.

Dieses Bewertungsraster wird auf jede bestehende oder neue Anlage aufgrund ihrer jeweiligen technischen Eigenschaften angewendet. Das neue Vergütungssystem wurde sowohl rückwirkend auf bereits bestehende EE-Anlagen wie auch auf neue angewendet. Den rechtlichen Rahmen hierzu bildet die Verordnung OM IET/1045/2014, die bestehenden Anlagen ein Vergütungsregime zuordnete.

Die komplette Vergütung für eine Windenergie-Anlage setzt sich demnach aus folgenden Komponenten zusammen:

- Ein angenommener und von der Regierung vorausberechneter Preis auf dem Strommarkt (€/MWh). Dieser wird zunächst prognostiziert, und die Zahlung alle drei Jahre auf Basis der tatsächlichen Entwicklung am Strommarkt rückwirkend angepasst.⁸⁴
- Der jährlichen Energieerzeugung (MWh/Jahr)
- Der sich aus der Ausschreibung ergebenden spezifischen Vergütung entsprechend RTI mit einem Vergütungsanteil für die Investition (€/MW) (Windenergieanlagen können anders als andere EE-Technologien keinen Vergütungsanteil für Betriebskosten erhalten⁸⁵)

Zwischen Januar 2016 und Juli 2017 wurden drei Ausschreibungen durchgeführt.⁸⁶ Jedes Gebot enthält einen prozentualen Abschlag gegenüber der Standard- Investition

⁸³ S. hierzu die Erläuterungen der spanischen Regierung bei Einführung des neuen Vergütungsmechanismus: https://www.iea.org/media/workshops/2014/esapworkshopiii/Chistina_Tapia.pdf, Folie 5, Abruf am 12.2.2018

⁸⁴Die Formel für die Gesamtvergütung (TotRem = Total Remuneration) findet sich bei Ibanez-Lopez 2017, S. 632. Lt. H. Willstedt wird dieser alle 3 Jahre angepasst, da für die Vorausberechnung nicht die realen Marktpreise zugrunde gelegt werden können. Wurde ein zu hoher Marktpreis angenommen, der letztlich nicht erreicht wurde, so erhält der Anlagenbetreiber eine Nachzahlung auf seine Investitionskosten. Diese ist somit eine Art Garantieleistung des Staates und zugleich eine Prämie „on top“ auf den Marktpreis. Sinkt der Strompreis unter 25 €/MWh so greift eine besondere Regierungsgarantie (s. hierzu auch Ergebnisse der Auktionen). Auch bestimmte Nebenleistungen werden vergütet, so, z.B. (negative) Regelenergiebereitstellung. Diese Zahlung erhalten allerdings nur wenige Windkraftanlagen (ca. 6.000 MW).

⁸⁵ Ibanez-Lopez 2017, S. 632, Fußnote 8

⁸⁶ Weitere Informationen s. Ministerio de Energia, Turismo y Agenda Digital und Cuatrecasas 2017. Informationen zu den 3 Ausschreibungen wurden auch seitens H. Willstedt im Interview geliefert und fließen im Folgenden ein.

für eine Referenzanlage (RTI, s.o.). Die sich aus den Auktionen ergebenden Vergütungen werden einer regelmäßigen Überprüfung und Anpassung seitens der Regierung unterzogen (s.o.). Hiervon ausgenommen sind die allgemeine Förderdauer und der Standardwert der Erstinvestition, die nicht unter diese Überprüfung fallen. (gem. artículo 20. Revisión y actualización de los parámetros retributivos des Real Decreto 413/2014).

Für die erste Ausschreibungsrunde konnten zwischen November 2015 und Januar 2016 Gebote eingereicht werden. Hier wurden 500 MW Wind und 200 MW Biomasse in getrennten Ausschreibungssegmenten bezuschlagt (technologiespezifische Auktion); das für Windprojekte gebotene Leistungsvolumen betrug rund 2,5 GW.⁸⁷ Um sich für die Ausschreibung zu qualifizieren war u.a. die Hinterlegung einer Sicherheitsleistung von 20 €/kW durch den jeweiligen Bieter erforderlich. Diese Summe musste bereits hinterlegt werden, um einen vorläufigen Eintrag im EE-Anlagenregister zu erhalten. Wird die Realisierungsfrist von 48 Monaten (für diese Runde bis März 2020) überschritten, so verfällt die geleistete Sicherheit ganz oder teilweise, je nach Dauer der Fristüberschreitung. Diese Frist beginnt für die bezuschlagten Anlagen ab dem Eintrag in das Anlagenregister nach Bekanntgabe der Auktionsergebnisse durch die Regierung. Bis zu diesem Zeitpunkt muss auch die Sicherheitsleistung hinterlegt werden. Die Kosten der Auktion werden auf alle Bieter verteilt und betragen 0,17 €/kW. Der Vergütungsanspruch für Windkraftanlagen erstreckt sich über 20 Jahre.

Für die Gebote galten keine Teilnahmebedingungen, die sich auf die Projektreife bezogen. So war z.B. nicht notwendig, sich bereits auf einen Anlagenstandort festzulegen. Die Vergütung wurde nach dem Einheitspreisverfahren festgelegt, d.h. jeder bezuschlagte Bieter erhält den Wert des teuersten gerade noch bezuschlagten Gebots (del Rio 2016b). In dieser Ausschreibung wurde für alle Windkraftanlagen eine 100%ige Reduktion auf die Standard-Investition der Referenzanlage geboten, so dass der Rinv 0 betrug. Damit erhalten die bezuschlagten Anlagen keine Investitionsvergütung und müssen sich ausschließlich über Erlöse am Strommarkt refinanzieren. Sinkt der Strompreis jedoch unter 25 €/MWh, so greift auch hier die Regierung steuernd ein, und die Anlagen erhalten eine höhere Vergütung (Prämie als Aufschlag auf den Marktpreis), so ein Vertreter des spanischen Windenergieverbands im Interview (s. Beurteilung der Auktionsergebnisse weiter unten).

Die Zuschläge für Windkraft gingen an insgesamt acht Bieter. Das Konsortium "Concorcio Aragonés de Recursos Eólicos, S.L.", das in dieser Ausschreibung den größten Zuschlag über 300 MW Windkraft erhielt, gehört zur aragonischen Forestalia-

⁸⁷ S. del Rio 2016b, S.13. Auch die weiteren Ausführungen zur 1. Auktion basieren auf del Rio 2016b

Gruppe.⁸⁸ Laut einer Meldung des Beratungsunternehmens Bloomberg vom Dezember 2016, das sich auf die spanische Zeitung „El Pais“ beruft, soll Forestalia auf der Suche nach Investoren sein, die bis zu 70% der Projektfinanzierung übernehmen.⁸⁹

Die Problematik der hohen Abschläge auf die Referenzanlage und das damit eventuell verbundene Risiko von niedrigen Umsetzungsraten der Anlagen wurde seitens der spanischen Aufsichtsbehörde erkannt. Um eine 100% Reduktion auf die Investition der Referenzanlage in weiteren Ausschreibungen zu vermeiden, schlug die spanische Wettbewerbsbehörde Comision Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) daher einen Prozentsatz der Kürzung auf die Referenzanlage vor, der von der Höhe der in den jeweiligen Auktionen gebotenen Preise der Angebote im Vergleich zur Nachfrage abhängen sollte.⁹⁰ Diese Vorgehensweise wurde ab der zweiten Runde umgesetzt.

Gesetzliche Grundlage für zweite Auktionsrunde ist die Verordnung OM ETU/315/2017.⁹¹ Sie fand im Mai 2017 statt, der Termin wurde nach Ablauf der ersten Auktion bekannt gegeben. Die Anlagen müssen bis zum 31. Dezember 2019 in Betrieb genommen werden. In dieser technologiespezifischen Auktion⁹² wurden rund 2.800 MW Wind, 1 MW PV und 19 MW andere EE-Technologien bezuschlagt. Somit belief sich die gesamte ausgeschriebene EE-Leistung auf 3.000 MW. Wie in der vorherigen Ausschreibung hatten auch dieses Mal alle erfolgreichen Bieter den maximal möglichen Abschlag auf die Referenzanlage geboten. Da nun jedoch eine Obergrenze von 63,43% galt, wurde in der Konsequenz das Preisvolatilitätsrisiko aus dem Strommarkt für die Investoren abgemildert:⁹³ Denn nach dem weiter oben beschriebenen Vergütungsmechanismus kann nun ein Teil der Investitionskosten gefördert werden, was bei einem 100% Abschlag auf die Investitionskosten der Referenzanlage nicht möglich

⁸⁸ s. Amtsblatt von Aragon 2017: <http://www.boa.aragon.es/cgi-bin/EBOA/BRSCGI?CMD=VER-DOC&BASE=BOLE&PIECE=BOLE&DOCS=1-40&DOCR=18&SEC=FIRMA&RNG=200&SEPARADOR=&&PUBL=20170703>, Abruf am 6.2.2018

⁸⁹ Meldung vom 6.12.2016: <http://www.bloomberg.com/research/stocks/private/snapshot.asp?privcapId=317375157>, Abruf am 6.2.2018

⁹⁰ Genauere Erläuterungen zu diesem Verfahren finden sich in CNMC 2016, S.11, sowie eine Auswertung in CNMC 2017a, Annex 1.4

⁹¹ Für die weiteren Ausführungen bzgl. dieses Regelwerks wurde eine englische Zusammenfassung genutzt: <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?q=4c6bcd53-dc8e-4dd5-911c-4abd66e269b7>, Abruf am 7.2.2018, Die pdf-Version findet sich unter Cuatrecasas 2017

⁹² Zwar bestanden keine separaten Ausschreibungsvolumina je Technologie, Vorgaben hinsichtlich der anzunehmenden Vollaststunden sorgten jedoch für ein ähnliches Ergebnis (del Rio 2017).

⁹³ Ibanez-Lopez 2017, S. 633

gewesen wäre. Die in der Ausschreibung für Wind- und Solarstrom ermittelte Vergütung entspricht nach Abschätzung von Global Data einem Preis von 43 €/MWh.⁹⁴

Für die Teilnahme an der Auktion musste jeder Bieter eine – gegenüber der ersten Runde deutlich erhöhte - Sicherheitsleistung von 60 €/kW hinterlegen (vorher 20 €/kW; del Rio 2017). Diese Sicherheitsleistung wird nach Erteilung des Zuschlags an den Bieter in eine Sicherheit für die Realisierung des Projekts umgewandelt. Die Kosten der Auktion werden unter allen Bietern aufgeteilt und belaufen sich auf 0,08 €/kW. Allerdings kann die Regierung auf Ziehung der Sicherheit im Falle von Fristverletzungen bei der Anlagenrealisierung verzichten, falls die Gründe für Projektverzögerungen weder direkt noch indirekt beim Bieter liegen (s. Teil 44.5 der RD 413/2014).

Die Vergütungsdauer für die in dieser Ausschreibung bezuschlagten Anlagen liegt bei 25 Jahren und die angemessene Investitionsrendite für Windenergie-Referenzanlagen wurde für die erste Regulierungsperiode auf 7,5% festgesetzt (nähere Erläuterungen s. o.). Außerdem sind seitens der erfolgreichen Bieter bestimmte Fristen einzuhalten⁹⁵:

- Antrag auf Eintrag in das Register für das Spezifische Vergütungssystem (RRRE) im Status der Vorabzuweisung (45 Tage);
- Identifizierung der Projekte: Hier werden die Anlagenstandorte mit allen relevanten Daten übermittelt (6 Monate ab dem Datum der RRRE-Registrierung). Danach wird ein erster Teil der Sicherheitsleistung an die Bieter zurückgezahlt.
- Vorlage aller Genehmigungen, z.B. Baugenehmigung, umweltrechtliche Genehmigung binnen 12 Monaten ab dem Datum der RRRE-Registrierung). Nach diesem Schritt wird die zweite Tranche der Sicherheitsleistung zurückerstattet.
- Inbetriebnahme der Anlagen und endgültige RRRE-Registrierung bis zum 31. Dezember 2019. Danach wird dem Projektierer die restliche hinterlegte Sicherheitsleistung ausgezahlt.

Auch bei dieser Ausschreibung gewann die Forestalia-Gruppe mit ihrer Tochter „Sociedad Aragonesa Transeuropea de Energias Renove“ einen Zuschlag von 1.200 MW Windenergieleistung (42% von insgesamt rund 2.980 MW bezuschlagter Leistung).⁹⁶

Eine dritte Auktionsrunde fand im Juli 2017 statt. Sie wurde nach Ablauf der zweiten Ausschreibung bekannt gegeben. Die hier bezuschlagten Anlagen müssen gleichfalls

⁹⁴ Einschätzung von GlobalData von Juli 2017; <http://www.arena-international.com/Journals/2017/12/10/c/k/u/Free--Spains-Second-Renewable-Energy-Auction-2017.pdf>, Abruf am 7.2.2018

⁹⁵ Quelle vgl. Fußnote 91.

⁹⁶ <https://www.heraldo.es/noticias/aragon/2017/05/17/la-zaragoza-forestalia-adjudica-del-paquete-subasta-renovables-1176021-300.html>, Abruf am 6.2.2018

bis Ende 2019 realisiert werden. In dieser technologieoffenen Ausschreibung wurden 1.128 MW Wind- und 3.909 MW PV-Leistung bezuschlagt. Für Windkraft wurden Gebote mit einem maximalen Abschlag von 87,08% auf die Anfangsinvestition der Referenzanlage bezuschlagt.⁹⁷

In dieser Auktion gewann die saudische Firma Alfanar Co. einen Zuschlag für 720 MW Windkraftleistung (63% der rund 1.130 MW bezuschlagten Windenergieleistung).⁹⁸

4.4.2 Beurteilung des Ausschreibungsverfahrens gemäß des eingangs formulierten Zielkanons

Zielerreichung beim EE-Ausbau/ Investitionssicherheit

Der spanische Windenergieverband AEE erwartet für die drei Ausschreibungsrunden eine hohe Realisierungsrate⁹⁹. Hierfür böten die staatlich garantierten Vergütungsanteile – trotz der alle 6 Jahre zulässigen Anpassung der ‚angemessenen Rendite‘ und den hieraus möglichen Folgen für den staatlich garantierten Vergütungsanteil – ausreichend Sicherheit. Der o.g. beschriebene zusätzliche Fördermechanismus wirkt laut AEE außerdem wie eine Art staatliche Garantie und werde somit Investoren anziehen.

Ob diese Einschätzung sich als zutreffend erweisen wird, ist heute noch nicht absehbar, da die Realisierungsfristen für alle drei Runden noch nicht abgelaufen sind. Die bezuschlagten Anlagen müssen bis spätestens Ende 2019 (2. und 3. Auktion) bzw. im März 2020 (1. Auktion) in Betrieb genommen werden.

Mangels Einblick in die konkrete Kostensituation für Windenergieprojekte in Spanien ist es in dieser Studie nicht möglich, abzuschätzen, ob die teils sehr niedrigen staatlich garantierten Vergütungsanteile zusammen mit der von den Bietern erwarteten Strommarkt-Preisentwicklung einen rentablen Projektbetrieb ermöglichen, insbesondere aus Sicht der für die Anlagenerrichtung notwendigen Kapitalgeber.

Die Erhöhung der zu hinterlegenden Sicherheitsleistung ab der zweiten Auktion und die Begrenzung des maximal zulässigen Abschlags auf die Referenzanlagen legen nahe, dass auf Seiten der Regierung zumindest für die erste Ausschreibungsrunde Bedenken bestanden, ob ein ausreichend hoher Anreiz für die Realisierung der bezuschlagten Anlagen besteht. Durch den o.g. beschriebenen zusätzlichen Fördermechanismus erhöht sich die Investitionssicherheit für Projektierer von Windkraftanlagen. Die Projekte sollen zur Erreichung der spanischen EE-Ziele für 2020 beitragen. Treten bei

⁹⁷ Eine detaillierte Auswertung der gebotenen Reduktionssätze findet sich in CNMC 2017a, Annex 1.4

⁹⁸ S. CNMC 2017a

⁹⁹ Vgl. das in Fußnote 86 genannte Interview.

der Umsetzung aus den Ausschreibungsrunden allerdings Verzögerungen ein, ist dieser Beitrag hinfällig, da die Regierung hier einerseits den Ablauf der Realisierungsfristen abwarten dürfte, dann jedoch keine Zeit mehr hat, nachzusteuern.

Eine Reihe von Aspekten sind hinsichtlich der Investitionssicherheit anzumerken: Wie bei der Darstellung des Ausschreibungs- und Vergütungssystems deutlich wurde, ist dieses enorm komplex. So umfasst etwa die Darstellung der Methodik zur Berechnung der angemessenen Rendite 1761 Seiten.¹⁰⁰ Das Ausschreibungssystem wurde daher in der Literatur auch als „a complex regulation without world precedents“ (del Rio 2016b, S. 38) bezeichnet.

Da die Vergütung über eine Anpassung der angemessenen Rendite, alle sechs Jahre revidiert werden kann, ist sie über die Vergütungsdauer von 25 Jahren eher unsicher (del Rio 2016b, S. 26; Garcia und Dachary 2017). Zudem wird alle drei Jahre evaluiert, ob die staatlich garantierte Vergütung nach RPI infolge einer zuvor anders erwarteten Strommarktpreisenwicklung angepasst werden muss. Das Verfahren, nachdem diese Anpassung geschieht ist sehr komplex und dessen Ergebnisse im Jahr 2017 für die drei vorangegangenen Jahre werden vom spanischen Windenergieverband AEE kritisiert: Die den Betreibern eigentlich zustehenden nachträglichen Vergütungen würden nicht voll ausgezahlt¹⁰¹. Dies unterminiere das Vertrauen in die zukünftige angemessene Auszahlung der Vergütung.

Ein weiterer Nachteil mit Blick auf die Investitionssicherheit ist die Tatsache, dass alle drei Ausschreibungen mit nur sehr kurzem Vorlauf durchgeführt wurden, die Unternehmen keine mittelfristige Investitionsplanung ermöglichen. Der europäische Windenergieverband Windeurope kritisierte: „These types of stop-and-go policies are extremely disruptive for the wind supply chain which needs a stable calendar of tenders to thrive“¹⁰². (del Rio 2016b, S. 25, 2016b, S. 26).

Niveau der durch Ausschreibungen ermittelten Vergütung

In allen drei Ausschreibungsrunden wurden starke Abschläge bis zu 100% auf die Investitionskosten einer Standardanlage geboten. Dies bedeutet, dass die Bieter ihre

¹⁰⁰ Zitiert aus „Spain Is Using Accounting Tricks to Underpay the Wind Energy Sector“, Artikel vom 15.08.2017, online verfügbar unter: evwind.es/2017/08/15/spain-is-using-accounting-tricks-to-underpay-the-wind-energy-sector/60710, zuletzt abgerufen am 02.02.2018

¹⁰¹ Siehe Fußnote 100.

¹⁰² Zitiert nach Cleantechnica, : Spain Awards 4 Gigawatts Solar & 1 Gigawatt Wind In Renewables Auction, online verfügbar unter: cleantechnica.com/2017/07/28/spain-awards-4-gw-solar-1-gw-wind-renewables-auction/, zuletzt abgerufen am 25.02.2018.

Anlagen (fast) ausschließlich über die Erlöse aus dem Strommarkt refinanzieren müssen. Damit würden neue spanische Windanlagen nahezu ohne jede staatliche Förderung auskommen.

Nach Angaben des spanischen Windenergieverbands AEE besteht jedoch eine implizite Minimalvergütung von 25 €/MWh. Die spanische Regierung sei zu dem Schluss gekommen, dass die niedrigen Gebotspreise und die kurzen Realisierungsfristen Risiken für die Umsetzung der Anlagen mit sich bringen könnten, denn diese sollen bis 2019 bzw. 2020 in Betrieb genommen werden. So wurde ein bereits seit 2014 bestehender Fördermechanismus neu ausgestaltet, und ist mit Zustimmung der Europäischen Kommission nun auch auf neue EE-Anlagen anwendbar. Demnach erhalten Anlagen, die ihre Kosten nicht vollständig über den Markt refinanzieren können, eine Prämie zusätzlich zum Marktpreis und können so eine angemessene Kapitalrendite erreichen.¹⁰³ Der Vertreter des spanischen Windenergieverbands erläuterte im Interview dazu, dass diese Prämie dann greife, wenn der Marktpreis unter 25 €/MWh sinke. Der Windenergieverband vermutet, dass sich der niedrige Auktionspreis durch eine lange Warteschleife nahezu fertig geplanter Projekte erklärt, die unter dem alten Vergütungsregime nicht mehr zum Zuge kamen.

Da die Realisierungsfristen noch laufen, ist noch nicht abschätzbar, ob sich die entsprechenden Anlagenleistungen auf Basis dieser Vergütungen realisieren lassen. Allerdings sei auf folgenden Umstand hingewiesen: Seit dem Moratorium 2012 war der Windenergiezubau fast vollständig eingebrochen, und es hatte sich eine große Menge potentieller zukünftiger Windprojekte angesammelt.

Zum Verständnis der niedrigen Gebote sei zudem auf Folgendes hingewiesen: Das Einheitspreisverfahren der Vergütungsfestlegung kann außerdem einen Anreiz setzen, unterhalb der eigenen Gestehungskosten zu bieten, in der Hoffnung, dass das eigene Vergütungsniveau durch teurere, ebenfalls noch bezuschlagte Projekte angehoben wird. Zumindest im Fall der ersten Ausschreibungsrunde wäre dieses Kalkül ins Leere gelaufen, da das Zuschlagsvolumen vollständig von Projekten mit der geringsten möglichen Vergütungshöhe ausgefüllt wurde. Die niedrigen Vergütungsforderungen der ersten Runde erscheinen zusätzlich mit dem hier sehr kleinen Ausschreibungsvolumen, den niedrigen Teilnahmebedingungen und der relativ geringen zu hinterlegenden Sicherheit erklärbar, die spekulative Gebote eher begünstigen.

Akteursstruktur der erfolgreichen Bieter

Wie weiter oben bereits unter den jeweiligen Auktionen aufgeführt, gingen die größten bezuschlagten Projekte an eine spanische Unternehmensgruppe (Forestalia in Runde

¹⁰³ S. hierzu die Presseerklärung der EC von November 2017, European Commission 10.11.2017

1 und 2), die bislang im Windenergiesektor nicht aktiv war (del Rio 2016b). In der zweiten Runde lagen die Wind-Zuschlagsvolumina zwischen 128 MW und 1,2 GW, es wurden sechs Unternehmen bezuschlagt. Der größte Zuschlagsanteil ging mit rund 40% an Forestalia, der zweitgrößte Anteil von 22% an das insbesondere im internationalen Flüssiggassektor aktive Unternehmen Gas Natural Fenosa, der drittgrößte Anteil von 18% an den italienischen Energieversorger Enel Green Power, der auch in anderen in diesem Bericht untersuchten Ländern teils erhebliche Zuschlagsanteile erringen konnte. Die in der dritten Runde erteilten Zuschläge hatten Volumina zwischen 2,4 MW und 720 MW. Erstmals wurden damit auch fünf Zuschläge einer Leistung unter 20 MW vergeben. Allerdings vereinen auch hier drei Bieter rund 90% des Zuschlagsvolumens auf sich: Das in Saudi-Arabien angesiedelte, weltweit aktive Bau- und Elektrounternehmen Al Fanar (64% der hier insgesamt bezuschlagten 1130 MW Windenergieleistung), der deutsche, ebenfalls international tätige Windenergieprojektierer WPD (15%) sowie das spanische Forstwirtschafts- und Energieunternehmen Greenalia (12%).¹⁰⁴ Auch hier zeigt sich mit der zweiten und dritten Ausschreibungsrunde eine Tendenz hin zu einer Dominanz großer, international aktiver Unternehmen.

¹⁰⁴ Alle Ausschreibungsergebnisse s. CNMC 2016, CNMC 2017a, CNMC 2017b

4.5 Südafrika

Südafrika weist eine vergleichbar geringe Bevölkerungsdichte von rund 44 Einwohner/km² auf, in Deutschland liegt diese z.B. bei rund 230 Einwohner/km². Dies ist auf die geringere Einwohnerzahl von 54.002.000 in Südafrika verglichen 81.292.428 in mit Deutschland und die mehr als dreimal so große Fläche gegenüber Deutschland zurückzuführen (Statistics South Africa 2014; Statistisches Bundesamt 2015).

Südafrika wurde von der Weltbank als Land mit mittlerem Einkommen (upper middle income country) eingestuft. Nicht die gesamte Bevölkerung hat Zugang zu Strom, allerdings ist der Elektrifizierungsgrad von 2008 bis 2014 immerhin von 82% auf 86% angestiegen¹⁰⁵. Der Stromverbrauch war seit 2008 mit rund 230 TWh nahezu konstant¹⁰⁶. 2011 war im ‚Integrated Resource Plan for Electricity 2010-2030‘ aufgrund eines starken erwarteten Wirtschaftswachstum ein Anstieg auf rund 450 TWh bis 2030 prognostiziert worden. 2013 wurde diese Prognose um 30-100 TWh nach unten korrigiert, um u.a. zu reflektieren, dass ein Wandel weg von energieintensiver Industrieproduktion wahrscheinlich sei (DoE 2013).

Der Energiemix Südafrikas ist von einer starken Importabhängigkeit und hohem Einsatz von fossilen Energieträgern (und daher überdurchschnittlich hohem CO₂-Ausstoß) gekennzeichnet. 72,1% des Primärenergiebedarfs werden durch Kohle gedeckt und 53% der inländischen Kohleförderung zur Stromerzeugung verwendet (NERSA, S. 1).

Die landesweite Stromerzeugungskapazität beträgt knapp 43 GW, 85% davon sind Kohlekraftwerke. Der staatseigene Stromversorger Eskom ist Eigentümer und Betreiber des Übertragungsnetzes und erzeugt rund 95% des landesweit verbrauchten Stroms. Sein Anteil an der Belieferung von Letztverbrauchern liegt bei 60%, die übrigen Letztverbraucher werden von Kommunalbetrieben versorgt (Eskom 2016). Eskom hat in den vergangenen Jahren weiter neue Kohlekraftwerke zugebaut und es gibt Planungen, Eskom mit einem großen Programm zum Bau neuer Atomkraftwerke zu beauftragen¹⁰⁷. Eskom ist stark verschuldet und hat große Schwierigkeiten, etwa die notwendige Sanierung der Übertragungsnetze zu finanzieren (Baker 2016). Der Energieversorger ist ein starker Gegner des Erneuerbaren-Ausbaus in Südafrika, der Vor-

¹⁰⁵ Weltbank-Daten auf <http://databank.worldbank.org>, abgerufen am 12.02.2018

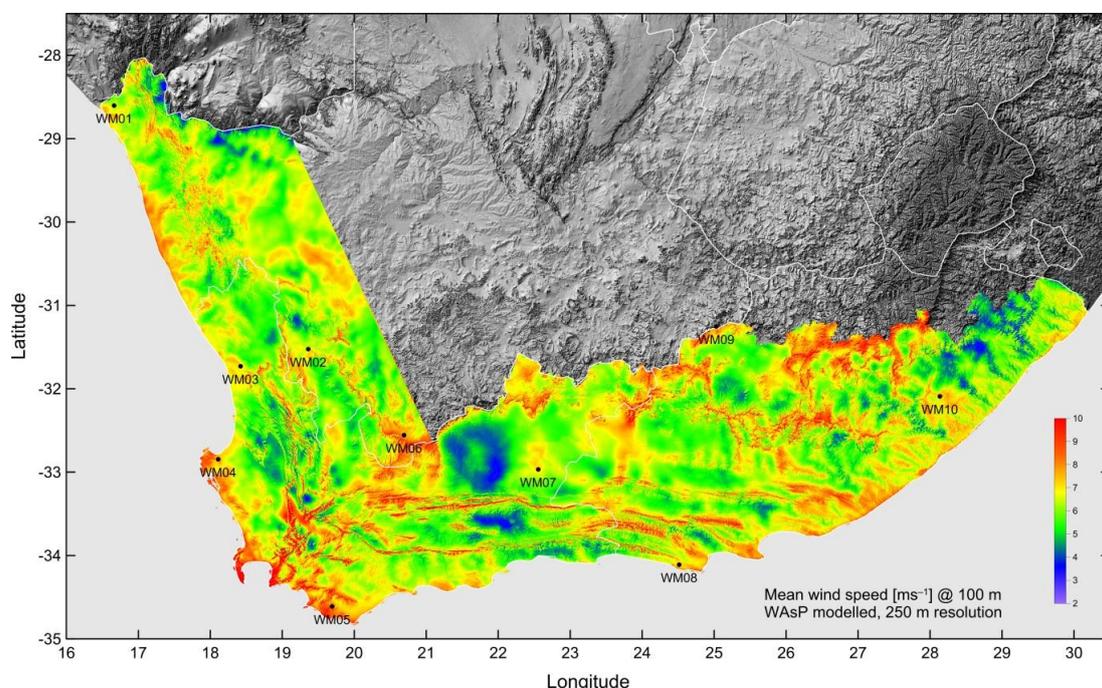
¹⁰⁶ Daten von Statistics South Africa <http://www.statssa.gov.za>, abgerufen am 12.02.2018

¹⁰⁷ Paton, C. 2014. "SA needs nuclear power, says Zuma". Business Day, 18 June 2014, online verfügbar unter: <http://www.bdlive.co.za/national/2014/06/18/sa-needs-nuclear-power-says-zuma>, zuletzt abgerufen am 02.02.2018.

sitzende der Eskom-Erzeugungssparte bezeichnete das hier beschriebene EE-Ausschreibungssystem REI4P 2016 als „exorbitant“ und die in den ersten drei Ausschreibungsrunden erzielten Tarife als „unbezahlbar“¹⁰⁸.

Windenergienutzung besitzt in Südafrika ein großes Potential. Die Windbedingungen sind besonders an den Küstenregionen Südafrikas vorteilhaft, was im folgenden Auszug aus dem südafrikanischen Windatlas dargestellt wird. In weiten Teilen der Küstenregionen liegen mittlere Windgeschwindigkeiten von 7 m/s oder mehr in 100 Metern Höhe vor, sodass sich diese besonders für die Windkraftnutzung eignen.

Abbildung 9: Windatlas Südafrika - Darstellung der Windgeschwindigkeiten in 100 Meter Höhe



Quelle: (Wasaproject 2014)

Die Höhe der Finanzierungsbeiträge für erneuerbare Energien wird durch das sogenannte Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Program (REI-PPPP bzw. REI4P), ein Ausschreibungssystem mit verdeckter Gebotsabgabe (pay-as-bid sealed bid), bestimmt. Dieses wurde im August 2011 durch das Department of

¹⁰⁸ Im Original: „The exorbitant Renewable Energy Independent Power Producers Programme (REIPPP) tariffs from bid windows 1 to 3.5 continue to be unaffordable“. Matshele Koko (2016): The hidden costs of renewable energy projects, veröffentlicht in: fin24.com/Economy/Eskom/the-hidden-costs-of-renewable-energy-projects-20161020, abgerufen am 02.02.2018.

Energy (DoE) nach längeren politischen Debatten zur Ausgestaltung des anzuwendenden Finanzierungsmechanismus¹⁰⁹ ins Leben gerufen (zur Vorgeschichte und Entstehung des REI4P vergleiche (Baker 2016, 2017)). Es stellt nicht nur das erste Finanzierungssystem für EE in größerem Maßstab in Südafrika dar, sondern auch die erste bedeutende Basis für Investitionen unabhängiger Unternehmen im ansonsten vom nationalen Energieversorger Eskom dominierten Strommarkt des Landes. Dass Südafrika im Dezember 2011 Gastgeber der 17. UN-Klimakonferenz in Durban war, trug zur raschen Umsetzung des REI4P bei: nur vier Monate nach dem Aufruf zur Gebotsabgabe konnten hier die Gewinner der ersten Ausschreibungsrunde bekannt gegeben werden (Eberhard und Naude 2017, S. 62).

Die Auktionen sind hierbei jeweils technologiespezifisch ausgestaltet, sodass zwischen den Technologien kein Wettbewerb besteht. Zusätzlich besteht ein so genanntes Small Projects IPP Procurement Programme für PV-, Onshore Wind-, Biomasse-, Biogas-Projekte einer Leistung von 1 – 5 MW je Anlage, welches hier allerdings nicht vertieft betrachtet wird. Letzteres wurde als Reaktion auf Befürchtungen kleiner bzw. lokaler Unternehmen geschaffen, nicht im Wettbewerb der multinationalen Unternehmen im REI4P bestehen zu können und soll die Kosten gescheiterter Gebote im Vergleich zum REI4P deutlich geringer halten (Eberhard und Naude 2017, 42ff). Das im ‚Integrated Resource Plan for Electricity 2010-2030‘ definierte, übergeordnete energiepolitische Ziel Südafrikas ist es, bis 2030 17,8 GW an erneuerbarer Kapazität bereitzustellen (DoE 2013, S. 6).

Das Ausschreibungsinstrument REI4P soll dazu dienen, bis 2020 rund 6,9 GW EE-Kapazität zu installieren, davon 2,8 GW Windenergie an Land (Ngobeni 2016, S. 6). Die einzelnen Ausschreibungsfenster werden auf einer speziellen Website des DoE (Department of Energy), des staatlichen Versorgungsunternehmens Eskom und NERSA (National Energy Regulator of South Africa) angekündigt. Das DoE übernimmt die wesentlichen Verwaltungsaufgaben und ist zusammen mit dem Finanzministerium verantwortlich für die Durchführung des Programms.

¹⁰⁹ Im August 2011 wurde das REI4P durch das DoE eingeführt, nachdem ein Versuch, ein System mit Festvergütungen einzuführen gescheitert war, an dessen Ausarbeitung bereits seit 2009 gearbeitet wurde. Dieses wurde jedoch aufgrund rechtlicher Bedenken und der erhofften Vorteile von Ausschreibungssystemen, wie etwa eine erhöhte Wettbewerbsintensität, ein erwartetes größeres Potenzial für Kostensenkungen sowie der Möglichkeit regionale Wertschöpfungskomponenten als Anforderungen mit aufzunehmen, nie eingeführt (vgl. Ecofys 2013, S. 3; IRENA 2013, S. 37). Durch die langen Planungen für ein Festvergütungssystem waren Investoren und Hersteller bereits auf ein solches eingestellt als von Seiten des DoE und des Finanzministeriums ein Überdenken dieses Finanzierungsmechanismus erfolgte (Ecofys 2013 sowie schriftliche Informationen von Marylize Stoltz, South African Wind Energy Association vom 12.5.2014).

4.5.1 Das Ausschreibungssystem in Südafrika

Der Auktionsprozess selbst ist in zwei Phasen gegliedert (DoE 2015; Eberhard und Naude 2017):

Die Qualifikationsphase: In dieser Phase müssen Bieter nachweisen, dass alle erforderlichen Genehmigungen vorliegen und das Projekt kommerziell tragfähig und innerhalb der gesetzten Fristen realisierbar ist. Nachweise, die den Ausschreibungsanforderungen in den Bereichen rechtlicher Belange, Standortsicherung, Umweltverträglichkeit, Finanzierbarkeit, technische Anforderungen, Wirtschaftsentwicklung und finanzielle Garantien entsprechen, müssen in dieser Phase vorgelegt werden. Weiterhin wird eine erste Auswahl danach getroffen, ob die Bieter den maximalen Gebotspreis des betreffenden Ausschreibungsfensters überschreiten, was ebenfalls ein Ausschlusskriterium darstellt.

Die Evaluationsphase: Die Gebote der qualifizierten Bieter aus der ersten Phase werden nun zu 70% nach dem geforderten Preis und zu 30% Kriterien der wirtschaftlichen Entwicklung beurteilt. So werden die „preferred bidders“ ausgewählt. Sie sind damit berechtigt, eine Stromerzeugungslizenz zu erhalten und mit Eskom die PPAs abzuschließen (s.u.), die die Vergütung für den Strom regeln. Die Kriterien der wirtschaftlichen Entwicklung umfassen sieben Unterkriterien: Schaffung von Arbeitsplätzen, inländische Wertschöpfung, Beteiligung lokaler Gemeinschaften und der schwarzen Bevölkerung an der Projektgesellschaft und Subunternehmern, Beteiligung Schwarzer im Top-Management, Beschaffung von Komponenten bzw. Dienstleistungen von Unternehmen mit Beteiligung Schwarzer (s.u.), kleine Unternehmen und Beitrag zur sozioökonomischen Entwicklung. Die Gewichtungen unterscheiden sich; so fallen auf die ersten beiden Kriterien rund 50% der nach Kriterien der wirtschaftlichen Entwicklung erzielbaren Punktzahl.

Um zulässig zu sein, müssen mindestens 40% der Anteile an der für das gebotene Projekt gegründeten Projektgesellschaft von inländischen Unternehmen gehalten werden. Ab der dritten Ausschreibungsrunde wurde dies auf Bürger Südafrikas konkretisiert, um zu vermeiden, dass ausländische Investoren lediglich in Südafrika neue Gesellschaften gründen, um diese Bedingung zu erfüllen. Hierzu müssen Kopien der Identitätskarten der betreffenden Bürger vorgelegt werden (Eberhard und Naude 2017, S. 22).

Eine Besonderheit in Südafrika stellt das sogenannte ‘Broad-Based Black Economic Empowerment’ (BBBEE) dar, ein Programm der südafrikanischen Regierung zur wirtschaftlichen Gleichstellung von schwarzen Bürgern, welches seit 2012 die Nachfolge des Vorläuferprogrammes Black Economic Empowerment (BEE) bildet und lediglich für öffentliche Körperschaften und staatliche Organe Gültigkeit besitzt (AHK 2014, S. 47). Durch Aufnahme der BBBEE-Bewertung der Lieferanten in den Kriterienkatalog

für die Auswahl der Bieter entfaltet das Programm auch Wirkung für die Bieter im REI4P (Eberhard und Naude 2017). Die Förderung der wirtschaftlichen Beteiligung Schwarzer hat allerdings auch Kritik hervorgerufen: es führe weniger zu einer breiten Beteiligung an der Wertschöpfung als eher zu einer Bereicherung einer ‚unproduktiven schwarzen Elite‘, zudem seien Korruption und eine Vermischung von politischen und Unternehmensinteressen zu beobachten (Baker 2015).

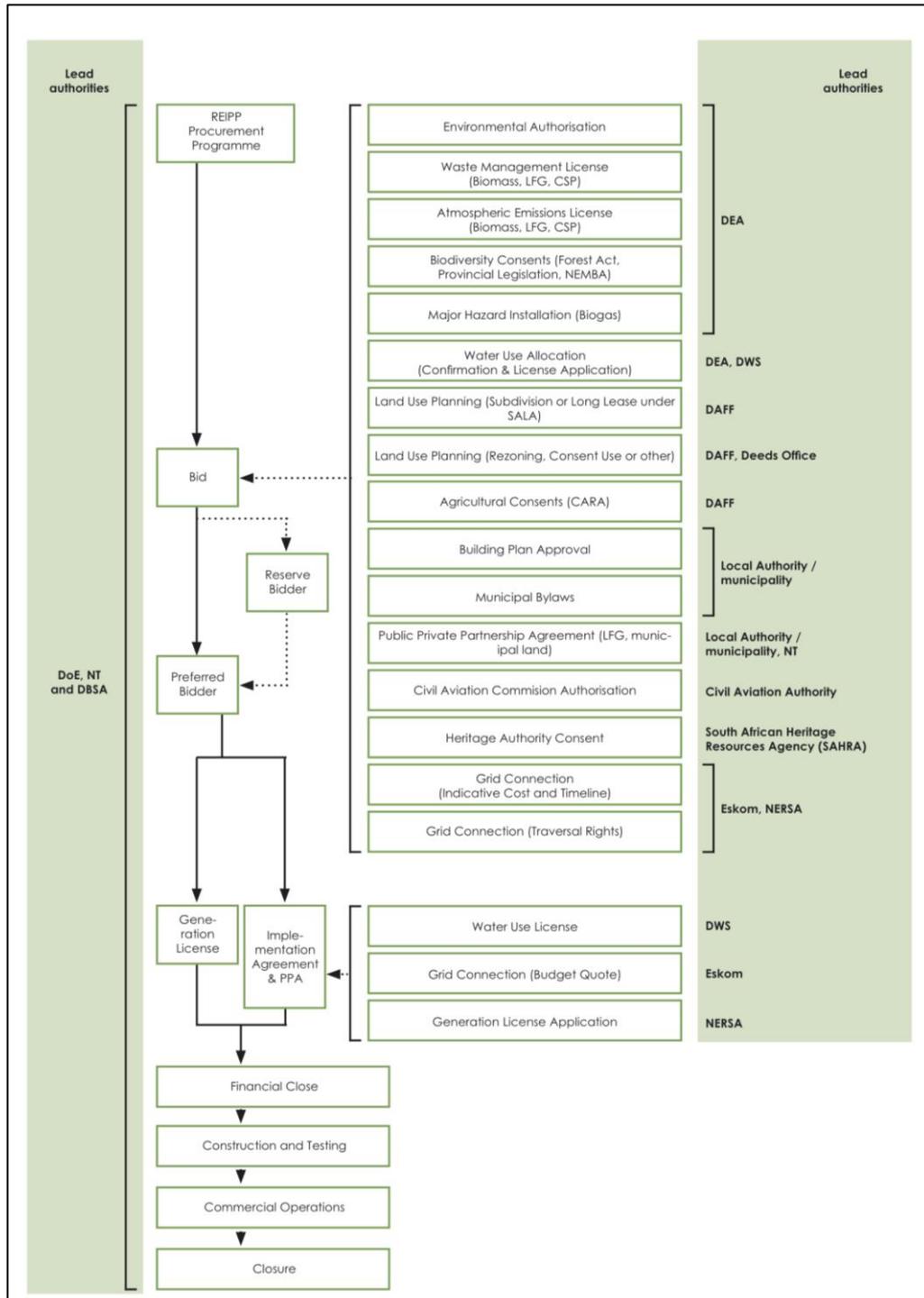
Der als Teilnahmebedingung mindestens geforderte Anteil Schwarzer am Eigenkapital der Projektgesellschaft beträgt 12%, der an Vertragspartnern zur Errichtung und dem Betrieb der Anlagen jeweils 8%. Zudem müssen lokale Gemeinschaften („local communities“) zu mindestens 2,5% an der Projektgesellschaft beteiligt sein. Solche Gemeinschaften sind die den Anlagenstandort am nächsten gelegenen Siedlungen, mindestens im Umkreis von 50km. Üblicherweise wird die Anteilseignerschaft über einen so genannten Trust gehalten, der das betreffende Vermögen der lokalen Gemeinschaft verwaltet. In den ersten drei Runden wurden hier Eigenkapital-Anteile ohne Stimmrecht als ausreichend angesehen. Seit der vierten Runde gilt die Vorgabe, dass Beteiligungen von Trusts von über 5% auch mit Stimmrechten verbunden sein müssen. Auch die diesbezüglichen Nachweispflichten wurden im Laufe der Runden verschärft (Eberhard und Naude 2017, 115ff).

Eine weitere Besonderheit des südafrikanischen Systems stellen die oben bereits angesprochenen Anforderungen hinsichtlich einheimischer Wertschöpfung („local content“) innerhalb der mit insg. 30% gewichteten Zuschlagskriterien der wirtschaftlichen Entwicklung dar. Sie wurden im Laufe der Gebotsrunden zunehmend spezifiziert. So wurde etwa zur 2. Runde gefordert, dass explizit angegeben wird, durch welche Komponenten und Tätigkeiten die Anforderungen zur einheimischen Wertschöpfung erfüllt werden sollten. Zudem wurden bestimmte Komponenten, bei der Windenergie etwa Rotorblätter und Türme, als besonders bedeutend mit einer relativ höheren Punktzahl bezüglich ihres Beitrags zur einheimischen Wertschöpfung belegt. Für jede Gebotsrunde wurden sowohl Mindestanteile lokaler Wertschöpfung festgelegt (bei deren Unterschreitung ein Gebot als unzulässig abgelehnt wird), als auch Zielanteile, bei deren Erreichen für das betreffende Kriterium höhere Punktzahlen vergeben werden. Der Mindestanteil lokaler Wertschöpfung betrug in den ersten beiden Gebotsrunden 25% sowie in der dritten und vierten Runde 40% (Eberhard und Naude 2017, S. 111).

Die Auktionsgewinner unterzeichnen mit dem Energieversorger und Übertragungsnetzbetreiber Eskom einen Stromliefervertrag (PPA) für eine Dauer von 20 Jahren und mit dem Energieministerium eine Umsetzungsvereinbarung (Implementation Agreement). NERSA, die südafrikanische Energieregulierungsbehörde, ist für die Erteilung von Stromerzeugungslizenzen für die ‚independent power producers‘ (IPPs), d.h. (privatwirtschaftliche) Unternehmen, die Projekte im Rahmen des REI4P realisieren, so-

wie die Weiterverrechnung der Kosten der REI4P mit Eskom, verantwortlich. Die Windparkbetreiber erhalten eine (nicht mit stündlichen oder täglichen Strompreisschwankungen variierende) Vergütung je kWh in Höhe ihres Gebotswertes (pay as bid). Die Umsetzungsvereinbarung dient zugleich als Gewährleistung, dass die südafrikanische Regierung einsteht, falls Eskom außerstande ist, seinen Vergütungsverpflichtungen an die Anlagenbetreiber nachzukommen (Eberhard und Naude 2017, S. 87). Insgesamt sind noch zahlreiche weitere staatliche Institutionen in den verschiedenen Etappen der Vorbereitung und Einreichung von Geboten für das REI4P sowie der anschließenden Projektrealisierung involviert, wie die nachfolgende Abbildung zeigt.

Abbildung 10: Staatliche Institutionen, die an der Durchführung des REI4P beteiligt sind



Quelle: DoE 2015

Zur Auktionsteilnahme sind von den Bietern in der Qualifikationsphase Sicherheiten ('bid guarantees') abzugeben. Um teilnehmen zu dürfen, ist die Hinterlegung von

100.000 ZAR/MW (ca. 5.460 €/MW)¹¹⁰ bei einer südafrikanischen Bank als Sicherheit bzw. Kautions erforderlich. Dieser Betrag ist bei Aufnahme in den Kreis der „preferred bidders“ um weitere 100.000 ZAR/MW aufzustocken. Bei Nichterreichung des Status eines „preferred bidders“ wird der Betrag zurückerstattet. Zusätzlich sind 1% der gesamten Projektkosten beim DoE zu zahlen (Eberhard und Naude 2017). Eine gestaffelte Pönalisierung bei Nichteinhaltung der vertraglichen Verpflichtungen ist vorgesehen, wobei der letzte Schritt hierin die Kündigung der Verträge darstellt (Ecofys 2013, S. 4; AHK 2014, S. 41).

Die Realisierungsfrist, innerhalb derer die Projekte in Betrieb zu nehmen sind, variierte bisher mit jeder Ausschreibungsrunde. Zwischen den Vertragsunterzeichnungen und dem Ende der Realisierungsfrist für Wind Onshore-Projekte lagen in der ersten Runde 2,2 Jahre, in der zweiten Runde 2,6 Jahre und in der dritten Runde 3 Jahre. Einheitlich ist in den Stromlieferverträgen festgelegt, dass der erfolgreiche Bieter innerhalb von 180 Tagen nach wirksamer Vertragsunterzeichnung mit dem Bau der Anlagen beginnen muss, ansonsten darf Eskom als Abnehmer des erzeugten Stroms den Vertrag wieder kündigen; ebenso, wenn sich die Inbetriebnahme mehr als 18 Monate über das vereinbarte Inbetriebnahmedatum hinaus verzögert. Verspätete Inbetriebnahmen führen (sofern keine besonderen Umstände vorliegen, die eine Kompensation rechtfertigen) nicht zu einer Verschiebung des Vergütungszeitraums. Zudem wird die Vergütung proportional um die Dauer der Verspätung verkürzt. Die Realisierungsverpflichtung gilt für mindestens 50% der vereinbarten installierten Leistungen. Lediglich wenn die Leistung bei Inbetriebnahme noch geringer ist, ist der Bieter verpflichtet, Abhilfe zu schaffen (Eberhard und Naude 2017, 122ff).

Durchgeführte Runden und Ergebnisse

Im Zuge des REI4P wurden bislang vier Ausschreibungsrunden (2011, 2012, 2013 und 2014/15) durchgeführt, sowie eine weitere alleine für CSP-Projekte („bid window 3.5“). Für Bid Window 4 wurde eine zweite Runde durchgeführt („expedited bid window“), um in vorherigen Runden erfolglosen Projekten eine zweite Chance zu geben. Eine fünfte Runde war angekündigt, wurde jedoch bislang nicht durchgeführt (Eberhard und Naude 2017; Baker 2017).

¹¹⁰ Umrechnung zum Wechselkurs von http://www.finanzen.at/devisen/euro-suedafrikanischer_rand-kurs, Abruf am 20.01.2016.

Tabelle 4: Überblick über bereits durchgeführte Auktionsrunden für Wind Onshore im REI4P

	Bid Window 1	Bid Window 2	Bid Window 3	Bid Window 4
Ankündigung der Ausschreibung	Aug 2011	Aug 2011	Mai 2013	Mai 2014
Frist zur Gebotsabgabe	Nov 2011	Mrz 2012	Aug 2013	Aug 2014
Bekanntgabe der Gewinner	Dez 2011	Mai 2012	Okt 2013	Apr 2015 ¹¹¹
Unterzeichnung der PPAs („financial close“)	Nov 2012	Mai 2013	Dez 2014	-
Realisierungsfrist	Dez 2014	Dez 2015	Dez 2017	-
Ausgeschriebene Leistung (MW)	1850	650	654	1240
Bezuschlagte Leistung (MW)	649	559	787	1362
Durchschnittliche Leistung je Projekt (MW)	81,1	80	112	114
Realisierungsrate (Stand Feb 2018)	100% ¹¹²	100%	100%	-

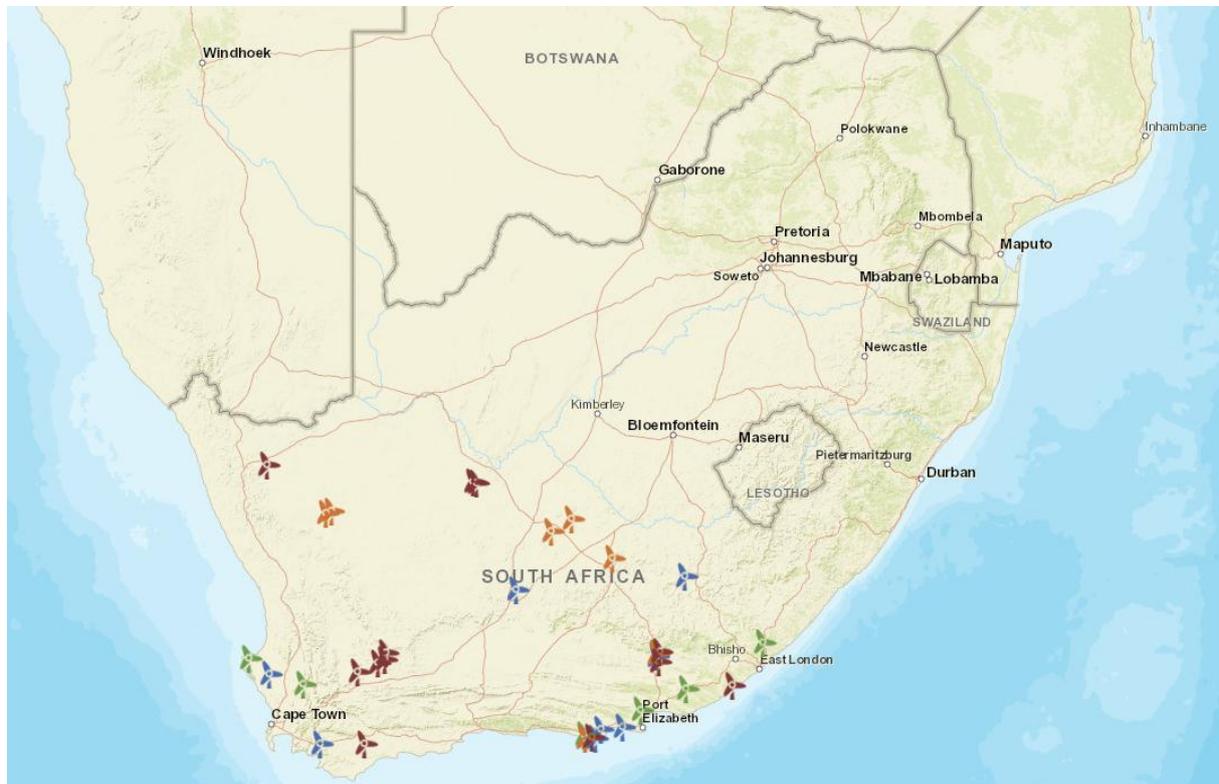
Quelle: DoE 2015; Eberhard und Naude 2017, Database energy.org.za. Hinweis: da die preferred bidder des Expedited Bid Window noch nicht bekannt gegeben wurden, ist diese Runde hier nicht aufgeführt.

Die regionale Verteilung der Zuschläge folgt im Wesentlichen der Verteilung guter Windverhältnisse, d.h. es sind insbesondere küstennahe Standorte bezuschlagt worden, wie die nachfolgende Abbildung zeigt.

¹¹¹ Aufgrund des hohen Gebotsvolumens wurde nach Eingang der Gebote entschieden, eine höhere Leistung als ursprünglich angestrebt zu bezuschlagen. Daher wurden im Juni 2015 weitere Gebote bezuschlagt. Die Angaben für Bid Window 4 in der Tabelle gelten für die im April und im Juni 2015 bezuschlagten Projekte Baker 2017.

¹¹² Einige Projekte sind mit geringerer Kapazität als ursprünglich bezuschlagt in Betrieb gegangen, dies ist in gewissem Umfang ohne Vertragsstrafe möglich (del Rio 2016a; Eberhard und Naude 2017).

Abbildung 11: Regionale Verteilung der Windenergie-Zuschläge in Südafrika



Quelle: IPP Office (<https://ipp-projects.co.za/ProjectDatabase/Map>)

Wie in zahlreichen anderen Ländern erschwert die geographische Konzentration der Zuschläge offenbar den Anschluss der EE-Projekte an das nationale Stromnetz. In starkem Maße gilt dies für die Provinz ‚Northern Cape‘, wo freie Netzkapazitäten knapp geworden sind, aber viele Zuschläge für PV- und CSP-Projekte erteilt wurden. Grundsätzlich ist Eskom für die Kapazitätserweiterungen im Übertragungsnetz und die Bereitstellung von Netzanschlusspunkten zuständig. Die Projektentwickler ihrerseits finanzieren den Anschluss ihrer Projekte an das Stromnetz (Baker 2017). Während EE-Projekte innerhalb von 2-3 Jahren errichtet werden können, dauert die Erweiterung des Übertragungsnetzes typischerweise 7-10 Jahre (Sager 2014).

Das REI4P wird in zahlreichen Aspekten als ein für ein Schwellenland sehr verlässliches Ausschreibungssystem eingeschätzt (Yuen 2014), auch wenn die über Jahre verzögerte Unterzeichnung der Stromlieferverträge der vierten Runde diesbezüglich neue Risiken aufgezeigt hat (s.u.). Eberhard und Naude bezeichnen das REI4P als äußerst transparent, ohne Möglichkeiten für illegitimes ‚rent-seeking‘ oder Korruption. Die regelmäßige Evaluierung der vom REI4P herbeigeführten sozialen und wirtschaftlichen Nutzeneffekte (vgl. z.B. die hierzu quartalsweise erscheinenden Sachstandsberichte

des IPP office) habe zudem zu einer hohen politischen Legitimität des Systems beigetragen. Die institutionelle Ansiedlung einer eigens geschaffenen IPP-Einheit im Energieministerium habe die Glaubwürdigkeit des von ihnen administrierten REI4P bei Investoren gestärkt, ebenso wie die zahlreichen externen Berater, die für die Ausgestaltung des Ausschreibungssystem zur Unterstützung herangezogen wurden. Zudem habe man die Details ausländischer Ausschreibungssysteme bis hin zu deren Vertragswerken umfangreich ausgewertet (Eberhard und Naude 2017, S. 63). Finanziell getragen wird die IPP-Einheit von Registrierungsgebühren aller Bieter im REI4P und einer Entwicklungsgebühr von 1% der Gesamtprojektkosten der erfolgreichen Bieter (Eberhard und Naude 2017, S. 68; Baker 2017).

Hervorzuheben ist die inzwischen um mehrere Jahre verschobene Unterzeichnung der Stromlieferverträge zwischen den erfolgreichen REI4P-Bietern und dem staatlichen Energieversorger Eskom im Anschluss an die Auswahl der bezuschlagten Projekte. Dies betrifft die 27 eigentlich im April und Juni 2015 in der Ausschreibungsrunden 4 bezuschlagten Projekte (sowie die der nur für CSP-Projekte durchgeführten Runde 3.5), darunter 12 Windenergieprojekte mit einer kumulierten Leistung von 1360 MW, rund 40% der insgesamt bislang im REI4P bezuschlagten Windenergieleistung. Auch bei den Runden 1 bis 3 waren bereits Verzögerungen der Vertragsunterzeichnung von jeweils rund sechs Monaten aufgetreten (Eberhard und Naude 2017). Eskom hatte einerseits angegeben, dass es durch die Verpflichtung, die betreffenden Strommengen von unabhängigen Erzeugern zu beschaffen, Verluste machen werde. Andererseits wurde argumentiert, dass sich die Stromversorgungssituation seit der Welle von Stromabschaltungen 2014/2015 stabilisiert habe und daher keine weiteren Erzeugungskapazitäten aus EE erforderlich seien (SAREC 2017; Eskom 2016).

Der Widerstand von Eskom, die Verträge nach Zuschlag zu unterzeichnen, wird auf unzureichende Koordination zwischen dem federführenden Ministerium sowie dem staatseigenen Energieversorger (Eberhard und Naude 2017, S. 65) sowie eine seit Einführung des REI4P entstandene Stromerzeugungsüberkapazität in von Eskom betriebenen Kohlekraftwerken zurückgeführt. Gegenüber Eskom und einigen Mitgliedern der Regierung wurden schwere Korruptionsvorwürfe erhoben. Zudem sollte Eskom ein neues Atomenergieausbauprogramm durchführen, zu welchem neue EE-Leistung in Konkurrenz gestanden habe (Baker 2017; Burkhardt P. 2018). Beachtlich erscheint in jedem Fall die Durchsetzungsmacht des staatseigenen Unternehmens, welches sich auch nach einer Ankündigung des südafrikanischen Staatspräsidenten Jacob Zuma im Februar, dass die Stromlieferverträge bis April 2017 unterzeichnet würden, weiterhin weigerte, dies zu tun (Baker 2017).

Die Verzögerungen wurden als ‚potentiell irreparable Beschädigung eines der effektivsten EE-Auktionssysteme weltweit‘ (Victoria Cuming, Bloomberg New Energy Finance; Burkhardt P. 2018) kritisiert, da selbst bei einer Weiterführung des Programms

nun die Projektkosten aufgrund des erhöhten politischen Risikos steigen würden, was wiederum die Finanzierung erschwere. Im regelmäßig erscheinenden ‚renewable energy attractiveness index‘ von Ernst & Young ist Südafrika vom 11. Platz (2016) auf den 19. Platz (2017) zurückgefallen (EY 2017) und steht damit nun hinter Ländern wie Marokko oder Argentinien. Auch direkte Folgen bei der inländischen Industrie sind inzwischen sichtbar geworden: Der Schwerindustriekonzern DCD verkaufte im Juni 2017 seinen Anteil in Höhe von 536 Mio. Rand am erst 2014 gegründeten einheimischen Hersteller von Türmen für Windenergieanlagen CDC Wind Towers für 1 Rand. Nachdem die letzten durch das REI4P eingeworbenen Aufträge im Dezember 2016 abgearbeitet waren, hatte das Unternehmen den Betrieb eingestellt¹¹³.

Im Februar 2018 beauftragte die Ministerin für Staatliche Unternehmen, Lynne Brown, Eskom, die ausstehenden Stromlieferverträge rasch zu unterzeichnen und kündigte Unterstützung im Hinblick auf die von Eskom angeführten finanziellen Risiken an¹¹⁴. Ob dies dazu führt, dass die Verträge nun unterzeichnet werden, bleibt abzuwarten; zudem sei hervorgehoben, dass größere Akteure mit ggf. international diversifiziertem Projektportfolio deutlich besser imstande sind, derartige Verzögerungen finanziell zu verkraften als kleinere Akteure.

Realisierung bezuschlagter Projekte

Die Realisierungsraten der ersten drei Ausschreibungsrunden betragen jeweils 100%, d.h. es wurden alle bezuschlagten Projekte umgesetzt (vgl. Tabelle 4). Für die anschließenden Runden ist noch keine Umsetzung zu erwarten, da, wie berichtet, die Stromlieferverträge erst noch unterzeichnet werden müssen. Verglichen mit anderen EE-Ausschreibungssystemen weltweit ist eine Realisierung aller bezuschlagten Projekte als klare Ausnahme einzustufen. In der Literatur werden hierfür folgende Gründe angeführt:

- Auch wenn das ursprünglich geplante System garantierter Einspeisevergütungen (genannt REFIT) noch vor seiner Einführung durch das dann umgesetzte Auktionssystem ersetzt wurde, waren hier erste Projektentwicklungen angestoßen worden, für die später im REI4P Gebote abgegeben wurden. Die erheblichen zu Beginn des REI4P bestehenden Stromunterkapazitäten, die auch zu

¹¹³ Zitiert aus Business Day, 11.06.2017: „Renewables sector being ravaged by state’s failure to co-ordinate“ online verfügbar unter pressreader.com/south-africa/business-day/20170605/281814283829999, zuletzt abgerufen am 02.202.2018 und Engineering News, 08.02.2017: “IDC hopes to salvage wind-tower plant, but warns liquidation can’t be ruled out”, online verfügbar unter engineeringnews.co.za/article/idc-hopes-to-salvage-wind-tower-plant-but-warns-that-liquidation-cant-be-ruled-out-, zuletzt abgerufen am 02.202.2018.

¹¹⁴ „Brown gives Eskom green light to buy IPP power“, online verfügbar unter fin24.com/Economy/Eskom/brown-gives-eskom-green-light-to-buy-ipp-power-20180202, zuletzt abgerufen am 08.202.2018

Versorgungssperren führten, bekräftigten die Glaubwürdigkeit, dass die südafrikanische Regierung den angekündigten EE-Zubau ernsthaft anstrebt und sendeten damit ein entsprechend attraktives Signal an Projektentwickler (Eberhard und Naude 2017, S. 58; Baker et al. 2014). Insbesondere für die erste Runde ist auch zu beachten, dass die Zuschläge zumeist nahe der Höchstgebotsgrenze lagen, d.h. offenbar wirtschaftlich sehr attraktiv.

- Die Teilnahmevoraussetzungen sorgen dafür, dass nur Projekte eingereicht werden können, die nahezu baureif sind („shovel-ready“, vgl. (Papapetrou 2014). Entsprechend fallen zahlreiche Risiken der Projektentwicklungsphase bei Windenergie (etwa Genehmigungsrisiken) in die Zeit vor der Einreichung und Bezuschlagung von Geboten und tragen nicht zu Umsetzungsrisiken von Zuschlägen bei. Auch die Kostenseite von Projekten kann kurz vor Baubeginn besser beurteilt werden als in früheren Phasen der Projektentwicklung, dies reduziert das Risiko, spekulative Gebote abzugeben, die sich im Nachhinein als zu optimistisch herausstellen. Zugleich erhöhen die Vorbereitungskosten dafür, ein Projekt gebotsreif zu machen, das Interesse eines Bieters, das Projekt im Falle eines Zuschlags auch zu realisieren; weiter erhöht wird dieses Interesse durch die zu hinterlegenden Sicherheit, die bei Nicht-Realisierung verfallen.
- Teil der Teilnahmevoraussetzungen sind sog. Letters of Support aller Geber von Eigen-, Unternehmens- und Fremdkapital, in denen diese sich zur Finanzierung des Projekts im Falle eines Zuschlags verpflichten. Da unrealistische Projektplanungen (hinsichtlich des Gebotspreises, aber auch z.B. des Zeitplans zur Projektrealisierung) für diese Kapitalgeber hohe Kosten bzw. Erlösausfälle zur Folge hätten, resultiert daraus ein starker Anreiz für die Kapitalgeber, die Umsetzbarkeit der Projekte sorgfältig zu prüfen. Aufgrund der hieraus resultierenden hohen Transaktionskosten für Bieter wurden die Anforderungen an die Verbindlichkeit der Kreditzusage für die vierte Ausschreibungsrunde abgesenkt. Wechsel unter den Anteilseignern sind nach Projektinbetriebnahme nur begrenzt zulässig (Eberhard und Naude 2017, 87 und 103). Auch dies sorgt dafür, dass spekulative Gebote in den Ausschreibungsrunden wenig wahrscheinlich sind (Eberhard und Naude 2017, S. 83; Eberhard et al. 2014; Baker 2015).

In den Ausschreibungen erzielte Vergütungen

Die für Windenergieprojekte in den bisher erzielten Vergütungen sind von Runde zu Runde zurückgegangen, wie in der nachfolgenden Tabelle zu sehen ist.

Tabelle 5: Entwicklung der Windvergütungshöhen in Südafrika je Runde des REI4P

	Runde 1	Runde 2	Runde 3	Runde 4
Gewichtete durchschnittliche Vergütung (in Rand ₂₀₁₆ /kWh)	1,51	1,19	0,87	0,75
Gewichtete durchschnittliche Vergütung (nominal, wie geboten)	1,14	0,9	0,74	0,62 ¹¹⁵
Zulässiger Höchstgebotspreis (nominal)	1,15	1,15	1,0	-
Ausgeschriebenes Windenergie-Leistungsvolumen (MW)	1850	650	654	590

Quelle: IPP office 2017; Eberhard und Naude 2017. Anmerkung: um die Gebote untereinander vergleichbar zu machen, wurden die Beträge auf das Jahr 2016 normiert.

Eine Reihe von Faktoren können angeführt werden, um die Entwicklung der Preise in den vier Ausschreibungsrunden zu erklären.

- Für die erste Runde galt kein individuelles Ausschreibungsvolumen¹¹⁶, daher boten offenbar viele nahe der angesetzten Preisobergrenze (s.o.). Aufgrund des erst kurz zuvor beschlossenen Politikwechsels und einer Frist von nur drei Monaten bis zur Gebotsabgabe waren viele Bieter optimistisch, dass sich kein darüber liegendes Angebotsvolumen und damit kaum oder gar kein Wettbewerb einstellen würde (Papapetrou 2014). Erst in den Folgerunden wurden jeweils Teilmengen des insgesamt angestrebten Zubaus ausgeschrieben, in der dritten Runde wurde auch der zulässige Höchstgebotspreis abgesenkt.
- Da der Markt für große EE-Projekte vor Einführung des REI4P nahezu inexistent war, beinhaltete eine Teilnahme an den Ausschreibungen anfänglich sowohl für die bietenden Entwickler als auch für die Fremdkapitalgeber erhebliches Risiko (s.u.), da sich erst erweisen musste, ob alle Prozesse wie beabsichtigt stattfinden würden. Dieses Risiko ging von Runde zu Runde zurück - es

¹¹⁵ Nur für die in Runde 4a bezuschlagten Gebote

¹¹⁶ Vielmehr wurde die gesamte Leistung von über 3.625 MW ausgeschrieben, die eigentlich binnen der fünf bis 2016 geplanten Runden bezuschlagt werden sollte.

muss aber für eventuelle künftige Ausschreibungsrunden infolge der seit Jahren verzögerten Unterzeichnung der Stromlieferverträge der vierten Ausschreibungsrunde durch Eskom als inzwischen wieder deutlich höher eingeschätzt werden. Entsprechend ist wahrscheinlich, dass für die Runden zwei bis vier einerseits ein höheres Bieterinteresse bestand und andererseits niedrigere Risikoprämien sowohl für Eigen- wie für Fremdkapital angesetzt wurden (siehe auch Papapetrou 2014; Horstmann 2015). Die günstigen Finanzierungskonditionen der international aufgestellten erfolgreichen Bieter der letzten beiden Runden haben ebenfalls zu einem Preisrückgang beigetragen.

- In den bisher durchgeführten Ausschreibungsrunden sei es möglich gewesen, für besonders attraktive Standorte zu bieten, sowohl bezüglich der Wind- bzw. PV-Standortgütern als auch der Netzanschlusskosten. Dies werde in eventuellen künftigen Runden schwieriger (Horstmann 2015).
- Einen eher preistreibenden Effekt dürfte der hohe administrative Aufwand für die Erfüllung der zahlreichen Teilnahmevoraussetzungen, unter anderem hinsichtlich des Zuschlagskriteriums der wirtschaftlichen Entwicklung, gehabt haben, auch wenn dieser ohne gesonderte Untersuchungen nicht quantifiziert werden kann (Eberhard und Naude 2017, S. 72).
- Standard-Stromliefer- und Netzanschlussverträge trugen dazu bei, Bieter anzuwerben, die in anderen Situationen, in denen sie mit einem einzigen etablierten nationalen Energieversorger konkurrieren, abgeschreckt werden (Baker 2017; Eberhard und Naude 2017, S. 58). Zugleich reduzieren Standardlieferverträge die ansonsten bei individueller Aushandlung von derartigen Verträgen hohen Transaktionskosten, die in Gebote einzupreisen wären.
- Die IPP-Einheit, welche das REI4P koordiniert, hat bei der Ausgestaltung des REI4P sowie der Formulierung der nicht verhandelbaren Standard-Stromlieferverträge nicht nur Projektentwickler, sondern auch Banken, Pensionsfonds und Versicherungsunternehmen umfangreich konsultiert. So sei sichergestellt worden, dass das Programm auch die Bedürfnisse der Fremdkapitalgeber in einer Weise berücksichtige, die eine gute Finanzierbarkeit und niedrige Kapitalkosten ermöglichen, welche wiederum zu niedrigen Geboten beitragen (Eberhard und Naude 2017, S. 69). Zudem habe das Personal der IPP-Einheit bereits zuvor erhebliche Erfahrung in der Zusammenarbeit mit privaten Unternehmen und in öffentlich-privaten Partnerschaften gesammelt (Eberhard et al. 2014).
- Die - verglichen mit vielen europäischen Projekten – vergleichsweise großen Leistungen je Projekt erlauben hohe Skalenerträge. Zugleich verhindern die Maximalleistungen von 140 MW je Windprojekt noch stärkere Skalenerträge, die zu noch niedrigeren Vergütungen hätten führen können (Papapetrou 2014). Allerdings können Maximalleistungen je Projekt (bzw. insb. je Bieter) das Ent-

stehen oligopolistischer Bieterstrukturen verhindern, auch wenn sich in Südafrika insb. in der dritten und vierten Runde bereits eine bedeutende Akteurskonzentration eingestellt hat (s.u.).

- Im Gefolge der Wirtschaftskrise 2008 war die Nachfrage nach Windprojekten in den USA und Europa zurückgegangen. Dies führte zu einem verstärkten Wunsch von Entwicklern und Turbinenherstellern, neue Märkte zu erschließen, etwa dem in Südafrika (Papapetrou 2014; Yuen 2014).
- Im Zeitverlauf der Ausschreibungsrunden sind weltweit die Technologiekosten für Wind Onshore gefallen und Kapazitätsfaktoren angestiegen (Yuen 2014).

Akteursstruktur in den Ausschreibungen

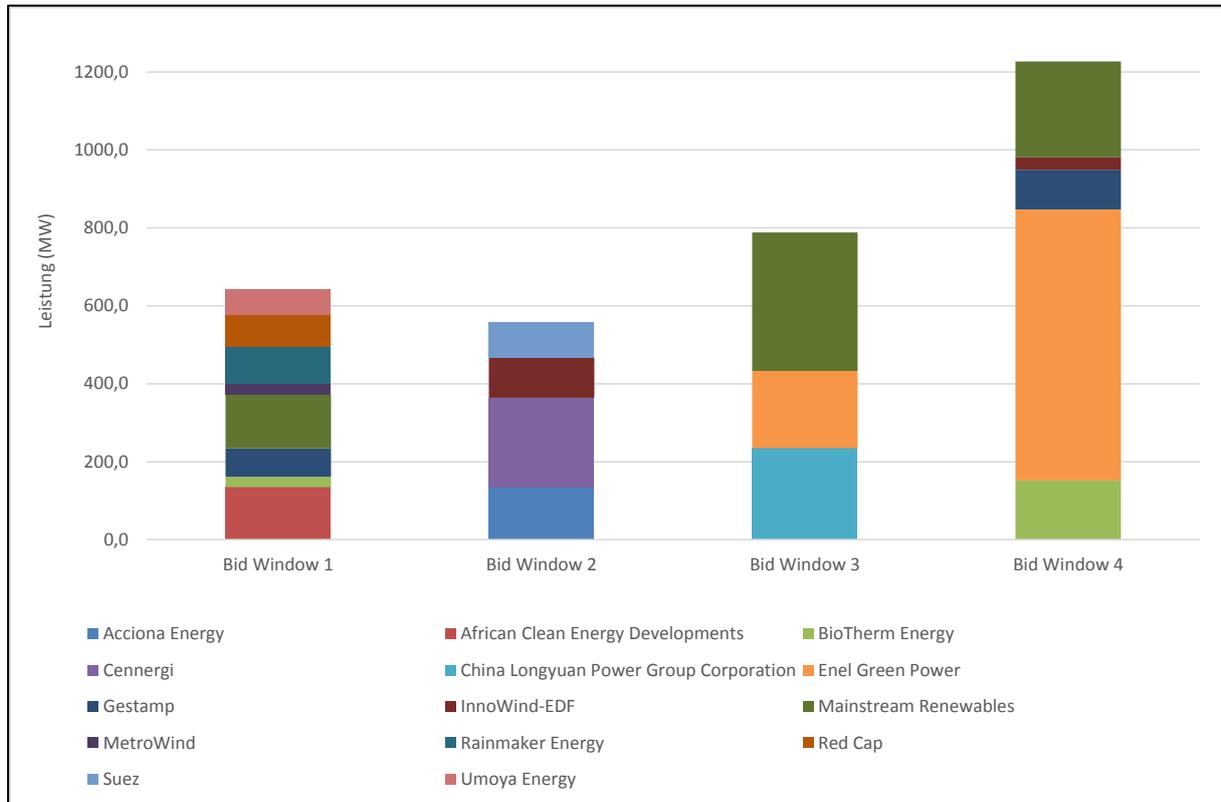
Hinsichtlich der Akteursstruktur ist von Interesse, welche Unternehmen an den bezuschlagten Projektgesellschaften beteiligt sind¹¹⁷. So kann identifiziert werden, an welchen Projekten dieselben Muttergesellschaften beteiligt sind, insbesondere als Mehrheitseigentümer.

Waren in der ersten Ausschreibungsrunde noch im Mehrheitseigentum von acht Unternehmen befindliche Projektgesellschaften mit jeweils einem Zuschlag je Unternehmen erfolgreich, reduzierte sich die Zahl der bezuschlagten Mehrheitseigentümer in der zweiten Runde auf vier (für sieben Zuschlüsse), in der dritten Runde auf drei (für ebenfalls sieben Zuschlüsse) und stieg in der vierten Runde wieder auf sechs, für allerdings zwölf Zuschlüsse an (vgl. Abbildung 12).

Zwei Unternehmen haben in den vier Runden besonders hohe Marktanteile erzielt: Enel Green Power (28% des bezuschlagten Leistungsvolumen) und Mainstream Renewables (23%). Diesen folgen die China Longyuan Power Group Corporation und Cennergi mit jeweils 7% und BioTherm Energy und Gestamp mit 6% bzw. 5%. Die Anteile der übrigen Mehrheitseigentümer liegen unter 5%. In der zweiten Runde kamen nur Unternehmen zum Zuge, die in der ersten Runde keinen Zuschlag erhalten hatten und auch in der dritten Runde war zumindest noch ein neuer Bieter erfolgreich. In der vierten Runde erhielten dagegen nur noch Unternehmen Zuschlüsse, die bereits in den vorherigen Runden erfolgreich waren.

¹¹⁷ Wie in anderen Ländern üblich, wird auch in Südafrika für Windprojekte jeweils eine gesonderte Projektgesellschaft gegründet (special purpose vehicle, SPV), an der die Inhaber des Projektes Anteile halten.

Abbildung 12: Anteil der in den vier Runden des REI4P bezuschlagten Unternehmen (Mehrheitseigentümer)



Quelle: IPP office 2017; EE Publishers 2016

Nachfolgend sind die sieben Mehrheitseigentümer der Bietergesellschaften vorgestellt, die in den letzten beiden Auktionsrunden erfolgreich waren:

- BioTherm Energy ist eines der ersten südafrikanischen Projektierungsunternehmen für EE-Projekte, gegründet im Jahr 2003. Es betreibt EE-Projekte, hauptsächlich Solar- und Windenergie, in Südafrika und hatte 2017 über 3 GW genehmigter Kapazität weiterer EE-Projekte für künftige Ausschreibungen in Südafrika im Portfolio. Des Weiteren hatte Biotherm Energy Zuschläge für Solarprojekte in Burkina Faso und Ghana erzielt und entwickelt derzeit auch Projekte in anderen afrikanischen Ländern (Nyker 2017). Seit 2008 gehört Biotherm Energy zum globalen, in den USA ansässigen Private-Equity-Unternehmen Denham Capital; die Transaktion stellte seinerzeit die größte EE-Investition in

Afrika dar. Das auf Energie und Ressourcen spezialisierte Unternehmen verwaltete 2016 ein Vermögen von rund 8 Mrd. US-Dollar¹¹⁸.

- Cennergi ist ein Joint Venture der beiden Unternehmen Exxaro (Südafrika) und Tata Power (Indien). Exxaro ist der zweitgrößte Kohleproduzent Südafrikas und der größte Lieferant des südafrikanischen Energieversorgers Eskom. Tata Power betreibt in Indien eine installierte Stromerzeugungskapazität von über 8,5 GW Kohle-, Wasser-, Wind- und Solarkraftwerken und beliefert knapp 2 Mio. Stromkunden. Cennergi strebt an, der führende unabhängige Stromerzeuger (IPP) in der Subsahara-Region Afrikas zu werden¹¹⁹.
- Die China Longyuan Power Group Corporation ist der größte Windenergieprojektierer und -betreiber Asiens, ein zu 100% staatseigenes Unternehmen¹²⁰.
- Enel Green Power ist die 2008 gegründete Tochterfirma des italienischen Energieversorgers Enel. Sie ist weltweit in 30 Ländern aktiv und verwaltet in 19 Ländern eine EE-Kapazität von rund 39 GW¹²¹.
- Gestamp ist ein in Spanien ansässiger und in 21 Ländern aktiver Automobilzulieferer für Karosserie-, Fahrwerk- und Mechanikprodukte. Die Windenergie-Tochter Elawan (ehemals Gestamp Wind) betreibt hauptsächlich Windparks in den USA, Brasilien, Spanien sowie darüber hinaus in der Türkei, Belgien, Polen, und Südafrika¹²².
- InnoWind entwickelt, finanziert, errichtet und betreibt Windprojekte in Südafrika. InnoWind gehört seit 2011 zu 80% zu EDF Energies Nouvelles, einer Tochter des nationalen französischen Energiekonzerns EDF (Électricité de France). 2017 betrieb EDF Energies nouvelles EE-Projekte in 22 Ländern – die ersten in Europa und Nordamerika, später kamen Südafrika, Isreal, Brasilien, Indien und China hinzu.¹²³

¹¹⁸ Zitiert nach Engineering News, 14.03.2016 :“ Denham Capital continues investment in BioTherm Energy for Round 4 and Expedited Window Projects”, online verfügbar unter engineeringnews.co.za/article/denham-capital-continues-investment-in-biotherm-energy-for-round-4-and-expeditedwindow-projects-2016-03-14/rep_id:4136, zuletzt abgerufen am 10.02.2018.

¹¹⁹ Information auf der Homepage von Cennergi: cennergi.com/about-us/who-is-cennergi/, zuletzt abgerufen am 10.02.2018.

¹²⁰ Zitiert nach South China Morning Post, August 2017, „China Longyuan posts higher interim profits with lower wind wastage“, online verfügbar unter: scmp.com/business/companies/article/2107857/china-longyuan-posts-higher-interim-profits-lower-wind-wastage, zuletzt abgerufen am 10.02.2018.

¹²¹ Information auf der Homepage von Enel Green Power: enelgreenpower.com/about-us/a/2017/10/the-company, zuletzt abgerufen am 10.02.2018.

¹²² Liste der aktuell betriebenen Windparks unter <http://www.elawan.com/en/business/wind-farms>, zuletzt abgerufen am 12.02.2018.

¹²³ Information auf der Homepage von EDF Energies Nouvelles: edf-energies-nouvelles.com/en/about/profile/, zuletzt abgerufen am 10.02.2018.

- Mainstream Renewable Power ist ein in neun Ländern agierendes EE-Projektierungsunternehmen mit Hauptsitz in Irland. Es betreibt rund 700 MW Onshore-Windparks in Südafrika, Irland, USA, Kanada und Chile¹²⁴.

Die Kurzdarstellung zeigt, dass keiner der Mehrheitseigentümer der in der dritten und vierten Runde bezuschlagten Projekte nur in Südafrika aktiv ist. Die Hauptsitze der Mehrheitseigentümer sind in Europa, den USA oder Asien, allein das Kohlebergbau-Unternehmen Exxaro ist in Südafrika ansässig.

Wie dargestellt, ist im Zuge der vier Ausschreibungsrunden des REI4P eine deutliche Verengung der Bieterstruktur zu beobachten, was die Mehrheitseigentümer der bezuschlagten Projekte angeht. Die Konzentration spiegelt sich auch in den weiter oben berichteten steigenden durchschnittlichen Projektgrößen wider: Die in der dritten und vierten Runde bezuschlagten Projekte der beiden größten Mehrheitseigentümer, Enel Green Power und Mainstream Renewables hatten eine durchschnittliche Leistung von 128 bzw. 120 MW. Hierzu hat sicherlich beigetragen, dass – um hohe Realisierungsraten zu erzielen – nur Gebote für bereits quasi baureife Projekte eingereicht werden können. Die Vorinvestitionskosten hierfür sind erheblich und falls kein Zuschlag erreicht werden kann, müssen diese zumindest teilweise abgeschrieben oder als Risikoprämie bei anderen, erfolgreichen Geboten refinanziert werden¹²⁵. Dies ist größeren Unternehmen mit guter Eigenkapitalausstattung und/oder breitem Projektportfolio leichter möglich als kleineren Unternehmen. Daher erschweren bereits die strengen Teilnahmebedingungen die Teilnahmemöglichkeiten und Erfolgchancen kleinerer Unternehmen. Bereits 2014 konstatiert Papapetrou einen Trend bei kleinen Entwicklern, Projekte nicht selbst bis zur Gebotsreife voranzutreiben, sondern zuvor an größere Unternehmen zu verkaufen, für die sich aufgrund der Gegebenheiten inzwischen ein Käufermarkt entwickelt habe (2014, S. 18).

Die Veränderungen in der Akteursstruktur können auch durch einen Blick auf die Finanzierung der Projekte beleuchtet werden. 56 der in den ersten drei Runden insgesamt 64 Projekte aller EE-Technologien waren projektfinanziert, typischerweise mit in einem Fremd- zu Eigenkapital-Verhältnis von 70:30 bzw. 80:20. In den ersten Jahren des REI4P waren die von den Banken verlangten Fremdkapitalzinsen mit rund 12% vergleichsweise hoch (Baker 2015, S. 152). Nur vier südafrikanische Banken sowie ein Finanzdienstleister waren bereit, Kredite für die EE-Projekte der ersten beiden REI4P-Runden zu vergeben, sie argumentierten mit höheren Risiken verglichen etwa

¹²⁴ Information auf der Homepage von Mainstream Renewables: <http://mainstreamrp.com/about/>, zuletzt abgerufen am 10.02.2018.

¹²⁵ Sofern das Projekt wirtschaftlich ertragreich erscheint, können die Projektrechte ggf. an einen anderen Bieter verkauft werden, doch aufgrund der ungünstigen Verhandlungssituation des Verkäufers ist nicht zu erwarten, dass hierdurch alle Vorentwicklungskosten refinanziert werden können.

mit Projekten in Europa, da der Geschäftszweig in Südafrika insgesamt neu sei (Baker 2015, S. 150). Ausländische Banken waren aufgrund des Währungsrisikos – der Rand schwankte in den letzten Jahren teilweise stark und Finanzierungsdauern von 15 Jahren sind durchaus üblich – wenig interessiert.

In der dritten Runde des REI4P nahm der Anteil der Unternehmensfinanzierung bei den bezuschlagten Projekten deutlich zu: Enel Green Power gewann nicht nur zwei Windenergie-Zuschläge, sondern auch vier PV-Zuschläge mit einer Leistung von zusammen 285 MW; all diese Projekte waren vollständig unternehmensfinanziert (Baker 2015, S. 152). Für die vierte Runde liegt leider keine entsprechende Auswertung vor. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass auch hier die Projekte von Enel Green Power ohne Projektfinanzierung auskommen, eventuell auch die anderer großer internationaler Entwickler. Für die Bieter bedeutet die Unternehmensfinanzierung einen Wettbewerbsvorteil in den Ausschreibungen: die Zinsen für Fremdkapital (sofern bei derart großen Unternehmen überhaupt erforderlich sind) spiegeln nicht die von Geldgebern gesehenen Risiken eines konkreten EE-Projekts in Südafrika wider (wie im Falle der Projektfinanzierung), sondern die des Gesamtunternehmens, z.B. Enel Green Power, mit seinen über viele Länder und Technologien diversifizierten Aktivitäten. Je größer der von Banken diesbezüglich wahrgenommene Risikounterschied, desto höher der für den Bieter resultierende Wettbewerbsvorteil geringerer Fremdkapitalkosten – und umso stärker der Wettbewerbsnachteil allein in Südafrika tätiger Entwickler, denen eine solch günstige Unternehmensfinanzierung nicht zur Verfügung steht (Baker 2015; Papapetrou 2014). In einer Modellrechnung wurde der Vorteil der Unternehmensfinanzierung für ein Gebot in der dritten REI4P-Ausschreibungsrunde mit einer Reduktion der gewichteten Kapitalkosten (WACC) um 1,1% beziffert, was ein um 7-8% günstigeres Gebot in der Ausschreibung ermögliche (Sager 2014). Die Entwicklung der dritten und vierten Ausschreibungsrunde hat zu der Sorge geführt, dass der ursprünglich noch heterogene Markt für EE bald ähnlich konzentriert sein könnte wie die südafrikanische Kohleindustrie, in der fünf Konglomerate 80% der Produktion kontrollieren (Baker 2015).

4.5.2 Beurteilung des Ausschreibungsverfahrens gemäß des eingangs formulierten Zielkanons

Zielerreichung beim EE-Ausbau

Angesichts der Tatsache, dass Windenergie vor Einführung des REI4P in Südafrika keine Rolle spielte, ist der Ausbau von rund 260 MW (Ende 2013) auf rund 2100 MW (Ende 2017)¹²⁶ beachtlich und als klarer Erfolg dieses Politikinstrumentes zu werten.

¹²⁶ Renewable Energy Data and Information System (REDIS). Stromerzeugungsdaten, online verfügbar unter <http://redis.energy.gov.za/power-production/>, zuletzt abgerufen am 18.02.2018

Dies ist auch insofern zu honorieren, als der Aufbau nahezu ausschließlich von unabhängigen Erzeugern (IPPs) geleistet wurde, denen mit Eskom ein in der Stromwirtschaft dominierender Monopolversorger gegenüber steht, der im Wesentlichen auf Stromerzeugung aus Kohle setzt. Dass alle in den ersten drei Runden bezuschlagten Windenergieprojekte umgesetzt wurden, ist ebenfalls positiv zu bewerten, zumal verglichen mit den in anderen Ländern oft deutlich niedrigeren Realisierungsraten. Hierzu trugen wesentlich die sehr anspruchsvollen Teilnahmebedingungen bei, die spekulative Gebote sehr erschwerten.

Niveau der durch Ausschreibungen ermittelten Vergütung/Investitionssicherheit

Das in den Auktionsrunden ermittelte Preisniveau ging von 2011 bis 2014 kontinuierlich zurück. Der Preisabstand zwischen der ersten und der letzten Runde beträgt rund 50%, allerdings ist hierbei zu beachten, dass in der ersten Runde nahezu kein Wettbewerb bestand. Der Preisrückgang von der zweiten bis zur vierten Runde lag bei 37%. Damit seien EE-Projekte in Südafrika nunmehr mit von Eskom geplanten neuen Kohlekraftwerken wettbewerbsfähig (Baker 2016). Zugleich habe Südafrika damit mehr Investitionen durch unabhängige Erzeuger (IPPs) erreicht als die übrigen Länder der Sub-Sahara-Region in zwei Dekaden (Eberhard und Naude 2017).

Dies wird, wie oben ausführlicher dargestellt, durch zunehmendes Investorenvertrauen in den noch jungen südafrikanischen Windenergiemarkt (das inzwischen allerdings durch die oben dargestellte, lang verzögerte Unterzeichnung von PPAs sicherlich gelitten haben dürfte) und das in weiten Teilen reibungslose Funktionieren des REI4P, sinkende Technologiekosten, günstigere Finanzierungsbedingungen der v.a. in den letzten beiden Runden erfolgreichen internationalen Bieter und eine zu dieser Zeit nachlassende Nachfrage aus dem Märkten aus Europa und Amerika erklärt. Jedoch birgt das REI4P aufgrund der anspruchsvollen und komplexen Teilnahmebedingungen erhebliche Transaktionskosten, die eher preistreibend wirken.

Das REI4P hat in einem Strommarkt, der wesentlich von einem nationalen Unternehmen dominiert wird, dessen Zahlungsfähigkeit für die Abnahme von EE-Strom über 20 Jahre hinweg durchaus bezweifelt werden konnte, und angesichts nicht unerheblicher Währungsschwankungen eine Investitionssicherheit geschaffen, die Grundlage für eine beträchtliche Leistung neuer EE-Anlagen war. Für eventuelle künftige Runden ist zu bezweifeln, ob diese Investitionssicherheit noch besteht, da die inzwischen um Jahre verzögerte Unterzeichnung der Stromlieferverträge der Projekte aus der vierten Ausschreibungsrunde für erhebliche Verunsicherung sorgt.

Akteursstruktur der erfolgreichen Bieter

Während ausweislich der verfügbaren Daten in der ersten Ausschreibungsrunde je ein Zuschlag an acht voneinander unabhängige Bieter ging, änderte sich dies bereits mit der zweiten Runde, in der InnoWind-EDF drei und Cennergi als Mehrheitseigentümer

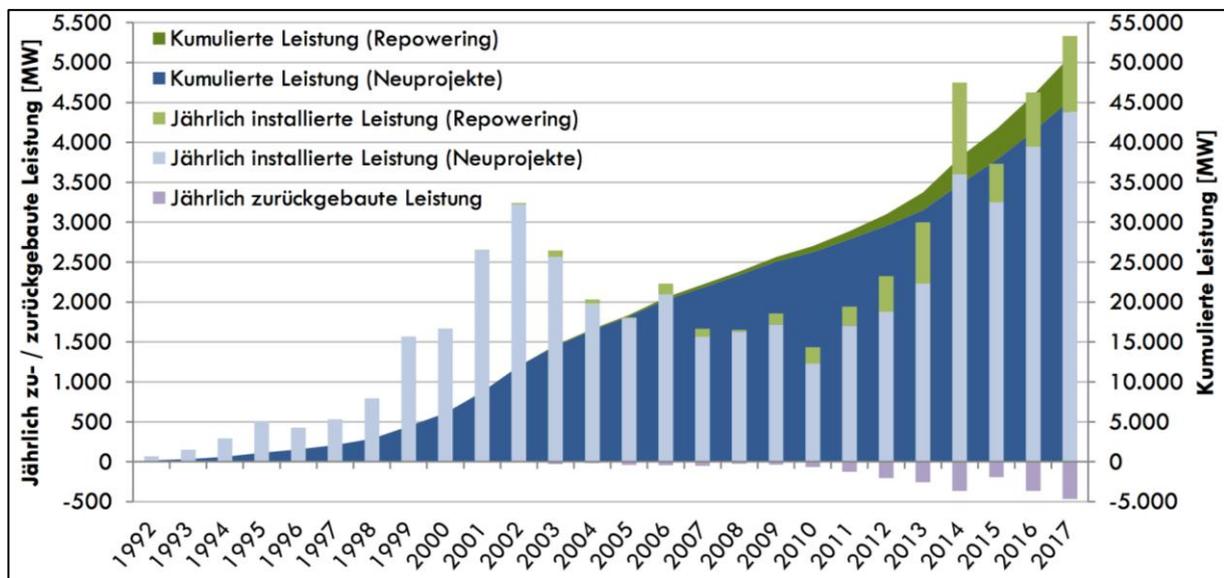
zwei (teils sehr große) Zuschläge erhielten. Mit der weiteren Erhöhung der durchschnittlich erfolgreichen Projektgrößen ging auch eine weitere Akteurskonzentration einher. Über 50% der in den vier Runden erteilten (insg. 34) Zuschläge für insg. 3215 MW Windenergieleistung gingen an Projektgesellschaften, die sich mehrheitlich im Eigentum von lediglich zwei große internationalen EE-Unternehmen befinden, Enel Green Power (mit Hauptsitz in Italien) und Mainstream Renewables (Hauptsitz in Irland). Unternehmen wie diese profitieren von günstigeren Finanzierungskonditionen als kleinere, etwa nur in Südafrika tätige Unternehmen und haben hierdurch im Preiswettbewerb einen deutlichen Vorteil. Die strengen Teilnahmebedingungen, die hohe Ausgaben erfordern, bevor Projekte gebotsreif sind (und versunkene Kosten darstellen, wenn kein Zuschlag erzielt werden kann), wirken für kleine Unternehmen mit weniger Eigenkapital bzw. kleineren Projektportfolien abschreckend.

So kann geschlussfolgert werden, dass sich im erst entstehenden Markt für die Entwicklung von Windprojekten Südafrikas ursprünglich eine gewisse Heterogenität von Akteuren zeigte, diese jedoch innerhalb von nur vier Jahren wieder zurückging, so dass inzwischen ein Investorentyp klar dominiert, der des international diversifizierten EE-Konzerns.

4.6 Deutschland

Anders als in vielen anderen Ländern, die EE-Ausschreibungen durchführen, hat Deutschland eine lange Vorgeschichte mit festen Einspeisevergütungen als Grundlage für die Refinanzierung von Investitionen in EE. Diese war 1990 mit dem Stromerzeugungsgesetz eingeführt und 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) weitergeführt und auf breitere Basis gestellt worden und resultierte in einem starken Ausbau von EE insgesamt und auch der Windenergie an Land (vgl. Abbildung 13).

Abbildung 13: Entwicklung der Windenergie in Deutschland 1992 - 2017



Quelle: Deutsche WindGuard 2018

4.6.1 Das Ausschreibungssystem in Deutschland

Die Regeln für die Ausschreibungen sind mit dem so genannten EEG 2017 (im Deutschen Bundestag im Juli 2016 beschlossen) geregelt worden bzw. den hierdurch veranlassten Verordnungen. Sie sind in der nachfolgenden Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Ausgestaltung der Windenergie-Ausschreibungen in Deutschland im Überblick

Jährliches Ausschreibungsvolumen & Turnus	Mai, Aug, Nov 2017: 2,8 GW Feb, Mai, Aug, Okt 2018: 2,8 GW ¹²⁷ Feb, Mai, Aug Okt 2018: 2,8 GW Feb, Jun, Okt 2020 ff: 2,9 GW
Vergütetes Gut	Arbeit (gleitende Marktprämie)
Auktionspreisregel	Vergütung gemäß dem abgegebenen Gebot (pay-as-bid)
Dauer der Vergütung	20 Jahre
Zuschlagskriterien	Gebotener Preis (anzulegender Wert der gleitenden Marktprämie) Lage des Projekts inner-/außerhalb Netzausbaugebiet (s.u.)
Projektbezogene Teilnahmebedingung	Vorliegen einer BImSchG-Genehmigung ¹²⁸ für das Projekt
Finanzielle Teilnahmebedingung	Sicherheit von EUR 30,-/kW als Bürgschaft oder Geldbetrag bei Gebotsabgabe zu hinterlegen. Verfahrensgebühr von EUR 522,- je Gebot
Realisierungsverpflichtung, -frist und Pönalen	Binnen 24 Monaten nach Bekanntgabe des Zuschlags, danach gestaffelte Fälligkeit der Sicherheit (Pönale). Zuschlag verfällt nach 30 Monaten. Keine Pönalisierung von Leistungs-Abweichungen um bis zu 5%.
Ausgleich von Nicht-Realisierungen	Leistungen (z.B. wg. Nichtrealisierung) verfallener Zuschläge werden in künftigen Runden nicht neu ausgeschrieben
Zulässige Mindest-/ Maximalleistung je Anlage	751 kW / keine
Zulässige Mindest-/ Maximalleistung je Gebot/Bieter	Keine Beschränkung
Übertragbarkeit von Zuschlägen auf andere Standorte	Nicht zulässig
Zulässigkeit von Eigenverbrauch aus den Anlagen	Nicht zulässig
Zulässigkeit von Zuschlagsrückgaben	Nicht ohne Pönalisierung

¹²⁷ Ab 2018 verringert sich das Ausschreibungsvolumen um Windenergie-Zuschläge im Rahmen grenzüberschreitender bzw. technologieoffener Ausschreibungen und um den Zubau von Pilotanlagen, die von der Ausschreibungspflicht ausgenommen sind. Konnte das Ausschreibungsvolumen in einem Jahr nicht voll bezuschlagt werden, wird das Ausschreibungsvolumen im Folgejahr entsprechend erhöht.

¹²⁸ Genehmigung nach Bundesimmissionsschutzgesetz

Anerkenntnis von Fremdverschulden bei Fristverletzung	Einmalige Fristverlängerung bei Klage gegen BImSchG-Genehmigung nach Gebotsabgabe möglich, Pönalen fallen dennoch an, Vergütungszeitraum beginnt 30 Monate nach Zuschlag
Regionaler Ausgleich der Vergütung	Gebote werden bezogen auf 100%-Standort (Referenzertragsmodell) abgegeben, Vergütung wird an jeweilige Standortgüte angepasst
Regionale Steuerung von Zuschlägen	Begrenzung des Zuschlagsvolumens im Netzausbaugebiet (s.u.)
Definition von Bürgerenergiegesellschaften (BEG)	Einzuhalten von Gebotsabgabe bis 2 Jahre nach Inbetriebnahme: a) mind. 10 natürliche Personen als stimmberechtigten Mitglieder, b) mind. 51% Stimmrechte bei natürlichen Personen (die seit mind. 1a in WEA-Landkreis wohnen), c) keine Stimmrechtsinhaber > 10%
Projektbezogene Teilnahmebedingungen für BEG-Gebote	Sofern BImSchG-Genehmigung bei Gebotsabgabe noch nicht vorliegend ¹²⁹ : Windgutachten; Eigenenerklärung, dass Fläche verfügbar ist. Zuordnung von Zuschlag zu Standort erfolgt erst bei Meldung der BImSchG-Genehmigung, bis dahin noch Standortwechsel im Landkreis zulässig.
Begrenzung von Zuschlägen an BEG	Max. 6 Anlagen und 18 MW je BEG (und all ihre Mitglieder) pro Jahr zulässig.
Finanzielle Teilnahmebedingung für BEG-Gebote	Sofern BImSchG-Genehmigung bei Gebotsabgabe noch nicht vorliegend: Sicherheit von EUR 15,-/kW; weitere EUR 15,-/kW nach Erteilung der BImSchG-Genehmigung
Vergütung für BEG-Projekte	Einheitspreisverfahren: anzulegender Wert entspricht dem Wert des höchsten noch bezuschlagten Gebotswerts in dieser Runde
Beteiligung an Kommunen an BEG-Projekten	Der Standortgemeinde ist ein Beteiligungsangebot von 10% an der Projektgesellschaft zu machen.
Realisierungsfrist für BEG-Projekte	Sofern BImSchG-Genehmigung bei Gebotsabgabe noch nicht vorliegend ¹³⁰ : Binnen 48 Monaten nach Bekanntgabe des Zuschlags, danach gestaffelte Fälligkeit der Sicherheit (Pönale). Zuschlag verfällt nach 54 Monaten.

Quelle: Deutscher Bundestag 2016, vgl. auch die ausführlichen Erläuterungen in Endell und Quentin 2017.

¹²⁹ Diese Regelung wurde mit einer kleinen EEG-Novelle im Sommer 2017 für die erste und zweite Ausschreibungsrunde 2018 ausgesetzt.

¹³⁰ Siehe Fußnote 129

Durchgeführte Runden und Ergebnisse

Bisher wurden vier Ausschreibungsrunden durchgeführt, drei davon im Jahr 2017. Die erzielten Ergebnisse sind nachfolgend dargestellt.

Tabelle 7: Ergebnisse der Ausschreibungen für Windenergie an Land in Deutschland

	1. Runde	2. Runde	3. Runde	4. Runde
Bekanntgabe der Ausschreibung	08.03.2017	07.06.2017	18.09.2017	07.12.2017
Angebotsfrist	02.05.2017	01.08.2017	01.11.2017	01.02.2018
Bekanntgabe der Gewinner	19.05.2017	15.08.2018	22.11.2017	29.02.2018
Realisierungsfrist für reguläre / BEG-Zuschläge¹³¹	18.11.2019 / 18.11.2021	14.02.2020 / 14.02.2022	21.05.2020 / 21.05.2022	19.08.2020
Ausgeschriebenes Volumen (MW)	800	1.000	1.000	700
Bezuschlagtes / gebotenes Volumen (MW)	807 / 2.137	1.013 / 2.927	1.000 / 2.591	709 / 989
Zahl der Zuschläge (an BEG)	70 (65)	67 (60)	61 (60)	83 (19)
Leistungsanteil der Zuschläge an BEG	96%	95%	99%	k.A. ¹³²
Durchschnittliche Leistung je Zuschlag (MW)	11,5	15,1	16,4	8,5
Zulässiger Höchstgebotswert (ct/kWh)	7,00	7,00	7,00	6,30
Durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	5,71	4,28	3,82	4,73
Niedrigster/höchster Gebotswert mit Zuschlag (ct/kWh)	4,20 / 5,78	3,50 / 4,29	2,20 / 3,82	3,80 / 5,28

Quelle: Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur; eigene Berechnung

¹³¹ Sofern die BEG-Projekte nicht freiwillig mit schon vorliegender BImSchG-G-Genehmigung geboten haben.

¹³² Bei Redaktionsschluss lag das entsprechende Hintergrundpapier der Bundesnetzagentur noch nicht vor.

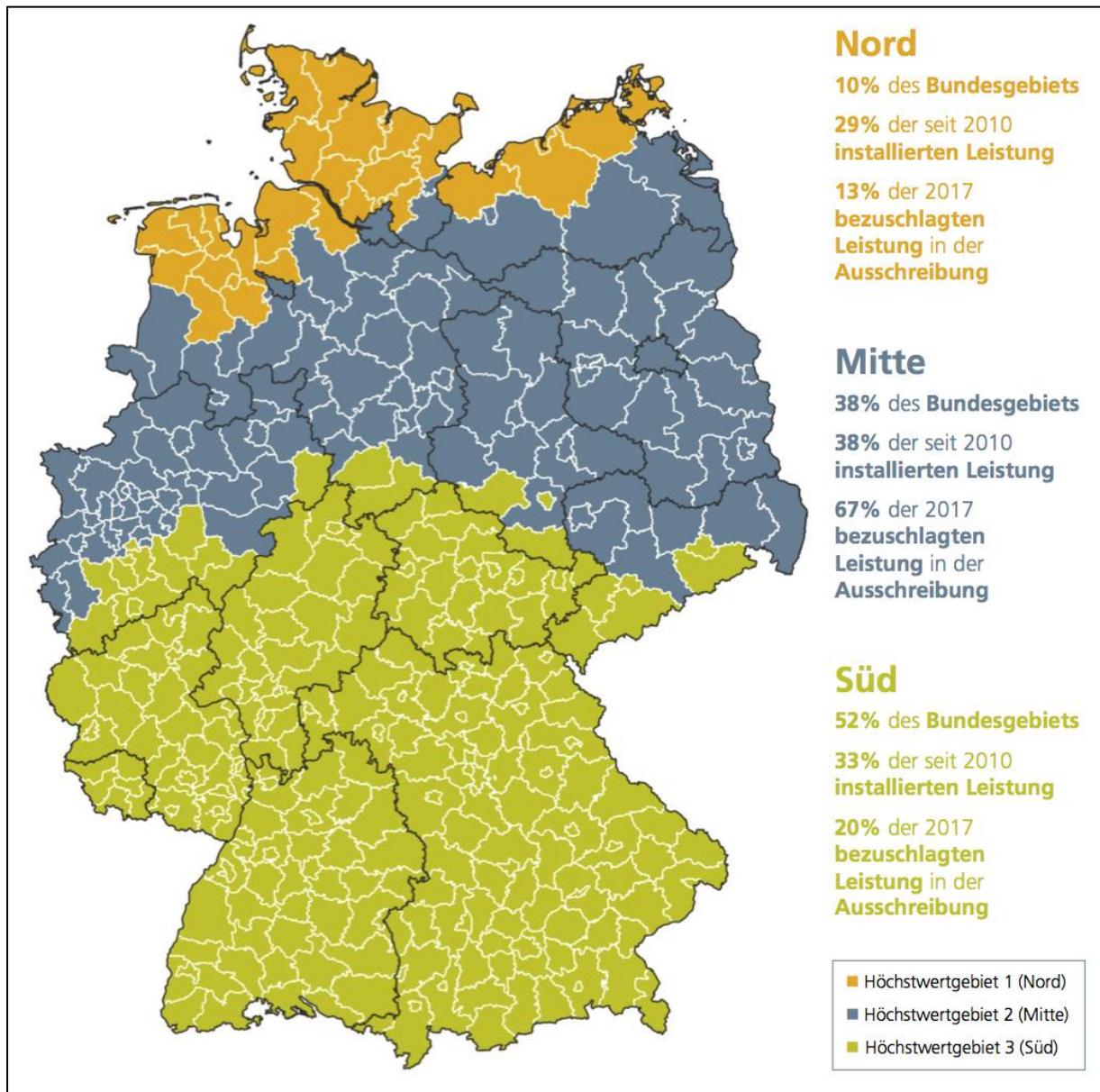
Unerwartet war für viele Beobachter einerseits der hohe Anteil von Zuschlägen an BEG-Bieter in den 2017 durchgeführten Runden, sowie die starke regionale Verschiebung nach Norddeutschland. Erstere werden weiter unten genauer betrachtet, letztere nachfolgend.

Da bei der Ausgestaltung der Ausschreibungen befürchtet worden war, dass der Preiswettbewerb trotz Referenzertragsmodell¹³³ zu unerwünscht starken regionalen Disparitäten in der Zuschlagsverteilung führt, wurde für die Ausschreibungen ein so genanntes Netzausbauggebiet als regionales Begrenzungsinstrument eingeführt. Zum Netzausbauggebiet zählen der nördliche Teil Niedersachsens, Bremen, Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern. Hier sind jährlich nur noch 58% des durchschnittlichen Zubaus der Jahre 2013 bis 2015 zulässig, weitere Zuschläge werden hier nicht verteilt, sondern ggf. an Gebote für Projekte außerhalb des Netzausbauggebiets vergeben. Diese Grenze wurde allerdings lediglich in der ersten Ausschreibungsrunde erreicht¹³⁴ und Gebote in Höhe von 61 MW konnten nicht berücksichtigt werden. Nichtsdestotrotz ergab sich verglichen mit dem Zubau 2010 bis 2016 in der regionalen Verteilung der 2017 erteilten Zuschläge eine starke Verschiebung, wie die nachfolgende Abbildung 14 verdeutlicht. Nach Baden-Württemberg und ins Saarland wurden 2017 gar keine Zuschläge vergeben (Quentin 2017).

¹³³ Das Referenzertragsmodell soll einerseits Überrenditen an sehr windstarken Standorten vermeiden und andererseits einen Anreiz setzen, auch an windschwächeren Standorten Windanlagen zu errichten. Es gleicht die Ertragsunterschiede verschiedener Windstandorte teilweise aus. Es gehört bereits seit Langem zum System der Windenergievergütung gemäß EEG, wurde jedoch für die Einführung der Ausschreibungen im EEG 2017 überarbeitet, vgl. Quentin, Endell 2017, 12ff.

¹³⁴ Zur vierten Runde lagen diesbezüglich bei Redaktionsschluss noch keine Informationen vor.

Abbildung 14: Vergleich der regionalen Verteilung der Ausschreibungszuschläge mit dem vorherigen Windenergiezubau



Quelle: Quentin 2017, S. 4. Anmerkung: die Darstellung enthält nur die 2017 erteilten Zuschläge. Die Zonen entsprechen den für die künftigen technologieübergreifenden Ausschreibungen für Solar- und Windenergieanlagen definierten, so genannten Höchstwertgebieten. Diese Gebietskulisse wurde vom Autor als ausgewählt, da sie „auf Landkreisebene die unterschiedlichen Windverhältnisse auf der Grundlage langjähriger Globaldaten und deren Validierung die Windverhältnisse abbildet“ (ebd.).

Hieraus kann gefolgert werden, dass der Preiswettbewerb trotz einerseits Vergütungsausgleich je nach Standortqualität (gemäß Referenzertragsmodell) und andererseits

der Begrenzung von Zuschlägen im Netzausbaubereich zu einer starken Konzentration von Zuschlägen bei attraktiven Windstandorten geführt hat.

Realisierungswahrscheinlichkeit

Fast die gesamte 2017 erteilte Zuschlagsmenge fiel auf so genannte BEG-Projekte, die zum Gebotszeitpunkt noch keine BImSchG-Genehmigung aufweisen konnten, sie haben daher eine Realisierungsfrist bis in die Jahre 2021/22. Daher ist heute noch nicht abschätzbar, welcher Anteil der erteilten Zuschläge realisiert werden wird - auch wenn vom Beratungsunternehmen enervis, das viele Dienstleistungsunternehmen im Kontext der Windenergieausschreibungen anbietet, bereits für die ersten beiden 2017 bezuschlagten Gebote abgeschätzt wurde: „Es ist klar, dass wir mit den Auktionsergebnissen keine Realisierungsquote von 100 Prozent hinbekommen. Wenn es mehr als 50 Prozent werden, wird man schon froh sein“¹³⁵. Hier sind eine Reihe von Faktoren relevant, die nachfolgend erläutert werden.

Die Einschätzungen zur Realisierungswahrscheinlichkeit der 2017 erteilten Zuschläge werden insbesondere von den Erwartungen bei denjenigen BEG-Projekten beeinflusst, die bei Gebotsabgabe noch keine BImSchG-Genehmigung hatten. Für diese besteht grundsätzlich das Risiko, dass die geplanten Anlagen keine Genehmigung erhalten, oder nicht in vollem beantragten Leistungsumfang. Das Risiko, einen Antrag auf BImSchG-Genehmigung nicht bewilligt zu bekommen, wird in Branchenkreisen auf rund 30% eingeschätzt (Köpke 2017).

Für die Wahrscheinlichkeit einer Genehmigung ist zudem entscheidend, ob ein geplantes Windenergieprojekt planungsrechtlich zulässig ist. Grundsätzlich sind Windenergieanlagen im Außenbereich in Deutschland nach Baugesetzbuch privilegiert erlaubt. Allerdings können die konkret nutzbaren Flächen durch die Ausweisung von Konzentrationszonen in einem Regionalplan einer Region oder über den Flächennutzungsplan einer Gemeinde beschränkt werden. Dann sind Projekte nur auf diesen Flächen genehmigungsfähig (Pietrowicz und Quentin 2015, 13ff).

Nur bei den wenigsten der 2017 erteilten Zuschläge an BEG liegt eine BImSchG-Genehmigung vor (entweder schon bei Gebotsabgabe oder seither erteilt). Die übrigen BEG-Zuschläge gelten (vorläufig) entweder für für planungsrechtlich bereits für die Windenergienutzung zulässigen Flächen, häufig jedoch auch in Gebieten, in denen kein rechtskräftiges Planungsrecht besteht (etwa, weil der Regional- oder Flächennut-

¹³⁵ Interview vom 07.09.2017 mit Nicolai Herrmann vom Beratungsunternehmen enervis in der Zeitschrift Neue Energie, online verfügbar unter neueenergie.net/politik/deutschland/die-luft-fuer-kleinere-projektierer-wird-duenner, abgerufen am 22.02.2018.

zungsplan aktuell in Überarbeitung ist) oder klar außerhalb rechtskräftig ausgewiesener Vorrangs- bzw. Konzentrationszonen (vgl. Grashof et al 2018)¹³⁶. Ist kein Planungsrecht gegeben, kann eine Genehmigung nach BImSchG-G nicht erteilt werden.

Es wird davon ausgegangen, dass die Bieter hier entweder darauf hoffen, dass für die bezuschlagte Fläche das Planungsrecht noch erteilt wird, so dass anschließend das Genehmigungsverfahren durchlaufen und die Anlagen errichtet werden können. Limitierend wirkt hier die Realisierungsfrist, nach deren Ablauf der Zuschlag verfällt, daher ist offen, ob diese Strategie jeweils erfolgreich sein wird. Alternativ ist auch denkbar, dass Bieter anstreben, ihr bezuschlagtes Projekt nicht auf der bei Gebotsabgabe genannten Fläche, sondern einer anderen innerhalb desselben Landkreises zu realisieren¹³⁷, für die entweder schon ein Planungsrecht besteht oder binnen kürzerer Zeit erwartet wird. Für die Gebotsabgabe war jeweils darzulegen, dass ein Nutzungsrecht für diese Fläche besteht. Hatten Bieter dieses Nutzungsrecht zum Gebotszeitpunkt noch nicht, konnte es eine sinnvolle Strategie darstellen, zunächst für eine andere Fläche innerhalb des betreffenden Landkreises einen Zuschlag zu erlangen, um sich hier einen Vergütungsanspruch zu sichern. Auch hier ist heute nicht abschätzbar, ob sich diese Strategie in allen Fällen als erfolgreich erweisen wird.

Ein drittes Realisierungsrisiko könnte sich aus dem – insbesondere in der 3. Runde – sehr niedrigen Zuschlagsniveau ergeben. So ist denkbar, dass sich hier Projekte im Nachhinein als unrentabel erweisen und der Bieter daher darauf verzichtet, diese zu umzusetzen. Unter bestimmten Umständen¹³⁸ ist es auch möglich, für Projekte, die 2017 einen Zuschlag erhalten haben, 2018 erneut ein Gebot abzugeben. Sollte der Zuschlag für das betreffende Projekt hier höher ausfallen als der 2017 erworbene, kann es wirtschaftlich attraktiver sein, für die Nicht-Realisierung des 2017 erhaltenen Zuschlags die fällige Strafzahlung zu leisten und den 2018 erworbenen Zuschlag zu realisieren. Hierdurch würde die entsprechende Leistungsmenge dem Volumen der Anlagenrealisierungen aus den 2017 erteilten Zuschlägen entzogen.

Da die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde 2018 kurz vor Fertigstellung dieses Berichts bekannt gegeben wurden, sind hier kaum Aussagen zu Realisierungswahrscheinlichkeiten möglich. Mit Blick auf die oben genannten Aspekte erscheint allerdings im Regelfall eine deutlich höhere Realisierungschance plausibel, da die bezuschlagten Projekte bereits immissionsschutzrechtlich genehmigt sind, d.h. diesbezüglich keine Umsetzungsrisiken mehr bestehen.

¹³⁶ Artikel im Windreport 2018 des Fraunhofer IEE, im Erscheinen.

¹³⁷ Dies ist für BEG-Zuschläge zulässig, sofern der Zuschlag noch nicht durch die Meldung der erteilten BImSchG-G-Genehmigung fest an die bezuschlagte Fläche geknüpft wurde.

¹³⁸ Diese betreffen insbesondere den Aspekt, wann eine BImSchG-G-Genehmigung erwartet bzw. erteilt wird.

Betrachtet man die Ausbauwirkungen der Ausschreibungen nicht je Ausschreibungsrunde, sondern bezogen auf die Jahre, in denen der Zubau stattfindet, ist das bemerkenswerteste Ergebnis ein wohl stark einbrechender Zubau in den Jahren 2019 und 2020. 2017 betrug der Windenergieausbau nach vorläufigen Daten 5,3 GW (brutto, d.h. inkl. Repowering außer Betrieb gegangener Anlagen; Deutsche WindGuard 2018). Für 2018 kann ein Zubau von bis zu 3,3 GW erwartet werden, denn die Inhaber dieser noch 2016 genehmigten Projekte haben darauf verzichtet, freiwillig an Ausschreibungen teilzunehmen, ihre Anlagen jedoch nicht bereits 2017 in Betrieb genommen (ebd.).

Im Jahr 2019 wäre eigentlich die Inbetriebnahme zumindest eines Teils der 2017 bezuschlagten Windprojekte zu erwarten gewesen, aufgrund der Realisierungsfrist von 4,5 Jahren für die bei Gebotsabgabe noch nicht genehmigten BEG-Projekte ist dies nun jedoch nicht mehr zu erwarten. Mehrere Gründe sprechen dafür, dass die BEG-Projekte erst gegen Ende ihrer Realisierungsfrist in Betrieb gehen dürften: einerseits die teils auch Anfang 2018 noch unvollständige Turbinendokumentation der WEA-Hersteller für die Genehmigungsverfahren, andererseits die Zeitaufwände für die noch zu durchlaufenden Genehmigungsverfahren sowie ggf. vorher abzuschließende Raumordnungsverfahren und schließlich die Errichtung der Anlagen (vgl. Berkhout V. et al. 2018).

Geht man von einer Realisierungsdauer von im Mittel zwei Jahren für reguläre 2017 erteilte Zuschläge und von vier Jahren für BEG-Zuschläge aus, kann die Realisierung der bei Gebotsabgabe bereits genehmigten Projekte für 2019 und 2020 erwartet werden (diese umfassen jedoch nur rund 130 MW), die der bei Gebotsabgabe noch ungenehmigten BEG-Projekte (im Umfang von 2690 MW) dagegen erst in den Jahren 2021 und 2022.

Zwei jüngere Entwicklungen legen nahe, dass versucht werden wird, den zu befürchtenden Einbruch des Windenergiezubaues infolge von Zuschlägen für noch ungenehmigte Projekte zu lindern: Erstens hat der Bundesrat im Februar 2018 beschlossen, einen Gesetzentwurf zur Änderung des EEG in den Deutschen Bundestag einzubringen¹³⁹. Dieser beinhaltet a) eine Verlängerung der Aussetzung der Teilnahmemöglichkeit für BEG ohne bereits erteilte BImSchG-Genehmigung bis einschl. der ersten Jahreshälfte 2018, b) eine Verkürzung der Realisierungsfrist für Bezuschlagte der Ausschreibungsrunde August 2018, c) eine Erhöhung des Ausschreibungsvolumens für

¹³⁹ Bundesrats-Drucksache 3/2018

2018 von 2,8 GW auf 4,2 GW¹⁴⁰. Zweitens sieht der Koalitionsvertrag für ein mögliches künftiges Regierungsbündnis von CDU/CSU und SPD für die 2017 begonnene Legislaturperiode mit Blick auf den Klimaschutz und unter Voraussetzung der Aufnahmefähigkeit der Stromnetze Sonderausschreibungen von je vier GW Wind- und Solarenergie vor, die je zur Hälfte 2019 und 2020 „wirksam“ werden sollen¹⁴¹.

In den Ausschreibungen erzielte Vergütungen

In den Ausschreibungsrunden 2017 sind die Preise für viele Beobachter unerwartet stark gefallen. Hierfür können mehrere Gründe ausgemacht werden.

Zum ersten war die Größe des Windmarktes durch die Einführung der Ausschreibungen deutlich verkleinert worden¹⁴². Daher stellte sich die Frage, welche der bisher aktiven Entwickler bei einer absehbaren Konsolidierung des Marktes weiterhin eine bedeutende Rolle spielen würden und welche nicht. Dies begünstigt niedrige Gebote vonseiten derjenigen Entwickler, die dies ermöglichen können, um sich einen gewissen künftigen Marktanteil zu sichern.

Insbesondere die Möglichkeit, Gebote noch ohne BImSchG-Genehmigungen abzugeben, ermöglichte BEG-Bietern, mit moderneren, effizienteren Anlagentypen zu planen und zu kalkulieren, da der WEA-Typ üblicherweise bei Antragstellung festzulegen ist und anschließend ohne Änderung einer Genehmigung nicht wieder geändert werden kann. Daher konkurrierten in den 2017 durchgeführten Ausschreibungen Gebote für ältere mit neueren Anlagentypen und der überwiegende Teil der Zuschläge ging an Projekte noch ohne BImSchG-Genehmigung, die voraussichtlich neuere Anlagentypen verwenden werden. Diese Situation wurde in der Windenergiebranche vielfach als „wettbewerbsverzerrend“ bewertet¹⁴³.

¹⁴⁰ Die zusätzlichen Mengen sollen ab 2023 mit zusätzlicher Betrachtung der Anlagenrealisierungen aus den Ausschreibungen 2017 verrechnet werden.

¹⁴¹ Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 2018: Ein neuer Aufbruch für Europa, Eine neue Dynamik für Deutschland, Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Online verfügbar unter <https://www.cdu.de/koalitionsvertrag-2018>, heruntergeladen am 21.02.2018.

¹⁴² Zwar galt auch schon zuvor ein Korridor von 2,4 bis 2,6 GW jährlichem Zubau als Zielwert, dieser wurde jedoch in den letzten Jahren jeweils deutlich überschritten (nach Veröffentlichungen der Deutschen WindGuard 2014: 4,75 GW, 2015: 3,73 GW, 2016: 4,63 GW, 2017: 5,33 GW). Teils ist diese Überschreitung durch die Ankündigung der Ausschreibungen im Zuge der EEG-Novelle 2014 zu erklären, da offenbar vielfach eine starke Absenkung der Vergütungen infolge der Ausschreibungen erwartet wurde.

¹⁴³ Zitiert nach Erneuerbare Energien, 22.11.2017: „Ausschreibungssystem ist gescheitert“, online verfügbar unter: erneuerbare-energien.de/ausschreibungssystem-ist-gescheitert/150/434/105463/, zuletzt abgerufen am 02.02.2018.

Zugleich beinhalten die noch ungenehmigten Projekte höhere Risiken (etwa hinsichtlich des Erlösbedarfs infolge von Genehmigungsaufgaben) als wenn die Genehmigung bereits vorliegt und es bleibt abzuwarten, ob sich die betreffenden Risikoerwartungen der Bieter als zutreffend erweisen werden. Auch wenn diese hier nicht vertieft analysiert werden können, sprechen die Preisergebnisse der vierten Ausschreibungsrunde dafür, dass der Preisvorteil der noch ungenehmigten Projekte (bzw. der künftigeren Anlagengeneration) erheblich war (s.u.).

Auch wenn Effizienzsteigerungen für neue Turbinen berücksichtigt werden¹⁴⁴, wurden die erzielten Preise bereits der zweiten Runde in der Branche sehr kritisch bewertet. Exemplarisch mag hier die Einschätzung des Windenergieberaters Klaus Övermöhle sein, der mit 4,28 ct/kWh bereits „die absolute Schmerzgrenze nach unten“ erreicht sah, woraus ein hoher Druck auf WEA-Preise resultierte: „Werden derzeit im Schnitt für das Megawatt Windkraftleistung rund eine Million Euro bezahlt, müssen die Preise Richtung 700 000 Euro pro MW sinken, ansonsten werden die Windparks erst gar nicht gebaut.“ (Köpke 2017).

In einem gemeinsamen Forschungsprojekt des IZES mit dem Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) wurden die 2017 in den Ausschreibungen erzielten Vergütungen mit denen verglichen, die sich nach dem System der Festvergütung eingestellt hätte (Grashof et al. 2018). Nach dem mit dem EEG 2014 eingeführten System des ‚atmenden Deckels‘ wurde die Vergütung für Windstrom quartalsweise je nach Ausbauten des vorangehenden Bezugszeitraums angepasst. D.h. bei entsprechend starkem Windenergieaufbau sanken die Vergütungen auch im System der Festvergütung automatisch. Die Degressionswerte wurden im EEG 2017 noch einmal erhöht. Diese Vergütung (bezogen auf die angenommenen Inbetriebnahmedaten der 2017 bezuschlagten Anlagen¹⁴⁵ und deren modellierter Standortgüten), stellte den Vergleichsmaßstab der Analyse dar.

Für BEG, die 93% der 2017 erteilten Zuschläge und eine Leistung von 2730 MW von insgesamt 2821 MW ausmachen, ergab sich eine strommengengewichtete durchschnittliche Vergütung von 6,3 ct/kWh in der ersten, 4,8 ct/kWh in der zweiten und 4,2 ct/kWh in der dritten Runde¹⁴⁶. Vergleicht man dies mit dem System der Festvergü-

¹⁴⁴ Vgl. etwa die Einschätzung in: „Ausschreibungssystem ist gescheitert“, Kommentar von Tilman Weber in der Zeitschrift Neue Energie, online verfügbar unter erneuerbareenergien.de/ausschreibungssystem-ist-gescheitert/150/434/105463/, abgerufen am 22.02.2018.

¹⁴⁵ Es wurde angenommen, dass Projekte der BEG binnen vier Jahren und die übrigen Projekte zwei Jahre nach Zuschlag in Betrieb gehen.

¹⁴⁶ Zur Verdeutlichung: dies ist die durchschnittliche Vergütung der bezuschlagten Standorte, mit einer durchschnittlichen Standortgüte von rund 90% in der 1. Runde sowie rund 85% in der 2. und 3. Runde.

tung, lagen die BEG-Zuschläge der ersten Runde um rund 28% höher. Das Vergütungsniveau der zweiten Runde entspricht ungefähr der Höhe gemäß der Festvergütung. Nur in der dritten Ausschreibungsrunde stellte sich eine Preisreduktion von etwa 10% ein – allerdings sei erneut darauf hingewiesen, dass die Realisierungsraten für alle drei Runden bisher offen sind. Bei den 13 Projekten mit 93 MW, die nicht unter die Sonderregelungen für BEG fielen, fällt das Urteil klarer aus. Wenngleich die genaue Höhe dieser Zuschläge über die öffentlich bekannten Höchst- und Niedrigstgebote nur annähernd eingrenzbare ist, ließ sich für diese wenigen Projekte eine deutliche Absenkung des Vergütungsniveaus erkennen (Grashof et al. 2018).

Nach der im EEG verankerten Regel zur Festlegung des zulässigen Höchstgebotspreises hätten die Ausschreibungsergebnisse 2017 ab der ersten Runde 2018 einen Höchstpreis von 5,0 ct/kWh zur Folge gehabt. Mit Verweis auf das Risiko, dass sich bei einem derart niedrigen Preis zu wenige Gebote einstellen könnten, nutzte die Bundesnetzagentur daher im November 2017 ihren diesbezüglichen Ermessensspielraum. Der Höchstpreis für Windenergieausschreibungen im Jahr 2018 wurde so auf 6,3 ct/kWh festgelegt¹⁴⁷.

Verglichen mit dem Zuschlagsniveau 2017 bei Nicht-BEG-Geboten hat sich in der ersten Ausschreibungsrunde 2018 tatsächlich bereits wieder eine deutliche Erhöhung eingestellt. Ursächlich hierfür ist sehr wahrscheinlich, dass hier keine Gebote für noch ungenehmigte Projekte abgegeben werden konnten. Sollten die vom Bundesrat bzw. im Koalitionsvertrag in Aussicht gestellten zusätzlichen Windenergie-Ausschreibungsvolumina (s.o.) 2018 und 2019 realisiert werden und der Ausschluss von Geboten für noch ungenehmigte Projekte auch auf längere Sicht bestehen bleiben, dürfte auch dies eine zunächst eher preiserhöhende oder jedenfalls -stabilisierende Wirkung haben.

Akteursstruktur in den Ausschreibungen

Wie erwähnt, war der hohe Anteil von Zuschlägen 2017 an Projektgesellschaften, die die Bürgerenergiedefinition des EEG erfüllten, für viele Beobachter unerwartet. Welche Akteursstruktur bei den Gewinnern der Ausschreibungen tatsächlich vorliegt, bedarf ausführlicherer Analyse, da nicht alle wesentlichen Informationen leicht verfügbar sind, um hier eine Einschätzung zu treffen.

Die Autoren der vorliegenden Studie bearbeiten zusammen mit der Universität Leuphana Lüneburg das mehrjährige vom deutschen Umweltbundesamt beauftragte

¹⁴⁷ Pressemitteilung der Bundesnetzagentur vom 29.11.2017, online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/29112017_WindanLand.html, abgerufen am 22.02.2018.

Forschungsvorhaben „Entwicklung und Umsetzung eines Monitoringsystems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen-Photovoltaik und der Windenergie an Land“. In diesem Monitoringvorhaben soll u.a. die Akteursstruktur im Windsektor vor Beginn der Ausschreibungen mit derjenigen verglichen werden, die sich mit Ausschreibungen einstellt. Die entsprechenden Analysen der Ausschreibungsrunden 2017 sind abgeschlossen und ihre Veröffentlichung befindet sich aktuell in Vorbereitung (Grashof et al. im Erscheinen, 2018a).

Daher basiert die nachfolgende, vorläufige Darstellung auf anderen Quellen (deren Analysen allerdings methodisch weniger gut nachvollziehbar sind als die im oben genannten wissenschaftlichen Vorhaben):

- 65 der 70 in der ersten Runde 2017 vergebenen Zuschläge gingen an BEG, entsprechend einem Leistungsvolumen von 96%¹⁴⁸. 40% der BEG-Zuschläge seien an mit zwei Windenergieprojektierern (den Unternehmen Enertrag und Prowind) verbundene BEG gegangen¹⁴⁹.
- 60 der 67 in der zweiten Runde 2017 vergebenen Zuschläge gingen an BEG, entsprechend einem Leistungsvolumen von 95%. 63% der BEG-Zuschläge wurden mit einem einzigen Windenergieprojektierer (dem Unternehmen UKA) assoziiert. Zusätzlich habe dieser Projektierer weitere Nicht-BEG-Zuschläge, so dass sein Gesamtanteil an der in dieser Runde bezuschlagten Leistung bei 68% liege¹⁵⁰.
- 60 der 61 in der zweiten Runde 2017 vergebenen Zuschläge gingen an BEG, entsprechend einem Leistungsvolumen von 99%. Auch hier seien indirekt wieder viele BEG-Zuschläge an den Projektierer UKA und weitere Projektierer gegangen¹⁵¹.

Vonseiten der Bürgerenergie-Vertreter, für deren Klientel die Sonderregel geschaffen worden war, kam starke Kritik an den Ausschreibungsergebnissen, etwa von der Naturstrom AG („Die bestehenden Ausnahmen für Bürgerenergie verfehlen ihr Ziel, die Beteiligung engagierter Bürger am Windenergie-Ausbau zu sichern“) als auch von der Genossenschaft Greenpeace Energy (die Regelung sei geschaffen worden, um die

¹⁴⁸ Angaben der Bundesnetzagentur, vgl. Tabelle 7.

¹⁴⁹ Angaben in E&M 17/2018, S. 3 und in der Präsentation der Rechtsanwaltskanzlei Maslaton auf den 26. Windenergietagen, Warnemünde, „Bürgerenergiegesellschaften in der Ausschreibung“, online verfügbar unter http://windenergietage.de/wp-content/uploads/sites/2/2017/11/26WT0911_F1_1045_Boehlmann-Balan_Richter.pdf, abgerufen am 22.02.2018

¹⁵⁰ Quelle siehe Fußnote 149

¹⁵¹ „Ausschreibungssystem ist gescheitert“, Kommentar von Tilman Weber in der Zeitschrift Neue Energie, online verfügbar unter erneuerbareenergien.de/ausschreibungssystem-ist-gescheitert/150/434/105463/, abgerufen am 22.02.2018

Akteursvielfalt zu erhalten - „das ist nun nicht mehr gegeben“), beide Unternehmen ordnen sich dem Bürgerenergiespektrum zu¹⁵².

Dass das Ende 2017 entstandene Preisniveau kleinere Bieter vom Markt verdrängen dürfte, erwarteten auch andere Branchenbeobachter, etwa der Sprecher des Investmentberatungsunternehmens Recap Global Investors AG: „Kosten- und Optimierungsdruck werden deutlich zunehmen. Deshalb wird bei den künftigen Portfoliooptimierungen die Größe auch zunehmend eine Rolle spielen. Mit Größe ist eine gewisse Marktmacht verbunden, mit der sich Verträge neu verhandeln lassen.“ Gefragt, ob dies zu einer „Renaissance der klassischen Energieversorger im Windmarkt“ hinauslaufen werden, entgegnete der Sprecher: „Nicht unbedingt. Es gibt mittlerweile genügend Player, die nicht aus der traditionellen Energiewirtschaft stammen, die aber über eine kritische Größe verfügen.“¹⁵³ Auch das Unternehmen enervis, das viele Beratungsleistungen im Umfeld der Windenergieausschreibungen in Deutschland anbietet, sieht angesichts der Konzentration von Zuschlägen auf einen Bieter in der zweiten Runde Wettbewerbshindernisse für Akteure, die über keine große Verhandlungsmacht, etwa gegenüber Anlagenherstellern verfügen: „Wenn das so weitergeht, wird die Luft für kleinere Projektierer und Betreibergemeinschaften dünner“¹⁵⁴.

4.6.2 Beurteilung des Ausschreibungsverfahrens gemäß des eingangs formulierten Zielkanons

Zielerreichung beim EE-Ausbau

Angesichts der erheblichen Realisierungsrisiken infolge noch nicht abgeschlossener BImSchG-Genehmigungs- und Raumordnungsverfahren und teils sehr niedrigen Zuschlägen bestehen erhebliche Zweifel, ob die 2017 bezuschlagten Projekte in vollem Umfang realisiert werden. Eine Auswertung der entsprechenden Rahmenbedingungen für die Zuschläge aus der ersten Runde 2018 war für die vorliegende Studie nicht möglich, da die Zuschläge erst kurz vor Redaktionsschluss bekannt gegeben wurden.

¹⁵² Zitiert aus: „Dritte Runde, gleiches Bild“, Artikel in der Zeitschrift Neue Energie, online verfügbar unter neueenergie.net/wirtschaft/markt/dritte-runde-gleiches-bild, sowie aus „Hinter Bürgerenergie-Windparks stecken oft Profis“, Artikel in der Stuttgarter Zeitung, online verfügbar unter stuttgarter-zeitung.de/inhalt.ausschreibungen-fuer-windenergieprojekte-hinter-buergerenergie-windparks-stecken-oftprofis.d1a5649f-f215-49bd-a129-3042d6f64b04.html, beide abgerufen am 22.02.2018.

¹⁵³ Interview mit Thomas Seibel, Sprecher von Recap Global Investors AG in der Zeitschrift Energie & Management, Nr. 22, 2017, S. 14.

¹⁵⁴ Interview vom 07.09.2017 mit Nicolai Herrmann vom Beratungsunternehmen enervis in der Zeitschrift Neue Energie, online verfügbar unter neueenergie.net/politik/deutschland/die-luft-fuer-kleinere-projektierer-wird-duenner, abgerufen am 22.02.2018.

Niveau der durch Ausschreibungen ermittelten Vergütung/Investitionssicherheit

Die in den Ausschreibungen erzielten Vergütungen sind während der ersten drei Runden zunächst stark gefallen, in der ersten Runde 2018 dagegen wieder angestiegen (vgl. Tabelle 7). Dies spiegelt die entsprechenden Realisierungsfristen wieder, innerhalb derer die Anlagen in Betrieb zu nehmen sind. Für die 2017 bezuschlagten Projekte konnte allenfalls eine marginale Vergütungssenkung verglichen mit derjenigen festgestellt werden, die sich ohne Ausschreibungen (infolge der automatischen Vergütungsdegression der Festvergütung im System des ‚atmenden Deckels‘) eingestellt hätte – und dies auch nur, wenn die in der dritten Runde erfolgreichen Projekte keine niedrigere Realisierungsrate haben werden als die der beiden ersten Runden (Grashof et al. 2018).

- Akteursstruktur der erfolgreichen Bieter

Es war Ziel des Gesetzgebers, dass die Umstellung der Vergütungsermittlung für Windstrom auf Ausschreibungen die Akteursvielfalt in Deutschland nicht beeinträchtigt. Hierfür wurden die Sonderregeln für so genannte Bürgerenergiegesellschaften eingeführt. Allerdings zeigte sich im Laufe der 2017 durchgeführten Runden, dass diese vielfach von größeren Projektierern genutzt wurde, um günstigere Gebote abgeben zu können. Vertreter der Bürgerenergiebranche kritisieren, dass die Regelung nicht der intendierten Zielgruppe genutzt habe. Weitere Erkenntnisse hierzu sind in Kürze durch die Veröffentlichungen aus dem – von den Autoren dieser Studie mit verantworteten – Forschungsvorhaben zum Monitoring der Akteursstruktur zu erwarten (Grashof et al. im Erscheinen, 2018a).

5 Zusammenfassung

Die hier vorliegende Studie hat zum Ziel, die in mehreren Ländern gemachten Erfahrungen mit Ausschreibungen für Windenergieanlagen näher zu untersuchen und für die wissenschaftliche und fachpolitische Meinungsbildung zu diesem Thema aufzubereiten. Im Zuge der Analysen der länderspezifischen Ausschreibungssysteme wurden Informationen ermittelt, die wiederum den übergeordneten Aspekten EE-Zielerreichung, Kostenentwicklung und Akteursstruktur zugeordnet wurden. Die Ergebnisse werden hier zusammengefasst.

Zur Zielerreichung beim EE-Ausbau:

Die in den 1990er-Jahren bestehenden Ausschreibungssysteme in Großbritannien und Irland hatten hier eher schwache Ergebnisse hervorgebracht. Dies lag u.a. an Teilnahmebedingungen, die Gebote für Projekte in einem frühen Planungsstadium ermöglichten und dem Fehlen einer Pönalisierung für den Fall der Nichtrealisierung von Zuschlägen. Von den neueren untersuchten Ausschreibungssystemen hat lediglich Südafrika hervorragende Ergebnisse erzielt; hier wurden aus den Runden mit bereits abgelaufenen Realisierungsfristen alle Projekte realisiert. Neben anderen Faktoren kann dieses Ergebnis mit den hier sehr anspruchsvollen Teilnahmebedingungen erklärt werden. Mit rund 80% ebenfalls eher relativ hohe Realisierungsraten (verglichen etwa mit den frühen Erfahrungen in Großbritannien und Irland) kann das System in Italien vorweisen - allerdings erst nach einer erheblichen Verlängerung der ursprünglich geltenden Realisierungsfristen. In Brasilien liegt der Anteil der realisierten Projekte aus den Runden mit bereits abgelaufener Realisierungsfrist auf ähnlichem Niveau, jedoch auch hier erst nach umfangreichen nachträglichen Fristverlängerungen. Für die Ausschreibungssysteme in Spanien, Argentinien und Deutschland sind noch keine Aussagen möglich, da die Realisierungsfristen erst begonnen haben. In Deutschland bestehen an einer hohen Realisierungsrate für die 2017 bezuschlagten Projekte insofern Zweifel, als für diese teils noch nicht vernachlässigbare Genehmigungsrisiken bestehen.

Zum Niveau der durch Ausschreibungen ermittelten Vergütung:

In fast allen der in dieser Studie untersuchten Ausschreibungssysteme gingen die ermittelten Vergütungen von Runde zu Runde zurück. Ausnahmen bilden diejenigen Systeme, bei denen die Teilnahmebedingungen zwischenzeitlich anspruchsvoller gestaltet wurden: Brasilien, Spanien und Deutschland. Ob diese Vergütungsniveaus jeweils ökonomisch effizient sind, hängt von den hierfür angesetzten Bewertungskriterien ab und kann in dieser Studie nicht im Einzelnen bewertet werden. Dafür müssten die Einflussfaktoren auf die Gebotshöhe für jede Runde und jedes Land bekannt sein und im Detail analysiert werden.

Einige Aspekte verdienen es jedoch, hervorgehoben zu werden: In Italien und Südafrika lag das Gebotsvolumen in der jeweils ersten Runde über dem nachgefragten Volumen, daher bestand hier kein Wettbewerb, sondern die ermittelten Vergütungen lagen nahe der jeweiligen Preisobergrenzen. Umgekehrt legt die Nichtrealisierung der meisten Projekte in Großbritannien und Irland nahe, dass ein auskömmlicher Projektbetrieb höhere als die sehr niedrigen in den Ausschreibungen ermittelten Vergütungen erfordert hätte. Bei den untersuchten Ausschreibungsrunden mit hoher Wettbewerbsintensität und niedrigen Preisen (etwa in Spanien sowie in der zweiten und dritten Runde 2017 in Deutschland) werden erst die künftigen Realisierungsraten (und deren Ursachenanalyse) zeigen, ob die von den erfolgreichen Bietern geforderten Vergütungen auskömmlich waren.

Häufig wird ein Vergütungsrückgang im Laufe mehrerer Ausschreibungsrunden als kausale Wirkung des Politikinstrumentes Ausschreibungen bewertet (IRENA 2017). Dem ist einerseits zu entgegnen, dass die Kosten neuer Windenergieprojekte weltweit ohnehin seit Dekaden und insbesondere seit 2012 konstant rückläufig sind (IRENA 2018, S. 94), in vielen Ländern jedoch andere Politikinstrumente als Ausschreibungen genutzt werden (REN21 2017, S. 123). Andererseits zeigt etwa die Analyse der Ausschreibungsergebnisse 2017 in Deutschland, dass die Vergütungen hier auch bei Fortgelden der Degression im System der Festvergütung in vergleichbarem Maße gesunken wären (Grashof et al. 2018). Dies verdeutlicht, dass ein Vergütungsrückgang in einem Ausschreibungssystem alleine nicht belegt, dass die Ursache hierfür in dem gewählten Politikinstrument liegt; dafür wären vertiefte Analysen auch anderer wesentlicher Einflussfaktoren notwendig. Mithin stellt sich die Frage, in welchen Fällen Ausschreibungen tatsächlich Vergütungen senken und wann sie eher ein ohnehin rückläufiges Kostenniveau sichtbar machen (vgl. die entsprechenden Analysen in Toke 2015).

Zur Akteursstruktur der erfolgreichen Bieter:

Nicht in allen Fällen konnte die Akteursstruktur der erfolgreichen Bieter ermittelt werden, da die zugrundeliegenden Informationen oftmals schwer verfügbar sind. In Brasilien, Spanien und Südafrika konnte in den jüngsten Ausschreibungsrunden eine Tendenz zur Marktonkonzentration hin zu sehr großen, international tätigen Unternehmen festgestellt werden, mit teils sehr hohen Zuschlagsanteilen bei den Ausschreibungsrunden. Neben Größenvorteilen bei der Beschaffung etwa von Windturbinen haben diese häufig günstige Kapitalkosten, was in wettbewerblichen Ausschreibungen einen relevanten Preisvorteil darstellen kann. In Deutschland stellt der Erhalt der Akteursvielfalt eines der im Erneuerbare-Energien-Gesetz verankerten Politikziele dar und es

wurden gesonderte Teilnahmeregeln für Bürgerenergiegesellschaften eingerichtet. Allerdings wurden diese 2017 – teils in sehr hohem Maße – von größeren Windenergie-Projektierungsunternehmen genutzt und das eigentliche Politikziel damit verfehlt¹⁵⁵.

¹⁵⁵ Eine detaillierte Analyse der Akteursstrukturen der bisherigen Windenergie-Ausschreibungen in Deutschland unter Mitwirkung der Autoren dieser Studie befindet sich aktuell in der Fertigstellung (Grashof et al. im Erscheinen, 2018a).

6 Literaturverzeichnis

- ABEEólica (2015): Boletim de Dados. Online verfügbar unter <http://abeeolica.org.br/pdf/Boletim-de-Dados-ABEEolica-Novembro-2015-Publico.pdf>, zuletzt geprüft am 20.01.2016.
- Adami, V. et al.S. (2017): Regional industrial policy in the wind energy sector. The case of the State of Rio Grande do Sul, Brazil. In: *Energy Policy* (111), S. 18–27.
- AHK (2014): Zielmarktanalyse Südafrika mit Profilen der Marktakteure - Windenergie 2014. Deutsche Industrie- und Handelskammer für das Südliche Afrika. Houghton (Südafrika).
- AHK Deutsch Brasilianische Handelskammer (2016): BRASILIEN –WINDENERGIE-Marktsituation und Potentiale. Zielmarktanalyse 2017 mit Profilen der Marktakteure. Online verfügbar unter https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2017/zma_brasilien_2017_wind.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt aktualisiert am 20.12.2016, zuletzt geprüft am 16.02.2018.
- ANEV (2018): 2017. Brochure. assoziane nazionale energia del vento. Online verfügbar unter http://www.anev.org/wp-content/uploads/2017/09/Anev_brochure_2017_10ENG.pdf, zuletzt geprüft am 05.02.2018.
- Baker, L. (2015): The evolving role of finance in South Africa's renewable energy sector. In: *Geoforum* 64, S. 146–156.
- Baker, L. (2016): Post-apartheid electricity policy and the emergence of South Africa's renewable energy sector. United Nations University UNU WIDER (WIDER Working Paper, 2016/15).
- Baker, L. (2017): Commercial-Scale Renewable Energy in South Africa and its Progress to Date. In: *IDS Bulletin. Transforming Development Knowledge* 48 (5-6), S. 101–119.
- Baker, L.; Newell, P.; Phillips, J. (2014): The political economy of energy transitions. The case of South Africa. In: *New Political Economy* 19 (6), S. 791–818.
- Bayer, Benjamin (2016): Erfahrungen mit Ausschreibungen für Windenergie in Brasilien. IASS Working Paper. IASS.
- Bayer, Benjamin (2018): Experience with auctions for wind power in Brazil. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (81), S. 2644–2658.
- Bayer, Benjamin; Berthold, Lennart; Rodrigo de Freitas, Bruno Moreno (im Erscheinen, 2018): The Brazilian experience with auctions for wind power: An assessment of project delays and potential mitigation measures. In: *Energy Policy*.

Berkhout V.; Cernusko R.; Grashof K. (2018): Ein Systemwechsel ohne Vorteile. In: *Energie & Management* (4), S. 20.

Brannstrom, Ch. et al. (2017): Is Brazilian wind power development sustainable? Insights from a review of conflicts in Ceará state. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67, S. 62–71.

Brannstrom, Christian; Gorayeb, Adryane; Mendes, Jocicléa; Loureiro, Caroline; Meireles, Antonio; Vicente da Silva, Edson et al. (2017): Is Brazilian wind power development sustainable? Insights from a review of conflicts in Ceará state. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67. DOI: 10.1016/j.rser.2016.08.047.

Burkhardt P. (2018): How to wreck the world's fastest-growing renewables programme. Bloomberg. Online verfügbar unter moneyweb.co.za/news/south-africa/how-to-wreck-the-worlds-fastest-growing-renewables-program/.

CAMMESA: Request for Proposals– RENOVAR Program. Round 2. Online verfügbar unter <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr2/01%20-%20PBC-Round2.pdf>, zuletzt geprüft am 20.02.2018.

CAMMESA (2016): National and international open Call for Tenders within the Framework of Resulition ME&M N° 136/2016. Purchase of Electric Power from Sources of Renewable Energy through CAMMESA, acting in representation of Distribution Companies and large Users of the Wholesale Electric Market (MEM). RenovAr Program Round 1. Online verfügbar unter [http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr/RenovAr%20Round%201%20-%20RfP%20with%20Annexes%20\(fv%2007-25-2016\)%20\(English%20Version\).pdf](http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr/RenovAr%20Round%201%20-%20RfP%20with%20Annexes%20(fv%2007-25-2016)%20(English%20Version).pdf), zuletzt geprüft am 19.02.2018.

Cassetta, E. et al. (2017): Is the Answer blowin' in the Wind (Auctions)? Auction Procedures to promote onshore Wind Energy. Working Paper Series. Università degli studi di Torino, Department of Economics and Statistics.

CNMC (2016): INFORME DE SUPERVISIÓN SOBRE EL DESARROLLO Y PROPUESTA DE MEJORAS DE LA SUBASTA PARA LA ASIGNACIÓN DEL RÉGIMEN Retributivo específico a nuevas instalaciones de informe de supervisión sobre el desarrollo y propuesta de mejoras de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y a instalaciones de tecnología eólica celebrada el 14 de enero de 2016 (primera subasta).

CNMC (2017a): Informe de Supervisión sobre el desarrollo y propuesta de mejora de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, celebrada el 17 de Mayo de 2017.

CNMC (2017b): Informe de Supervision sobre el desarrollo y propuesta de mejora de la subasta para la asignacion del regimen retributivo especifico a nuevas instalaciones de produccion de energia electrica a partir de fuentes de energia renovables, celebrada el 26 de Julio 2017.

Cozzi, Paolo (2012): Assessing reverse auctions as a policy tool for Renewable Energy Development. Center for International Environment and Resource Policy, Tufts University (7).

Cuatrecasas (2017): OM ETU/315/2017 and resolutions of 10, 2017. New renewables call in Spain.

DCENR (2005): Alternative Energy Requirement Programme. Department of Communications, Energy and Natural Resources. Dublin.

del Rio, Pablo (2016a): Auctions for Renewable Energy Support in South Africa: Instruments and lessons learnt (AURES report, D.4.1-ZA).

del Rio, Pablo (2016b): Implementation of Auctions for Renewable Energy Support in Spain. A Case Study.

del Rio, Pablo (2017): Status for implementation of auctions in Spain. Spanish auction based support scheme goes into round two and three with 3000 MW auctioned in May 2017, 20.06.2017.

del Rio, Pablo; Linares, Pedro (2014): Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 35, S. 42–56. DOI: 10.1016/j.rser.2014.03.039.

Deloitte & Touche (2005): Review of the Energy Sector in Ireland. Deloitte & Touche LLP.

Deutsche WindGuard (2018): Status des Windenergieausbaus an Land. Varel.

Deutscher Bundestag (2016): Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. EEG, vom 08.07.2016.

DoE (2013): Integrated Resource Plan for Electricity (IRP) 2010-2030, Update Report 2013. Department of Energy.

DoE (2015): State of Renewable Energy in South Africa. Department of Energy.

Eberhard, A.; Kolker, J.; Leigland, J. (2014): South Africa's Renewable Energy IPP Procurement Program: Success Factors and Lessons. World Bank, Public-Private Infrastructure Advisory Facility. Washington,

Eberhard, A.; Naude, R. (2017): The South African Renewable Energy IPP Procurement Programme - Review, Lessons Learned & Proposals to Reduce Transaction Costs. University of Cape Town, Graduate School of Business.

Eclareon (2017): Enabling PV & Wind in Argentina. A Framework Assessment A Framework Assessment of PV & Wind in Argentina. Federal Foreign Office. Online verfügbar unter <https://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/page/aegypten-vorsichtig-optimistische-aussichten-fuer-windenergieentwicklung/final-report-enabling-wind-argentina.pdf>, zuletzt geprüft am 20.02.2018.

Ecofys (2013): Lessons for the tendering system for renewable electricity in South Africa from international experience in Brazil, Morocco and Peru. Studie im Auftrag von Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH und Department of Energy South Africa.

Ecofys (2016): Auctions for Renewable Support in Italy: Instruments and lessons learnt. published under the aures-project.

EE Publishers (2016): Energize RE 4: Renewable Energy Supplement.

Endell, M.; Quentin, J. (2017): EEG 2017: Ausschreibungsbedingte Neuerungen für Windenergieanlagen an Land. 2. Auflage. Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind). Berlin.

Eskom (2016): Eskom Integrated Report. 31.03.2016. Online verfügbar unter www.eskom.co.za/IR2016/Documents/Eskom_integrated_report_2016.pdf, zuletzt geprüft am 15.02.2018.

European Commission (2014): Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020.

European Commission (10.11.2017): State aid: Commission approves Spanish support scheme for renewable electricity. Brüssel. +32 2 298 01 00 (Ricardo CARDOSO). Online verfügbar unter http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-4542_en.htm, zuletzt geprüft am 23.02.2018.

EY (2017): Renewable Energy Country Attractiveness Index (RECAI). Ernst & Young. Online verfügbar unter www.ey.com/gl/en/industries/power---utilities/ey-renewable-energy-country-attractiveness-index-latest-issue, zuletzt geprüft am 10.02.2018.

Faber, Thomas; Green, John; Gual, Miguel; Haas, Reinhard; Huber, Claus; Resch, Gustav et al. (2001): Promotion Strategies for Electricity from Renewable Energy Sources in Eu Countries. Report compiled within the cluster „Green electricity“ co-financed under the 5th framework programme of the European Commission. Institute of Energy Economics, Vienna University of Technology. Vienna.

fieldfisher (2016): The Brazilian Power Market. An Interesting Investment Regime for Onshore Wind and Solar Power? Online verfügbar unter <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=42d9e5d6-e598-42f3-a402-5578c2b9b3b4>, zuletzt geprüft am 25.02.2018.

Garcia, Guijarro M. P.; Dachary, Glaria E. (2017): Spanish Renewables Bounce Back (Project Finance International EMEA Report).

Grashof, Katherina (2013): Herausforderungen bei Ausschreibungsverfahren für Wind Onshore-Energie und PV. Saarbrücken.

Grashof, Katherina; Berkhout Volker; Cernusko Robert (2018): Durch Auktionen wirklich günstiger? In: Michael Durstewitz und Kurt Rohrig (Hg.): Windenergie Report Deutschland 2017. Kassel: Fraunhofer Verlag, S. 99–105.

Grashof, Katherina; Holstenkamp, Lars; Weiler, Katja; Welle, Laura (im Erscheinen, 2018a): Akteursstruktur der erfolgreichen Bieter der 2017 durchgeführten Ausschreibungsrunden bei Windenergie an Land. (Bericht im Rahmen des Vorhabens „Entwicklung und Umsetzung eines Monitoringsystems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen-Photovoltaik und der Windenergie an Land“ im Auftrag des Umweltbundesamts. Umweltbundesamt. Dessau.

Grashof, Katherina; Holstenkamp, Lars; Weiler, Katja; Welle, Laura (im Erscheinen, 2018b): Methodikbericht zum Vorhaben 'Entwicklung und Umsetzung eines Monitoringsystems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen-Photovoltaik und der Windenergie an Land'. Vorhaben im Auftrag des Umweltbundesamts. Hg. v. Umweltbundesamt. IZES gGmbH; Leuphana Universität Lüneburg. Dessau.

Gross, Robert; Heptonstall, Phil (2010): Time to stop experimenting with UK renewable energy policy. Imperial College Centre for Energy Policy and Technology. London.

GSE (2017): Il punto sull'eolico, 2017.

GSE (2018): Accesso agli incentivi. Online verfügbar unter <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/modalit%C3%A0-daccesso-dm-23-06-2016>, zuletzt geprüft am 30.01.2018.

Haufe, M-C; Ehrhart, K-M (2015): Assessment of auction formats suitable for RES-E (AURES report, D3.1).

Hauser, Eva; Kochems, Johannes (2014): Ausschreibungsmodelle für Wind Onshore: Erfahrungen im Ausland. Studie im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e.V. Saarbrücken.

Hauser, Eva; Weber, Andreas; Zipp, Alexander; Leprich, Uwe (2014): Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung. Studie im Auftrag des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. Saarbrücken.

Held, Anne; Ragwitz, Mario; Gephart, Malte; Visser, Erika de; Klessmann, Corinna (2014): Design features of support schemes for renewable electricity. Compiled within the European project “Cooperation between EU MS under the Renewable Energy Directive and interaction with support schemes”.

Horstmann, J. (2015): Renewable energy tariffs dropped again by over 25% – how low can we go? Online verfügbar unter energyramblings.com/2015/04/23/renewable-energy-tariffs-dropped-again-by-over-25-how-low-can-we-go/, zuletzt aktualisiert am 05.02.2018.

Ibanez-Lopez, A. et al. (2017): An assessment of Spain's new alternative energy support framework and its long-term impact on wind power development and system costs through behavioral dynamic simulation. In: *Energy* 138, S. 632–636.

IDAE (2011): National Action Plan for Renewable Energy in Spain (NREAP) 2011-2020. Ministry of Industry, Tourism and Commerce Spain.

IPP office (2017): REIPPPP focus on wind as at 31 March 2017.

IRENA (2013): Renewable Energy Auctions in Developing Countries.

IRENA (2017): Renewable Energy Auctions, Analysing 2016. Bonn.

IRENA (2018): Renewable Power Generation Costs in 2017. Bonn.

IRENA; GWEC (2012): 30 years of policies for wind energy.

Jimeno, M. (2017): RES Legal. Legal sources on renewable energy. Online verfügbar unter <http://www.res-legal.eu/search-by-country/italy/single/s/res-e/t/promotion/aid/tenders/lastp/151/>, zuletzt aktualisiert am 28.11.2017, zuletzt geprüft am 13.02.2018.

Köpke, R. (2017): Fehler im System. In: *Energie & Management* (17), S. 3.

McLean, Alex; McGovern, Patrick; Donnelly, Katrina (2007): Ireland. In: *International Energy And Taxation Review* (10), S. 207–210.

MINETUR (2015): Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020. Ministry of Industry, Energy and Tourism Spain. Madrid.

Ministerio de Energia, Turismo y Agenda Digital: Renewable Energy Auction 2.000 MW. Online verfügbar unter <http://www.minetad.gob.es/energia/electricidad/energias->

renovables/convocatorias/Documents/renewable-energy-auction-2000MW.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2018.

Mitchell, Catherine (1995): The renewables NFFO, a review. In: *Energy Policy* 23 (12), S. 1077–1091.

Mitchell, Catherine (1996): Renewable generation – success story? In: John Surrey (Hg.): *The British Electricity Experiment. Privatisation: the Record, the Issues, the Lessons*. London: Earthscan, S. 164–184.

Mitchell, Catherine; Connor, Peter (2004): Renewable energy policy in the UK 1990–2003. In: *Energy Policy* 32 (17), S. 1935–1947. DOI: 10.1016/j.enpol.2004.03.016.

NERSA: Annual Report 2013/2014. National Electricity Regulator of South Africa (NERSA).

NFPA (2010): NFFO and SRO Summary. Non-Fossil Purchasing Agency.

NFPA (2018): NFFO and SRO Projects. Non-Fossil Purchasing Agency.

Ngobeni, M. (2016): Stakeholder Consultation Workshop: Preparation of the Second Edition of the State of Renewable Energy in South Africa Report. Market Overview and Current Levels of Renewable Energy Deployment. Independent Power Producer Office (IPP office), 25.11.2016.

Nyker, J. (2017): Funding of Energy Infrastructure. Energy Indaba. Biotherm Energy, 2017.

Papapetrou, P. (2014): Enabling Renewable Energy in South Africa: Assessing the Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme. WWF South Africa.

Pietrowicz, M.; Quentin, J. (2015): Dauer und Kosten des Planungs- und Genehmigungsprozesses von Windenergieanlagen an Land. 2. Auflage. Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind). Berlin.

Quentin, J. (2017): Vergleich der Ausbauentwicklung der Windenergie an Land. Regionale Verteilung bezugschlagter Windenergieprojekte in den Ausschreibungen 2017 versus Ausbau der Windenergie seit 2010. Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind). Berlin.

Ram, M.; Child, M.; Aghahosseini, A.; Bogdanov, D.; Poleva, A. (2017): Vergleich der Stromgestehungskosten von Erneuerbaren Energien mit denen fossiler und nuklearer Kraftwerke in den G20-Ländern. Hamburg.

REN21 (2017): Renewables 2017 Global Status Report.

reve (2013a): Eólica: el sector eólico instaló 1.112 MW en España en 2012. Online verfügbar unter <https://www.evwind.com/2013/02/17/eolica-el-sector-eolico-instalo-1->

112-mw-en-espana-en-2012/, zuletzt aktualisiert am 17.02.2013, zuletzt geprüft am 06.02.2018.

reve (2013b): The wind energy industry installed 1,112 MW in Spain in 2012. Online verfügbar unter <https://www.evwind.es/2013/02/17/the-wind-energy-industry-installed-1112-mw-in-spain-in-2012/29349>, zuletzt aktualisiert am 17.02.2013, zuletzt geprüft am 06.02.2018.

Rojas, A.; Mañueco, P. (2014): The reform of the Spanish electricity sector. In: *Spanish Economic and Financial Outlook* 3 (2), S. 51–58.

Sager, M. (2014): Renewable Energy Vision 2030 – South Africa. Hg. v. WWF South Africa.

SAREC (2017): Are Eskom's Concerns Relating to IPPs Valid? South African Renewable Energy Council. Gauteng.

Statistics South Africa (2014): Mid-year population estimates. Statistical release P0302. Online verfügbar unter <http://beta2.statssa.gov.za/publications/P0302/P03022014.pdf>, zuletzt geprüft am 20.01.2016.

Statistisches Bundesamt (2015): Bevölkerung: Deutschland, Stichtag zum Quartalsende, Geschlecht. Online verfügbar unter https://www-gene-sis.destatis.de/gene-sis/online;jsessionid=C4CA95DB0AD0656BEEE9ADC7C4229FD7.tomcat_GO_2_1?operation=previous&levelindex=2&levelid=1453278880195&step=2, zuletzt geprüft am 20.01.2016.

Toke, David (2015): Renewable Energy Auctions and Tenders. How good are they? In: *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* 8, S. 43–56.

TU Wien (2017): Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag der IG Windkraft, Kompost & Biogas Verband Österreich und IG-Holzskraft. Wien.

Wasaproject (2014): Wind Atlas for South Africa. Online verfügbar unter <http://www.wasaproject.info>, zuletzt geprüft am 19.05.2014.

Wiser, Ryan (2002): The U.K. NFFO and Ireland AER Competitive Bidding Systems. Berkeley Lab and the Clean Energy Group (Case Studies of State Support for Renewable Energy).

Yuen, K. S. (2014): REIPPP - A New Dawn for South African Renewables? An analysis of renewable energy prices in the South African Renewable Energy Independent Power Producer Procurement programme. Master Thesis. Sciences Po, Paris School of International Affairs.