

Kontextbedingungen für die mögliche Einführung von Ausschreibungen für Windenergie an Land in Österreich

Studie für die Interessengemeinschaft Windkraft Österreich

30.04.2018

IZES gGmbH – Institut für
ZukunftsEnergieSysteme

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Frank Baur

Autorin:

Katherina Grashof

Albrechtstr. 22

10117 Berlin

Telefon: +49 30 5683 7292

E-Mail: grashof@izes.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	3
1 Einleitung	4
2 Kontext für mögliche künftige Windenergie-Ausschreibungen in Österreich	10
2.1 Bisheriger Stand und nationale Ziele für den Ausbau der Windenergie an Land 10	
2.2 Potential nutzbarer Standorte	12
2.3 Relevanz des bisherigen Vergütungssystems	15
2.4 Akteursstruktur	18
2.4.1 Die wesentlichen Akteure auf dem Projektierermarkt	18
2.4.2 Marktkonzentration auf dem Projektierermarkt.....	18
2.4.3 Marktanteile in ausgewählten Bezirken	23
2.4.4 Zwischenfazit	26
2.5 Zugang zu und Kosten von Eigen-/ und Fremdkapital.....	28
2.6 Baubewilligungsverfahren	30
2.7 Netzanschlussregelungen und -Verfahren	32
2.8 Lokale und nationale Akzeptanz des EE-Ausbaus	33
2.9 Allgemeine Investitionsbedingungen	36
3 Zusammenfassung	37
4 Literaturverzeichnis	39

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Zubau und Bestand von WEA in Österreich	10
Abbildung 2:	Leistungsanteile von Projektierern 2014 - 2016	19
Abbildung 3:	Leistungsanteile von Projektierern im Jahr 2014.....	20
Abbildung 4:	Leistungsanteile von Projektierern im Jahr 2015.....	20
Abbildung 5:	Leistungsanteile von Projektierern im Jahr 2016.....	21
Abbildung 6:	Marktkonzentration bei den Projektierern 2014 bis 2016	22
Abbildung 7:	Anteile der Bezirke am Windenergiezubau 2014 bis 2016	23
Abbildung 8:	Marktanteile aller Projektierer 2014 bis 2016 im Bezirk Bruck an der Leitha in Niederösterreich	24
Abbildung 9:	Marktanteile aller Projektierer 2014 bis 2016 im Bezirk Gänserndorf in Niederösterreich	25
Abbildung 10:	Marktanteile aller Projektierer 2014 bis 2016 im Bezirk Neusiedl am See im Burgenland	25
Abbildung 11:	Marktanteile aller Projektierer 2014 bis 2016 im Bezirk Mistelbach in Niederösterreich	26

1 Einleitung

Nachdem über lange Jahre gesetzlich garantierte Einspeisevergütungen mit administrativ festgelegten Vergütungshöhen das dominierende Verfahren für die Vergütung von Strom aus Windenergie an Land (sowie Photovoltaik und andere erneuerbare Energiequellen) darstellten, zeichnet sich in den vergangenen Jahren in vielen Ländern ein Übergang zu einer Ermittlung von Vergütungshöhen in Ausschreibungen ab, denen eine höhere volkswirtschaftliche Effizienz zugeschrieben wird. In der EU wird dieser Übergang durch die jüngsten Umwelt- und Energiebeihilferichtlinien der Europäischen Kommission vorangetrieben, die in wettbewerblichen Ausschreibungen für Marktprämien das Regel-Instrument für die Förderung erneuerbarer Energien (EE) sehen, und in davon abweichenden Instrumenten die – gegenüber der EU-Kommission begründungspflichtige – Ausnahme.

Deutschland stellte mit dem EEG 2017 die Vergütung für Wind an Land, auf See sowie große Photovoltaik (PV) auf Ausschreibungen um. Aufgrund der Leitlinien für staatlichen Umwelt- und Energiebeihilfen der Europäischen Kommission stehen Ausschreibungen in ganz Europa zur Debatte. Die vorliegende Studie soll zu der hier auch in Österreich zu erwartenden Debatte einen fachlichen Beitrag leisten.

Ob sich die in Ausschreibungen gesetzten Erwartungen in den betreffenden Ländern erfüllt haben, ist zum heutigen Zeitpunkt nicht einfach zu beantworten. So existieren zahlreiche Ausschreibungssysteme noch nicht lange genug, um (jenseits von bei jeder Instrumenteneinführung zu erwartender Übergangseffekte) die Wirkungen der jeweiligen Ausschreibungssysteme belastbar identifizieren zu können. Vorläufig lässt sich feststellen:

- Hinsichtlich der Kosteneffizienz: Direkte Vergleiche von Vergütungshöhen sind oft wenig aussagekräftig, da sie von Land zu Land von sehr unterschiedlichen Faktoren beeinflusst werden: v.a. den Windverhältnissen, aber auch vom Zinsniveau, den Netzanschluss- oder Genehmigungskosten, dem Bestehen eines Inflationsausgleichs bei der Vergütungshöhe oder dem Zeitversatz zwischen der Ermittlung der Vergütungshöhe in einer Auktion und der Beschaffung der Anlagenkomponenten für die Inbetriebnahme einige Jahre später. Solange aufgrund noch laufender Realisierungsfristen die Realisierungsrate einer Ausschreibungsrunde noch offen ist, stellen auch die hier erzielten Vergütungen lediglich Absichtserklärungen dar und nicht tatsächliche Vergütungssätze. In der parallel für die IG Windkraft erstellten Studie „Ausschreibungen für Windenergie an Land: Erfahrungen in acht Ländern“ (Grashof und Dröschel 2018) wurden häufig – analog zur allgemeinen Preisentwicklung neuer Windprojekte auch in Ländern ohne Ausschreibungen – in den Auktionsergebnissen Vergütungssenkungen identifiziert, in drei Fällen jedoch auch zwischenzeitlich wieder entstandene Preisanstiege (aufgrund von

Änderungen im Ausschreibungsdesign). Zudem sind mehrere Sondereffekte zu erkennen, die Vergleiche zusätzlich erschweren:

- Mitunter erhalten Anlagenbetreiber nicht nur die in den Fachmedien weithin berichteten niedrigen Vergütungen je kWh, sondern zusätzlich Erlöse aus dem Verkauf von Ökostromzertifikaten und Kapazitätszusagen.
 - Teils werden sehr geringe Eigenkapitalrenditen berichtet, die es fraglich erscheinen lassen, ob die Projekte wirtschaftlich tragfähig sind.
 - In anderen Fällen sind die Teilnahmebedingungen und Pönalen für den Fall der Nichtrealisierung so niedrig, dass ein eher schwacher Realisierungsanreiz für die erfolgreichen Bieter erwartet werden kann, falls sich die ursprünglich erwarteten Projektrenditen verschlechtern.
- Bezüglich der zielgenauen Steuerung des EE-Ausbaus: auch hier gilt, dass viele der aktuellen Ausschreibungssysteme noch so jung sind, dass die – häufig zwischen zwei und vier Jahren liegenden – Realisierungsfristen noch nicht oder allenfalls für die erste Ausschreibungsrunde abgelaufen sind. Mithin sind hier noch keine belastbaren Aussagen zu den Realisierungsraten dieser Systeme möglich. In der parallel erstellten Studie (Grashof und Dröschel 2018) zeigte sich, dass lediglich ein Südafrika hohe Realisierungsraten ohne Verzögerungen erreichte, in Italien und Brasilien wurden – teils sehr umfangreiche – Verlängerungen der Realisierungsfrist gewährt, infolge derer inzwischen Realisierungsraten um 80% erzielt wurden.
 - Hinsichtlich einer Akteursvielfalt unter den erfolgreichen Bietern: Da Ausschreibungssysteme besondere Investitionsrisiken mit sich bringen, ist häufig festzustellen, dass größere Unternehmen mit stärkerer Eigenkapitalbasis sich eher beteiligen und Zuschläge erhalten. Häufig gehen damit Zuschlagsvolumina von deutlich über 100 MW je Bieter einher. Für kleinere Akteure – etwa mittelständische Unternehmen – kann das Scheitern eigener Gebote in der Auktion existenzbedrohend werden, aufgrund verlorener Vorlaufkosten z.B. für Genehmigungsverfahren im Vorfeld der Auktionsteilnahme. Ein zweites typisches Risiko von Bietern mit kleinen Portfolien ist ihre geringere Verhandlungsmacht gegenüber Komponentenherstellern oder Kapitalgebern, was zu höheren Erlösbedarfen ihrer Projekte führen kann. In der parallel erstellten Studie (Grashof und Dröschel 2018) wurden in Brasilien, Spanien und Südafrika in den jüngsten Ausschreibungsrunden eine Tendenz zur Marktkonzentration hin zu sehr großen, international tätigen Unternehmen festgestellt, mit teils sehr hohen Zuschlagsanteilen bei den Ausschreibungsrunden. 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.

- Bezüglich einer gestreuten regionalen Verteilung des Windenergieausbaus: in der Regel stellt dies kein explizites Ziel von EE-Ausschreibungssystemen dar. Daher konzentrieren sich Zuschläge häufig auf Regionen mit den relativ besten meteorologischen Bedingungen. Dies kann zu Herausforderungen bezüglich der Akzeptanz des EE-Zubaus bei der Bevölkerung in der betreffenden Region führen.

Bewertungen von Ausschreibungssystemen differenzieren mitunter zwischen ‚vom Ausschreibungssystem‘ verursachten Effekten und solchen, die „außerhalb des Instruments Ausschreibungen liegen“ (Bayer et al. 2016). Nach Auffassung der Autoren dieses Berichts greift diese Perspektive jedoch zu kurz, da ihr eine systemische Betrachtung fehlt: Sie beruht auf der Annahme, ein Funktionsdefizit eines EE-Förderinstruments (z.B. unzureichende Zielerreichungsraten oder unerwünscht hohe Preisergebnisse) sei ursächlich entweder mit dem Instrument der Ausschreibungen verbunden oder mit dem – hiervon als gänzlich unabhängig erachteten – Kontext des Ausschreibungssystems. Die (häufig nicht explizit geäußerte) Konsequenz daraus ist, dass Ausschreibungssysteme, die zu unbefriedigenden Ergebnissen führen auch dann als erfolgreich bewertet werden, wenn die Ursachen für die Defizite nicht dem Ausschreibungssystem, sondern dem Kontext zugewiesen werden.

Demgegenüber wird in der vorliegenden Studie eine differenziertere systemische Perspektive befürwortet, ausgehend von folgender Annahme: Zufriedenstellende wie enttäuschende Ergebnisse von Ausschreibungssystemen können grundsätzlich zurückführbar sein auf

- die Ausgestaltung eines Ausschreibungssystems. Hierzu zählen u.a. Zielkonflikte innerhalb von Ausschreibungssystemen, die häufig nicht vollständig auflösbar sind (wie z.B. der zwischen starkem Wettbewerb mit der Folge niedriger Preisergebnisse einerseits und hohen Realisierungsraten der bezuschlagten Anlagen andererseits).
- Wechselwirkungen zwischen der Ausgestaltung eines Ausschreibungssystems einerseits sowie dem umgebenden Kontext andererseits. Hierzu zählen Effekte, bei denen sich Ausschreibungssystem und Kontext in ihrer Wirkung untereinander verstärken, aber auch solche, wo sie einander entgegen wirken (z.B. eine schwer kalkulierbare Dauer von Genehmigungsverfahren).

¹ Vgl. hierzu (Weiler, 2018, S. 7-15) und (BMWI, 2018, S. 14) Die Auswertungen sowie die dazugehörige Methodikbeschreibung zur Ermittlung der Akteursstrukturen der erfolgten Windenergie-Ausschreibungen in Deutschland werden im Rahmen der UBA Schriftenreihe CLIMATE CHANGE 2019 veröffentlicht.

- Ursachen außerhalb des Ausschreibungssystems, die plausiblerweise auch im Fall eines alternativen EE-Fördersystems aufgetreten wären. Diese sind bei einer Bewertung von Ausschreibungssystemen im positiven wie negativen Fall zu identifizieren, damit sie dem Ausschreibungssystem nicht fälschlicherweise als Erfolge oder Misserfolge zugerechnet werden (z.B. ein nur schwer zu erlangender Netzanschluss neuer Anlagen).

Wenn es, wie im Fall Österreichs darum geht, wichtige Rahmenbedingungen oder potentielle (Miß-)Erfolgsfaktoren für eine denkbare Einführung von Ausschreibungen zu ermitteln, bietet sich der Ansatz an, den Kontext daraufhin zu analysieren, welche Einflüsse hieraus auf die Ergebnisse möglicher Ausschreibungen erwartet werden können. Da nicht auf Erfahrungen innerhalb Österreichs mit Ausschreibungen zurückgegriffen werden kann, erscheint eine derartige ex-ante-Analyse angemessen.

Dieser Bericht legt daher den Fokus auf Wechselwirkungen zwischen Ausschreibungen und Kontext und zeigt Herausforderungen auf, die sich aus diesen Erkenntnissen ergeben können – zunächst allgemein und anschließend spezifisch für Österreich. Dafür ist der Bericht in zwei Teile aufgeteilt:

Teil A „Wechselwirkungen zwischen EE-Ausschreibungssystemen und ihren Kontextbedingungen“ enthält folgende Abschnitte:

- Zunächst wird der administrative Aufwand für die Konzeption und Durchführung von EE-Ausschreibungssystemen beleuchtet.
- Anschließend wird ein Analyseraster für Ausschreibungssysteme und ihren (nationalen oder regionalen) Kontext erstellt, mit welchem unterschiedliche EE-Ausschreibungssysteme gleichermaßen untersucht werden können.
- Im Nachfolgenden werden aus den internationalen Erfahrungen mit EE-Ausschreibungssystemen (von den 1990iger Jahren beginnend bis heute) Wirkungen von Ausschreibungsdesign und Wechselwirkungen mit dem jeweiligen Kontext vorgestellt und anhand von Beispielen aus Windenergieausschreibungen veranschaulicht.

Teil B „Kontextbedingungen in Österreich für die mögliche Einführung von Ausschreibungen für Windenergie an Land“ analysiert den Kontext Österreichs hinsichtlich in Teil A identifizierter relevanten Kontextbedingungen.

Abschließend einige Anmerkungen zur Funktion von EE-Vergütungssystemen: In der Vergangenheit lagen die Stromgestehungskosten neuer EE-Anlagen regelmäßig über denen neuer konventioneller Stromerzeugungstechnologien. Zur Unterstützung der breiten Markteinführung führten viele Staaten eine Förderung für EE ein, finanziert entweder über eine Umlage auf die Stromverbrauch oder aus Haushaltsmitteln. Daher

wurde häufig auch von einer Subvention der EE gesprochen – häufig ausblendend, dass einerseits auch konventionelle Energietechnologien auf zahlreichen Wegen subventioniert worden waren oder heute noch sind. Hierzu zählt auch die unzureichende Internalisierung externer Kosten dieser Technologien, etwa für Klima- und andere Umweltschäden. Andererseits ist auch die Struktur der Strommärkte bis heute noch überwiegend auf die Charakteristika konventioneller Stromerzeugungsanlagen ausgerichtet, was als implizite Begünstigung dieser Technologien bewertet werden kann und den Bedarf nach ausgleichenden Maßnahmen zur Herstellung eines ‚level-playing-field‘ zwischen diesen und EE (hier insbesondere der Photovoltaik und der Windenergie) erhöht.

Dieses Bild hat sich gewandelt. Inzwischen weist Strom aus Windenergie an Land sowie großen Photovoltaik-Anlagen in der Europäischen Union im Kontext unterschiedlicher Politikinstrumente niedrigere Stromgestehungskosten auf als aus neuen Kohle- und Erdgaskraftwerken, zu neuen Kernkraftwerken ist der Preisabstand noch einmal deutlich größer (Ram et al. 2017). Beständen die auf konventionelle Stromerzeugungstechnologien ausgerichteten Subventionen und Strukturen der Strommärkte nicht, wären Neuinvestitionen in EE-Anlagen aufgrund ihrer zumeist niedrigeren Stromgestehungskosten voraussichtlich attraktiver. Ohnehin überstieg der weltweite Leistungszubau in EE-Anlagen (ohne große Wasserkraft) im Jahr 2016 mit 138 GW den kumulierten Zubau bei Kohle-, Erdgas-, Kern- und große Wasserkraftwerke von insgesamt 121 GW deutlich (Bloomberg New Energy Finance 2017). Überkapazitäten konventioneller Technologien insbesondere in den Industrieländern machen Investitionen in neue Stromerzeugungskapazitäten allerdings derzeit weniger attraktiv.

Doch auch jenseits von konventionellen Kraftwerksüberkapazitäten, Subventionen für konventionelle Technologien und auf diese ausgerichtete Strommarktstrukturen benötigen Windenergie und Photovoltaik als fluktuierend erzeugende Technologien künftig langfristige Stromabnahmeverträge, um Investitionen zu eher niedrigen Zinskonditionen zu ermöglichen (‚bankability‘). Dies liegt daran, dass diese Technologien fast ausschließlich Investitionskosten haben und demgegenüber sehr geringe Betriebskosten – anders als konventionelle, brennstoffabhängige Stromerzeugung. Nur wenn ein Kapitalgeber – durch langfristige Stromabnahmeverträge – Sicherheit über die Höhe der Stromerzeugungserlöse über 10 bis 20 Jahre des Anlagenbetriebs hat, besteht die Bereitschaft zur Vergabe von Eigen- oder Fremdkapital für die Finanzierung der Anlagenerrichtung ohne hohe Risikozuschläge auf den verlangten Zins. An den Strommärkten (u.a. den Strombörsen) sind jedoch bislang häufig nur Lieferverträge über bis zu sechs Jahre verfügbar – zu kurz, um darauf eine Projektfinanzierung aufzubauen -, und noch dazu zu einem (aufgrund der konventionellen Kraftwerksüberkapazitäten und niedrigen CO₂-Preise) sehr niedrigen Preisniveau.

Die Funktion staatlich organisierter Vergütung für EE-Strom hat sich daher 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.

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).

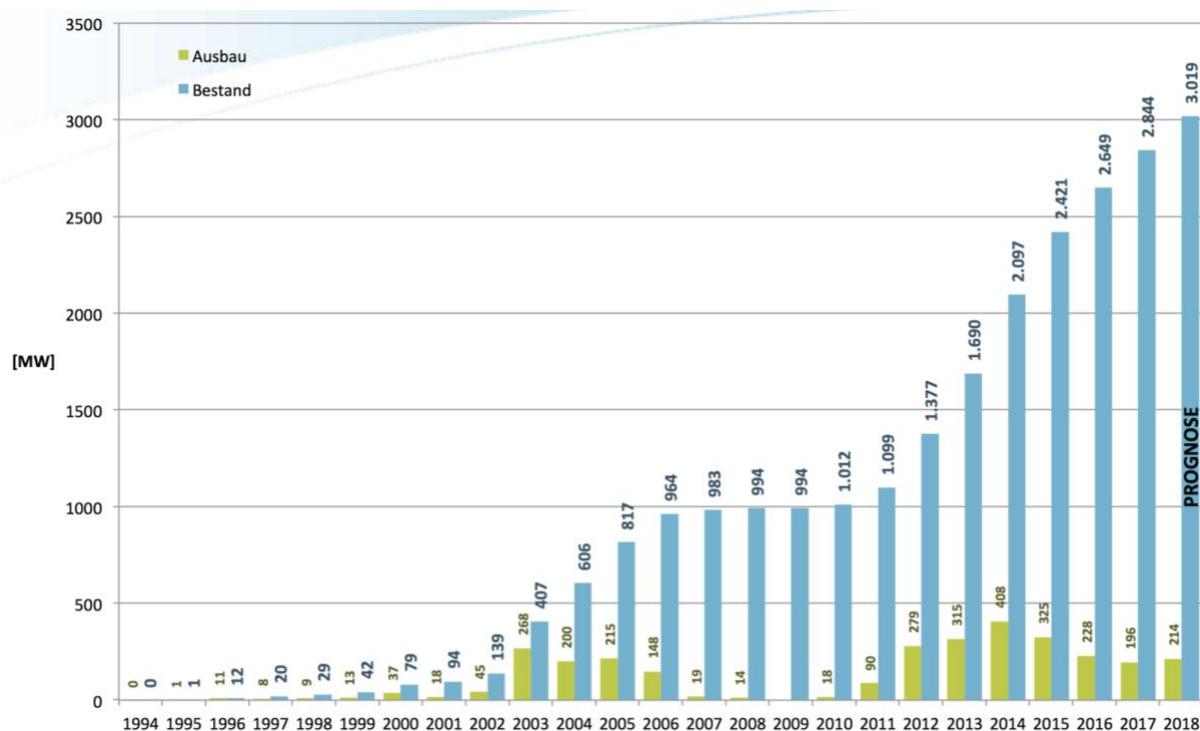
2 Kontext für mögliche künftige Windenergie-Ausschreibungen in Österreich

In diesem Abschnitt wird der österreichische Kontext dargestellt und unter dem Blickwinkel analysiert, welche Wirkungen dieser auf mögliche Ausschreibungen im Bereich der Windenergie an Land haben kann. Da kein konkretes Ausschreibungsdesign für Windenergie in Österreich besteht, können die Ausführungen nicht spezifisch auf Wechselwirkungen zwischen Ausschreibungsdesign und Kontext eingehen, sondern geben allgemeinere Hinweise auf Effekte und mögliche Ausgestaltungsvarianten.

2.1 Bisheriger Stand und nationale Ziele für den Ausbau der Windenergie an Land

Ende 2017 waren in Österreich 1260 WEA mit einer Gesamtleistung von rund 2,8 GW in Betrieb. Der Zubau ist im Wesentlichen in zwei Schüben erfolgt, zunächst zwischen 2003 und 2006 (mit jährlichen Kapazitätswachsen zwischen 230 und 270 MW) sowie nach einer weitgehenden Zubaupause zwischen 2012 und 2017 (mit Zuwächsen von rund 200 bis 410 MW/Jahr). Für 2018 erwartet die IG Windkraft einen Zubau von rund 210 MW (IGW 2017c, 12f).

Abbildung 1: Zubau und Bestand von WEA in Österreich



Quelle: IGW 2018, S. 5. Die Daten für 2018 stellen eine Prognose dar.

Gemäß der EU-Richtlinie zur Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RL 2009/28/EG) ist Österreich verpflichtet, den EE-Anteil am energetischen Endverbrauch von rund 24% im Jahr 2005 auf 34% im Jahr 2020 zu erhöhen. Bereits 2014 hatte Österreich hier einen Anteil von 33% erreicht (BMWFW 2016, S. 56).

Die 2010 verabschiedete Energiestrategie Österreich sieht eine Verdoppelung der Erzeugungskapazitäten „um bis zu 10 PJ durch Neubau und Repowering bestehender Standorte“ bis 2020 vor (LM und BMWFW 2010, S. 83). Das Ökostromgesetz von 2012 konkretisiert dies in § 4 „Ziele“ auf einen Windenergieausbau auf einen Zuwachs von 2000 MW zwischen 2010 und 2020.

Die zweite starke Zubauphase war durch das Ökostromgesetz 2012 in Gang gesetzt worden: ein administrativ festgelegter Einspeisetarif, der den 2010 ohnehin schon installierten 1012 MW bis 2020 weitere 2000 MW hinzufügen sollte – notwendig wäre hierfür eine jährliche Zubaurate von 200 MW. Zu Ende 2016 wurde damit entsprechend eine installierte Leistung von 2,2 GW erwartet; diese werden durch die tatsächlich in Betrieb befindlichen 2,6 GW überschritten. Allerdings muss dieses Ziel im Kontext mit dem 15% EE-Ziel gesehen werden, das durch alle EE zu erreichen ist.

Allerdings spiegeln die bisherigen EE-Ausbauziele nicht die Notwendigkeiten des Klimaschutzes wieder. In diesem Falle wäre von einer deutlichen Ausweitung der Windenergie-Ausbauaktivitäten auszugehen: 2016 hatte das österreichische Umweltbundesamt ein Energieszenario erstellt, das einerseits eine weitgehende Dekarbonisierung des Energiesystems bis 2050 beinhaltet und andererseits berücksichtigt, dass auch bis dahin die kumulierten Emissionen innerhalb bestimmter Grenzen bleiben müssen, um das 2°C-Klimaschutzziel zu erreichen (Umweltbundesamt 2016). Auf dessen Basis ermittelte die Energy Economics Group der TU Wien 2017 im Auftrag der IG Windkraft, dem Österreichischen Biomasseverband und der ARGE Kompost-Biogas die hieraus resultierenden energiewirtschaftlichen Konsequenzen. So erwarten sie eine Zunahme der Windstromerzeugung von 2,1 TWh (2010) auf 17,4 TWh (2030) bzw. 21,1 TWh (2050) (TU Wien 2017, S. 11). Zum Vergleich: 2016 lag die Windstromerzeugung aus bei der Abwicklungsstelle für Ökostrom (OeMAG) unter Vertrag befindlichen Anlagen bei 4,9 TWh (e-control 2017, 80).

Im Mai 2016 war mit der Konsultation des „Grünbuchs für eine integrierte Energie- und Klimastrategie“ der Prozess zu einer Erarbeitung einer über 2020 hinausreichenden Energiestrategie initiiert worden. Auf der Basis der Konsultation des Grünbuchs war beabsichtigt, ein Weißbuch zu erstellen, das die energiepolitischen Entwicklungspfade hin zur Erreichung der langfristigen Ziele beschreiben sollte. Allerdings stockte dieser Prozess zwischenzeitlich, u. A. aufgrund der Neuwahlen zum Österreichischen Nationalrat im Oktober 2017. Das im Dezember 2017 beschlossene Regierungsprogramm der neuen Bundesregierung sieht die Erarbeitung einer Klima- und Energiestrategie vor. Sie soll zur vollständigen Dekarbonisierung des

österreichischen Energiesystems bis 2050 beitragen. Teil der neuen Strategie ist u.a. das Ziel „100% Strom (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen bis 2030“ (ÖVP und FPÖ 2017, S. 170). Allerdings fehlt bislang eine Konkretisierung, was dies für die einzelnen Energieträger, zeitliche Meilensteine sowie das flankierende Ökostromgesetz bedeuten wird.

Für eine mögliche Einführung von Ausschreibungen lässt sich hieraus schlussfolgern:

Wenn Marktvolumina auch längerfristig abschätzbar sind, sorgt dies für eine höhere Investitionssicherheit der beteiligten Marktakteure und kann die günstigere Umsetzung von Projekten unterstützen sowie einen hohen Anteil inländischer Wertschöpfung. Dies betrifft einerseits im Voraus bekannte, jahresscharfe Ausschreibungsvolumina z.B. der kommenden fünf Jahre – insbesondere, wenn diese sich nicht auf Vergütungsbudgets mit einer Reihe unsicherer Parameter, sondern auf zu installierende Leistungen beziehen. Für die längere Perspektive übernehmen politische EE-Ausbauziele die Funktion, den Marktteilnehmern das voraussichtliche Marktvolumen der kommenden Dekaden zu signalisieren, welches sich dann nach und nach z.B. in jahresscharfe Ausschreibungsvolumina übersetzen lässt. Bislang fehlt hier in Österreich eine längerfristige Perspektive.

2.2 Potential nutzbarer Standorte

Dies bezieht sich auf den Umfang des ggf. für Ausschreibungen zur Verfügung stehenden Potentials an Standorten, seine regionale Verteilung, mögliche akteurspezifische Restriktionen zu deren Nutzung sowie mögliche Gebote für Bestandsanlagen.

Zu Ende 2017 verteilte sich die installierte Windenergiekapazität in Österreich in Wesentlichen auf zwei Bundesländer: Niederösterreich (1,5 GW bzw. 53%) und das Burgenland (1 GW bzw. 36%). Auf dem dritten Rang folgt die Steiermark (220 MW bzw. 7%), in welcher der Zubau erst in den letzten Jahren begonnen hatte. In Oberösterreich und Kärnten ist bislang nur wenig Kapazität installiert (47 MW bzw. 1,3 MW).

Windstandorte mit besonders gutem Windertrag sind über das Bundesgebiet ungleichmäßig und teils kleinräumig konzentriert verteilt. Eine hohe Konzentration windstarker Standorte findet sich im östlichen Teil Niederösterreichs und angrenzend im Norden des Burgenlands, sowie - noch stärker auf kleinere Bereiche konzentriert - in v.a. den Höhenlagen der Steiermark, in Kärnten und in Tirol².

Die größten künftigen Zubaupotentiale sind entsprechend heterogen verteilt, wie eine vom Klima- und Energiefonds, gemeinsam mit der Interessengemeinschaft Windkraft Österreich beauftragte, Studie 2014, durchgeführt vom Verein Energiewerkstatt, ermittelt hatte (Winkelmeier et al 2014). Dafür wurden Bewertungsszenarien definiert,

² Vgl. den auf windatlas.at veröffentlichten Windatlas für Österreich.

welche die technische, wirtschaftliche und gesellschaftspolitische Entwicklung der Windkraftnutzung der kommenden 15 Jahre in Österreich möglichst realistisch abbilden sollen. Legt man jeweils den Ausbaustand Ende 2017 zugrunde, ergeben sich folgende zusätzlich realisierbaren Potentiale bis 2020 bzw. 2030:

- Niederösterreich: + 460 MW bis 2020 bzw. + 1760 MW bis 2030
- Burgenland: + 300 MW bis 2020 bzw. + 900 MW bis 2030
- Steiermark: + 80 MW bis 2020 bzw. + 380 MW bis 2030
- Kärnten: + 60 MW bis 2020 bzw. + 360 MW bis 2030
- Oberösterreich: + 70 MW bis 2020 bzw. + 250 MW bis 2030

Zusammen mit den geringeren Potentialen in weiteren Regionen ergäbe sich gemäß dieser Studie damit ein Zuwachs von der Ende 2017 installierten Gesamtkapazität von 2,88 GW auf 3,8 GW im Jahre 2020 und weiter auf 6,6 GW 2030 (energiewerkstatt 2014). Eine neuere Potentialstudie der IG Windkraft³ geht darüber hinaus davon aus, dass durch die Nutzung neuerer Turbinentypen und größerer Rotordurchmesser auch österreichweit bis zu 7,5 GW an installierter Windleistung möglich wären.

Zu beachten ist jedoch (vgl. die obenstehende Auflistung), dass die Zubaupotentiale bis 2030 regional stark unterschiedlich ausfallen: Niederösterreich hat hieran einen Anteil von 48%, die Verteilung unter den übrigen Bundesländern ist mit 21% im Burgenland, je 10% in der Steiermark und in Kärnten sowie 6% in Oberösterreich etwas ausgeglichener.

Nachfolgend sind besondere Rahmenbedingungen für den weiteren Zubau der Windenergie in den für die Windenergie wichtigsten österreichischen Bundesländern aufgeführt. Insbesondere durch die unterschiedlichen politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen ist die Zukunftsperspektive in einzelnen Ländern sehr unterschiedlich zu beurteilen.

- Niederösterreich: Der 2011 beschlossene niederösterreichische Energiefahrplan enthält das Ziel, die installierte Windenergieleistung im Jahr 2015 auf rund 1,2 GW zu erhöhen, sowie bis 2020 auf 1,9 GW und bis 2030 auf 3,2 GW. Ab 2040 soll in Niederösterreich der gesamte Energieverbrauch durch erneuerbare Energieträger gedeckt werden. Trotz eines starken Bekenntnisses zur Stromerzeugung mittels Windkraft hat Niederösterreich den Zubau 2014 mit der Verordnung über ein Sektorales Raumordnungsprogramm über die Windkraftnutzung in Niederösterreich stark begrenzt. Dadurch wurden Eignungsflächen für Windkraftanlagen eindeutig ausgewiesen und der Ausbau auf diese beschränkt. Von Seiten der IG Windkraft wird bezweifelt, ob damit das Ziel für 2030 noch erreichbar ist (Maringer und Krenn 2015). Allein in

³ Vgl. hierzu https://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1038243.

Niederösterreich waren im Sommer 2016 140 der insgesamt 230 auf der Warteliste befindlichen WEA geplant, mit einer kumulativen Leistung von rund 400 MW (IGW 2016b, S. 10).

- Burgenland: Im Burgenland begann die Nutzung der Windenergie relativ spät, dann jedoch umso dynamischer und schon 2013 konnte es mehr EE-Strom erzeugen, als es selbst verbraucht. 2016 betrug der Überschuss bereits ein Drittel des Stromverbrauchs, 80% hiervon ist Windenergie⁴. Die 2013 vorgestellte Energiestrategie Burgenland 2020 baut auf dem Energiekonzept 2003 auf und strebt eine vollständige Energieautarkie (d.h. inkl. auch der Sektoren Wärme und Mobilität) des Burgenlandes bis 2050 an. Bereits 2020 soll mindestens die Hälfte des Gesamtenergieverbrauchs des Burgenlandes aus EE produziert werden, zu einem Gutteil auch aus Windstrom, der in Gas oder Flüssigkeiten umgewandelt werden soll. Die in der Energiestrategie enthaltene Roadmap Energie 2020 sieht einen Ausbau der Windenergie auf rund 1000 MW im Jahre 2020 vor, Ende 2016 waren bereits 997 MW installiert. Die Roadmap 2050 sieht einen weiteren Windenergieausbau sowie Repowering vor, nennt jedoch keine konkreten Zielwerte zu installierender Leistungen. Im Burgenland waren im Januar 2017 rund 90 der auf der Warteliste befindlichen Windenergieprojekte geplant⁵.
- Steiermark: Das 2013 beschlossene steiermärkische Sachprogramm Windenergie enthält keine Ausbauziele für Windenergie. Allerdings wurde im Zuge der Programmausarbeitung ein Ausbau auf 300 MW zugrunde gelegt; Ende 2017 waren rund 230 MW installiert. energiewerkstatt 2014, S. 23) sieht die durch das Sachprogramm nutzbaren Flächen zur Errichtung von ca. 150 WEA als geeignet an, 15% jedoch aufgrund zu schlechter Windverhältnisse als nicht nutzbar. Neben Vorrang- und Eignungszonen wurden auch Ausschlusszonen festgelegt, in denen ein Ausbau von Windkraftanlagen unzulässig ist.
- Kärnten: Seit 2012 gilt in Kärnten eine Verordnung, nach der neue WEA nur an Standorten errichtet werden dürfen, an denen sie nicht gesehen werden können. Die 2016 neu verabschiedete, novellierte Windkraftstandorträume-Verordnung setzte die Maßgabe, zu schützen sei das besondere Landschaftsbild Kärntens und reduzierte den Abstand, aus welchem die Anlagen nicht sichtbar sein sollen, von 40 km auf 25 km. Kärnten weist eine ähnliche geographische Struktur wie das Nachbarbundesland Steiermark auf wodurch ein ähnlich hohes Auspotential gegeben ist. Hierdurch wurde die Errichtung neuer WEA in Kärnten bislang gänzlich verhindert. 2014 war im

⁴ <http://www.burgenland.at/news-detail/news/erneuerbare-energie-modell-burgenland/>

⁵ https://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1034198

beschlossenen „eMAP 2025 – Energiemasterplan Kärnten“ noch die Installation von 50 WEA bis 2025 vorgesehen (IGW 2017d, S. 14).

- Oberösterreich: Oberösterreich hat 2012 einen Masterplan Windkraftausbau aufgestellt, in dem 27 Eignungszonen ausgewiesen worden waren. Dieser wurde durch den Windkraft-Masterplan 2017 überarbeitet. Darin wurden Windkraft-Ausschlusszonen dezidiert ausgewiesen. Zusätzlich können viele geplante Projekte nun nicht mehr verwirklicht werden, da die Abstandsregeln von 1000m zu Siedlungsgebieten oder Einzelgehöften den weiteren Ausbau der Windenergie faktisch verhindern. Zu einer Ausweisung von Vorrangzonen soll es ausdrücklich nicht kommen (IGW 2017b, S. 10).

Für eine mögliche Einführung von Ausschreibungen lässt sich hieraus schlussfolgern:

In Niederösterreich befindet sich gemäß der oben zitierten Abschätzungen rund die Hälfte des österreichischen Ausbaupotentials, allerdings ist unklar, ob die hier 2014 verabschiedete Raumplanung deren Verwirklichung erlaubt. Für das Burgenland sind derzeit keine Restriktionen erkennbar, für die Steiermark keine bedeutenden. Hingegen erscheinen die Potentiale in Kärnten und Oberösterreich nach derzeitigem Stand nicht realisierbar, zusammen genommen stellen sie immerhin 16% des oben aufgeführten Zubaupotentials bis 2030 dar.

Angenommen, das durchschnittliche Zubauvolumen 2014 - 2016 von rund 300 MW/Jahr würde auch künftig angestrebt (etwa als jährliches Ausschreibungsvolumen), erscheinen hier potentialseitig vorerst keine Restriktionen erkennbar. Zu beachten ist allerdings die starke Konzentration attraktiver Windstandorte, vor allem in Niederösterreich, sowie auch im Burgenland und der Steiermark. Sollten sich die Zuschläge in einem starken Preiswettbewerb in Ausschreibungen auf die sehr windstarken und relativ preisgünstig erschließbaren Standorte konzentrieren, stellt dies Herausforderungen im Hinblick auf die Akteursstruktur und die Entwicklung der Akzeptanz für neue Windprojekte dar.

Ergänzend wurde in den für diese Studie durchgeführten Interviews danach gefragt, ob es Bestrebungen von Betreibern bald aus der 13-jährigen Vergütung fallender Anlagen (vgl. Abschnitt 2.3) gebe, für diese Anlagen eine weitere staatlich organisierte Vergütung zu erlangen, etwa durch einen Zuschlag in einem künftigen Ausschreibungssystem. Dies wurde in den Interviews verneint. Vielmehr sei zu erwarten, dass Nutzer dieser Standorte bei entsprechend guten Windbedingungen ein rasches Repowering erwägen, sofern eine attraktive Vergütung erzielbar ist. Mithin kann geschlussfolgert werden, dass das Gebotspotential für mögliche Ausschreibungen durch das von Neuanlagen bestimmt wird, teilweise an bereits heute genutzten Standorten.

2.3 Relevanz des bisherigen Vergütungssystems

Bisher refinanzieren sich Investitionen in Onshore-Windprojekte durch feste Einspeisetarife nach dem Ökostromgesetz 2012, die für 13 Jahre ab Inbetriebnahme

bezahlt werden. Die Tarife wurden jeweils in der Ökostromverordnung festgelegt (zunächst für 2014-2015, anschließend für 2016-2017), in folgender Höhe:

- 2014: 9,35 Eurocent/kWh
- 2015: 9,27 Eurocent/kWh
- 2016: 9,04 Eurocent/kWh
- 2017: 8,95 Eurocent/kWh

Der Großhandelsstrompreis in der gemeinsamen deutsch-österreichischen Preiszone ist zuletzt stark gesunken, die Ausgaben für Systemdienstleistungen für Windenergie-Betreiber waren dagegen zwischenzeitlich deutlich gestiegen. Beide Entwicklungen sorgten dafür, dass mit demselben Budgetvolumen nur eine geringere zusätzliche WEA-Kapazität errichtet werden konnte als in früheren Jahren.

Die Regulierungsbehörde e-control verdeutlicht dies in ihrem Jahresbericht für 2016: 2012 habe der relevante Großhandelsstrompreis bei 5,21 Eurocent/kWh gelegen, 2016 bei 2,94 Eurocent/kWh. Allein dies stehe für rund 235 Mio. EUR der Steigerung der Unterstützungskosten aller im System befindlichen EE-Anlagen von insg. 363 Mio. EUR (2012) auf 846 Mio. EUR (2016; e-control 2017a, 26f). Die Ausgleichsenergiekosten betragen 2011 rund 0,3 Eurocent/kWh, 2016 waren sie auf 1,6 Eurocent/kWh angestiegen. Mit demselben Förderkontingent von 11,5 Mio. EUR waren daher 2011 neue Verträge für rund 140 MW Windenergieleistung möglich, 2016 dagegen nur noch rund 70 MW (IGW 2017e, S. 10). Zusätzlich können Verträge für Windenergievergütungen auch anteilig aus dem Volumen des sog. „Resttopfes“ abgeschlossen werden, der 2016 15 Mio. EUR umfasste (IGW 80, S. 8). Allerdings gingen die Kosten für Ausgleichsenergie im Jahr 2017 wieder stark zurück.

Die Kosten für die Vergütung der EE-Anlagen werden auf die Stromverbraucher umgelegt. Da die Vergütung für Wind- und Solaranlagen lediglich 13 Jahre beträgt, fallen derzeit nach und nach zahlreiche Anlagen aus der Vergütung, wodurch sich die jährlichen Umlagezahlungen reduzieren: betragen die Kosten für durchschnittliche Haushaltskunden im Jahr 2016 rund 120 EUR, wird für 2019 eine Reduktion auf rund 100 Euro erwartet (e-control 2017b, S. 57).

Der Leistungsumfang der jährlich neu abzuschließenden Einspeisezusagen ist begrenzt auf ein festgelegtes, auf Stromverbraucher umzulegendes Budget, das u.a. stark bestimmt wird vom Großhandelsstrompreis (da die EE-Strommengen zentral vermarktet werden) sowie von den Kosten für Ausgleichsenergie (die die Betriebskosten der EE-Anlagen erhöhen können). Aufgrund der Budgetbegrenzung müssen Betreiber einer genehmigten Anlage einen Antrag auf Vergütung stellen und gelangen so auf eine Warteliste, bis ihnen nach dem Windhundprinzip eine Vergütungsberechtigung erteilt wird. Nach drei (bzw. nach der Ökostromnovelle 2017: fünf) Jahren auf der Warteliste ohne Erteilung einer Vergütungszusage erlischt der Listenplatz. Hat eine Anlage eine Vergütungszusage erhalten, muss sie binnen 36

(bzw. seit der Ökostromnovelle 2017: 48) Monaten realisiert werden, ansonsten erlischt der Vergütungsanspruch.

Aufgrund der höheren Kosten infolge reduzierter Strompreise sowie erhöhter Ausgleichsenergiekosten konnten zahlreiche Anlagen zuletzt nicht unmittelbar eine Vergütungszusage erhalten, sondern erst mit jahrelanger Verzögerung. Ende 2016 befanden sich 70 Windprojekte auf der von der OeMAG geführten Warteliste. Weitere 190 Anlagen waren von dem Verfall der Wartelistenanträge nach drei Jahren betroffen (IGW 2017a, S. 3). Im April 2016 bezifferte die IG Windkraft das Volumen der bereits investierten Vorlaufkosten für Planung und Genehmigung der insg. (auch bereits länger als 3 Jahre in der Warteliste befindlichen) über 230 Anlagen (über 700 MW) auf rund 40 Mio. EUR und das damit aufgehaltene Investitionsvolumen auf 1,2 Mrd. EUR (IGW 2016a, S. 8). Umgerechnet seien damit rund 3% des Gesamtinvestitionsvolumens der neuen Anlagen bereits ausgegeben worden.

Im Sommer 2017 wurde eine sogenannte kleine Ökostromnovelle beschlossen, die ein Sonderkontingent von 45 Mio. EUR für die Bewilligung zusätzlicher Anträge enthielt. Nach zwischenzeitlichen Berechnungen der IG Windkraft könnten davon rund 120 WEA mit rund 350 MW vorzeitig einen Vergütungsanspruch erhalten – von 300 WEA mit rund 900 MW, die sich im Sommer 2017 auf der Warteliste befanden.⁶ Aktuellere Daten hierzu waren bis Redaktionsschluss leider nicht verfügbar.

Zwar ist die OeMAG verpflichtet, den Strom für höchstens weitere sieben Jahre abzunehmen, dann jedoch nur noch zum Großhandelsstrompreis und abzüglich anfallender Ausgleichsenergiekosten. Anlagen, die bis Ende 2002 alle erforderlichen Bewilligungen hatten (und typischerweise bis Mitte 2003 in Betrieb gingen), hatten sogar nur eine Tariflaufzeit von 10 Jahren. Allein 2016 sind rund 160 MW WEA aus der Förderung gefallen (rund 13% der insg. in Österreich installierten Leistung). Mit weiter niedriger Strompreistendenz sowie steigenden Ausgleichsenergiekosten sowie Netzentgelten besteht für viele Betreiber dieser älteren WEA ein starker Anreiz, diese bald stillzulegen. Maßgeblich für diese Entscheidung ist im Wesentlichen das Niveau der Strommarktpreise und dass im Falle eines angestrebten Repowerings angesichts der viele Jahre betragenden Warteschlange ggf. notwendige Neubau-Bewilligungen lange im Voraus eingeholt werden müssen.

Für eine mögliche Einführung von Ausschreibungen lässt sich hieraus schlussfolgern:

Da bislang offen ist, ob und zu welchem Termin Ausschreibungen möglicherweise eingeführt werden sollen, kann das Volumen von Projekten auf der Warteliste, aus dem sich das potentielle Gebotsvolumen erster Runden speisen könnte, zum heutigen Zeitpunkt nicht quantifiziert werden. Nichtsdestotrotz ist zu beachten: Aufgrund der bereits langen Wartefrist ist möglich, dass mögliche künftige Bieter mit bereits vorentwickelten Projekten ihre Kosten bis zur Erlangung der Genehmigung als

⁶ https://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1036045

versunkene Kosten abschreiben und nicht in Gebote einpreisen. Aus Sicht der Umlagezahler könnte dies kurzfristig günstig bewertet werden. Aus Sicht der die Anlagen projektierenden Bieter stellen solche versunkenen Kosten erhebliche Einnahmeausfälle dar, die (abhängig von ihrer individuellen Finanzkraft) nicht alle verkraften können dürften - mit nachteiligen Folgen für die Zahl der potentiellen Bieter und den unter ihnen erwartbaren Wettbewerb (vgl. Abschnitt 2.4).

2.4 Akteursstruktur

Die ersten WEA wurden in Österreich in den 1990er Jahren installiert, zunächst vorwiegend von Bürgergesellschaften oder Landwirten. Ab 2003 sind durch die stabileren Investitionsbedingungen auch Energieversorger und andere Unternehmensarten hinzugetreten. Viele österreichischen Betreiber sind auch andernorts, vor allem in den Nachbarländern Zentral- und Osteuropas, aktiv (Maringer und Krenn 2015, S. 80). Österreich hat keine eigenen Turbinenhersteller, ist jedoch im Bereich der Zulieferung für internationale Hersteller sehr aktiv. Die 2016 am meisten verbauten Turbinen stammten von den Herstellern Enercon, Vestas und Senvion (IGW 2017a, S. 12).

2.4.1 Die wesentlichen Akteure auf dem Projektierermarkt

Für den Wettbewerb in Ausschreibungssystemen ist insbesondere die Wertschöpfungsstufe der Projektentwicklung relevant, daher wird die hier bestehende Marktstruktur im Folgenden ausführlicher betrachtet. Nachfolgend sind die zehn aktivsten Projektentwickler (Inbetriebnahmen 2014 bis 2016) aufgeführt und gemäß ihres Unternehmenstyps charakterisiert (Quellen sind öffentlich zugängliche Unternehmensdatenbanken).

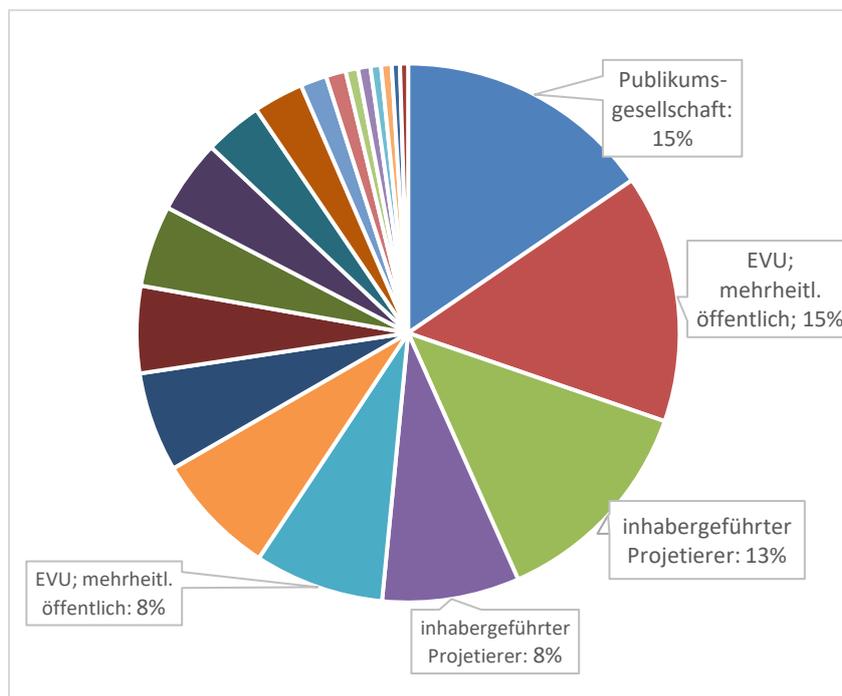
Unter den zehn wichtigsten Projektierern der Jahre 2014 bis 2016 finden sich zwei Publikumsgesellschaften mit teilweise mehreren tausend Beteiligten, zwei inhabergeführte Projektierer, vier mehrheitlich in öffentlicher Hand befindliche EVU und ein öffentliches Forstunternehmen sowie ein internationaler Fonds. Die vier EVU sind untereinander mehrfach verflochten und durchgehend in mehrheitlicher Hand der einzelnen Länder oder des Bundes. Im Regelfall projektieren die Unternehmen für den späteren Eigenbetrieb; die Projektierung für den späteren Verkauf, etwa an institutionelle Investoren, ist in Österreich eher selten, wie die durchgeführten Interviews ergaben.

2.4.2 Marktkonzentration auf dem Projektierermarkt

Für die vorliegende Studie wurden die Marktanteile der Projektierer für die Jahre 2014 bis 2016 analysiert. Im Ergebnis können die 326 in den drei Jahren in Österreich in Betrieb genommenen Anlagen (mit einer Gesamtleistung von 954 MW) 20 projektierenden Unternehmen zugeordnet werden, bzw. je Inbetriebnahmejahr 11 bis 13 Unternehmen.

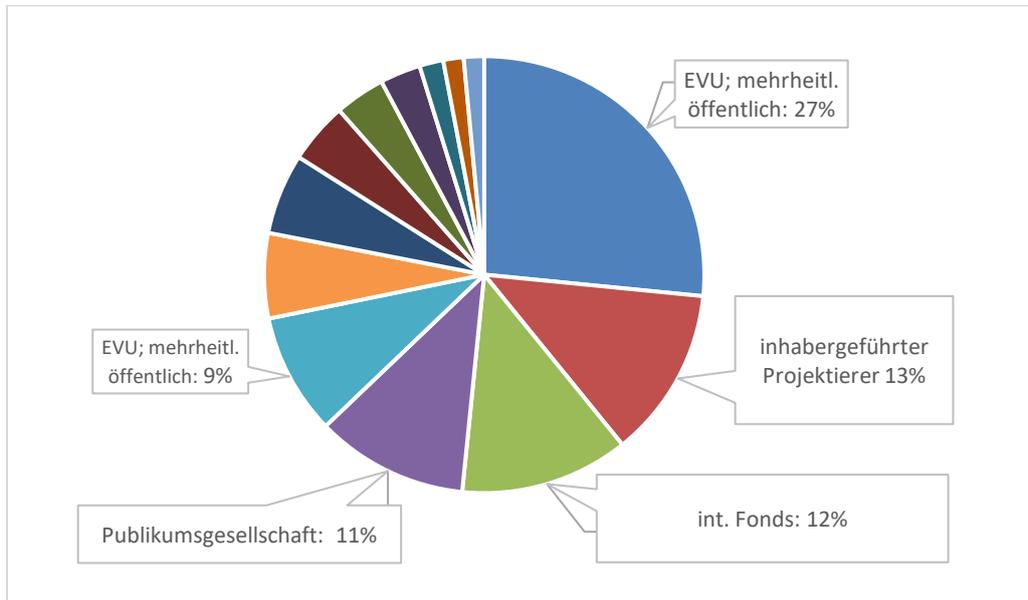
In den nachfolgenden Abbildungen sind jeweils die Leistungsanteile der Projektierer für Inbetriebnahmen zwischen 2014 und 2016 dargestellt. Die Verteilungen sind graphisch zunächst aggregiert für die Jahre 2014 bis 2016 dargestellt und nachfolgend für die einzelnen Jahrgänge, um die Unterschiede zwischen diesen deutlicher erkennbar zu machen.

Abbildung 2: Leistungsanteile von Projektierern 2014 - 2016



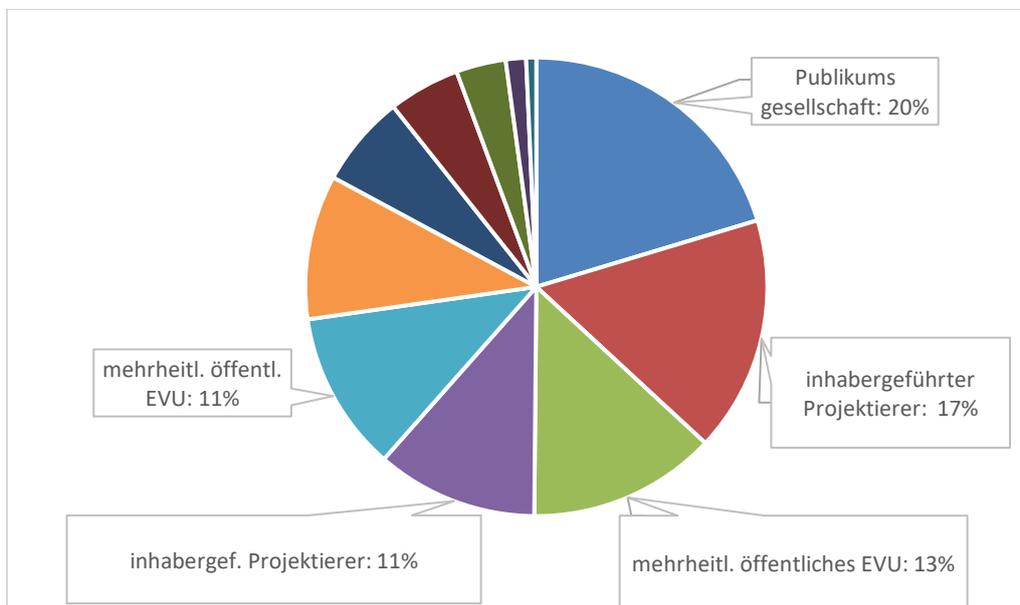
Datenquellen: IG Windkraft, ergänzt um eigene Recherchen

Abbildung 3: Leistungsanteile von Projektierern im Jahr 2014



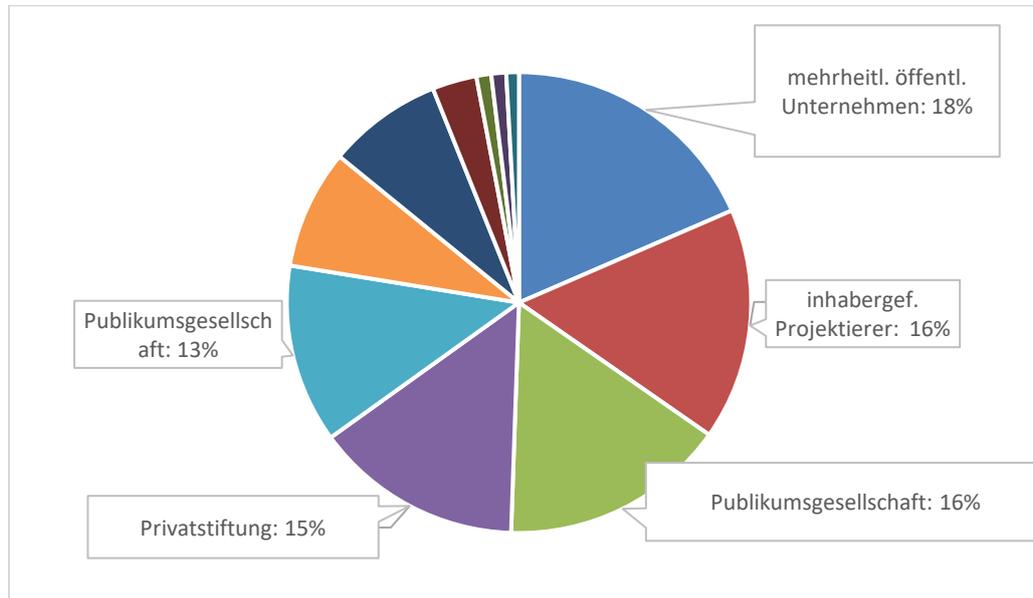
Datenquellen: IG Windkraft, ergänzt um eigene Recherchen

Abbildung 4: Leistungsanteile von Projektierern im Jahr 2015



Datenquellen: IG Windkraft, ergänzt um eigene Recherchen

Abbildung 5: Leistungsanteile von Projektierern im Jahr 2016



Datenquellen: IG Windkraft, ergänzt um eigene Recherchen

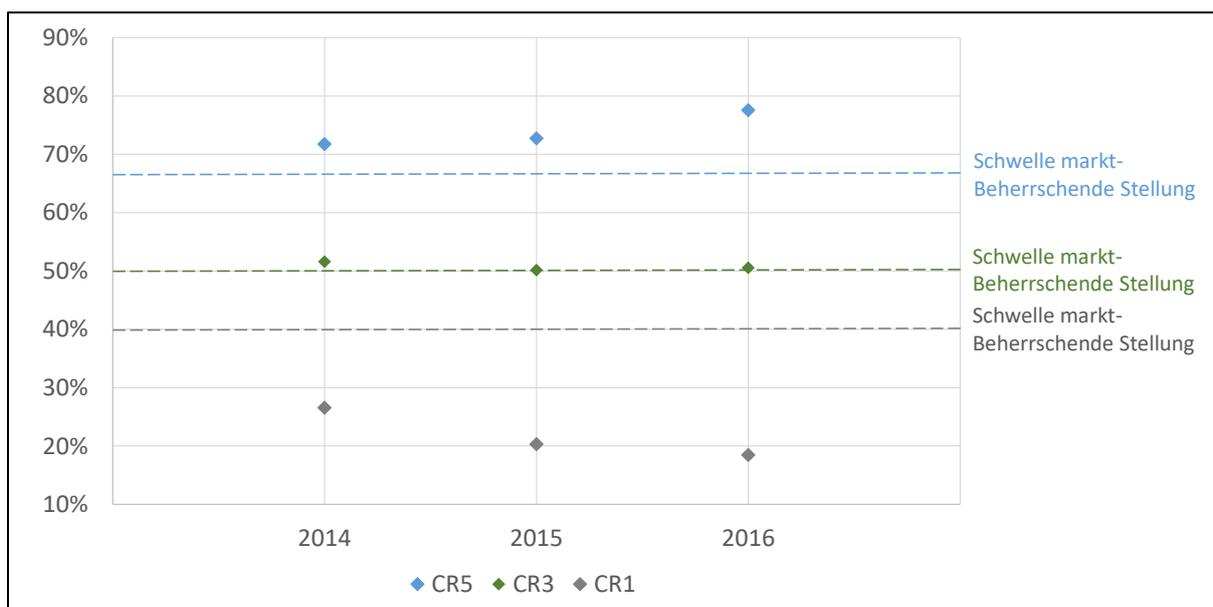
Dieselben inhabergeführten Projektierer sowie dieselbe Publikumsgesellschaft sind in allen drei Jahren unter den fünf Projektierern mit den höchsten Installationszahlen. Die übrigen drei Plätze wurden von jeweils unterschiedlichen Unternehmen eingenommen.

Diese Ergebnisse verweisen auf eine möglicherweise bestehende Marktkonzentration auf dem österreichischen Markt für Windenergie-Projektentwicklung, daher wurde diese gesondert untersucht. In Abbildung 6 ist als Maß für die Marktkonzentration unter den österreichischen Projektierern die Konzentrationsrate dargestellt, die z. B. im deutschen Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) Anwendung findet. Dort wird eine marktbeherrschende Stellung vermutet, wenn der Anteil des Unternehmens mit dem höchsten Marktanteil (CR1) mindestens 40 % beträgt, oder derjenige der drei Unternehmen mit den höchsten Marktanteilen (CR3) zusammen zumindest 50 %, oder der Anteil der fünf Unternehmen mit den höchsten Marktanteilen (CR5) zusammen mindestens zwei Drittel (§ 18 Abs. 4 und 6 GWB).

Für die Inbetriebnahmejahre 2014 bis 2016 zusammengenommen lag der CR1 bei 15%, der CR3 bei 43% sowie der CR5 bei 59%, d.h. durchweg unterhalb der Schwellen, ab denen eine marktbeherrschende Stellung vermutet wird. Anders sieht es aus, wenn man die drei Inbetriebnahmejahre einzeln betrachtet (Abbildung 6). Hier hat zwar das jeweils größte Unternehmen keinen Marktanteil, bei dem eine marktbeherrschende Stellung vermutet würde. Die drei Unternehmen mit den größten Marktanteilen erreichten jedoch den sie betreffenden Schwellenwert und von den fünf Unternehmen mit den höchsten Marktanteilen wurde er jedes Jahr überschritten, mit

zunehmender Tendenz. Dies mag darin begründet liegen, dass die jährlich errichtete Leistung abnahm (2014: 402 MW, 2015: 325 MW; 2016: 223 MW)⁷. Die fünf größten Marktanteile umfassten in absoluten Zahlen zusammen genommen jeweils 288 MW (2014), 236 MW (2015) und 177 MW (2016).

Abbildung 6: Marktkonzentration bei den Projektierern 2014 bis 2016



Datenquellen: IG Windkraft, ergänzt um eigene Recherchen. Lesehilfe: Bei einem CR1 von 40 % entfielen auf den Projektierer mit dem höchsten Leistungsanteil 40 % der insgesamt in diesem Jahr errichteten Leistung. Ein Wert für CR3 von 50 % bzw. für CR5 von zwei Dritteln bedeuten analog, dass die drei größten Marktanteile zusammen 50 % bzw. die fünf größten Marktanteile zwei Drittel der insgesamt errichteten Leistung ausmachen. Als Schwellenwerte sind zudem jeweils die Marktanteile als gestrichelte Linien eingezeichnet, oberhalb derer das deutsche GWB eine marktbeherrschende Stellung vermutet.

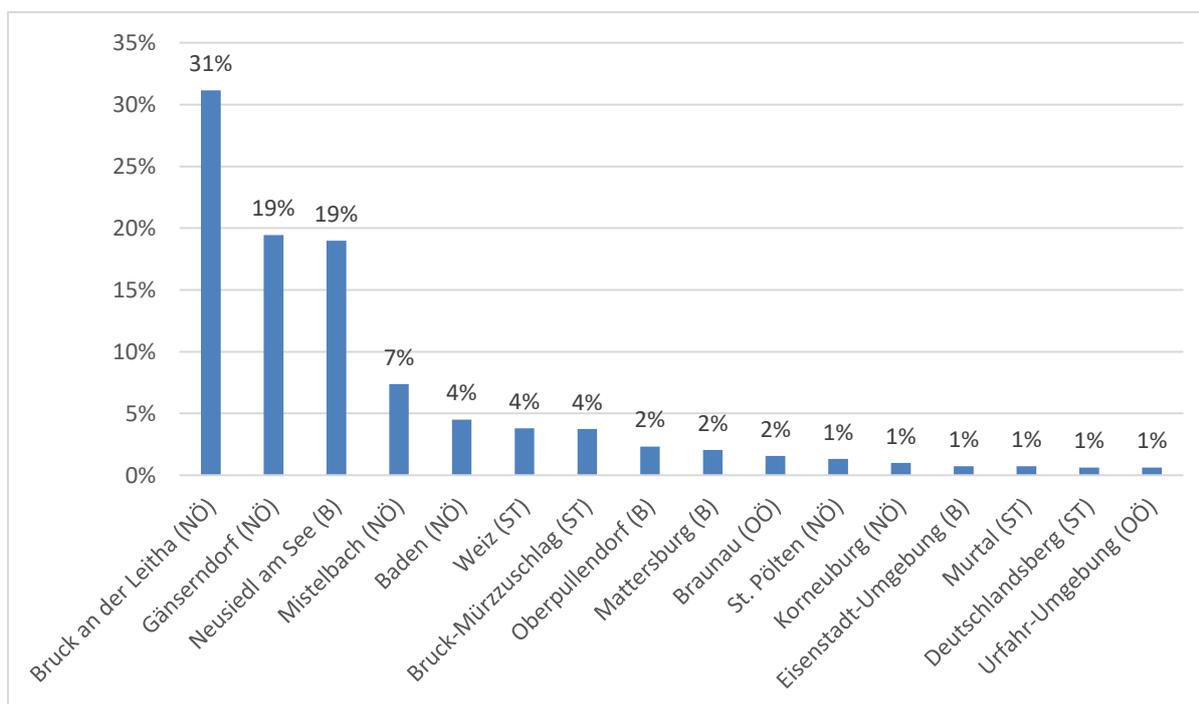
Im Ergebnis der Analyse für die Jahre 2014 bis 2016 kann festgehalten werden, dass der Markt für die Projektierung von Windenergieanlagen in Österreich derzeit eine nicht unwesentliche Konzentration aufweist.

⁷ Bemerkenswert ist allerdings die umgekehrte Tendenz beim Marktanteil des jeweils stärksten Unternehmens, der von 27% (2014) auf 18% (2016) zurückging – bzw. in absoluten Zahlen umfasste dieser größte Marktanteil 107 MW (2014), 66 MW (2015) und 42 MW (2016).

2.4.3 Marktanteile in ausgewählten Bezirken

Wie in Abschnitt 2.2 bereits dargestellt, sind die für den Windenergieausbau besonders geeigneten Gebiete auf relativ kleine Räume konzentriert. So konzentrierte sich Zubau in den Jahren 2014 bis 2016 auf 16 Bezirke in vier Bundesländern, zwischen denen erhebliche Unterschiede bestehen, wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt ist.

Abbildung 7: Anteile der Bezirke am Windenergiezubau 2014 bis 2016

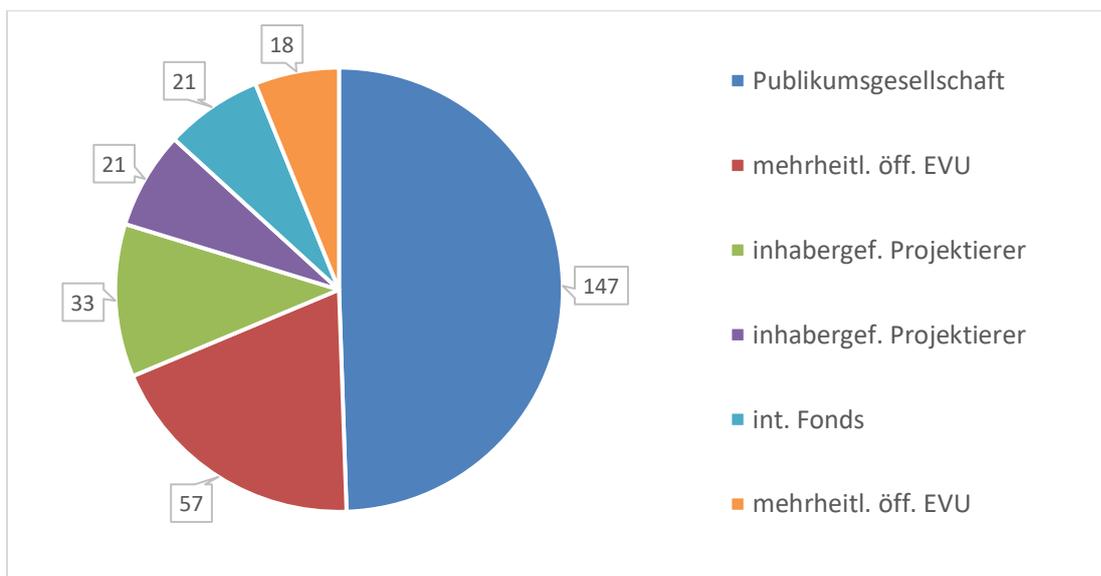


Datenquellen: IG Windkraft, ergänzt um eigene Recherchen. Lesehilfe: an der Leistung des österreichischen Windenergiezubaus in den Jahren 2014 bis 2016 von insgesamt 954 Megawatt hatten neue Anlagen im Bezirk Bruck an der Leitha im Bundesland Niederösterreich einen Anteil von 31%.

Wie zu erkennen, vereinten nur vier Bezirke über drei Viertel des Zubauvolumens von 2014 bis 2016. Für den Fall, dass Projektierungsunternehmen, die in einer Region bereits stark vertreten sind, hier leichter neue Flächen für neue Anlagen akquirieren können (u.a. wegen bereits bestehender Kontakte) als andere Bieter, wäre für die Bieterstruktur bei möglichen künftigen Windenergie-Ausschreibungen auch die bisherige Marktstruktur in den begehrten Bezirken von Interesse. Sie ist nachfolgend für die vier Bezirke mit den höchsten Leistungsanteilen 2014 bis 2016 dargestellt.

Im Bezirk Bruck an der Leitha wurden im genannten Zeitraum 297 MW neu installiert, diese verteilen sich auf sechs Projektierungsunternehmen, von denen die beiden größten zusammen einen Marktanteil von zwei Drittel haben.

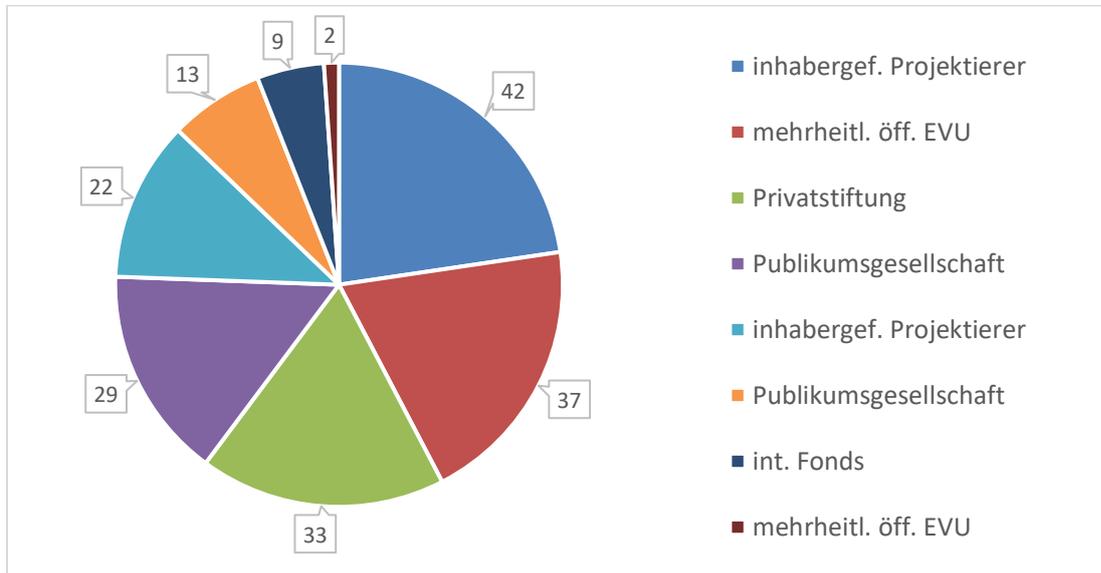
Abbildung 8: Marktanteile aller Projektierer 2014 bis 2016 im Bezirk Bruck an der Leitha in Niederösterreich



Datenquellen: IG Windkraft, ergänzt um eigene Recherchen. Die angegebenen Daten beziehen sich auf die Leistungsvolumina, die im betreffenden Bezirk von den genannten Unternehmen in diesem Zeitraum in Betrieb genommen wurden.

Im Bezirk Gänserndorf wurden im genannten Zeitraum 186 MW neu installiert, diese verteilen sich auf acht Projektierungsunternehmen, von denen vier zusammen einen Marktanteil von drei Viertel haben.

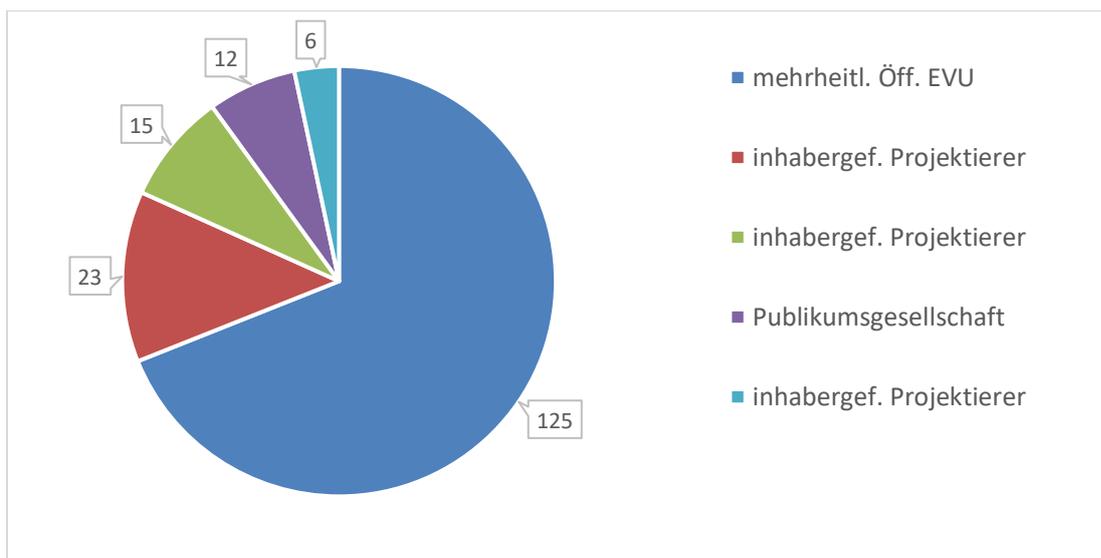
Abbildung 9: Marktanteile aller Projektierer 2014 bis 2016 im Bezirk Gänserndorf in Niederösterreich



Datenquellen: IG Windkraft, ergänzt um eigene Recherchen. Die angegebenen Daten beziehen sich auf die Leistungsvolumina, die im betreffenden Bezirk von den genannten Unternehmen in diesem Zeitraum in Betrieb genommen wurden.

Im Bezirk Neusiedl am See wurden im genannten Zeitraum 181 MW neu installiert, diese verteilen sich auf fünf Projektierungsunternehmen, deren größtes bereits einen Marktanteil von über zwei Drittel hat.

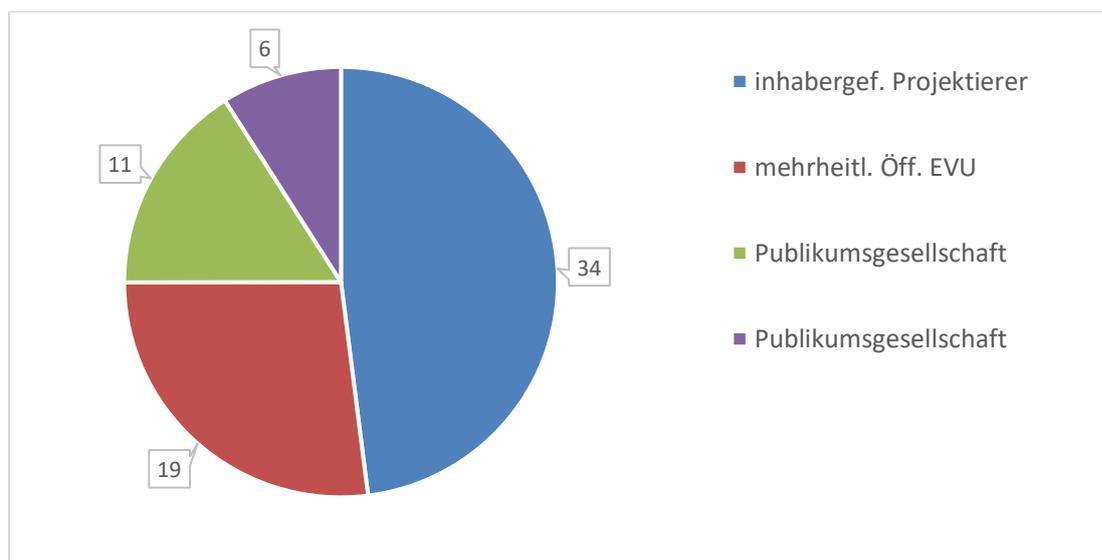
Abbildung 10: Marktanteile aller Projektierer 2014 bis 2016 im Bezirk Neusiedl am See im Burgenland



Datenquellen: IG Windkraft, ergänzt um eigene Recherchen. Die angegebenen Daten beziehen sich auf die Leistungsvolumina, die im betreffenden Bezirk von den genannten Unternehmen in diesem Zeitraum in Betrieb genommen wurden.

Im Bezirk Mistelbach wurden im genannten Zeitraum 71 MW neu installiert, diese verteilen sich auf vier Projektierungsunternehmen, deren größtes einen Marktanteil von über knapp der Hälfte hat.

Abbildung 11: Marktanteile aller Projektierer 2014 bis 2016 im Bezirk Mistelbach in Niederösterreich



Datenquellen: IG Windkraft, ergänzt um eigene Recherchen. Die angegebenen Daten beziehen sich auf die Leistungsvolumina, die im betreffenden Bezirk von den genannten Unternehmen in diesem Zeitraum in Betrieb genommen wurden.

Im Ergebnis zeigt sich, dass in diesen vier Bezirken, in denen 2014 bis 2016 drei Viertel des Gesamt-Windenergiezubaues errichtet wurden, relativ wenige Projektierungsunternehmen aktiv sind und auch zwischen diesen die Anteile sehr unterschiedlich ausfallen.

2.4.4 Zwischenfazit

Für eine mögliche Einführung von Ausschreibungen lässt sich hieraus schlussfolgern:

Die für den Gesamtmarkt und insbesondere in den besonders begehrten Regionen bestehende Akteursstruktur umfasst aktuell vergleichsweise wenige, teils untereinander verflochtene Projektierungsunternehmen mit erheblichen Marktanteilen. Dies kann im Fall von Ausschreibungen unerlaubte Preisabsprachen zwischen den Bietern begünstigen - jedenfalls, wenn das jährliche Ausschreibungsvolumen das des bisherigen Zubaus nicht erheblich überschreitet. Eine zusätzliche Marktkonzentration

auf die Unternehmen, die heute bereits in den sehr attraktiven Regionen aktiv sind, ließe sich ggf. vermeiden, indem Zuschläge nicht alleine nach Preis, sondern auch entsprechend eines regional differenzierenden Mechanismus vergeben werden, etwa nach dem Prinzip des in Deutschland geltenden Referenzertragsmodells oder anderen Mechanismen der Begrenzung von Zuschlagsanteilen je Bieter(art).

Des Weiteren ist davon auszugehen, dass sich die bislang sehr aktiven Projektierungsunternehmen teils deutlich hinsichtlich ihrer Eigenkapitalbasis als auch bezüglich des Zugangs zu Fremdkapital unterscheiden dürften. Im Falle von Ausschreibungen resultiert dies in unterschiedlich stark ausgeprägten Fähigkeiten, günstige Gebote abgeben zu können, je nach Verfügbarkeit und Kosten von Eigen- und Fremdkapital (vgl. den nachfolgenden Abschnitt 2.5).

Sofern keine Zuschlagsbegrenzungen je Bieter gelten⁸, die eine weitere Zunahme der Marktkonzentration verhindern, könnte der entstehende Preiswettbewerb weniger finanzkräftige Projektierungsunternehmen aus diesem Markt verdrängen. Zugleich ist der österreichische Windenergiemarkt vergleichsweise klein, so dass eher nicht zu erwarten ist, dass hier zahlreiche Unternehmen neu (aus anderen Ländern oder Wirtschaftssektoren) hinzutreten. Beides zusammen genommen ließe eine perspektivisch eher noch stärkere Marktkonzentration erwarten, mit negativen Folgen für die wettbewerbliche Preisfindung in Ausschreibungen.

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, 2019, vgl. auch Abschnitt 2.8):

- 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, die einerseits zu wieder ansteigenden Preisen führen und den Marktzutritt neuer Akteure nachhaltig verhindern kann.

⁸ Es sei darauf hingewiesen, dass diese einen erheblichen administrativen Aufwand verursachen, um auch eventuelle Versuche, Höchstzuschlagsgrenzen je Unternehmen durch entsprechend aufwändige gesellschaftsrechtliche Konstruktionen zu umgehen, identifizieren zu können.

- 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.
- 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.

2.5 Zugang zu und Kosten von Eigen-/ und Fremdkapital

Der Zugang zu Kapital ist derzeit für Windprojekte in Österreich relativ gut. Die für diese Studie durchgeführten Interviews ergaben, dass derzeit bei Investitionen in Windenergieanlagen von einem Fremdkapitalzins von 2 – 3% und einem Eigenkapitalzins von um 8% ausgegangen wird. Letzterer Wert unterscheidet sich insbesondere je nach Unternehmen und nach Windgüte des genutzten Standorts und könne auch Werte von 5 – 10% annehmen. Das Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital wurde mit typischerweise 80/20 angegeben, bei guten Standorten werde auch weniger Eigenkapital als ausreichend angesehen.

Als besonderer Unterschied zwischen den im Abschnitt 2.4 dargestellten unterschiedlichen Arten von Projektierungsunternehmen sei die Finanzierung der Projektentwicklungsphase bis zum Erhalt der (Bau-)Genehmigung hervorgehoben. Wie in vielen Ländern ist diese auch in Österreich als Risikokapital einzuordnen, für

die im Rahmen einer Projektfinanzierung kein Fremdkapital verfügbar ist, da das Projekt infolge der noch ausstehenden (Bau-)Genehmigungen noch nicht gegenüber der fremdfinanzierenden Bank als Sicherheit dienen kann. Große Unternehmen, wie etwa Energieversorger, können Windenergieprojekte (insbesondere die riskante Projektentwicklungsphase) auch über die Kreditlinie ihrer allgemeinen Unternehmensfinanzierung finanzieren. Dass dies auch in Österreich üblich ist, wurde von einem einschlägig erfahrenen Interviewpartner bestätigt. Kleineren Unternehmen ist das üblicherweise nicht möglich. Sie finanzieren die Projektentwicklung in aller Regel aus Eigenkapital, z.B. Erlösen bereits in Betrieb befindlicher Windparks. Relativ betrachtet, sind kleinere Unternehmen daher deutlich anfälliger für verlorene Kosten etwa infolge einer gescheiterten Projektentwicklung.

Für eine mögliche Einführung von Ausschreibungen lässt sich hieraus schlussfolgern:

Sollte in einem Ausschreibungsverfahren das Vorliegen von (Bau-)Genehmigungen als Teilnahmebedingung gelten, ist davon auszugehen, dass die Auszahlung von Fremdkapital vom Erhalt eines Zuschlags abhängig gemacht wird. Wie bisher wäre die Phase der Projektentwicklung aus Risikokapital zu finanzieren, allerdings erhöht sich das Risiko um dasjenige, einen Zuschlag zu erhalten. Während Genehmigungsrisiken in Österreich gerade für erfahrene Projektierer relativ gut im Vorhinein abschätzbar sind (vgl. den nachfolgenden Abschnitt), ist die Wahrscheinlichkeit, in einer Ausschreibung einen Zuschlag für ein konkretes Projekt zu erhalten, deutlich unsicherer.

Entsprechend ist es für ein größeres Unternehmen bei schwer einschätzbarer Wettbewerbssituation einfacher, sich für die Entwicklung eines Projektes und die Abgabe eines Gebots zu entscheiden, da die Folgen eines gescheiterten Gebots leichter zu verkraften sind. Kleinere Unternehmen müssten demgegenüber stärker auf sehr gute Standortbedingungen achten, um die Zuschlagschancen für ihr Projekt zu erhöhen. Ist schon klar zu erwarten, dass sich ein starker Wettbewerb mit starkem Druck auf die Preise einstellen wird, dürften insbesondere kleinere Unternehmen gänzlich von einer Gebotsabgabe zurückschrecken, wie schon in Abschnitt 2.4.4 dargestellt.

Auch hinsichtlich der Art der in einer Ausschreibung vergebenen Vergütung haben finanzkräftigere Bieter relativ bessere Wettbewerbschancen: Sollte entschieden werden, dass die Vergütung für den Projektierer bzw. Investor schwer abschätzbare Risiken enthält, würden voraussichtlich Risikoprämien auf die Gebote aufgeschlagen, um die Kosten falscher Einschätzungen dennoch zumindest gestreut über das Gesamtportfolio tragen zu können. Dies gälte etwa, wenn die Vergütung erheblich von der Entwicklung von Preisen auf dem Stromgroßhandel abhinge, wie bei einer festen Einspeiseprämie, oder, im Fall eines Quotensystems, von der Entwicklung von Ökostromzertifikaten (vgl. die Quantifizierung der Risiken von Vergütungsinstrumenten in TU Wien 2017). Finanzkräftigere Unternehmen sind hier eher in der Lage, ein gewisses Niveau an Risiken für zumindest eine gewisse Zeit zu

tragen, ohne hierfür Risikozuschläge auf die Gebote vornehmen zu müssen. Dies verbessert entsprechend ihre Wettbewerbssituation gegenüber Unternehmen, die auf derartige Risikozuschläge nicht verzichten können. Dieselben ungleichen Wettbewerbsbedingungen zwischen mehr und weniger finanzkräftigen Unternehmen gelten hinsichtlich der Möglichkeiten, während einer gewissen Phase sehr niedrig zu bieten (und unter Inkaufnahme erheblicher Renditeverluste), um sich einen entsprechenden Marktanteil aufzubauen bzw. zu sichern.

2.6 Baubewilligungsverfahren

Um den Einfluss von Baubewilligungsverfahren auf mögliche Ausschreibungen zu analysieren, sind insbesondere deren Dauer, Kosten und Risikoverlauf im Zuge einer Windenergieprojektentwicklung in Österreich von Relevanz.

Das Verfahren von der Standortauswahl bis zum Vorliegen einer (rechtskräftigen) Bewilligung dauert üblicherweise mehrere Jahre und es fallen erhebliche Kosten an. Von Bedeutung ist auch Risiko, dass ein Projekt während der Projektentwicklung scheitert: Nicht alle Projekte, für die eine – in Niederösterreich und dem Burgenland zwingend erforderliche – Flächenumwidmung beantragt wird, erhalten diese auch. Bei den Risiken des Bewilligungsverfahrens bestehen den durchgeführten Interviews zufolge deutliche Unterschiede zwischen den Bundesländern: Teils erhalten die meisten Anträge eine Bewilligung, teils sind die Bewilligungschancen relativ gering. Hinzu kommt ein nicht vernachlässigbares Risiko, dass eine erteilte Bewilligung infolge eines Rechtsstreits zurückgenommen wird – etwa, wenn sich während der langen Projektentwicklungsdauer in der Region eine anfänglich nicht vorhandene, geschützte Vogelart angesiedelt hat, wie ein Interviewpartner berichtete. Die Wahrscheinlichkeit, dass eine erteilte Bewilligung beklagt wird, wurde in den für die Studie durchgeführten Interviews als in jüngerer Zeit sehr hoch angegeben.

Weiter ist von Bedeutung, ob Bewilligungsentscheidungen häufig zu einer erheblichen Neubewertung des Erlösbedarfes je kWh eines Projekts führen – sei es, weil nur ein Teil der beantragten WEA genehmigt wird (wodurch Fixkosten auf eine geringere Zahl von WEA umzulegen wären) oder sei es infolge von erlösmindernden Auflagen, z.B. bezüglich bestimmter Zeiten, in denen die Turbinen jeweils abzuschalten sind. Ist dies der Fall, folgt daraus, dass Gebotspreise vor Bestehen einer (rechtskräftigen) Bewilligung nur mit entsprechender Unsicherheit festgelegt werden können.

Schließlich ist von Interesse, wie stark ein Projekt ab Beginn eines Bewilligungsverfahrens auf einen bestimmten WEA-Typ festgelegt ist. Die durchgeführten Interviews ergaben, dass zwar für die Durchführung eines Bewilligungsverfahrens ein bestimmter WEA-Typ festzulegen ist. Nach Abschluss und Rechtskraft des Verfahrens sei es teilweise – aber nicht im gesamten Bundesgebiet – möglich, den zulässigen WEA-Typ in relativ kurzer Frist noch einmal zu ändern (z.B. um eine modernere Anlage installieren zu können).

Für eine mögliche Einführung von Ausschreibungen lässt sich hieraus schlussfolgern:

Die Projektentwicklungsphase ist mit erheblichen Kosten und Risiken zu scheitern verbunden. Im Falle einer ‚frühen‘ Auktion (wenn etwa Gebote auch vor Bestehen einer (rechtskräftigen) Bewilligung abgegeben werden dürften) bestünde nach Zuschlagserteilung noch ein nicht vernachlässigbares Risiko, ob ein Projekt auch errichtet werden darf, und wenn ja in welcher Form (ob Auflagen bestehen oder andere Anlagentypen zu wählen sind) und zu welchem Erlösbedarf. Zudem führt die große Spannweite der derzeitigen Projektentwicklungsdauern dazu, dass für Bieter in einer ‚frühen‘ Auktion schwer abschätzbar ist, welche Realisierungsfrist sicher eingehalten werden kann (außer diese ist sehr großzügig ausgestaltet), bevor Strafzahlungen anfallen und ein Vergütungsanspruch verfällt. Werden hohe Realisierungsraten in einem Ausschreibungsverfahren angestrebt, empfiehlt sich eine ‚frühe‘ Auktion in dieser Situation nicht. Je nach Wettbewerbsniveau entsteht für Bieter ein Anreiz, die nach Zuschlag noch bestehenden Kosten- und anderen Risiken als Risikoaufschläge in ihre Gebote einzupreisen. Materialisieren sich die so abgesicherten Risiken später nicht, verbleiben diese Aufschläge als Mitnahmeeffekte bei den erfolgreichen Bietern.

Die Überlegungen sprechen vielmehr dafür, eine erteilte Bewilligung als Teilnahmevoraussetzung festzulegen, ggf. sogar die Rechtskraft dieser Bewilligung. Aus solch einer Ausgestaltung eines Ausschreibungssystems resultieren jedoch häufig Nachteile hinsichtlich anderer Aspekte (vergleiche die in Abschnitt 4.1 des allgemeinen Teils dieser Studie dargestellten Zielkonflikte bei der Ausgestaltung von EE-Ausschreibungssystemen):

- Aufgrund der im Falle von gescheiterten Geboten potentiell verlorenen Vorinvestitionen für den Erhalt der Bewilligung beinhaltet die Teilnahme an einer Ausschreibung für Bieter ein bedeutendes Kostenrisiko. Daher ist für eine ‚späte‘ Auktion mit relativ weniger Geboten und weniger Bietern zu rechnen als bei einer ‚frühen‘ Auktion. Hierdurch reduziert sich ceteris paribus der Wettbewerb.
- Hat ein Bieter nur ein vergleichsweise kleines Portfolio bzw. nur wenig Eigenkapital, können die potentiell verlorenen Vorinvestitionen derart abschreckend wirken, dass es für diesen Bieter vorteilhafter ist, sich nicht an den Ausschreibungen zu beteiligen. Hierdurch sinkt die Akteursvielfalt, da dies typischerweise kleinere Unternehmen und ggf. Mittelständler betrifft. Zu den Folgen einer geringen Akteursvielfalt vergleiche Abschnitt 2.4.4.
- Die vorgenannte Möglichkeit der Einschränkung der Akteursvielfalt kann auch zur Verdrängung in Standortnähe ansässiger Unternehmen führen und damit die lokale Wertschöpfung beeinträchtigen, mit wiederum negativen Implikationen für die Akzeptanz neuer Windenergie-Investitionen bei der Bevölkerung vor Ort (vgl. Abschnitt 2.8).

Wenn der zulässige WEA-Typ nach Vorliegen der Bewilligung noch vergleichsweise unkompliziert geändert werden kann, hat dies ebenfalls Auswirkungen auf mögliche Ausschreibungen: In diesem Fall wäre es möglich, Gebote auch für bereits vor längerer

Zeit bewilligte Projekte auf der Basis aktueller (bzw. je nach Dauer der Realisierungsfrist: künftig erwarteter) WEA-Typen zu kalkulieren, ohne dass diese Typenänderung bereits in einem kostenaufwändigen Verfahren vor Gebotsabgabe genehmigt werden braucht, bevor bekannt ist, ob im Rahmen einer Ausschreibung ein Zuschlag erlangt werden kann. Dies würde Bietern zusätzliche potentiell verlorene Kosten im Fall schon vor Längerem bewilligter Projekte vermeiden.

2.7 Netzanschlussregelungen und -Verfahren

Die Netzanschluss- und -nutzungsbedingungen stellen in Österreich höhere Herausforderungen an WEA-Betreiber als in anderen Ländern. Hier sind nicht nur Kosten für den Anschluss an das Stromnetz zu beachten, sondern auch für dessen Nutzung. Im Einzelnen handelt es sich um die folgenden Kostenarten:

- Der EVU-seitige Anschluss an das Stromnetz für eine neue Anlage kostet den Betreiber eines Windparks den durchgeführten Interviews zufolge je nach Bundesland einmalig ca. 140.000 bis 150.000 EUR je Megawatt. Bei der Reservierung eines Netzanschlusses sind hiervon 10% im Voraus anzuzahlen. Hinzu kommen die einmaligen Kosten für den Netzanschluss aufseiten des Anlagenbetreibers.
- Betreiber von Windprojekten über 5 MW Leistung bezahlten 2016 zudem zwischen 0,32 bis 0,5 Eurocent/kWh Netzentgelte (IGW 81, S. 16), die Werte für unterschiedliche Abgabekomponenten unterscheiden sich allerdings je nach Bundesland bzw. Netzebene. Die Grundlage hierfür ist das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) von 2010.

Die der Windenergie zugewiesenen Kosten für Ausgleichsenergie stellen insofern eine Besonderheit dar, als sie während der 13jährigen Vergütung nach Ökostromgesetz zwar nicht vom Anlagenbetreiber aus seiner Vergütung zu bezahlen sind, aber das Budget schmälern, welches jährlich für neue Vergütungszusagen zur Verfügung steht (vgl. Abschnitt 2.3). Wird die Anlage nach Ablauf dieser 13 Jahre weiter betrieben, sind die Ausgleichsenergiekosten fortan vom Betreiber zu bezahlen. Das Niveau der Ausgleichsenergiekosten war zuletzt erheblich gestiegen: 2011 betrugen sie 0,3 Eurocent/kWh, 2016 bereits 1,6 Eurocent/kWh (IGW 82a, S. 10), zuletzt sind diese wieder deutlich zurückgegangen.

Während die einmaligen Netzanschlusskosten den durchgeführten Interviews zufolge relativ konstant sind und so auch einige Jahre im Voraus näherungsweise abgeschätzt werden können, gilt dies nicht für die regelmäßig anfallenden Netznutzungs- und Ausgleichsenergieentgelte, die sich binnen weniger Jahre um größere Beträge ändern können.

Für eine mögliche Einführung von Ausschreibungen lässt sich hieraus schlussfolgern:

Die Kosten für Netzanschluss und –nutzung stellen wesentliche Faktoren des Erlösbedarfs eines Windprojekts dar. Mithin ist wesentlich, diese bei Gebotsabgabe

gut abschätzen zu können - im anderen Falle sind je nach Finanzkraft und Größe des Portfolios des Bieters entweder Risikozuschläge auf die Gebote zu erwarten (die bei Nicht-Eintreffen des Risikos als Mitnahmeeffekte bei den Betreibern verbleiben), oder eine gänzliche Zurückhaltung, sich an Ausschreibungen zu beteiligen. Wie dargestellt, kann die Höhe der Netznutzungs- und Ausgleichsenergiekosten kaum prognostiziert werden, auch binnen weniger Jahre gab es hier zuletzt starke Schwankungen.

Dass sich Netznutzungs- und Ausgleichsenergiekosten in Österreich offenbar noch während des gesamten Projektbetriebs ändern können, ist insbesondere insofern ungünstig mit Blick auf Ausschreibungen, da ein Bieter seine Erlösforderung vor dem ersten Betriebsjahr festlegt und anschließend üblicherweise nicht mehr ändern kann. Wie erwähnt, können Bieter auf derartige Unsicherheiten mit Risikozuschlägen reagieren. Allerdings hat im wettbewerblichen Preiskampf zunächst derjenige Bieter bessere Zuschlagschancen, der nur einen geringeren Risikozuschlag vornimmt; d.h. im ungünstigsten Fall erhielten vor allem die Bieter einen Zuschlag, die nicht ausreichend für künftige Kostenrisiken vorgesorgt haben.

Ein Ausweg könnte hier darin bestehen, dass sowohl Netznutzungs- als auch Ausgleichsenergiekosten nicht aus der Vergütung bestritten werden, deren Niveau in Ausschreibungen wettbewerblich ermittelt wird, sondern aus einem separaten Budget. Dann entfielen die Notwendigkeit für Bieter im Ausschreibungssystem, diese Kosten bei Gebotsabgabe zu prognostizieren und entsprechende Risikozuschläge vorzunehmen.

Eine weitere Implikation ergibt sich mit Blick auf die Akteursstruktur: während Netznutzungskosten für z.B. einen unabhängigen Projektierer nicht refinanzierbare Ausgaben darstellen, ergeben sich für Energieversorger, die sowohl Netze betreiben als auch Erzeugungsaktivitäten entsprechende Ausgleichseffekte zwischen den verschiedenen, nicht entflochtenen Unternehmensteilen. Müssen Ausgaben für Netznutzung in diesem Fall nicht notwendigerweise über die Vergütung für Windstrom refinanziert werden, resultiert ein entsprechender Preisvorteil für nicht entflochtene Energieversorger gegenüber anderen Akteurstypen in den Ausschreibungen, da Erstere günstiger bieten können.

2.8 Lokale und nationale Akzeptanz des EE-Ausbaus

Eine 2017 veröffentlichte repräsentative Umfrage ergab eine Zustimmung von 81% zu der Frage, ob in Zukunft Windkraftwerke gebaut werden sollten, um die Stromversorgung zu sichern. Noch höher waren die Zustimmungswerte insbesondere in den Regionen, in denen sich der Hauptteil der aktuell installierten Windleistung befindet (IGW 2017a, S. 14). Diese gute Akzeptanz könnte mit der großen Zahl von Privatpersonen zusammen hängen, die direkt an Windparks beteiligt sind (vgl. die in Abschnitt 2.4.1 erwähnten Publikumsgesellschaften). Die nationale Akzeptanz für einen weiteren Ausbau der Windenergie ist damit offenbar in hohem Maße gegeben.

Allerdings ist in Österreich, wie in vielen anderen Ländern, die lokale Akzeptanz nicht durchweg gegeben. Dies zeigen einerseits zahlreiche in diesem Bereich aktive

Bürgerinitiativen, und andererseits das stark gestiegene Niveau an Klagen gegen Bewilligungen für neue Windparks. Auch die teils restriktivere Ausweisung von Flächen für Windenergie in einigen Bundesländern (vgl. Abschnitt 2.2) lässt sich als Indikator einer Gefährdung der lokalen bzw. regionalen Akzeptanz für neue Windprojekte interpretieren.

Damit die Windenergie in Österreich auch weiterhin ihren Beitrag zum Klimaschutz leisten kann, ist wesentlich, dass sich die lokale Akzeptanz für neue Windprojekte nicht verschlechtert; möglicherweise ist sogar eine Verbesserung notwendig, um etwa die gesamten, in Abschnitt 2.2 dargestellten Potentiale ausschöpfen zu können.

Die Entstehung und der Erhalt von Akzeptanz für Windenergie sind komplex und folgen überwiegend nicht einer objektiv bei bestimmten Personen vorhandenen Betroffenheit (z.B. in einem definierten und messbaren Abstand zu einer WEA). Wie stark sich jemand von einem (geplanten) Projekt betroffen oder beeinträchtigt fühlt, ist vielmehr hochgradig subjektiv und von Person zu Person unterschiedlich. Allerdings bringen Charakteristika eines Projektes, sowohl während der Planung als auch im Laufe des Betriebs der Anlage, günstige oder ungünstige Voraussetzungen für das Entstehen bzw. den Erhalt von Akzeptanz mit sich. Die Haupteinflussfaktoren sind nach aktuellem Wissensstand subjektiv wahrgenommene visuelle und Geräuscheffekte, Einwirkungen auf die Umwelt, die Einstellung zu Windenergie im Allgemeinen, kulturelle Identität und Bindung an einen Ort, Attribute des Windenergieprojektierers, Vertrauen, Verfahrens- und Verteilungsgerechtigkeit (Aitken 2010; Hall et al. 2013; Rand und Hoen 2017; Strazzera et al. 2012; Wolsink 2009; Warren et al. 2005). Diese wirken jeweils nicht isoliert, sondern in ihrer Gesamtheit.

Häufig positiv wahrgenommen werden etwa:

- Als fair empfundene Entscheidungsverfahren über die konkrete Ausgestaltung eines Projekts
- Als fair empfundene Verteilung von Kosten und Nutzen eines Projektes
- Regionale Wertschöpfung: Beauftragung lokaler Firmen mit Infrastrukturmaßnahmen während Planung, Bau und Betrieb der Anlage
- Modelle, durch die Anwohner an den Erlösen aus dem Stromverkauf beteiligt werden (z. B. Bürgerwindrad, besonderer kommunaler Stromtarif)
- Touristische Effekte („Energielehrpfade“)
- Pachtzahlungen an Landeigentümer
- Imagegewinn für die Region
- Umwelt- und Klimaschutzwirkungen
- Unabhängigkeit der Energieerzeugung

Eher negativ wahrgenommen werden:

- Veränderungen des Landschaftsbilds
- Lärm / Infraschall
- Schattenwurf
- Befeuern/Hinderniskennzeichnung
- Fledermaus-/Vogelschlag
- Wertverlust von Immobilien
- Tourismusabnahme
- Gesellschaftliche Spaltung von Kommunen

Für eine mögliche Einführung von Ausschreibungen lässt sich hieraus schlussfolgern:

Projekte unterschiedlicher Akteursarten unterscheiden sich häufig hinsichtlich der oben genannten, eher günstig oder ungünstig auf lokale Akzeptanz wirkenden Charakteristika. Werden Projekte etwa von lokal verankerten Akteuren entwickelt, bringen diese beispielsweise häufig ein höheres Maß lokaler Wertschöpfung mit sich. In welchem Maße dies für die wesentlichen in Österreich aktiven Projektierungsunternehmen gilt, konnte in dieser Studie nicht erhoben werden.

Sollte sich in den Ausschreibungen ein starker Wettbewerb entwickeln, ist denkbar, dass sich kleinere Akteure mit geringerer Eigenkapitalbasis aus der Entwicklung von Windprojekten zurückziehen und sich nicht an den Ausschreibungen beteiligen (vgl. die Überlegungen in Abschnitt 2.4.4). Dies könnte möglicherweise für die unter 2.4.1 genannten Publikumsgesellschaften gelten, an denen zahlreiche Privatpersonen mit kleinen Anteilen beteiligt sind. Wie oben ausgeführt, stellt die Möglichkeit der finanziellen Beteiligung einen häufig zugunsten der lokalen Akzeptanz wirkenden Faktor dar. Dies bestätigt auch eine in Deutschland 2016 durchgeführte repräsentative Umfrage, bei der 64% der Befragten „vergünstigte Strompreise für die betroffenen Bürger und Gemeinden“ und 55% der Umfrageteilnehmer „Möglichkeiten für betroffene Bürger und Gemeinden in Windenergieanlagen zu investieren“ für besonders geeignet hielten, die Akzeptanz neuer Windanlagen zu erhöhen (FA Wind 2016, S. 9). Würden daher Beteiligungsmöglichkeiten für Privatpersonen an Windparks oder andere der oben genannten potentiell akzeptanzfördernden Aspekte im Zuge eines starken wettbewerblichen Preiskampfs unter Projektierungsunternehmen reduziert, kann dies die lokale und ggf. auch nationale Akzeptanz für Windenergie beeinträchtigen. Ein Ausweg könnte in der expliziten Berücksichtigung positiver Akzeptanzfaktoren in den Kriterien für die Bezuschlagung von Windprojekten liegen.

Ein zweiter wesentlicher Aspekt ist eine mögliche Konzentration des Windenergieausbaus auf wenige, besonders windhöfliche und zugleich mit vertretbar

niedrigen Kosten erschließbare Standorte infolge eines starken Preiswettbewerbs. Wie oben dargelegt, sind die wahrgenommene Gerechtigkeit von Nutzen und Lasten wesentlich für die Akzeptanz. Sollte sich der Zubau auf wenige kleine Regionen konzentrieren, ist plausibel, dass die Anwohner es mittelfristig als ungerecht empfinden, als einzige eine Beeinträchtigung ihres Landschaftsbildes hinnehmen zu sollen, während andere Regionen hiervon vollständig verschont bleiben. Dies ließe sich vermeiden, wenn die Zuschläge nicht alleine nach Gebotspreis vergeben werden, sondern das Ausschreibungsdesign auch zu einer regionalen Streuung von Zuschlägen führt, z.B. vergleichbar mit dem Prinzip des in Deutschland geltenden Referenzertragsmodells.

2.9 Allgemeine Investitionsbedingungen

Der von zahlreichen internationalen Marktforschungs- und Förderungsinstitutionen erstellte International Property Rights Index weist für Österreich für 2016 hohe Werte aus (PRA 2016):

- Rechtliche und politische Rahmenbedingungen (richterliche Unabhängigkeit, Rechtssicherheit, politische Stabilität und Korruption): 7,8 von 10 Punkten
- Physische Eigentumsrechte (Schutz physischer Eigentumsrechte, Dauer und Aufwand von Geschäftsgründungen, Zugang zu Fremdkapital): 6,9 von 10 Punkten
- Geistige Eigentumsrechte (Schutz geistigen Eigentums, Patentschutz, Urheberrechtsschutz): 8,1 Punkte

Das Inflationsrisiko ist in Österreich vergleichsweise gering. Die Wirtschaftskammer Österreich 2017) weist für Oktober 2016 bis März 2017 eine Preisveränderung gegenüber dem Vorjahresmonat zwischen 1,5% und 2,2% aus. Besondere Wechselkursrisiken bestehen für Windenergieinvestitionen in Österreich gemäß den für die Studie durchgeführten Interviews zufolge nicht.

Ebenfalls wurde danach gefragt, ob bei Fremdkapitalgebern Bedenken bestünden, ob eine einmal zugesicherte Vergütung nach Ökostromgesetz auch sicher während der gesamten Projektlaufzeit ausgezahlt werde. Auch dies wurde in den Interviews verneint.

Für eine mögliche Einführung von Ausschreibungen lässt sich hieraus schlussfolgern, dass in dieser Hinsicht keine besonderen Herausforderungen bestehen.

3 Zusammenfassung

Im ersten Teil der vorliegenden Studie („Wechselwirkungen zwischen EE-Ausschreibungssystemen und ihren Kontextbedingungen“) wurde zunächst ein Analyseraster erarbeitet, mit dem unterschiedliche EE-Ausschreibungssysteme einheitlich erfasst und analysiert werden können. Es berücksichtigt explizit den (nationalen) Kontext von Ausschreibungssystemen, dessen Einfluss auf die mit Ausschreibungen erreichbaren Ziele nicht vernachlässigt werden sollte. Auf Basis des Analyserasters wurden wesentliche Effekte des Ausschreibungsdesigns auf deren Ergebnisse betrachtet, sowie die Effekte von wichtigen Kontextfaktoren. Diese wurden anhand von Beispielen aus internationalen Windenergieausschreibungen veranschaulicht.

Anschließend wurde im vorliegenden zweiten Teil der Studie der österreichische Kontext möglicher Windenergieausschreibungen analysiert, mit Blick auf potentielle Wirkungen hieraus auf das Funktionieren und Ergebnisse von Ausschreibungen. Wie mehrfach beiden Studienteilen hervorgehoben, sind Wirkungseffekte in Ausschreibungssystemen außerordentlich komplex und schwer prognostizierbar. Daher können auch im Fall des Einflusses des österreichischen Kontexts keine Vorhersagen hinsichtlich konkreter Entwicklungen getroffen werden – zumal ohne Kenntnis eines konkreten Ausschreibungsdesigns bzw. wesentlicher Parameter hiervon, etwa der Größe des Ausschreibungsvolumens oder der Frage, ob Zuschläge alleine nach Preis vergeben werden.

Nichtsdestotrotz zeichnen sich einige Hinweise ab. Einige Aspekte haben sich in der Analyse als voraussichtlich günstig erwiesen, etwa die allgemeinen Investitionsbedingungen in Österreich, der allgemeine Zugang zu Kapital, sowie die nationale Akzeptanz der Windenergie.

Andere Aspekte können die Erreichung mit Ausschreibungen verbundener Ziele beeinträchtigen. Dies betrifft insbesondere die relativ geringe Größe des Marktes, der heute nur vergleichsweise wenige Unternehmen umfasst, die WEA projektieren. Eine wettbewerbliche Preisbildung setzt voraus, dass keine unerlaubten Preisabsprachen zwischen den Bietern stattfinden. Es ist fraglich, ob dies angesichts der kleinen Zahl von Projektierungsunternehmen ausreichend sicher erwartet werden kann. Erschwert wird dieser Umstand durch das regional sehr unausgeglichene Potential attraktiver Windstandorte, um die sich (sofern Zuschläge nur nach Preis vergeben würden) ein starker Wettbewerb entwickeln könnte, vorwiegend unter der noch geringeren Anzahl von Projektierungsunternehmen, die bereits heute hier aktiv sind.

Eine weiter zunehmende Marktkonzentration könnte sich auch durch abschreckende Effekte eines Ausschreibungssystems auf kleinere, risikoaverse Akteure ergeben, etwa infolge schwer vorab einschätzbarer Risiken im Zusammenhang mit Baubewilligungen, Netzanschluss- und –nutzungskonditionen. Akteure mit kleinem Projektportfolio bzw. schwacher Eigenkapitalbasis können derartige Risiken kaum streuen und sind daher gegenüber größeren, finanzkräftigeren Bietern im Nachteil.

Auch das absolute Niveau von Netznutzungskosten, das in den letzten Jahren teils erheblich war, wirkt im Falle von Ausschreibungen nicht notwendigerweise auf alle Akteursarten in gleicher Weise, sondern kann zu einem relativen Bietvorteil für nicht entflochtene Energieversorgungsunternehmen führen. Im Fall eines starken Preiswettbewerbs dürfte der unterschiedliche Zugang der heute aktiven Akteursarten Risikokapital zu einem Bietvorteil größerer Akteure führen.

Sollte sich eine derartige Konzentration auf noch weniger Akteure bzw. Akteursarten ergeben, können daraus mittelfristig unterschiedliche Nachteile entstehen:

- Die Gewährleistung eines ausreichenden Maßes an Wettbewerb zwischen voneinander unabhängig bietenden Akteuren in den Windenergieausschreibungen könnte weiter erschwert sein, mit entsprechenden Risiken für eine funktionierende wettbewerbliche Preisbildung.
- Das Innovationsverhalten des Projektierersektors im Fall einer eher homogenen Akteursstruktur müsste auf die Innovationsbeiträge von Akteursarten verzichten, die infolge des Politikwechsels zu Ausschreibungen nicht mehr im Markt aktiven sind. Gerade eine große und langfristige gesellschaftliche Transformation, wie sie die Energiewende darstellt, erfordert allerdings umfangreiche technische, organisatorische und soziale Innovationen.
- Eine Akteurskonzentration ginge sehr wahrscheinlich mit einer (weiteren) Entkopplung von Windenergiestandorten und Orten, an denen die von diesen induzierte ökonomische Wertschöpfung stattfindet, einher. Hierdurch würde auf Erlösmöglichkeiten durch Erlöse aus Eigenkapitalanteilen, Pachten oder für lokale Zuliefer- bzw. Serviceunternehmen und hiermit verbundene Steuereinnahmen gerade in strukturschwachen ländlichen Räumen verzichtet, für die diese eine hohe Bedeutung haben.
- Eine weitere Verengung der Akteursstruktur sowie der genutzten Standorte aufgrund der Preisvorteile windstärkerer Regionen könnten wiederum nachteilige Auswirkungen auf die lokale Akzeptanz neuer Windprojekte haben. Bereits heute bestehen hier erhebliche Herausforderungen, wie sich etwa in der erschwerten Ausweisung künftiger Standortgebiete und der hohen Zahl von Klagen gegen Projekte zeigt.

4 Literaturverzeichnis

Aitken, Mhairi (2010): Why we still don't understand the social aspects of wind power. A critique of key assumptions within the literature. In: *Energy Policy* 38 (4), S. 1834–1841. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.11.060.

Bayer, Benjamin; Schäuble, D.; Ferrari, M. (2016): Internationale Erfahrungen mit Ausschreibungen für erneuerbare Energien. Aktueller Vergleich der Entwicklungen in Brasilien, Frankreich, Italien und Südafrika. IASS. Potsdam.

Bloomberg New Energy Finance (2017): Global Trends in New Energy Investment.

BMWFV (2016): Energiestatus 2016. Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft. Wien.

e-control (2017a): Jahresbericht 2016. Energie-Control Austria. Wien.

e-control (2017b): Ökostrombericht 2017. Energie-Control Austria. Wien.

energiewerkstatt (2014): Das realisierbare Windpotential Österreichs für 2020 und 2030. Follow-Up Studie zum Projekt „Windatlas und Windpotentialstudie Österreich“. Wien.

FA Wind (2016): Umfrage zur Akzeptanz der Windenergie an Land Frühjahr 2016. Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind). Berlin.

Grashof, Katherina; Dröschel, Barbara (2018): Ausschreibungen für Windenergie an Land: Erfahrungen in acht Ländern. Studie im Auftrag der IG Windkraft Österreich. Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES). Saarbrücken, Berlin.

Grashof, Katherina; Holstenkamp, Lars; Weiler, Katja; Welle, Laura (im Erscheinen, 2019): 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.

Hall, N.; Ashworth, P.; Devine-Wright, P. (2013): Societal acceptance of wind farms. Analysis of four common themes across Australian case studies. In: *Energy Policy* 58, S. 200–208. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.03.009.

IGW (2016a): Windenergie. Interessengemeinschaft Windkraft Österreich. St. Pölten (80).

IGW (2016b): Windenergie. Interessengemeinschaft Windkraft Österreich. St. Pölten (81).

IGW (2017a): Windenergie. Interessengemeinschaft Windkraft Österreich. St. Pölten (83).

IGW (2017b): Windenergie. Interessengemeinschaft Windkraft Österreich. St. Pölten (84).

IGW (2017c): Windenergie. Interessengemeinschaft Windkraft Österreich. St. Pölten (87).

IGW (2017d): Windenergie. Sonderausgabe zum Ökostromgesetz. Interessengemeinschaft Windkraft Österreich. St. Pölten (82).

IGW (2017e): Windenergie. Sonderausgabe zum Ökostromgesetz. Interessengemeinschaft Windkraft Österreich. St. Pölten (82a).

IGW (2018): Windkraft in Österreich. Jahresanfangspressekonferenz am 18.01.2018. Interessengemeinschaft Windkraft Österreich. St. Pölten.

LM; BMWFW (2010): EnergieStrategie Österreich. Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend; Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft. Wien.

Maringer, Florian; Krenn, Andreas (2015): Austria. Hg. v. IEA Wind (Annual Report).

ÖVP; FPÖ (2017): Zusammen. Für unser Österreich. Regierungsprogramm 2017 – 2022.

PRA (2016): International Property Rights Index 2016. Property Rights Alliance. Washington, D.C.

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.

Rand, Joseph; Hoen, Ben (2017): Thirty years of North American wind energy acceptance research. What have we learned? In: *Energy Research & Social Science* 29, S. 135–148. DOI: 10.1016/j.erss.2017.05.019.

REN21 (2017): Renewables 2017 Global Status Report.

Strazzera, Elisabetta; Mura, Marina; Contu, Davide (2012): Combining choice experiments with psychometric scales to assess the social acceptability of wind energy projects. A latent class approach. In: *Energy Policy* 48, S. 334–347. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.05.037.

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.

Umweltbundesamt (2016): Szenario erneuerbare Energie 2030 und 2050. Wien.

Warren, Charles R.; Lumsden, Carolyn; O'Dowd, Simone; Birnie, Richard V. (2005): 'Green On Green'. Public perceptions of wind power in Scotland and Ireland. In: *Journal of Environmental Planning and Management* 48 (6), S. 853–875. DOI: 10.1080/09640560500294376.

Wirtschaftskammer Österreich (2017): Inflation in der Europäischen Union, März 2017. Wien.

Wolsink, Maarten (2009): Planning. Problem “Carrier” or problem “Source”. In: *Planning Theory and Practice* 10 (4), S. 539–543.