

Thorsten Beckers/Ralf Ott/Albert Hoffrichter

# Die staatliche Entscheidung für den Ausbau von Windenergie an Land und Optionen ihrer Umsetzung

## Eine Analyse auf Basis institutionenökonomischer Erkenntnisse

*In Deutschland gibt es eine politische Entscheidung hinsichtlich des Ausbaus der Onshore-Windenergie. Es stellt sich die Frage, wie der institutionelle Rahmen zur Umsetzung dieser Entscheidung ausgestaltet sein sollte. In diesem Kontext geht es vor allem darum, welchen Akteuren bzw. Akteursgruppen, die an der Umsetzung von Windenergievorhaben beteiligt sind, welche Aufgaben und Rechte zugeordnet werden sollten und wie die Koordination zwischen diesen Akteuren erfolgen sollte. Diese Fragen werden auf Basis institutionenökonomischer Erkenntnisse in diesem Beitrag untersucht. Dabei werden unter anderem Kompensationsmaßnahmen für vom Ausbau betroffene Bürger und Kommunen sowie Regelungen zur Begrenzung von Pachthöhen geprüft. Weiterhin wird die Verteilung von Planungs- und Projektentwicklungsaufgaben zwischen der öffentlichen Hand und privaten Akteuren thematisiert, wobei mitunter auch radikale Reformoptionen betrachtet werden. In diesem Zusammenhang wird ebenfalls auf das Zusammenspiel verschiedener Entscheidungsebenen im föderalen System eingegangen.*

### A. Einleitung

Im Rahmen der „Energiewende“ erfolgt in Deutschland aufgrund entsprechender politischer Entscheidungen ein Umstieg auf eine CO<sub>2</sub>-arme und langfristig möglichst CO<sub>2</sub>-freie Stromerzeugung, die auf Erneuerbaren Energien basiert und komplett auf Atomenergie verzichtet.<sup>1</sup> Eine zentrale Rolle im Bereich der Erneuerbaren Energien kommt dabei – neben der Stromerzeugung aus Solarenergie mittels PV-Anlagen und aus Windenergie im Offshore-Bereich – der Stromerzeugung aus Windenergie im Onshore-Bereich zu. Die Gesamtkapazität von Onshore-Windenergieanlagen (WEA) wird in Deutschland für zukünftige Jahre grundsätzlich politisch auf Bundesebene festgelegt, wodurch implizit auch über die Größenordnung von zu erzeugenden Strommengen entschieden wird. Es werden entsprechende Ziele politisch definiert und in diesem Zusammenhang gesetzlich fixiert, die dann erreicht werden sollen. Diesen politischen Entscheidungen gehen regelmäßig von der Exekutive durchgeführte bzw. beauftragte Analysen voran, die aufzeigen (sollen), welche Rolle die Onshore-Windenergie zukünftig unter bestimmten Annahmen in einem auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die Erreichung ökologischer Ziele und eine Kostenminimierung ausgerichteten Stromsystem spielen könnte. Diese Analysen sowie diverse weitere Aspekte – darunter nicht zuletzt Verteilungsfragen – berücksichtigt die Politik dann (mehr oder weniger um-

fänglich) bei ihren Entscheidungen, welche die tatsächliche zukünftige Rolle der Onshore-Windenergie festlegen.

Insofern wird die grundsätzliche Bereitstellungsentscheidung bezüglich der WEA-Kapazität und -Stromerzeugung aus Onshore-Windenergie in Deutschland politisch auf der Bundesebene und damit zentral (oder – anders formuliert – planwirtschaftlich) getroffen.<sup>2</sup> In diesem Beitrag werden zentrale (institutionelle) Optionen hinsichtlich der Umsetzung dieser politisch gefällten Bereitstellungsentscheidung unter Rückgriff auf institutionenökonomische Erkenntnisse untersucht. Bei den Analysen wird davon ausgegangen, dass neben einem für die Umsetzung eines WEA-Projekts verantwortlichen Vorhabenträger („WEA-Vorhabenträger“), der Konzeption, Errichtung sowie Wartung und Betrieb der WEA verantwortet, die folgenden vier Akteure bzw. Akteursgruppen (potentiell) eine besondere Bedeutung aufweisen:<sup>3</sup>

- **Stromnachfrager:** Die Endnachfrager nach Strom („Stromnachfrager“) finanzieren (annahmegemäß) letztendlich die Aktivitäten des WEA-Vorhabenträgers und verbrauchen den Strom.

1 Dieses Beitrag basiert auf im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) unter dem Förderkennzeichen (FKZ) 03EK3519A geförderten Projektes „Dezentrale Beteiligung an der Planung und Finanzierung der Transformation des Energiesystems“ (DZ-ES) (FKZ: 03EK3519A)“ generierten Forschungsergebnissen.

2 Im Kontext eines recht guten Wissensstandes hinsichtlich der Eigenschaften und Kosten der Stromerzeugung durch WEA und durch andere Kraftwerkstypen und unter Berücksichtigung der Interdependenzen mit den weiteren Elementen des Stromsystems (insbesondere dem Übertragungsnetz und den Verteilnetzen), der grundsätzlichen Vorteilhaftigkeit des Einsatzes technologie-bezogener Kapazitätsinstrumente bezüglich der Stromerzeugung sowie diverser z.T. gravierender Verteilungsfragen im Zusammenhang mit der Ausgestaltung des Stromsystems ist ein derartiges Vorgehen vom Grundsatz her durchaus sinnvoll; vgl. dazu auch HOFFRICHTER / BECKERS (2016), Perspektiven für die Bereitstellung und Refinanzierung von Windkraft- und PV-Anlagen – Eine Analyse von Weiterentwicklungsoptionen des institutionellen Rahmens unter Einbezug institutionenökonomischer Erkenntnisse, Arbeitspapier; online verfügbar unter [http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2016/hoffrichter\\_beckers\\_2016-perspektiven\\_fuer\\_die\\_bereitstellung\\_und\\_refinanzierung\\_von\\_windkraft-\\_und\\_pv-anlagen-v20.pdf](http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2016/hoffrichter_beckers_2016-perspektiven_fuer_die_bereitstellung_und_refinanzierung_von_windkraft-_und_pv-anlagen-v20.pdf), zuletzt geprüft am 10.10.2017. Eine Herausforderung ist es allerdings, bei einer derartigen zentralen Entscheidungsfällung Wissenszuwächse (z.B. bezüglich Kostenentwicklungen) zeitnah adäquat zu berücksichtigen und den Einfluss von lediglich Partikularinteressen vertretenden Akteuren auf die politische Entscheidungsfällung zu verhindern bzw. zumindest zu begrenzen.

3 In diesem Beitrag erfolgt keine detaillierte Betrachtung des Vorgehens eines WEA-Vorhabenträgers im Leistungsbereich (also bei der Planung und Projektentwicklung, der Anlagenbeschaffung und -errichtung sowie beim Anlagenbetrieb und der Wartung). Ausgeschlossen von den Erwägungen ist in diesem Zusammenhang auch das „Make-or-Buy“-Thema einschließlich der Frage der Ausgestaltung der Beziehung zwischen Vorhabenträgern und Anlagenherstellern.

- **Landeigentümer:** Die Landeigentümer stellen die Flächen zur Verfügung, auf denen WEA von WEA-Vorhabenträgern errichtet werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Standorte, an denen WEA realisiert werden dürfen, (vorgelagert) von der öffentlichen Hand im Rahmen von Planungsverfahren und durch politische Entscheidungen festgelegt werden.
- **Betroffene (von lokalen negativen externen Effekten durch den WEA-Zubau):** WEA führen zu negativen externen Effekten in Form von störenden Geräuschen, visuellen Beeinträchtigungen und Auswirkungen auf Flora und Fauna, unter denen zunächst Anwohner leiden. Indirekt können auch nicht direkt betroffene Anwohner bzw. Bewohner der Gebiete, in denen WEA realisiert werden, Nachteile erleiden, z.B. wenn die touristische Attraktivität von Gebieten infolge der Realisierung von WEA abnehmen sollte. Insofern können Gebiete und deren Bewohner bzw. Gebietskörperschaften von Nachteilen durch die Realisierung von WEA betroffen sein.<sup>4</sup> Es stellt sich die Frage, ob und wie eine Kompensations- oder sonstige Koordinationserfordernis zwischen WEA-Vorhabenträgern und den von negativen externen Effekten von WEA Betroffenen („Betroffene“) besteht bzw. bestehen sollte.
- **Eigentümer der Rechte an der Ernte der Erträge aus der Onshore-Windenergie:** Von der ökonomischen Wirkung her denkend und die konkrete rechtliche Ausgestaltung – wie auch an anderen Stellen in diesem Beitrag – ignorierend, ist es grundsätzlich denkbar, dass explizit ein Eigentumsrecht an der Ernte der Erträge aus Onshore-Windenergie definiert und der öffentlichen Hand oder der Gesamtheit der Stromnachfrager zugeordnet wird.<sup>5</sup>

Zwischen WEA-Vorhabenträgern und den vier genannten Akteursgruppen besteht ein Koordinationsbedarf. Dieser wird nicht zuletzt dadurch beeinflusst, wie – vorgelagert – (Eigentums- und auch sonstige) Rechte zwischen WEA-Vorhabenträgern auf der einen Seite und Akteuren der genannten anderen vier Gruppen auf der jeweils anderen Seite gesetzlich zugeordnet worden sind. Wie die Festlegungen auf Seite der öffentlichen Hand erfolgen, an welchen Standorten WEA realisiert werden dürfen, wird im Folgenden im Übrigen nicht betrachtet.

Bei der Analyse zentraler Gestaltungsoptionen hinsichtlich der Umsetzung der politisch gefällten grundsätzlichen Bereitstellungsentscheidung bezüglich der Stromerzeugung aus Onshore-Windenergie sind die jeweils vorliegenden Auswirkungen auf die relevanten Analyseparameter von Interesse, die sich aus dem Zielsystem ergeben. Es werden folgende Ziele und Nebenbedingungen unterstellt, die in Abhängigkeit der institutionellen Ausgestaltung bezüglich der Umsetzung von WEA-Vorhaben besser oder schlechter erreicht werden bzw. – im Falle von Nebenbedingungen – strikt zu berücksichtigen sind:

- **Effektivität:** Die politisch festgelegten Mengenziele bezüglich der (Gesamt-)Kapazität der WEA und ggf. auch für die Stromerzeugung aus diesen Anlagen sollen effektiv erreicht werden.
- **Effizienz:** Die vorstehend angesprochene effektive Zielerreichung soll aus Sicht der Gesamtheit der Stromnachfrager („Stromnachfragerkollektiv“) auf eine effiziente Weise erfolgen. Dies bedeutet bei dem hier zugrunde gelegten Verständ-

nis von Effizienz, dass die Zahlungen der Stromnachfrager minimiert werden sollen. Bei den Analysen wird z.T. auch berücksichtigt, dass es umfangreiche Überschneidungen zwischen dem Stromnachfragerkollektiv und der Gesamtheit der Steuerzahler („Steuerzahlerkollektiv“) gibt. Damit einhergehend werden zusätzliche Haushaltseinnahmen auf staatlicher Seite ebenfalls positiv bewertet, die sich nicht aus Belastungen der Stromnachfrager, sondern beispielsweise aus einer Reduktion (überhöhter) Produzentenrenten ergeben.<sup>6</sup>

- **Begrenzung von Transaktionskosten des Diskurses über die Realisierung konkreter WEA und Abmilderung von Verteilungswirkungen zulasten Betroffener:** Zum Teil können von WEA Betroffene durch Ausgleichsmaßnahmen im Kontext der öffentlichen Planungs- und Entscheidungsverfahren bezüglich der Standorte, an denen WEA errichtet werden, indirekt (als Bewohner einer Kommune) gewisse Kompensationen für bei ihnen anfallende Nachteile erhalten.<sup>7</sup> Allerdings dürften diese Kompensationen für die Betroffenen regelmäßig nur eine recht geringe Bedeutung aufweisen. Darüber hinaus sind weitere Maßnahmen denkbar, mit denen Betroffene kompensiert und damit für sie negative Verteilungswirkungen partiell ausgeglichen werden können. Kompensationsmaßnahmen gehen zwar mit Belastungen für die Nachfrager einher, dennoch sollen sie hier in einem gewissen (aber hier nicht näher bestimmten) Ausmaß grundsätzlich positiv bewertet werden – nicht zuletzt weil dadurch die (Transaktions-)Kosten des gesellschaftlichen Diskurses über die Erlaubnis zur Realisierung von WEA auf bestimmten Flächen reduziert werden können bzw. – anders formulierend – weil so die Akzeptanz für die WEA erhöht werden kann, was wiederum eine effektive Erreichung der (WEA-Ausbau-)Mengenziele unterstützen dürfte. Allerdings ist auch darauf zu achten, dass derartige Kompensationsmaßnahmen effektiv und effizient

4 Für die Bewohner der Gebiete, in denen WEA realisiert werden, stellt es auch einen Nachteil dar, dass sie über die Netzentgelte die Anbindung der WEA und damit einhergehende Netzausbauten auf der Verteilnetzebene zu finanzieren haben. Dieser Aspekt, der im Übrigen auch durch andere Kostentragungsregeln bezüglich der genannten durch die WEA-Realisierung bedingten Kosten gelöst werden könnte, wird in diesem Beitrag nicht weiter thematisiert.

5 Die Zuordnung entsprechender Eigentumsrechte an andere als die genannten Akteure erscheint unter Berücksichtigung des in diesem Beitrag angewendeten Zielsystems offensichtlich grundsätzlich ungeeignet.

6 Sofern eine im Hinblick auf die Effizienz aus Nutzersicht zweitbeste Lösung mit einem hohen Sozialen Überschuss (infolge einer hohen Produzentenrente) einhergeht, während bei der erstbesten Lösung ein relativ kleiner Sozialer Überschuss (nun infolge einer entsprechend niedrigen Produzentenrente) vorliegt, kann im Übrigen bei Berücksichtigung der Unternehmensgewinnbesteuerung die zweitbeste Lösung u.U. die vorzugswürdige Lösung aus Sicht des Stromnachfragerkollektivs sein, das ja umfangreiche Überschneidungen mit dem Steuerzahlerkollektiv aufweist.

7 In diesem Zusammenhang kann auf Ersatzgelder nach § 15 Abs. 6 BNatSchG sowie Ausgleichsmaßnahmen nach §§ 18–21 BNatSchG verwiesen werden. Diese Maßnahmen kommen jedoch in der Regel nicht bzw. zumindest nicht direkt den Betroffenen zu Gute. Vgl. INSTITUT FÜR KLIMASCHUTZ, ENERGIE UND MOBILITÄT (IKEM) / BECKER BÜTTNER HELD (BBH) / TECHNISCHE UNIVERSITÄT BERLIN – FACHGEBIET WIRTSCHAFTS- UND INFRASTRUKTURPOLITIK (WIP) (2017), Ausgestaltungsoptionen und -empfehlungen zur finanziellen Beteiligung von Kommunen beim Ausbau von Windenergieanlagen an Land, in: AGORA Energiewende (Hrsg.): Wie weiter mit dem Ausbau der Windenergie? Zwei Strategievorschläge zur Sicherung der Standortakzeptanz von Onshore Windenergie, S. 27–94, abrufbar unter [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de).

erfolgen, d.h. dass die Betroffenen möglichst zielgenau profitieren und dass mit den (Kompensations-)Maßnahmen nur geringe Transaktionskosten einhergehen.

- *Nebenbedingung des Schutzes von spezifischen Investitionen und von Eigentumspositionen, insoweit aus diesen keine Windfall Profits erwachsen:* Als Nebenbedingung ist zu berücksichtigen, dass spezifische Investitionen zu schützen sind. Dies gilt – abgesehen von den bereits thematisierten Auswirkungen auf Betroffene – insoweit grundsätzlich für sämtliche Eigentumspositionen, wie sich aus diesen keine Windfall Profits ergeben, die durch die öffentliche Erlaubnis zur Nutzung von bestimmten Flächen für WEA-Vorhaben bedingt sind.

Bei den Analysen wird vornehmlich auf die Erkenntnisse der Neuen Institutionenökonomik (NIÖ) zurückgegriffen, wobei die Anwendung regelmäßig implizit erfolgt. Anzumerken ist, dass für die Analyse von institutionellen Gestaltungsoptionen die Wissensstände der verschiedenen Akteure eine wichtige Rolle spielen.<sup>8</sup> Wenn Wissen zentral verfügbar ist oder sinnvollerweise zentral aufgebaut werden sollte, kann dies für öffentliche Kompetenzzuordnungen sprechen. Wenn Wissen und andere Ressourcen dezentral bei privaten Akteuren (oder öffentlichen Akteuren, die ähnliche Rollen wie Private wahrnehmen) vorliegt, spricht dies hingegen grundsätzlich gegen eine zentrale Zuordnung von Entscheidungskompetenzen. Märkte und marktliche Instrumente sind grundsätzlich geeignete Instrumente, um dezentrales Wissen „einzusammeln“. Wenn dezentrales Wissen einen Ortsbezug aufweist, dann können oftmals Kompetenzzuordnungen an dezentrale öffentliche Akteure – wie die Kommunen oder ggf. auch die Bundesländer – sinnvolle Maßnahmen im staatlichen Mehrebenensystem sein.

Der Beitrag ist wie folgt strukturiert:

- In *Abschnitt B.* wird davon ausgegangen, dass es – wie im Status Quo in Deutschland – einen gewissen Wettbewerb um die Kapazitätsinstrumente darstellenden Finanzierungszusagen gemäß EEG zwischen verschiedenen (von i.d.R. unterschiedlichen Vorhabenträgern „betreuten“) Standorten gibt, auf denen infolge öffentlicher Beschlüsse WEA errichtet werden dürfen. Anknüpfend an die Betrachtung der Rechtezuordnung und Ausgestaltung von Koordinationsbeziehungen im Status Quo werden Reformoptionen diskutiert.
- In *Abschnitt C.* wird eine radikale Reform der Auswahl der Standorte für die Errichtung von WEA thematisiert. Dabei werden die Standorte, an denen WEA errichtet werden, anhand der Planungen öffentlicher Akteure genau festgelegt. Damit einhergehend übernehmen bei WEA-Projekten öffentliche Akteure die Rolle des Vorhabenträgers.
- In *Abschnitt D.* erfolgt eine Betrachtung der (Zwischen-)Lösung, bei der im Rahmen von Reformen öffentlichen Akteuren die Rolle des WEA-Vorhabenträgers zugeordnet wird, aber der Wettbewerb zwischen Standorten nicht abgeschafft wird.
- In *Abschnitt E.* wird ein Fazit gezogen.

Die Analysen, die sich mitunter auch auf vergleichsweise radikale Reformoptionen beziehen, zielen auf die Erfassung grundsätzlicher Wirkungen ab, Detailspekte werden weitgehend ausgeklammert. Wie zuvor bereits erwähnt, basiert die Untersuchung der verschiedenen Optionen auf institutionenökonomi-

schen Überlegungen und lässt rechtliche Aspekte außen vor.<sup>9</sup> Diese rechtlichen Betrachtungen sind – auch als interdisziplinäre Analysen in Zusammenarbeit mit (Institutionen-)Ökonomen – im Rahmen weiterer und zukünftiger Forschungsarbeiten durchzuführen. Die Analysen werden mit (teils explizitem und teils lediglich implizitem) Bezug zu Deutschland durchgeführt. Jedoch können diverse Erkenntnisse auch für Fragen des Institutionendesigns für die Stromerzeugung aus Onshore-Windenergie in anderen Ländern verwendet werden.

## B. Annahme eines Standort-Wettbewerbs für WEA-Vorhaben

### I. Koordination zwischen WEA-Vorhabenträger und Endnachfragern

Im Rahmen der Koordination zwischen WEA-Vorhabenträgern und Endnachfragern ist abzustimmen, wann gemäß welcher Regeln Investitionen in Erzeugungskapazität und anschließend die Stromerzeugung durch die WEA-Vorhabenträger unter Berücksichtigung der Nachfrage (durch die Endnachfrager) erfolgen und wie im Gegenzug die Vergütungszahlungen der Nachfrager an die WEA-Vorhabenträger fließen. Unter Berücksichtigung von diversen derzeit in Deutschland existierenden grundlegenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, kann die Koordination bezüglich der Entscheidungen zur Durchführung und Finanzierung von Investitionen – vereinfacht betrachtet – über zwei alternative Koordinationslösungen erfolgen. Im Rahmen des so genannten „Energy-only-Markets“ schließen Vorhabenträger selbständig Stromlieferverträge mit Endnachfragern (bzw. mit als Nachfrageaggregatoren auftretenden Akteuren)<sup>10</sup> ab, deren Laufzeit in der Regel einige Jahre nicht überschreitet.<sup>11</sup> Kommen indes so genannte „Kapazitätsinstrumente“ zum Einsatz, werden zwischen dem Stromnachfragerkollektiv und Vorhabenträgern von der öffentlichen Hand (und zwar vom Gesetz-

8 Vgl. dazu z.B. HAYEK (1945, S. 521f.), *The Use of Knowledge in Society*; in: *The American Economic Review*, Bd. 35, Nr. 4, S. 519–530, JENSEN/MECKLING (1995), *Specific and General Knowledge, and Organizational Structure*; in: *Journal of Applied Corporate Finance*, Vol. 8, No. 2, S. 4-18, KLATT (2011, S. 35 ff.), *Eine institutionenökonomische Analyse von Finanzierungslösungen für die Bundesfernstraßen; Wettbewerb und Regulierung von Märkten und Unternehmen, Baden-Baden: Nomos und OSTROM / SCHROEDER / WYNNE (1993), Institutional Incentives and Sustainable Development: Infrastructure Policies in Perspective*, Boulder / San Francisco / Oxford: Westview Press.

9 Insofern wird bei der Prüfung von Reformoptionen auch nicht thematisiert, ob diese ggf. zur Realisierung nicht nur Gesetzes- sondern sogar Grundgesetzänderungen bedürfen.

10 Im deutschen Stromsystem (und auch in vielen anderen) schließen Stromerzeuger selten Verträge unmittelbar mit Endnachfragern ab, sondern hauptsächlich mit Vertriebsunternehmen, die als Nachfrageaggregatoren fungieren. Dabei ist es auch möglich, dass die Erzeuger über eigene, vertikal integrierte Vertriebsunternehmen mit den Endkunden Verträge schließen. In dieser Analyse werden Vertriebe nicht als selbständige Akteursgruppe berücksichtigt, da die Rolle des Nachfrageaggregators für die wesentlichen Inhalte der Studie weitgehend unerheblich ist.

11 Dies gilt zumindest, wenn – wie auch in diesem Beitrag – von liberalen Endkundenmärkten ausgegangen wird (vgl. HOFFRICHTER / BECKERS (2016)) und insbesondere, wenn die maximale Laufzeit von Verträgen zwischen Versorgern und Endkunden regulatorisch begrenzt ist; dies ist in Deutschland bei Haushaltskundenverträgen der Fall, deren maximale Erstlaufzeit zwei Jahre beträgt, eine stillschweigende Verlängerung ist jeweils für höchstens ein weiteres Jahr möglich.

geber und/oder Regulierer) vorgegebene Langfristverträge abgeschlossen, welche die spezifischen Investitionen der Vorhabenträger absichern. Zur Steuerung der Entscheidungen über den Einsatz von Kraftwerken in der Betriebsphase und damit über die Stromerzeugung dürfte der Strommarkt in jedem Fall einen generell sinnvollen Koordinationsmechanismus darstellen.

Die Entscheidung zwischen diesen beiden Koordinationslösungen verkörpert eine grundlegende Frage des Stromsektordesigns, die oftmals in der gesellschaftlichen und wissenschaftlichen Debatte auch als Frage des „Marktdesigns“ bezeichnet wird. Wie z.B. in BECKERS / HOFFRICHTER (2014)<sup>12</sup> und HOFFRICHTER / BECKERS (2016) dargestellt, ist es grundsätzlich sinnvoll, Kapazitätsinstrumente im Rahmen der Koordination zwischen Vorhabenträgern und Endnachfragern einzusetzen. Für Neuinvestitionen in WEA gilt diese Aussage nicht nur vom Grundsatz her, sondern uneingeschränkt.

In Deutschland ist im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) geregelt, dass und wie Kapazitätsinstrumente bei Neuinvestitionen in WEA eingesetzt werden.<sup>13</sup> Infolgedessen können die Vorhabenträger als Investoren recht gut planen, welche Einnahmen sie über die in der Regel 20-jährige Laufzeit der im EEG enthaltenen Regelungen erhalten, um ihre Ausgaben abzudecken. Mit den Regelungen im EEG wird letztendlich langfristig dafür gesorgt, dass einerseits für die Stromnachfrager Strom erzeugt wird und andererseits die Vorhabenträger dafür von Stromnachfragern Vergütungszahlungen erhalten. Die öffentliche Hand übernimmt dabei quasi wie ein Regulierer im Interesse der Nachfrager die Koordination mit den Vorhabenträgern. Daher können die Kapazitätsinstrumente des EEG auch als „regulatorische Verträge“ eingestuft werden. Diese regulatorischen Verträge begrenzen Risiken und Kapitalkosten für die Vorhabenträger und tragen grundsätzlich zur effizienten Umsetzung der politischen Bereitstellungsentscheidungen bezüglich der Onshore-Windenergie bei.

Angemerkt sei, dass das Design und die Vergabe der regulatorischen Verträge gemäß EEG in den vergangenen Jahren umfangreich modifiziert worden sind. So sind faktisch die Eigentumsrechte am erzeugten Strom durch die seit dem Jahr 2014 schrittweise eingeführte so genannte „verpflichtende Direktvermarktung“ anders zugeordnet worden (und zwar durch „Verschiebung“ dieser Rechte vom Stromnachfragerkollektiv zu den Vorhabenträgern), was mit unnötigen Mehrkosten einhergeht. Auch die Einführung einer gleitenden Marktprämie hat viele, aber auch nicht nur Nachteile. Eine vertiefte Auseinandersetzung mit derartigen Designfragen bei Kapazitätsinstrumenten bezüglich WEA kann in diesem Beitrag jedoch nicht erfolgen.<sup>14</sup>

Bis vor kurzem erfolgte die Auswahl der Vorhabenträger, deren Investitionen im Rahmen der regulatorischen Verträge gemäß EEG refinanziert werden, dadurch, dass die Vorhabenträger ein im EEG verankertes Angebot, mit dem Zahlungen in einer festgelegten Höhe für die WEA-Errichtung und die anschließende Stromerzeugung zugesichert wurden, annahmen. In gewisser Hinsicht handelte es sich dabei um ein (wettbewerbliches) „Windhundrennen“, aber ohne eine „harte“ kurzfristig gültige Mengenbegrenzung hinsichtlich der Kapazität, für die die Kapazitätsinstrumente gewährt werden.<sup>15</sup> Bei diesem Ansatz ist von hoher Bedeutung, dass die Vergütungshöhe so festgelegt

und anschließend unter Berücksichtigung der Kostenentwicklung bei WEA so angepasst werden, dass die Vorhabenträger geringstmögliche Überrenditen erzielen und dass die Mengenziele erreicht werden. Die Anpassungen können auf Basis algorithmisierter Regeln, regulatorischer, legislativer oder exekutiver Entscheidungen oder gewisser Kombinationen dieser Optionen erfolgen. Da die einzelnen Vorhabenträger Standorte durch Verträge mit den jeweiligen dortigen Landeigentümern – siehe ausführlicher dazu Abschnitt B.III. – zur Realisierung von WEA gesichert haben, bot das bisherige Verfahren auch einen Rahmen für den Wettbewerb der Standorte – jedoch „gewannen“ alle Standorte diesen Wettbewerb, bei der die jeweiligen Vorhabenträger das Vergütungsangebot als akzeptabel ansahen und annahmen.

Im Zuge der im Jahr 2016 beschlossenen Reform des EEG wurde der Umstieg bezüglich des Mechanismus zur Auswahl der WEA-Vorhabenträger, deren Investitionen im Rahmen der Kapazitätsinstrumente des EEG refinanziert werden, und zur Festsetzung der Vergütungshöhe, die den Vorhabenträgern während der Laufzeit der regulatorischen Verträge zufließen, (konkret) beschlossen; seit kurzem werden hierfür Ausschreibungen eingesetzt.<sup>16</sup> Als Folge davon ist es für Vorhabenträger neuerdings unsicher, ob sie ihre Projekte realisieren können und somit, ob auf den von ihnen vertraglich gesicherten Standorten (möglichst zeitnah) Anlagen errichtet werden. Im Kontext der nicht unerheblichen spezifischen Investitionen, die Vorhabenträger im Vorfeld der Ausschreibungen (in der Planungsphase) durchzuführen haben, sowie eines mittlerweile recht guten Wissensstandes hinsichtlich der Kostenentwicklung bei WEA, ist es fraglich, ob nicht andere Mechanismen für diese Zwecke grundsätzlich geeigneter wären.<sup>17</sup> Dies soll jedoch in diesem Beitrag mit Bezug

12 BECKERS / HOFFRICHTER (2014), Eine (institutionen-)ökonomische Analyse grundsätzlicher und aktueller Fragen bezüglich des institutionellen Stromsektordesigns im Bereich der Erzeugung; in: *EnWZ – Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft*, Heft 2/2014, 3. Jg. S. 57-63; vorher veröffentlicht als Arbeitspapier unter dem Titel „Grundsätzliche und aktuelle Fragen des institutionellen Stromsektordesigns – Eine institutionenökonomische Analyse zur Bereitstellung und Refinanzierung von Erzeugungsanlagen mit Fokus auf FEE“; online verfügbar unter [http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2014/beckers\\_hoffrichter\\_2014-arbeitspapier-institutionelles\\_stromsektordesign\\_bereitstellung\\_refinanzierung\\_erzeugungskapazitaet-v30\\_01.pdf](http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2014/beckers_hoffrichter_2014-arbeitspapier-institutionelles_stromsektordesign_bereitstellung_refinanzierung_erzeugungskapazitaet-v30_01.pdf), zuletzt geprüft am 10.10.2017.

13 Angemerkt sei, dass bei nahezu sämtlichen Investitionen in WEA auf die Kapazitätsinstrumente des EEG zurückgegriffen wird und lediglich bei wenigen Vorhaben eine anders geartete Koordination zwischen Investoren und Stromnachfragern erfolgt, was jedoch in diesem Beitrag nicht weiter berücksichtigt werden wird.

14 Siehe hierzu HOFFRICHTER / BECKERS (2016).

15 Die Nähe zu einem „Windhundrennen“ bestand insofern, als dass die für neue regulatorische Verträge gemäß EEG gültige Vergütungshöhe zuletzt in Abhängigkeit des erfolgten Zubaus turnusmäßig angepasst und dabei abgesenkt wurde. Damit einhergehend hing die Vergütung von WEA-Projekten zunächst vom Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme und damit auch von der Geschwindigkeit ihrer Umsetzung ab. Ferner beeinflusste aber auch – und dies stellte ein Wettbewerbsmoment dar – die Geschwindigkeit der Umsetzung anderer WEA-Projekte die Vergütungshöhe.

16 Die grundsätzliche Entscheidung zu einem weitgehenden Übergang auf Ausschreibungen für die Vergabe der regulatorischen Verträge für die verschiedenen technischen Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2017 war zuvor bereits im Rahmen der EEG-Reform im Jahr 2014 getroffen worden.

17 Anzumerken ist allerdings, dass in der Vergangenheit in Deutschland die Optionen zur Erhöhung des zentralen Wissensstandes bei weitem nicht vollumfänglich ausgeschöpft wurden, weshalb die zentrale Bemessung der Vergütungshöhen vielfach zu hohen Produzentenrenten

zum aktuellen Regime der Standort- und Vorhabenträgerauswahl nicht weiter betrachtet werden. Auch sonstige Fragen bezüglich der Ausgestaltung und Anwendung von Kapazitätsinstrumenten werden für den in diesem Abschnitt B. betrachteten Fall eines (in der Vergangenheit in Form von Windhundrennen erfolgten und nun im Rahmen von Auktionen stattfindenden) Wettbewerbs der Standorte zur Realisierung von WEA nicht weiter erörtert.

## II. Koordination zwischen WEA-Vorhabenträger und Betroffenen

Auch wenn es im Rahmen der öffentlichen Planungs- und Entscheidungsverfahren, welche der Auswahl der für WEA-Vorhaben geeigneten Standorte dienen,<sup>18</sup> gewisse Vorgaben bezüglich Ausgleichs- und damit Kompensationsmaßnahmen gibt, bestehen aufgrund der Betroffenheit von Anwohnern durch negative externe Effekte z.T. erhebliche Akzeptanzprobleme hinsichtlich der Realisierung von WEA-Projekten. Zur Reduktion der Akzeptanzprobleme ist es denkbar, von WEA-Vorhaben betroffenen Anwohnern und/oder Kommunen wirtschaftliche Werte als Kompensation zukommen zu lassen.<sup>19</sup>

Auf Bundesebene ist dieser Gedanke bislang – abgesehen von einigen Privilegierungen darstellenden Sonderregeln für so genannte „Bürgerenergiegesellschaften“ seit der im Jahr 2016 beschlossenen EEG-Reform, deren Rationalität und Effektivität hier nicht thematisiert werden soll – noch nicht aufgegriffen worden. Allerdings hat Mecklenburg-Vorpommern als erstes Bundesland diesen Weg beschritten. Dort ist Vorhabenträgern gesetzlich vorgegeben, dass sie betroffene Anwohner und Kommunen z.T. zu kompensieren haben.<sup>20</sup> Allerdings hat diese rein auf ein Bundesland bezogene Maßnahme den Nachteil, dass die dortigen Vorhabenträger im Kontext der Kompensationsmaßnahmen durchaus gewisse zusätzliche Kosten zu tragen haben dürften, was c.p. wiederum die Zuschlagschancen in den Ausschreibungsverfahren mindert, durch die festgelegt wird, welche Vorhabenträger Zugang zu den im EEG vorgesehenen langfristigen regulatorischen Verträgen erhalten.

Wie zuvor bereits erwähnt, wird in diesem Beitrag angenommen, dass (geeignet ausgestaltete) wirtschaftliche Kompensationsmaßnahmen einen sinnvollen Weg darstellen, Akzeptanzprobleme und damit Transaktionskosten des gesellschaftlichen Diskurses über die Realisierung von WEA-Vorhaben an einzelnen Standorten zu reduzieren. Dies leistet einen Beitrag zur Erreichung der bundesweit politisch beschlossenen Ziele zum Ausbau der Onshore-Windenergie. Im Folgenden werden zentrale Ausgestaltungsfragen hinsichtlich der Kompensationsinstrumente betrachtet und dabei werden z.T. auch Ausgestaltungsempfehlungen ausgesprochen. Diese Empfehlungen sind darauf ausgerichtet, insofern „low hanging fruits“ zu ernten, als dass sie mit geringen Umsetzungsproblemen einhergehen (dürften) und im Hinblick auf eine Komplexitätsbegrenzung nicht anstreben, die individuelle Betroffenheit von Anwohnern zu ermitteln. Dabei sind die folgenden Ausgestaltungsfragen von Relevanz:

■ *Art der wirtschaftlichen Kompensation:* Als wirtschaftliche Kompensationsmaßnahmen werden verschiedene Instrumente diskutiert, z.B. die Beteiligung von Betroffenen am

Eigen- oder Fremdkapital der Vorhabenträger-Gesellschaft. Wie in BECKERS ET AL. (2014) – dort mit Bezug zu Stromübertragungsnetzen, aber die Ergebnisse sind vom Grundsatz her übertragbar – dargelegt, sind Kapitalbeteiligungen als Kompensationsmaßnahme grundsätzlich wenig geeignet.<sup>21</sup> Als Mittel der Wahl sind vielmehr direkte Zahlungen an Betroffene anzusehen. Diese haben den Vorteil, dass für die Betroffenen keine Transaktionskosten im Kontext von Komplexität anfallen und keine Unsicherheit hinsichtlich der Höhe der Kompensation besteht.

■ *Kompensationsempfänger:* Als Kompensationsempfänger kommen insbesondere betroffene Anwohner und Kommunen in Frage. Wenn die Zahlungen an Anwohner unabhängig von deren tatsächlicher Betroffenheit gezahlt werden, besteht (aus Sicht der Stromnachfrager) die Gefahr, dass die Effizienz der Maßnahme recht gering ist, sofern umfangreich Betroffene angemessen kompensiert werden sollen. Wenn eine gewisse Differenzierung der Zahlungen unter Berücksichtigung der individuellen Betroffenheit angestrebt wird, besteht hingegen die Gefahr einer hohen Komplexität und entsprechend hoher

fürte (was aber auch durch weitere Gründe beeinflusst wurde, insbesondere ein erheblicher Einfluss von durch Lobbyisten artikulierten Partikularinteressen auf die legislative Vergütungshöhenfestsetzung). Für eine skeptische Sichtweise auf die seit der im Jahr 2016 beschlossenen EEG-Reform für WEA vorgesehenen Ausschreibungen als Mechanismus zur Auswahl der Vorhabenträger und damit auch der Standorte sowie zur Festlegung der Vergütungshöhe vgl. im Übrigen z.B. NESTLE (2017), Reform der Ökostromrichtlinie: Bremse für die europäische Energiewende? Studie im Auftrag der Friedrich-Ebert-Stiftung für die Reihe WISO Diskurs; online verfügbar unter <http://library.fes.de/pdf-files/wiso/13700.pdf>, zuletzt geprüft am 10.10.2017.

18 Diese Verfahren sind in den Bundesländern z.T. sehr unterschiedlich ausgestaltet, was in diesem Beitrag jedoch nicht weiter thematisiert wird.

19 Angemerkt sei, dass es durchaus insofern ungeeignete Optionen gibt, Betroffenen wirtschaftliche Werte zukommen zu lassen, als dass dadurch deren Zustimmung zu WEA-Vorhaben weiter sinkt. Mechanismen, die zu derartigen Wirkungen von (entsprechend ungeeignet ausgestalteten) Kompensationsmaßnahmen führen, werden im Übrigen auch im Rahmen der verhaltensökonomischen Forschung betrachtet. Vgl. hierzu auch BECKERS / LENZ / HEURICH / KÜHLING / HERTEL / SCHÄFER (2014, S. 267, Fn. 318), Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland, Eine (institutionen-)ökonomische Analyse unter Einbezug juristischer und technischer-systemischer Expertise, Gutachten im Rahmen des vom Ministerium für Finanzen und Wirtschaft (MFW) des Landes Baden-Württemberg, vom Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk (MWEIMH) des Landes Nordrhein-Westfalen und vom Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie (TMWAT) beauftragten Projektes „Alternativen zur Finanzierung des Ausbaus der Übertragungsnetze in Deutschland“, Berlin; online verfügbar unter [http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2014/tuberlin-wip\\_et\\_al\\_2014-afuen\\_gutachten-v50.pdf](http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2014/tuberlin-wip_et_al_2014-afuen_gutachten-v50.pdf), zuletzt geprüft am 10.10.2017. Für konkrete verhaltensökonomische Forschungsergebnisse vgl. z.B. FREY / OBERHOLZER-GEE (1997), The cost of price incentives, An empirical analysis of motivation crowding out; in: The American Economic Review 87 (4), S. 746–755 und FREY / OBERHOLZER-GEE / EICHENBERGER (1996), The old lady visits your backyard, A tale of morals and markets; in: Journal of political economy 106 (6), S. 1297–1313.

20 Vgl. zu den Regelungen in Mecklenburg-Vorpommern IKEM ET AL. (2017) sowie ausführlicher OTT / SCHÄFER-STRADOWSKY (2016), Gesetz über die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Gemeinden an Windparks in Mecklenburg-Vorpommern, Eine juristische und ökonomische Einordnung des aktuellen Entwurfs; in: EnWZ – Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft 5 (2), S. 68–78 und KÖCK (2017), Akzeptanzprobleme der Windenergie und rechtliche Handlungsansätze; in: Reiff et al. (Hg.): Jahrbuch des Umwelt- und Technikrechts 2017, Berlin: Schmidt, Erich (Umwelt- und Technikrecht, 134).

21 Vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 266 ff.).

Transaktionskosten, was ebenfalls die Effizienz beeinträchtigt.<sup>22</sup> Eine Beschränkung von Kompensationszahlungen auf betroffene Kommunen dürfte in diesem Zusammenhang eine unkompliziert umsetzbare und relativ effektive Maßnahme darstellen, sofern nur eine gewisse, aber keine umfassende Kompensation für erlittene Nachteile Betroffener angestrebt wird. Dies wird daher zur „Ernte“ zumindest der „low hanging fruits“ im Bereich der Akzeptanzsteigerung durch wirtschaftliche Kompensationsmaßnahmen empfohlen.

- **Adressierte WEA:** Die Pflicht zur Leistung von Kompensationszahlungen an betroffene Kommunen kann für neu zu errichtende und bestehende WEA implementiert werden. Zur Förderung der Erreichung zukünftiger Ausbauziele sind Standorte, an denen erstmals WEA errichtet werden, in jedem Fall in ein derartiges Kompensationsregime zu integrieren. Wenn bereits errichtete WEA, die Vergütungszahlungen aus regulatorischen Verträgen nach dem EEG in einer fixierten Höhe erhalten, auch entsprechende (Kompensations-)Zahlungen zu leisten hätten, würde dies die wirtschaftliche Situation der Vorhabenträger tangieren und wäre tendenziell als regulatorischer Opportunismus einzustufen. Daher sollte diese Option prinzipiell nur in Betracht gezogen werden, wenn die Vorhabenträger entsprechend höhere Vergütungszahlungen erhalten, um die Kompensationsmaßnahmen durch diese abdecken zu können. Dies führt jedoch wiederum zu höheren Kosten für die Stromnachfrager. Wie diese Verteilungsfrage entschieden werden sollte, ist wissenschaftlich nicht zu beantworten und wird hier nicht weiter thematisiert. Wenn WEA nach Auslaufen der 20-jährigen regulatorischen Verträge nach dem EEG von den Vorhabenträgern weiter betrieben werden oder wenn, wiederum abgesichert durch entsprechende regulatorische Verträge, neue WEA (als Ersatz für bisherige Anlagen) errichtet werden, dann wäre eine gesetzliche Kompensationspflicht für die Vorhabenträger denkbar, bei der nicht das Problem des regulatorischen Opportunismus vorliegen würde.<sup>23</sup> Soweit davon auszugehen ist, dass sich die Betroffenen in diesen Konstellationen bereits an die WEA gewöhnt haben, kann die akzeptanzsteigernde Wirkung der Kompensationszahlungen begrenzt sein. Durch die Kompensationsmaßnahme werden jedoch Verteilungsfragen in jedem Fall tangiert. In diesem Kontext wird auch für diese Konstellationen im Rahmen dieses Beitrags keine Handlungsempfehlung ausgesprochen.

- **Determinanten und Niveau der Zahlungshöhe:** Es bietet sich an, dass die Höhe der als Kompensationsmaßnahme von Vorhabenträgern an Kommunen fließenden Zahlungen durch die Anzahl sowie die Eigenschaften von WEA und deren Nutzung determiniert werden. Dabei könnten insbesondere die Anlagenhöhe, die Generatorkapazität und die Menge des erzeugten Stroms als konkrete Einflussfaktoren auf die Zahlungshöhe vorgesehen werden, was in diesem Beitrag jedoch nicht vertieft untersucht werden soll – siehe dazu IKEM ET AL. (2017).<sup>24</sup> Wenn mehrere Kommunen von den durch bestimmte WEA verursachten negativen externen Effekten betroffen sind, ist es beispielsweise denkbar, die Zahlungen entsprechend der Flächenanteile der einzelnen Gemeindegebiete in einem bestimmten Umkreis um die WEA aufzuteilen. Hin-

sichtlich der zeitlichen Zahlungsstruktur ist die Aufteilung auf Einmal- und laufende Zahlungen von Relevanz. Klare diesbezügliche Empfehlungen können nicht ausgesprochen werden.<sup>25</sup> Bei der Festlegung des Niveaus der Kompensationszahlungen besteht ein Zielkonflikt: Ein höheres Kompensationsniveau wird zwar einerseits eine größere Wirkung hinsichtlich der Akzeptanzsteigerung nach sich ziehen, aber andererseits mit höheren Kosten für die Endnachfrager einhergehen. Wie mit diesem Zielkonflikt geeignet umzugehen ist und wie ein Kompensationsniveau konkret ermittelt werden sollte, soll hier nicht weiter thematisiert werden.

Rechtliche Aspekte der Umsetzung der hier vorgeschlagenen bundesweiten Kompensationslösung können im Übrigen IKEM ET AL. (2017) entnommen werden. Neben der aufgezeigten Lösung für ein bundesweites Kompensationsmodell wäre weiterhin denkbar, dass die Länder – so wie dies aktuell in Mecklenburg-Vorpommern erfolgt – ergänzende Kompensationsmaßnahmen vorsehen. Diese wären jedoch grundsätzlich mit dem Nachteil verbunden, dass sie tendenziell die Wettbewerbschancen der Standorte in dem entsprechenden Land bei den Ausschreibungen verschlechtern.

### III. Koordination zwischen WEA-Vorhabenträger und Landeigentümern

Für die Koordination zwischen WEA-Vorhabenträgern (bzw. zwischen miteinander im Wettbewerb stehenden Projektentwicklern, die die Rolle des Vorhabenträgers für einen bestimmten Standort ausfüllen wollen) und den Landeigentümern (am entsprechenden Standort) bestehen in Deutschland derzeit die folgenden Rahmenbedingungen:

- 22 In Dänemark existiert seit 2009 eine Regelung zur Kompensation von Grundstücks- bzw. Hauseigentümern in deren Umgebung WEA errichtet werden. Dieses Instrument geht allerdings mit hohen Transaktionskosten infolge der Bewertung der Wertverluste jedes einzelnen Eigentümers sowie der sich teilweise anschließenden Gerichtsverfahren zur Prüfung der festgelegten Kompensationshöhe einher. Zu den bisherigen Erfahrungen in Dänemark vgl. OLSEN (2016), Public Acceptance and Local Engagement in Wind Energy Projects. The Danish Experience, Berlin (Vortrag auf Konferenz „Vorbild Dänemark – Windrekorde, Bürgernähe, Sektorenkopplung“), 14.06.2016; online verfügbar unter [http://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/06/stiftung\\_umweltenergierecht\\_vortrag\\_2016\\_06\\_14\\_citizen-engagement\\_berlin\\_eglund\\_olsen.pdf](http://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/06/stiftung_umweltenergierecht_vortrag_2016_06_14_citizen-engagement_berlin_eglund_olsen.pdf), zuletzt geprüft am 11.10.2017.
- 23 Dies gilt nur uneingeschränkt, soweit Erträge im Falle eines Weiterbetriebs von WEA nach Auslaufen des EEG-Vertrags keinen integralen, zur Kostendeckung (einschließlich einer angemessenen Rendite) notwendigen Bestandteil der Kalkulation von Vorhabenträgern darstellen. Diese Bedingung dürfte bei der Realisierung von WEA in der Praxis nahezu stets erfüllt sein.
- 24 Zu beachten ist, dass die Kosten für die Kompensationsmaßnahmen in die Gebote der Vorhabenträger eingepreist werden, sofern die erfolgreichen Bieter keinen den Kosten der Kompensationsmaßnahmen entsprechenden Zuschlag auf die unter Berücksichtigung ihres Gebots ermittelte Vergütungszahlung erhalten, die an sie (die Vorhabenträger) fließt. Die Parameter zur Kalkulation der Kompensationshöhe können somit die Anlagenauslegung von WEA beeinflussen. Dies kann den Anreizen des Referenzertragsmodells gemäß EEG entgegenstehen (oder diese auch verstärken). Weiterhin kann es zu Auswirkungen auf den regionalen Zubau von WEA kommen, welcher u.a. durch das Referenzertragsmodell beeinflusst wird. Vgl. dazu IKEM ET AL. (2017).
- 25 Es könnte sich anbieten, zunächst eine Einmalzahlung im Kontext des Neuauftretens der negativen externen Effekte bei Errichtung der Anlagen und dann laufende Zahlungen im Zusammenhang mit laufenden Beeinträchtigungen vorzusehen.

- *Öffentliche Festlegung der für die Realisierung von WEA geeigneten Standorte:* Wie dargestellt erfolgt die Festlegung der Standorte und damit auch konkret der Flächen, auf denen WEA realisiert werden können, durch öffentliche Planungs- und Entscheidungsverfahren.
- *Keine Einschränkung der Eigentumsrechte der Landeigentümer (an den ausgewählten Standorten):* Die (Eigentums-)Rechte der Eigentümer von Flächen an den Standorten, an denen WEA realisiert werden dürfen, werden im Kontext der entsprechenden öffentlichen Nutzungserlaubnis insofern nicht eingeschränkt, als dass diese (die Eigentümer) sogar entscheiden dürfen, dass dort keine WEA realisiert werden.<sup>26</sup> Bei den Verhandlungen mit den Projektentwicklern über die Höhe von Pachten, die ihnen für die Realisierung von WEA auf ihren Flächen zufallen, unterliegen die Landeigentümer keinerlei (besonderen) Beschränkungen.  
An den Standorten, an denen die Realisierung von WEA erlaubt worden ist bzw. an denen eine entsprechende öffentliche Festlegung erwartet oder zumindest vermutet wird, streben miteinander im Wettbewerb stehende Projektentwickler an, sich einen vertraglichen Zugriff auf möglichst viele der dortigen Flächen zu sichern, um die Rolle des Vorhabenträgers einnehmen zu können. Dabei ist es denkbar, dass ein Projektentwickler entsprechende Pacht- bzw. vorgelagert Optionsverträge mit sämtlichen Landeigentümern an einem Standort abschließt, was die Realisierung eines (großen) WEA-Projekts erlaubt. Möglich ist jedoch – speziell bei größere Gebiete umfassenden Standorten – ebenfalls, dass mehrere Projektentwickler erfolgreich Flächen unter Vertrag nehmen und dass infolgedessen dort mehrere WEA-Projekte parallel in Angriff genommen werden.  
Die aktuellen Rahmenbedingungen für die Koordination zwischen WEA-Vorhabenträgern bzw. Projektentwicklern und Landeigentümern gehen mit den folgenden Nachteilen bzw. Problemen einher:
- *Überrenditen und damit Windfall Profits bei Landeigentümern:* Die (bei einer langfristigen Betrachtung) große Knappheit an Standorten und die teilweise hohe Bedeutung einzelner Flächen an Standorten (speziell, wenn es sich um größere und/oder strategisch wichtig gelegene Flächen handelt) versetzt Landeigentümer regelmäßig in eine Position, in der sie über große Verhandlungsmacht verfügen. In der Folge können sie mitunter Pachthöhen mit den Projektentwicklern bzw. Vorhabenträgern vereinbaren, welche die Erlöse alternativer Verwendungsmöglichkeiten der Fläche um ein Vielfaches übersteigen und die letztendlich von den Stromnachfragern zu finanzieren sind. Damit einhergehend fallen bei den Landeigentümern hohe Windfall Profits infolge der öffentlichen Entscheidung an, dass auf ihren Flächen die Realisierung von WEA erlaubt wird.
- *Potentiell hohe Transaktionskosten infolge von Koordinationsproblemen und dabei auch Verteilungskonflikten zwischen Landeigentümern:* Projektentwickler versuchen (im Wettbewerb miteinander) jeweils Flächen an einem zur Realisierung von WEA vorgesehenen Standort in einer hinsichtlich der Lage der einzelnen Flächen und der Gesamtgröße sinnvollen Weise unter Vertrag zu nehmen und somit geeignete „Flächenbündel“ zu bilden. Damit gehen Koordinationskosten

einher. Ggf. verfügen mehrere Projektentwickler am Ende des „Flächensicherungsprozesses“ über entsprechende Verträge mit Eigentümern, die sich nur auf Teilflächen beziehen und jeweils nur suboptimale Bündelungen von WEA zu Parks erlauben, was zu Ineffizienzen führt. Bei den Bemühungen der Projektentwickler zur Bildung sinnvoller Flächenbündel kann das Problem auftreten, dass einzelne Flächeneigentümer zu Lasten anderer Flächeneigentümer versuchen, besonders hohe Pachten und damit Überrenditen zu erzielen. Damit einhergehend werden tendenziell die Koordinationskosten (weiter) ansteigen.

Wenn – wie dies (implizit) mit den diesen Analysen zugrunde gelegten Zielsystem erfolgt – die Position vertreten wird, dass Eigentumsrechte von Landeigentümern eingeschränkt werden können,<sup>27</sup> sofern diese damit „nur“ den Nachteil erleiden, dass ihnen im Kontext der Genehmigung zur Errichtung von WEA auf ihren Flächen keine Windfall Profits zufallen, bestehen die folgenden Optionen zur Reduktion der vorstehend aufgezeigten Nachteile bzw. Probleme:<sup>28</sup>

- *Enteignung der Flächeneigentümer gegen eine angemessene Kompensation („Enteignungslösung“):* Durch eine Enteignung der Flächen an den Standorten, die im Rahmen öffentlicher Planungs- und Entscheidungsverfahren für die Realisierung von WEA vorgesehen werden, können die vorstehend dargelegten Nachteile bzw. Probleme beseitigt werden. Allerdings ist es – kompatibel mit der den Analysen zugrunde gelegten entsprechenden Nebenbedingung – geboten, den enteigneten Flächeneigentümern eine angemessene Entschädigung zukommen zu lassen. Diese hat so bemessen zu sein, dass diese aus wirtschaftlicher Sicht durch die Enteignung nicht schlechter gestellt werden.<sup>29</sup> Einhergehend mit der (Flächen-)Enteignung stellt sich die Frage, wer die Verantwortung für die Realisierung der WEA übernimmt. Dies könnte ein öffentlicher Akteur sein, aber es könnte auch in einem wettbewerblichen Verfahren ein privater Akteur als Vorhabenträger ausgewählt werden, was im Folgenden noch betrachtet werden wird. Neben der Nutzung der Flächen für die Realisierung der WEA werden auch andere, i.d.R. landwirtschaftliche Nutzungen möglich sein. Hierfür können die Flächen dann verpachtet werden.
- *Einschränkung der (Eigentums-)Rechte der Flächeneigentümer durch Verpflichtung zur Zurverfügungstellung der Flä-*

26 Lediglich andere Nutzungsmöglichkeiten werden ggf. damit einhergehend unterbunden, dass die Flächen zur Realisierung von WEA genutzt werden dürfen.

27 Vgl. für weitergehende, rechtswissenschaftliche Überlegungen RODI (2017, S. 660 ff.), Das Recht der Wind-kraftnutzung zu Lande unter Reformdruck, in: Zeitschrift für Umweltrecht, Heft 12/2017, S. 658-666.

28 Durch eine Rechtebeschränkung von Landeigentümern könnte deren Zustimmung bzw. Akzeptanz für den Zubau von WEA allerdings sinken. Dieser akzeptanzreduzierende Effekt dürfte jedoch eine relativ kleine Bedeutung im Vergleich zu den akzeptanzsteigernden Wirkungen der in Abschnitt B.II. empfohlenen Kompensationszahlung an betroffene Kommunen haben. In diesem Kontext wird der potentiell akzeptanzreduzierende Effekt der Beschränkung der Rechte der Landeigentümer folgend nicht weiter berücksichtigt.

29 Hierbei erscheint es angemessen, bei der Kalkulation des Entschädigungsbetrages gewisse (Sicherheits-)Zuschläge einzukalkulieren, um mit recht hoher Wahrscheinlichkeit im Kontext methodischer Probleme bei der Ermittlung dieses Betrags eine Schlechterstellung zu vermeiden und damit einhergehend auch bei Enteignungen bestehende juristische Risiken zu minimieren.

*chen und Begrenzung von Pachten („Landeigentümerrechtsbeschränkungs-Lösung“):* Alternativ zu einer Enteignung könnten die Eigentumsrechte der Flächeneigentümer begrenzt werden, indem diese zunächst verpflichtet werden, ihre Flächen einem Vorhabenträger für die Realisierung von WEA zur Verfügung zu stellen. Außerdem könnten Regelungen zur Ermittlung der Pachthöhen aufgestellt werden, die sicherstellen, dass die Flächeneigentümer vollumfänglich für die wirtschaftlichen Nachteile durch die Realisierung von WEA auf ihren Flächen kompensiert werden. Damit einhergehend wären aber auch Überkompensationen und somit Windfall Profits auszuschließen.<sup>30</sup> Auch bei dieser Option stellt sich die Frage, wie derjenige ermittelt werden soll, der die Rolle des Vorhabenträgers ausfüllt, denn die von Projektentwicklern den Flächeneigentümern angebotenen Pachten sind als Wettbewerbsparameter entfallen.

Im Folgenden wird die Enteignungslösung nicht weiter betrachtet. Vielmehr wird die alternative Lösung weiter berücksichtigt, bei der die Eigentumsrechte der Landeigentümer beschränkt werden. Für die Auswahl bzw. Festlegung, wer dabei die Rolle des Vorhabenträgers übernimmt und ausfüllt, sind die folgenden Optionen zu prüfen:

- *Auswahl eines Akteurs als Vorhabenträger in einem wettbewerblichen Verfahren:* In einem von der öffentlichen Hand organisierten wettbewerblichen Verfahren könnte ein Akteur ausgewählt werden, der die Rolle des Vorhabenträgers übernehmen darf. Das Verfahren könnte auf öffentlicher Seite beispielsweise von dem Bundesland verantwortet werden, in dem sich der entsprechende Standort befindet.<sup>31</sup> Um die Rolle des Vorhabenträgers könnten sich insbesondere private Unternehmen, Bürgergenossenschaften und auch kommunale oder andere öffentliche Unternehmen bewerben. Dieses Modell soll folgend differenziert danach betrachtet werden, ob die Vergabe der regulatorischen Verträge gemäß EEG und die Festlegung der Vergütungshöhe für die Vorhabenträger entweder (wie in der Vergangenheit) ohne Anwendung eines Ausschreibungsverfahrens oder wie (aktuell) in einem Ausschreibungsverfahren erfolgt:
  - *Vergabe der im EEG vorgesehenen regulatorischen Verträge ohne Ausschreibungsverfahren:* Wenn die Vergabe der im EEG vorgesehenen regulatorischen Verträge und die Festlegung der Vergütungshöhe für die Vorhabenträger gemäß der bis 2016 im EEG verankerten Regelungen und somit ohne Ausschreibungsverfahren erfolgen, werden die um die Rolle des Vorhabenträgers konkurrierenden Projektentwickler in dem wettbewerblichen Auswahlverfahren (unter Berücksichtigung der von ihnen erwarteten zukünftigen Einnahmen und Ausgaben) Angebote bezüglich Zahlungen abgeben, die dann der öffentlichen Hand oder dem Stromnachfragerkollektiv zu Gute kommen können. Wenn zum Zeitpunkt des wettbewerblichen Verfahrens die der Errichtung von WEA vorgelagerten Planungen bereits weit fortgeschritten sind und damit einhergehend nur noch wenige Unsicherheiten bezüglich des ob und wie der Realisierung der WEA an dem entsprechenden Standort vorliegen, dann beschränkt sich die Rolle des Vorhabenträgers – abgesehen von hier nicht thematisierten Aufgaben im

Rahmen der Direktvermarktung des erzeugten Stroms – auf die Anlagenbeschaffung und -errichtung sowie die Anlagenwartung und den Anlagenbetrieb. Damit ist der Vorhabenträger mehr oder weniger nur noch eine „ausführende Werkbank“ des öffentlichen Akteurs, der die dem Auswahlverfahren vorgelagerte Planung und Entwicklung des Standorts verantwortet hat. Wenn das wettbewerbliche Verfahren zur Auswahl des Vorhabenträgers hingegen (deutlich) früher erfolgt, sind von dem dann ausgewählten Vorhabenträger noch umfangreiche Planungsschritte zu übernehmen und infolgedessen nicht unerhebliche Risiken (hinsichtlich des ob und wie der Realisierung der WEA) zu tragen. Aufgrund ihrer Risikoaversion werden damit einhergehend die Angebote der um die Rolle des Vorhabenträgers konkurrierenden Projektentwickler aus Sicht der öffentlichen Hand entsprechend schlechter sein. Da das Wissen zur Durchführung der Planungsschritte bei WEA weit verbreitet ist und von der öffentlichen Hand recht unkompliziert genutzt bzw. aufgebaut oder über entsprechend beauftragte Unternehmen einbezogen werden kann, bietet es sich an, dass erst zu einem späten Zeitpunkt während der Projektplanung und -entwicklung der Vorhabenträger in einem wettbewerblichen Verfahren ausgewählt wird.

- *Vergabe der regulatorischen Verträge gemäß EEG mit Ausschreibungsverfahren:* Im Rahmen des derzeit angewendeten Ausschreibungsregimes für die Vergabe der regulatorischen Verträge gemäß EEG und die Festlegung der Vergütungshöhe für die Vorhabenträger stellt sich zusätzlich die Frage, was als Wettbewerbsparameter in dem Verfahren zur Auswahl des Vorhabenträgers verwendet werden sollte.<sup>32</sup> Vorstellbar wäre, dass die anbietenden Projektentwickler Zahlungen anzubieten haben, die sie zugunsten der öffentlichen Hand bzw. des Stromnachfragerkollektivs zu leisten haben, wenn sie in den Ausschreibungsverfahren für die Vergabe der regulatorischen Verträge gemäß EEG zum Zuge kommen. Allerdings würden dann im ersten wettbewerblichen Verfahren, das sich auf die Rolle des Vorhabenträgers bezieht, tendenziell die Bieter zum Zuge kommen, die im zweiten Ausschreibungsverfahren, in dem es um die Vergabe der regulatorischen

30 Wiederum bietet es sich an, bei der Festlegung konkreter Pachthöhen insofern Sicherheitszuschläge zu berücksichtigen, als dass im Kontext methodischer Probleme bei der Ermittlung der Beträge in einem gewissen Ausmaß zugunsten der Landeigentümer abgeschätzt wird, um das Risiko zu geringer Kompensationen für in Kauf zu nehmende Nachteile und juristische Risiken gering zu halten.

31 Einhergehend mit der Entscheidung darüber, welche Ebene auf öffentlicher Seite das wettbewerbliche Verfahren zur Auswahl des Vorhabenträgers verantwortet, ist auch zu klären, wem die Vorteile zu Gute kommen, die sich aus den angebotenen Zahlungen des siegreichen Bieters ergeben. Diese Frage wird in diesem Abschnitt nur am Rande angeschnitten und nicht vertieft betrachtet. Hinsichtlich der Frage der Zuständigkeitszuordnungen auf öffentlicher Seite sind im Übrigen die in Abschnitt C. enthaltenen Überlegungen zur Frage der Allokation der Rolle des Vorhabenträgers auf Bund oder Länder im Rahmen des dort betrachteten Planungsregimes teilweise analog für das hier betrachtete Modell von Relevanz.

32 Das vorstehend abgeleitete Ergebnis, dass das wettbewerbliche Verfahren zur Auswahl des Vorhabenträgers von der öffentlichen Hand erst spät nach Abschluss der wesentlichen Planungsschritte hinsichtlich der Realisierung der WEA an dem entsprechenden Standort durchgeführt werden sollte, ist übrigens analog gültig.



Verträge gemäß EEG geht, die geringsten Zuschlagschancen aufweisen. Daher ist dieser Ansatz nicht sinnvoll. Denkbar wäre hingegen, dass die Projektentwickler in dem ersten Ausschreibungsverfahren fixe Zahlungen anzubieten haben, die sie unabhängig von einem Zuschlag im zweiten Ausschreibungsverfahren zu leisten haben. Allerdings liegen hierbei sehr hohe Risiken in dem ersten Ausschreibungsverfahren für die Bieter vor, und infolgedessen werden dort die Angebote aus Sicht der öffentlichen Hand entsprechend niedrig sein. Vor diesem Hintergrund kann festgehalten werden, dass dieses Modell mit sehr vielen Nachteilen einhergeht.

- *Übernahme der Rolle des Vorhabenträgers durch die öffentliche Hand:* Wenn die öffentliche Hand die Rolle des Vorhabenträgers übernimmt, verantwortet sie sämtliche Planungs- und Projektentwicklungsaufgaben.<sup>33</sup> Aufgrund der Wissensverteilung bezüglich dieser Aufgaben wird sie diese Aufgaben – wie bereits angesprochen – grundsätzlich unproblematisch übernehmen können. Mit Aufgaben der Anlagenbeschaffung und -errichtung sowie die Anlagenwartung und den Anlagenbetrieb wird die öffentliche Hand weitgehend private Unternehmen betrauen.<sup>34</sup> Insofern hat die öffentliche Hand dann durchaus eine ähnliche Rolle wie bei der vorstehend diskutierten Ausschreibung der Rolle des Vorhabenträgers zu einem späten Zeitpunkt nach Abschluss der wesentlichen Planungsschritte bei einem WEA-Projekt.

Festgehalten werden kann somit, dass bei der Einschränkung der (Eigentums-)Rechte der Flächeneigentümer durch Verpflichtung zur Zurverfügungstellung der Flächen und Begrenzung von Pachten (Landeigentümerrechtebeschränkungs-Lösung), die öffentliche Hand zumindest die Planungs- und Projektentwicklungsaufgaben (weitgehend) übernehmen sollte. Private Unternehmen (und dabei auch wie private agierende öffentliche Unternehmen) werden dann bei den Aufgaben der Anlagenbeschaffung und -errichtung sowie der Anlagenwartung und des Anlagenbetriebs einbezogen; dies könnte im Übrigen auch im Rahmen von nach dem ÖPP (Öffentlich Private Partnerschaften)-Ansatz abgeschlossener Verträge erfolgen. Die Frage, ob dann noch ein privater Vorhabenträger „dazwischengeschaltet“ werden sollte, ist im Kontext der Unmöglichkeit vollständige Verträge abzuschließen keinesfalls bedeutungslos, aber nicht von höchster Relevanz. Vertiefte Betrachtungen zur öffentlichen Wahrnehmung der Rolle des Vorhabenträgers und dabei auch zur Frage der staatlichen Ebene, der Kompetenzen zugeordnet werden, erfolgen in den Abschnitten C. und D..

#### IV. Koordination zwischen WEA-Vorhabenträger und Eigentümer der Rechte an der Ernte der Onshore-Windenergie-Erträge

Für die Onshore-Windenergie und deren Nutzung sind in Deutschland keine speziellen Eigentumsrechte definiert und zugeordnet. Vielmehr kann jeder Akteur, dem die Realisierung und der Betrieb von Onshore-WEA öffentlich erlaubt worden ist, die Windenergie im Onshore-Bereich nutzen und sich damit einhergehend grundsätzlich die Erträge daraus aneignen. Dies wird bei anderen (sowohl endlichen als auch unendlichen) natürlichen

Ressourcen national sowie international z.T. anders gehandhabt; in diesen Fällen sind bestimmte Eigentumsrechte der öffentlichen Hand zugeordnet und diese profitiert zumindest wirtschaftlich – z.B. im Rahmen von Lizenz- oder Konzessionsvergaben oder durch spezielle Steuern- oder Abgabenlösungen – von der Ausbeutung der entsprechenden Ressourcen.<sup>35</sup> In diesem Zusammengang erfolgt in gewisser Hinsicht eine Koordination zwischen Vorhabenträgern, die für die entsprechende Energieerzeugung verantwortlich sind und der öffentlichen Hand als Eigentümer von Rechten an der Ernte der Erträge aus den natürlichen Ressourcen. Es stellt sich die Frage, ob die Übertragung eines derartigen Vorgehens auf die Onshore-Windenergienutzung in Deutschland im Lichte des den Analysen in diesem Beitrag zugrunde liegenden Zielsystems positiv zu beurteilen ist.

Soweit und solange WEA unter Rückgriff auf die regulatorischen Verträge gemäß EEG errichtet und betrieben werden, sind Eigentumsrechte der öffentlichen Hand, infolge derer diese vom Vorhabenträger (Steuer- oder Abgaben-)Zahlungen als Gegenleistungen für die Nutzung der Onshore-Windenergie verlangen würde, aus Sicht des in diesem Beitrags angewendeten Zielsystems sinnlos. Denn die Zahlungen, die während der 20-jährigen Laufzeit der regulatorischen Verträge an die öffentliche Hand fließen würden, wären von den Stromnachfragern zu finanzieren, so dass es sich um „rechte-Tasche-linke-Tasche-Finanzflüsse“ handeln würde.

Nach Auslaufen der regulatorischen Verträge und damit nach dem Ende der Zahlungen gemäß EEG an Vorhabenträger nach 20 Jahren können diese mit den bestehenden Anlagen Gewinne erzielen, sofern – wovon im Folgenden ausgegangen wird<sup>36</sup> – die ursprüngliche Investitionen refinanziert sind sowie die Erlöse aus dem Verkauf des mit den WEA erzeugten Stroms die Kosten von Wartung, Pachtzahlungen etc. übersteigen. Insofern hat auch in diesem Kontext zunächst die Ausgestaltung der Pachtverträge Einfluss auf die wirtschaftliche Situation der Vorhabenträger. Wenn – wie im vorangegangenen Abschnitt B.III. angelegt – die Höhe der Pachtzahlungen begrenzt ist, dann ist dies c. p. dementsprechend positiv für die wirtschaftliche Situation der Vorhabenträger. Ferner haben der Zustand und die Lebensdauer der WEA Einfluss auf die Finanzdaten des Betreibers;

33 Durch eine öffentliche Übernahme der Vorhabenträger-Rolle ist es auch möglich, die Ernte der Erträge aus der Onshore-Windenergie der öffentlichen Hand (oder alternativ dem Stromnachfragerkollektiv) zukommen zu lassen, was in Abschnitt B.IV. thematisiert werden wird.

34 Aktuell bedienen sich auch die privaten Vorhabenträger i.d.R. umfangreich externer Dienstleister. Insbesondere die Anlagenbeschaffung und -errichtung sowie die Anlagenwartung werden (nahezu stets) fremd vergeben.

35 Dies ist in Deutschland beispielsweise beim Abbau von Braunkohle im Rahmen des Bergrechts der Fall, wo Unternehmen, welche die Förderung durchführen, eine Förderabgabe an das jeweilige Bundesland zu zahlen haben. In Norwegen gilt eine solche Regelung zur Bewirtschaftung von größeren Wasserkraftressourcen, wo die Nutzung der Energie des Wassers durch Lizenzen mit Zahlungen an Staat und Kommunen verbunden ist. Im Falle von privaten Akteuren als Lizenzinhabern fällt die Lizenz nach 60 Jahren an die öffentliche Hand zurück; seit 2008 sind neue Lizenzen im Übrigen ausschließlich der öffentlichen Hand vorbehalten. Ähnliches gilt für die Schweiz, wo die Wasserkraft der öffentlichen Hand zugeordnet ist und Nutzungsrechte bzw. die Wasserkraftwerke an sich nach Ablauf einer vergebene Konzession wieder an die öffentliche Hand „heimfallen“.

36 Diese Annahme erscheint im Kontext der relativ hohen (Diskont-)Rate, mit der Unternehmen vor Realisierung eines WEA-Projektes zukünftige Zahlungsströme diskontieren, gerechtfertigt.

denn gute Anlagenzustände führen zu niedrigen Wartungskosten und folglich zu höheren Gewinnen.

Wenn die Vorhabenträger in dieser auf die 20-jährige „EEG-Phase“ folgenden Phase (nachstehend als „Folgephase“ bezeichnet) den mit ihren WEA erzeugten Strom frei vermarkten dürfen und dabei Gewinne erzielen, könnten diese durch eine Zuordnung gewisser (Eigentums-)Rechte an der Ernte der Erträge aus der Onshore-Windenergie an die öffentliche Hand partiell dieser und damit der Allgemeinheit zu Gute kommen. Dies erfordert die Implementierung einer speziellen Steuer- oder Abgabenlösung, die über die steuerrechtlichen Regelungen im gesamten Wirtschaftssystem im Allgemeinen und im Energiesektor im Speziellen hinausgeht und die Vorhabenträger entsprechend belastet. Dabei könnten der Bund oder die Länder (oder ggf. sogar die Kommunen) als Eigentümer der entsprechenden (Eigentums-)Rechte vorgesehen werden, was an dieser Stelle aber nicht weiter thematisiert werden soll. Allerdings geht eine derartige (Steuer- oder Abgaben-)Lösung mit zwei (größeren) Herausforderungen bzw. Nachteilen einher:

- *Frage der Bezugsgröße für die Zahlungen an die öffentliche Hand und Herausforderung der Festlegung des Niveaus der Zahlungen:* Es ist zunächst zu entscheiden, worauf die vom Betreiber an die öffentliche Hand zu leistenden Zahlungen bezogen und wie diese ermittelt werden sollen. Denkbar sind insbesondere Zahlungen mit Bezug zur erzeugten Energie oder zum erzielten Gewinn. Bei auf die erzeugte Energie bezogenen Zahlungen besteht die Herausforderung, eine Zahlungshöhe zu definieren, mit der einerseits ein möglichst relevanter Anteil der Renten des Vorhabenträgers abgeschöpft wird, aber andererseits möglichst wenige Vorhabenträger in die Verlustzone geführt werden, denn ansonsten würde die Zahlungsverpflichtung diese von dem weiteren Betrieb der WEA abhalten und der öffentlichen Hand würden entsprechend weniger Zahlungen zufließen. Die große Heterogenität bezüglich der wirtschaftlichen Situation von WEA-Projekten in der Folgephase dürfte es erschweren, geeignete Regelungen zu identifizieren. Auch die Option einzelfallbezogener Festlegungen der Zahlungshöhe, die einer kostenorientierten Regulierung entspricht, weist aufgrund von hohen Transaktionskosten und Anreizprobleme große Nachteile auf. Durch auf den Gewinn von Vorhabenträgern bezogene Zahlungsverpflichtungen würden diese Probleme deutlich reduziert werden können, aber zumindest gewisse Anreizprobleme dürften weiterhin vorliegen.

- *Mögliche Beeinflussung von Reinvestitionsentscheidungen von Vorhabenträgern:* Vom Grundsatz her ist es aus Sicht der Nachfrager sinnvoll, dass WEA, die sich in der Folgephase befinden, irgendwann abgebaut und durch neue, in aller Regel leistungsfähigere Anlagen ersetzt werden, was wiederum abgesichert durch langfristige regulatorische Verträge nach dem EEG erfolgen sollte. Allerdings stellt es – zunächst vollkommen unabhängig von der Frage der Zuordnung von wirtschaftlichen Eigentumsrechten an der Ernte der Erträge aus der Onshore-Windenergie an die öffentliche Hand – eine immense Herausforderung dar, die Kapazitätsinstrumente für neue Anlagen so auszugestalten und zu parametrieren, dass Reinvestitionen (in Form des Abbaus der alten Anlagen und

der Errichtung neuer WEA) strukturell zu aus gesamtsystemischer Sicht sinnvollen Zeitpunkten erfolgen. Wenn Vorhabenträger in einer Folgephase Zahlungen an die öffentliche Hand (aufgrund von gewissen Eigentumsrechten bei dieser an der Onshore-Windenergie) zu leisten haben, wird die Anreizkonstellation in Hinblick auf Reinvestitionen (zusätzlich) beeinflusst und verändert. Dies kann zu einer aus einer gesamtsystemischen Sicht nachteiligen Verschiebung von Reinvestitionszeitpunkten führen – aber auch das Gegenteil ist vorstellbar.

Als Alternative zu einer Steuer- oder Abgaben-Lösung wäre auch denkbar, dass der öffentlichen Hand nach Auslaufen der EEG-Phase eine Übernahmeoption („Call Option“) für die WEA und damit auch die Einnahme der Rolle des Vorhabenträgers zusteht. Auch eine stets erfolgende Übergabe der Anlagen an die öffentliche Hand wäre vorstellbar. Das Wissen zum Betrieb der Anlagen ist breit durch den Energiesektor diffundiert, so dass der öffentlichen Hand die Übernahme der entsprechenden Aufgaben recht problemlos möglich sein sollte.<sup>37</sup> In beiden Fällen (Optionslösung oder stets erfolgende Übernahme) stellt sich die Frage, welche Vorgaben zum Anlagenzustand bei Übergabe bzw. Übernahme der WEA durch die öffentliche Hand bestehen und ob Kompensationszahlungen an den (bisherigen) Vorhabenträger fließen sollten.

Aufgrund des in diesem Beitrag angewendeten Zielsystems und der höheren Diskontraten zur Ermittlung des Gegenwartswerts zukünftiger Zahlungsströme von Unternehmen im Vergleich zur öffentlichen Hand sind vom Anlagenzustand unabhängige Kompensationszahlungen grundsätzlich abzulehnen. Die Frage der Berücksichtigung und Bewertung des Anlagenzustands liegt analog auch bei ÖPP-Verträgen im Hoch- und Tiefbau sowie bei Energieverteilnetzen vor.<sup>38</sup> Wie auch in diesen Fällen wird es bei WEA eine große Herausforderung sein, eine Lösung zu identifizieren, die dem Vorhabenträger in der EEG-Phase und gerade in deren Endzeit (aus Nachfragersicht) sinnvolle Anreize zur Durchführung von Instandhaltungs- und Wartungsaktivitäten setzt. Optionslösungen, bei denen die öffentliche Hand nicht nur direkt nach Auslaufen der EEG-Phase, sondern auch regelmäßig in Folgejahren das Recht zur Anlagenübernahme zusteht, können u.U. dazu beitragen, eine effiziente Anlageninstandhaltung und -wartung anzureizen. Denkbar wäre auch, die skizzierte Steuer- oder Abgabenlösung mit Rechten der öffentlichen Hand zur Übernahme von WEA zu Beginn der oder in der Folgephase zu verbinden. Trotz aller Schwierigkeiten bei der Bewertung des Anlagenzustands kann es aber auch die am wenigsten schlechte Lösung sein, positive oder negative Kompensationszahlungen an den bisherigen Vorhaben-

37 Hierbei kann die öffentliche Hand im Übrigen wiederum private Unternehmer als Auftragnehmer einbinden, wovon vielfach auszugehen sein wird.

38 Vgl. BECKERS/KLATT/MAERSCHALK (2009, S. 26 ff. und S. 47 ff.), Organisationsmodelle für die Produktion und Finanzierung im Bereich der Bundesautobahnen – Eine ökonomische Analyse unter Berücksichtigung ingenieurwissenschaftlicher Erkenntnisse, Studie im Rahmen des von der Verkehrsforschung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) geförderten Projektes NEMO-BAB, online verfügbar unter [http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2009/projekt\\_nemo-bab\\_endbericht\\_v03.00\\_2009mai.pdf](http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2009/projekt_nemo-bab_endbericht_v03.00_2009mai.pdf), zuletzt geprüft am 07.11.2017.

träger bei einem (verpflichtend erfolgenden) Anlagenübergang nach Auslaufen der regulatorischen Verträge (20 Jahre nach Anlagenerrichtung) auf Basis technischer Begutachtungen vorzusehen.<sup>39</sup>

Eine öffentliche Zuordnung von Eigentumsrechten an der Ernte der Erträge aus der Onshore-Windenergie kann nicht zuletzt auch erreicht werden, indem die öffentliche Hand die Rolle des Vorhabenträgers stets von Anfang an übernimmt. Dann erübrigt sich auch die Problematik der Bewertung des Anlagenzustands beim Eigentumsübergang an die öffentliche Hand. Damit einhergehend hätte der öffentliche Vorhabenträger – wie bereits in Abschnitt B.III. angesprochen – mit Bezug zu den vorgelagerten Stufen (Anlagenerrichtung und -aufbau, Wartung, Betrieb etc.) die Make-or-Buy-Fragen zu beantworten und zu klären, in welchem Umfang und in welcher Weise Aufgaben an Auftragnehmer übertragen werden sollen.

Sowohl bei einer öffentlichen Übernahme von bestehenden WEA als auch bei einer öffentlichen Vorhabenträgerrolle von Anfang an stellt sich die Frage, welche Ebene des föderalen Systems involviert sein sollte. Diese „Ebenen-Thematik“ wird in den nachfolgenden Abschnitten C. und D. erneut von Relevanz sein und dort betrachtet werden.

## V. Fazit

Die Analysen in diesem Abschnitt haben gezeigt, dass es Möglichkeiten gibt, die hier zugrunde gelegten Ziele besser zu erreichen als im Status Quo, indem Rechtezuordnungen und Ausgestaltungen von Koordinationsbeziehungen zwischen WEA-Vorhabenträgern auf der einen Seite sowie Betroffenen, Landeigentümern und Rechteinhabern bezüglich der Onshore-Windenergie-Ernte auf der anderen Seite modifiziert werden. Zunächst sollten Kompensationslösungen zu Gunsten von Kommunen vorgesehen werden, die von der Realisierung von WEA betroffen sind.

Ferner sollten die Pachten begrenzt werden, die Landeigentümer von den WEA-Vorhabenträgern erhalten. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wie und an wen die Rolle des Vorhabenträgers zugeordnet wird. Denn der bisherige Wettbewerb der Projektentwickler um die Einnahme dieser Rolle würde nicht mehr sinnvoll funktionieren, da die von Projektentwicklern den Flächeneigentümern angebotenen Pachten als Wettbewerbsparameter entfallen würden. In jedem Fall sollte die öffentliche Hand zumindest die Planungs- und Projektentwicklungsaufgaben (weitgehend) übernehmen. Private Unternehmen werden bei den Aufgaben der Anlagenbeschaffung und -errichtung sowie der Anlagenwartung und des Anlagenbetriebs einbezogen werden. Fraglich ist, ob dann noch ein privater Vorhabenträger „dazwischengeschaltet“ werden sollte, der in einem wettbewerblichen Verfahren von der öffentlichen Hand auszuwählen wäre.

Weiterhin sind Wege diskutiert worden, wie die öffentliche Hand als Folge einer entsprechenden Modifikation von (Eigentums-)Rechten nach Auslaufen der 20-jährigen EEG-Phase an der Ernte der Erträgen aus der Onshore-Windenergie beteiligt werden könnte. Auch in diesem Zusammenhang kommen Lösungen in Betracht, bei denen der öffentlichen Hand die Vorha-

beniträgerrolle zugeordnet ist. Derartige Lösungen werden im Rahmen der Abschnitte C. und D. erneut angesprochen und dort vertieft betrachtet.

## C. Annahme einer öffentlichen planerischen Auswahl von Standorten für WEA-Vorhaben

### I. Grundlagen bezüglich dieses Reformmodells

In diesem Abschnitt wird eine radikale Reform der Auswahl der Standorte für die Errichtung von WEA untersucht. Dabei werden nicht im Wettbewerb, sondern im Rahmen öffentlicher Planungs- und Entscheidungsverfahren und durch Entscheidungen öffentlicher Akteure genau die Standorte festgelegt, an denen WEA errichtet werden. Damit einhergehend wird die Rolle des Vorhabenträgers einem öffentlichen Akteur zugeordnet. Dieser hat dann die Möglichkeit, neben Aufgaben der Planung und Konzeption, Anlagenlieferung und -errichtung (für die ohnehin Dritte unter Vertrag genommen werden) auch solche der Wartung und des Betriebs über langfristige Verträge der WEA an Dritte zu übertragen, wobei er seine Auftragnehmer ggf. auch im Rahmen von nach dem ÖPP-Ansatz ausgestalteten Verträgen einbeziehen kann. Es wird weiterhin – sofern nicht anders angegeben – davon ausgegangen, dass die Refinanzierung der Investitionen der Vorhabenträger auf Basis von regulatorischen Verträgen erfolgt. Ferner wird angenommen, dass gemäß den Analyseergebnissen und Empfehlungen in Abschnitt B.II. von WEA betroffene Kommunen finanzielle Kompensationszahlungen erhalten. Zudem wird davon ausgegangen, dass die Flächen an den für die Realisierung von WEA vorgesehenen Standorten gemäß den Darstellungen in Abschnitt B.III. von deren Eigentümern gegen Pachtzahlungen in Höhen bereitzustellen sind, die gemäß definierten Regeln ermittelt werden und damit begrenzt sind. Infolge der öffentlichen Ausübung der Rolle des Vorhabenträgers bei sämtlichen WEA-Projekten hat sich die Frage der Zuordnung der Rechte an der Ernte der Erträge aus Onshore-Windenergie in gewisser Hinsicht erübrigt. Es ist jedoch die Frage zu beantworten, welcher föderalen Ebene die Aufgabe der Wahrnehmung der Vorhabenträger-Rolle zugeordnet wird.

Gründe dafür, den in diesem Abschnitt betrachteten Reformansatz vom Grundsatz her in Betracht zu ziehen, sind folgende:

- *Weite Wissensverbreitung und Potential zur vorteilhaften Zuordnung der Ernteerträge:* Das Wissen bezüglich der Auswahl geeigneter Standorte für die Realisierung von WEA ist mittlerweile weit verbreitet. Vom Grundsatz her bestehen für öffentliche Akteure keine Probleme, auf dieses Wissen zuzugreifen bzw. es kurzfristig aufzubauen. Im Rahmen der heute stattfindenden öffentlichen Planungs- und Entscheidungsver-

<sup>39</sup> Für den Fall eines durchschnittlichen bzw. den Erwartungen entsprechenden Anlagenzustands sollte – aufgrund der höheren Diskontraten zur Ermittlung des Gegenwartswerts zukünftiger Zahlungsströme von Unternehmen im Vergleich zur öffentlichen Hand (und in diesem Zusammenhang nicht nur im Vergleich zum Steuerzahlerkollektiv sondern auch zum Stromnachfragerkollektiv) – keine (Kompensations-)Zahlungen vorgesehen werden. Für den Fall eines von einem definierten Referenzwert negativ (bzw. positiv) abweichenden Anlagenzustands sind gewisse Kompensationszahlungen vom bisherigen Vorhabenträger an die öffentliche Hand (bzw. von der öffentlichen Hand an den bisherigen Vorhabenträger) vorzusehen.

fahren zur Festlegung der Standorte, an denen im Wettbewerb miteinander stehende Projektentwickler WEA realisieren können, greift die öffentliche Hand bereits umfangreich auf dieses Wissen zurück. Auch weiteres Wissen und sonstige Ressourcen, die zum Ausüben der Rolle des Vorhabenträgers erforderlich sind, kann die öffentliche Hand unkompliziert aufbauen und/oder über Verträge von Dritten einbeziehen. Unter Berücksichtigung institutionenökonomischer Erkenntnisse liegen damit gewichtige Gründe dafür vor, die Rolle des Vorhabenträgers bei WEA öffentlich auszufüllen. Auf diesem Weg scheint es auch – die Unmöglichkeit vollständige Verträge abzuschließen berücksichtigend – vergleichsweise gut möglich zu sein, die Erträge aus der Ernte der Onshore-Windenergie sehr umfassend den Stromnachfragern und den Steuerzahlern zu Gute kommen zu lassen.

- *Wegfall von Aufgaben für Projektentwickler infolge der vorgegebenen Pachtbegrenzung:* Infolge der empfohlenen klaren Begrenzung der Pachten, die Landeigentümer für die Nutzung ihrer Flächen zur Realisierung von WEA-Projekten erhalten, entfällt außerdem der zentrale Wettbewerbsparameter für die Projektentwickler, die bislang gegeneinander antreten und versuchen, Flächen von deren Eigentümern unter Vertrag zu nehmen. Es liegt nahe, die entsprechenden Aufgaben einem öffentlichen Akteur zu übertragen, der dann jedoch wiederum Dritte über in Ausschreibungen vergebene Verträge einbeziehen kann.
- *Verbesserte Möglichkeiten zur integrierten Netz-Erzeugungs-Planung:* Ferner ist es bei nicht wettbewerblicher Auswahl der Standorte, an denen WEA realisiert werden, grundsätzlich recht gut möglich, den Stromnetzausbau und den Ausbau der Stromerzeugung aus Onshore-Windenergie integriert zu planen und dadurch Kosten einzusparen. Dieser Aspekt kann als potentiell sehr bedeutsam eingestuft werden. Vertiefende Analysen dazu finden in diesem Beitrag jedoch nicht statt.

Im Folgenden werden zwei Modelle zur Umsetzung einer öffentlichen Festlegung der WEA-Standorte diskutiert. In Abschnitt C.II. wird davon ausgegangen, dass der Bund bzw. ein dauerhaft im vollständigen Bundeseigentum befindliches Unternehmen, das den Interessen der Stromnachfrager verpflichtet ist, für die Standortauswahl zuständig ist und die Rolle des Vorhabenträgers bei sämtlichen Projekten übernimmt. Anschließend fallen in Abschnitt C.III. diese Aufgaben den Ländern bzw. landeseigenen Unternehmen zu, nachdem vorgelagert zwischen Bund und den Ländern vereinbart worden ist, welche Beiträge einzelne Länder zukünftig zum Ausbau der Kapazitäten im Bereich der Onshore-Windenergie und ggf. auch zur Erzeugung von Strom aus Onshore-Windenergie zu leisten haben.

## II. Einstufige Planung (durch den Bund)

Dass die Planungs- und Entscheidungsprozesse für die Auswahl der Standorte, auf denen WEA realisiert werden dürfen, zentral auf Bundesebene durchgeführt werden, erscheint wenig naheliegend. Hierfür wird umfangreiches Wissen zu lokalen Gegebenheiten benötigt. Außerdem liegen unmittelbare Interdependenzen mit anderen raumplanerischen Aufgaben vor, die in Deutschland auf Landes- sowie darunter liegenden Ebenen an-

gesiedelt sind. Prinzipiell gut umsetzbar erscheint es hingegen, dass ein bundeseigenes Unternehmen die von und in Ländern entsprechend ausgewählten Standorten prüft und entscheidet, ob dort tatsächlich (zu einem bestimmten Zeitpunkt) WEA-Projekte realisiert werden sollen. Das erforderliche Wissen sollte ein derartiges öffentliches Unternehmen mehr oder weniger problemlos aufbauen bzw. durch Beauftragung von Dienstleistern einbeziehen können. Für eine ausreichende Ausstattung des Bundesunternehmens mit lokalem Wissen, das für die Beurteilung und Realisierung von WEA-Projekten benötigt wird, könnten dezentrale Strukturen (Niederlassungen o.ä.) etabliert werden. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass im Rahmen der planerischen Vorarbeiten auf den nachgelagerten Ebenen des föderalen Systems bereits umfangreich lokales Wissen eingeflossen und generiert worden ist, auf welches zurückgegriffen werden kann.

Dem Unternehmen würden die bei Wahrnehmung seiner Aufgaben anfallenden Kosten – ggf. sogar unter Verzicht auf den Abschluss expliziter regulatorischer Verträge – von den Stromnachfragern erstattet werden. Insofern ist die Ausgestaltung der Governance des Unternehmens von hoher Bedeutung, um effizientes Agieren zu ermöglichen. Durch eine geeignete regulatorische Rahmensetzung kann es gelingen, die Finanzierungskosten des bundeseigenen Unternehmens sehr niedrig zu halten, was mit großen Effizienzvorteilen einhergehen würde.

Von Bedeutung für die Eignung eines solchen Ansatzes ist die Anreizkonstellation für Bundesländer und nachgelagerte Verwaltungseinheiten bei der Festlegung der Standorte, an denen WEA errichtet werden dürfen. Diese dürfte bei dem hier betrachteten Modell in etwa der heutigen Anreizsituation entsprechen. Allerdings nehmen aktuell z.T. auch lokale Akteure die Rolle des Vorhabenträgers ein oder sind finanziell am Vorhabenträger beteiligt, was im Einzelfall förderlich dafür sein kann, dass an den entsprechenden Standorten Widerstände gegenüber der Realisierung von WEA-Projekten überwunden werden können. Um zu vermeiden, dass in den Ländern zu wenige Flächen ausgewiesen werden, könnten bei Übernahme der Vorhabenträgerrolle durch ein bundeseigenes Unternehmen die in Abschnitt B.II. empfohlenen Kompensationszahlungen für die betroffene Kommunen entsprechend hoch angesetzt werden.<sup>40</sup>

Denkbar erscheint, dass es zu Konflikten über die föderalen Ebenen hinweg kommt und zwar zwischen Ländern und Kommunen auf der einen Seite und dem bundeseigenen Unternehmen als Vorhabenträger bei sämtlichen WEA-Projekten auf der anderen Seite. Dies könnte insbesondere dann der Fall sein, wenn das bundeseigene Unternehmen durch politische Einflussnahme daran gehindert wird, sachbezogene Entscheidungen zu fällen. Diesem Problem kann jedoch durch eine geeignete Ausgestaltung der Governance des Unternehmens entgegengewirkt werden. In diesem Zusammenhang könnte auch sichergestellt werden, dass die Entscheidungen des Unternehmens vornehmlich – z.B. auch bei Reinvestitionsentscheidungen und bei der Berücksichtigung der von den Nutzern zu tragenden Netzausbaukosten – auf die Interessen der Endnachfrager ausgerichtet sind.

<sup>40</sup> Vorstellbar wäre im Übrigen auch, gewisse Zahlungen an die Länder vorzusehen.

Für eine abschließende umfassende Bewertung des hier skizzierten Modells eines bundeseigenen Unternehmens, das die Standorte für WEA-Projekte final festlegt, ist eine tiefergehende Auseinandersetzung mit einer größeren Anzahl an weitergehenden Fragen nötig. Eine solche Analyse ist im Rahmen dieses Beitrags nicht möglich, weshalb eine abschließende und umfassende Bewertung des Modells nicht vorgenommen wird. Prinzipiell dürfte das Modell das Potential aufweisen, zu besseren Ergebnissen zu führen als der Status Quo.

### III. Zweistufige Planung (erst durch den Bund und danach durch die Länder)

Im Rahmen einer zweistufigen Planung würde zunächst in Verhandlungen zwischen Bund und Ländern festgelegt werden, welche Beiträge zum Ausbau der Onshore-Windenergie-Kapazitäten in zukünftigen Jahren von einzelnen Ländern zu leisten sind.<sup>41</sup> In den Verhandlungen könnten und sollten vorgelagert von der Exekutive auf Bundesebenen durchgeführte bzw. beauftragte Analysen berücksichtigt werden, die die Kostenwirkungen – auch unter Berücksichtigung des Netzausbaus – verschiedener Optionen zur Verteilung der zur Gesamtzieelerreichung erforderlichen WEA aufzeigen. Daraufhin würden die einzelnen Länder bzw. jeweils dauerhaft im vollständigen Landeseigentum befindliche Unternehmen (hiervon wird nachfolgend der Einfachheit halber ausgegangen) die Entscheidung fällen, an welchen der dort in Frage kommenden Standorten WEA realisiert werden. Anschließend würden die Landesunternehmen bei den entsprechenden Projekten die Vorhabenträgerrolle übernehmen. Dabei wäre von den Landesunternehmen darauf zu achten, dass bei einer Gesamtbetrachtung (über alle WEA-Projekte des Landes hinweg) die von dem Land gemäß der Vereinbarung mit dem Bund und den anderen Ländern zu erfüllenden Ziele erreicht werden.<sup>42</sup> Für die Refinanzierung der Investitionen würden die Landesunternehmen auf regulatorische Verträge zurückgreifen können. Allerdings wären die Vergütungshöhen wieder – wie vor der 2016er EEG-Reform – administrativ festzulegen.<sup>43</sup> Durch eine geeignete Ausgestaltung der Governance der Landesunternehmen und ihrer Beziehungen zu den Eigentümern sollte es gelingen können, dass die Unternehmen sehr geringe Finanzierungskosten aufweisen, was den Stromnachfragern und ggf. auch den Steuerzahlern zu Gute kommt.

Die Frage ist, wie der Gefahr begegnet werden kann, dass die bundesweit angestrebte Zielmenge nicht erreicht wird, weil einzelne Länder ihren Zusagen gegenüber dem Bund und den anderen Ländern bezüglich des mengenmäßigen Zubaus von WEA nicht nachkommen. Zunächst könnte den Ländern erlaubt werden, sich insofern gegenseitig zu helfen, als dass ein Land im Falle einer Untererfüllung seiner Zusagen vertraglich mit einem anderen Land vereinbaren könnte, dass dieses durch entsprechende Übererfüllung seiner Verpflichtungen für einen Ausgleich sorgt. Ggf. wären in diese Vereinbarungen auch Ausgleichszahlungen aufzunehmen, die ihre Verpflichtungen untererfüllende Länder an die ihre Zusagen übererfüllenden Länder zu leisten hätten. Sofern es sich dabei nicht um vorausschauend abgeschlossene langfristige Vereinbarungen, sondern vielmehr um Vereinbarungen auf einem kurzfristigen „Sekundärmarkt“

handelt, besteht die Gefahr, dass es zu hohen „Preissprüngen“ (bezüglich der Kompensationszahlungen) kommt und damit einhergehend größere Konflikte zwischen den Akteuren entstehen.

Dem Problem der Preissprünge kann begegnet werden, wenn auf direkte Ausgleichsmöglichkeiten zwischen den Ländern verzichtet wird und vielmehr die Länder bei Unter- bzw. Übererfüllung ihrer Zielmengen Bonus-Zahlungen erhalten bzw. Malus-Zahlungen leisten müssten.<sup>44</sup> Dafür müsste ein zentraler Akteur in geeigneter Weise das durch die Höhe der Bonus- und Malus-Zahlungen definierte Anreizsystem ausgestalten.<sup>45</sup> Dies dürfte eine nicht unerhebliche, aber letztendlich im Kontext der weiten Wissensverbreitung über die Kosten von WEA-Vorhaben zu bewältigende Herausforderung darstellen.<sup>46</sup> Zu beachten ist, dass die Zahlungshöhen im Laufe der Zeit unter Berücksichtigung zwischenzeitlich gesammelter Erfahrungen angepasst werden können.

Ein positiver Aspekt dieses zweistufigen Planungsmodells ist, dass in den Ländern die Prozesse zur Auswahl der Standorte, an denen WEA realisiert werden dürfen und zur anschließenden letztendlichen Festlegung, wo diese Möglichkeiten genutzt und somit WEA gebaut werden, integriert oder zumindest eng verknüpft durchgeführt werden können. Eine Gefahr bzw. eine Herausforderung stellt die erforderliche Einigung zwischen Bund und sämtlichen Ländern dar. Es erscheint vorstellbar, dass hier größere Konflikte auftreten und somit die politischen Transaktionskosten zur Erzielung von Übereinkünften sehr hoch und ggf. sogar prohibitiv hoch sind. Ein weiterer Nachteil bei diesem Modell ist, dass es letztendlich – auch die Möglichkeiten zu Mengenverschiebungen zwischen den Ländern berücksichtigend – ggf. nur begrenzt gelingt, integriert die Anlagenstandorte und den Netzausbau zu planen und zu optimieren. Nachteilig ist bei diesem Modell ferner, dass die Entscheidungen von Landesunternehmen vornehmlich auf Landes- und nicht auf die Inte-

41 Alternativ könnten sich die Ziele auch auf die Erzeugung von Strom aus Onshore-Windenergie beziehen.

42 Denkbar wäre auch, dass die Länder für einzelne Regionen zuständige öffentliche Unternehmen mit der Realisierung der WEA-Vorhaben beauftragen.

43 Im Kontext der vorgelagerten Festlegung, welche Beiträge die einzelnen Länder beim Ausbau der Onshore-Windenergie zu erbringen haben, ist es bei dem hier betrachteten Reformmodell nicht sinnvoll möglich, auf Ausschreibungen als Instrument zur Festlegung von Vergütungshöhen im Rahmen der Kapazitätsinstrumente darstellenden regulatorischen Verträge zurückzugreifen.

44 Denkbar ist auch, auf Maluszahlungen zu verzichten und durch entsprechend hohe Bonuszahlungen Anreize dafür zu schaffen, dass Länder mehr WEA realisieren als zugesagt und damit einhergehend die Untererfüllungen von Zusagen anderer Länder ausgeglichen werden. Durch den Verzicht auf Maluszahlungen könnten evtl. Konfliktpotentiale vermieden werden, wenn Länder, die für ihre Landesunternehmen haften würden, infolge von den Landesunternehmen zu leistender Maluszahlungen Verluste erleiden würden. Im Übrigen dürfte es sinnvoll sein, das Anreizregime durch absolute Mengenbegrenzungen zu ergänzen, um das Risiko erheblicher Übererfüllung zu eliminieren.

45 Die Frage ist, ob die Legislative in den Prozess der Festlegung der Höhe von Bonus- und Maluszahlungen einbezogen werden sollte oder ob dies aufgrund übergeordneter rechtlicher Regelungen sogar zu erfolgen hätte. Damit würden zwar nicht nur Nachteile, aber in jedem Fall die große Gefahr einer Politisierung einhergehen.

46 Der Gefahr deutlicher Mengenübererfüllungen kann im Übrigen durch die Vorgabe gewisser Obergrenzen als „Sicherheitsnetz“ entgegengewirkt werden.

ressen der Gesamtheit Stromnachfrager ausgerichtet sein dürfen.<sup>47</sup>

Grundsätzlich ist durchaus denkbar, dass das hier in diesem Abschnitt betrachtete Modell zu besseren Ergebnissen im Lichte des diesen Analysen zu Grunde liegenden Zielsystems führt als der Status Quo. Eine gesamthafte Bewertung des in diesem Abschnitt betrachteten Modells einer zweistufigen Planung im Vergleich zu dem im vorangegangenen Abschnitt C.II. thematisierten Modell ist im Rahmen dieses Beitrags nicht möglich.

#### IV. Fazit

Festgehalten werden kann, dass die beiden diskutierten Modelle für eine planerische Auswahl von WEA-Standorten im Rahmen öffentlicher Planungs- und Entscheidungsverfahren und durch einen öffentlichen Akteur grundsätzlich beide sinnvoll umsetzbar erscheinen und das Potential aufweisen dürften, zu Verbesserungen gegenüber dem Status Quo zu führen. Allerdings dürfte die Umsetzung jedes der beiden Modelle auch mit gewissen Risiken einhergehen.

#### D. Zwischenlösung: Standortwettbewerb in Verbindung mit öffentlicher Übernahme der WEA-Vorhabenträgerrolle

In diesem Abschnitt werden Varianten eines weiteren (Reform-)Modells betrachtet, das insofern als Zwischenlösung eingestuft werden kann, als dass es gewisse Elemente der zuvor betrachteten Modelle vereint. Einerseits existiert bei dieser Zwischenlösung – ähnlich wie im Status Quo und bei den in Abschnitt 2 diskutierten Reformmodellen – ein Wettbewerb zwischen Standorten zur Realisierung von WEA (und weder eine Festlegung sämtlicher Standorte durch einen öffentlichen Akteur noch eine Aufteilung der Gesamtzielmenge auf Bundesländer). Andererseits werden – ähnlich wie z.T. auch bei den in Abschnitt C. diskutierten Reformmodellen – öffentlichen Akteuren die Rolle des WEA-Vorhabenträgers zugeordnet. Dabei wird – wie auch in Abschnitt C. – davon ausgegangen, dass erstens regulatorische Verträge als Kapazitätsinstrumente eingesetzt werden, zweitens von WEA betroffene Kommunen Kompensationszahlungen erhalten und drittens die Pachtzahlungen von Vorhabenträgern an Landeigentümer durch definierte Regelungen begrenzt sind.

Durch eine öffentliche Einnahme der Vorhabenträgerrolle kann – wie auch bei zuvor betrachteten Modellen – erreicht werden, dass die Ernte der Erträge aus Onshore-Windenergie den Stromnachfragern und den Steuerzahlern zu Gute kommt. Wenn öffentliche Vorhabenträger die WEA-Projekte zu realisieren haben, haben diese dann die Möglichkeit, über (ggf. auch nach dem ÖPP-Ansatz ausgestaltete) Verträge Aufgaben an Dritte zu übertragen. Ausschreibungen, in denen öffentliche Unternehmen als Bieter gegeneinander antreten, um den Zuschlag für regulatorische Verträge gemäß dem EEG zu erhalten, sind aus verschiedenen Gründen abzulehnen. Sinnvoll wäre es daher bei diesem Modell wieder die administrative Festlegung der Vergütungshöhen im Rahmen der regulatorischen Verträge einzuführen.

Es stellt sich die Frage, ob eher die Länder bzw. Landesunternehmen oder die Kommunen bzw. kommunale Unternehmen mit der Vorhabenträgerrolle betraut werden sollten. Die Einnahme der Vorhabenträgerrolle durch den Bund bzw. ein Bundesunternehmen ist bei diesem Modell nicht sinnvoll möglich, da dann keinerlei Wettbewerb zwischen Akteuren und noch nicht einmal ein Windhundredrennen zwischen öffentlichen Unternehmen stattfindet, um Standorte für die Realisierung von WEA auszuwählen.

Denkbar ist zunächst, dass Landesunternehmen die Vorhabenträgerrolle einnehmen und für die Realisierung der WEA-Vorhaben zuständig sind. Um die Gesamtzielmenge an WEA (bzw. entsprechende Kapazitäts- oder Strommengenziele) effektiv zu erreichen, wäre es erforderlich, dass gemäß den Ausbaupraktiken der Länder die Vergütungshöhen angepasst werden, um ihnen Anreize zur Verstärkung bzw. zur Reduktion ihrer Aktivitäten zur Realisierung von WEA zu setzen. Für einen zentralen Akteur würde es – wie in Abschnitt C.III. bereits thematisiert – eine große, aber hinsichtlich der Wissensaspekte bewältigbare Aufgabe darstellen, die entsprechenden Vergütungsanpassungen vorzunehmen. Wenn die Legislative in den Prozess der Festlegung der Vergütungshöhe einbezogen würde, würde dies zwar nicht nur Nachteile aufweisen, aber in jedem Fall mit der Gefahr einer Politisierung der Vergütungshöhenfestsetzung einhergehen.<sup>48</sup> Um Mengenüberschreitungen zu verhindern, könnte auch eine Gesamtmenge an Kapazität für WEA festgelegt werden, die jährlich realisiert werden dürfte bzw. deren Realisierung abgesichert durch regulatorische Verträge erfolgen kann.

Möglich wäre ebenfalls eine Übertragung der Vorhabenträgerrolle an die Kommunen und von diesen an kommunale Unternehmen. Dabei besteht das Problem, dass Kommunen eine geringe Größe aufweisen und in den kommunalen Unternehmen kaum Synergieeffekte realisiert werden können. Daher dürfte dieses Modell letztlich ungeeignet sein. Denkbar wäre jedoch, dass von den Ländern mehrere für einzelne Regionen innerhalb des Landes zuständige Unternehmen gegründet und mit der Wahrnehmung der Vorhabenträgerrolle in ihren Gebieten betraut werden. An diesen Unternehmen könnten ggf. auch Kommunen als Anteilseigner beteiligt werden.<sup>49</sup>

Grundsätzlich erscheinen die in diesem Abschnitt betrachteten Modellvarianten sinnvoll umsetzbar zu sein. Gegenüber dem in Abschnitt C.II. betrachteten Modell, bei dem ebenfalls öffentliche Unternehmen auf Landesebene die Vorhabenträgerrolle übernommen haben, besteht der Vorteil, dass es keine vorgelagerten Verhandlungen über Ausbaumengen in den einzelnen

<sup>47</sup> Nachteile könnten beispielsweise bei der Entscheidung über Reinvestitionsvorhaben an einzelnen Standorten oder bei Fragen der mehr oder weniger auf eine Gesamtkostenoptimierung ausgerichteten Koordination zwischen Erzeugungs- und Netzausbauvorhaben vorliegen.

<sup>48</sup> Denkbar wäre, der Legislative lediglich Widerspruchsrechte gegen einen von einem fachlich ausgerichteten und (zumindest weitgehend) von politischer Einflussnahme unabhängigen Regulierer vorgelegten Vorschlag für die Vergütungshöhenfestsetzung einzuräumen. Wenn Politiker sich dann gegen fachlich gut begründete Vorschläge stellen, ist dies öffentlich wahrnehmbar und droht ihre Reputation und damit auch zukünftigen (Wieder-)Wahlchancen negativ zu beeinflussen.

<sup>49</sup> Denkbar wäre auch, dass eine etwaige kommunale Beteiligung nicht mit Entscheidungsrechten sondern lediglich mit finanziellen (Gewinn-)Beteiligungen o.ä. einhergeht.

Ländern zwischen Bund und Ländern zu geben hat, die mit der Gefahr sehr hoher politischer Transaktionskosten einhergehen. Eine umfassende Modellbewertung – gerade auch im Vergleich zu den anderen Reformmodellen – ist jedoch auch hier nicht möglich.

## E. Fazit

In diesem Beitrag sind verschiedene Alternativen zur Beantwortung der zentralen institutionellen Gestaltungsfragen hinsichtlich der Umsetzung der politisch gefällten Bereitstellungentscheidung bezüglich der Windenergieerzeugung im Onshore-Bereich auf Basis institutionenökonomischer Erkenntnisse untersucht worden. Dabei ist aufgezeigt worden, dass die Ziele, die den Bewertungen in diesem Beitrag zu Grunde gelegen haben, im Status Quo in einer suboptimalen Weise erreicht werden. Bei Reformmodellen werden die Zuordnung von Rechten und Ausgestaltungen von Koordinationsbeziehungen zwischen WEA-Vorhabenträgern auf der einen Seite sowie (von durch WEA verursachten negativen externen Effekten) Betroffenen, Landeigentümern und Inhabern von Rechten bezüglich der Onshore-Windenergie-Ernte auf der anderen Seite modifiziert; sie weisen das Potential auf, die definierten Ziele besser zu erreichen.

Zunächst ist zu empfehlen, Kompensationslösungen zu Gunsten von Kommunen vorzusehen, die von der Realisierung von WEA betroffen sind. Ferner sollten die Pachten begrenzt werden, die Landeigentümer von den WEA-Vorhabenträgern erhalten. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wie und an wen die Rolle des Vorhabenträgers zugeordnet wird. In jedem Fall sollte die öffentliche Hand zumindest Planungs- und Projektentwicklungsaufgaben (weitgehend) übernehmen. Fraglich ist, ob dann noch private Vorhabenträger „dazwischengeschaltet“ werden sollten, die in wettbewerblichen Verfahren von der öffentlichen Hand auszuwählen wären. Zur Beteiligung der öffentlichen Hand an der Ernte von Erträgen aus der Onshore-Windenergie nach Auslaufen der (Kapazitätsinstrumente darstellenden) 20-jährigen regulatorischen Verträge gemäß EEG, die die Investoren absichern, bestehen verschiedene Optionen, die nicht abschließend (vergleichend) bewertet worden sind. Auch in diesem Zusammenhang kommen Lösungen in Betracht, bei denen der öffentlichen Hand die Vorhabenträgerrolle zugeordnet ist.

Eine öffentliche Übernahme der Vorhabenträgerrolle wäre insofern unproblematisch, als dass das Wissen zur Durchführung der Projektplanung und -entwicklung bei WEA weit verbreitet ist und recht unkompliziert genutzt bzw. aufgebaut oder über entsprechend beauftragte Unternehmen einbezogen werden kann. Mit den Aufgaben der Anlagenlieferung und -errichtung werden ohnehin private Unternehmen betraut, auch die Anlagenwartung und der Anlagenbetrieb können an Dienstleister übertragen werden. Dabei kann die öffentliche Hand im Übrigen auch auf nach dem ÖPP-Ansatz gestaltete Verträge zurückgreifen.

Wenn die Vorhabenträgerrolle von der öffentlichen Hand ausgefüllt wird, dann besteht die Möglichkeit, die Standorte für WEA planerisch final festzulegen (und diese Aufgabe nicht im

Wettbewerb stehenden Vorhabenträgern zu überlassen). Dies würde auch Möglichkeiten zu einer auf Kostenminimierung ausgerichteten integrierten Netz- und WEA-Ausbau-Planung eröffnen. Infrage kommt zunächst ein einstufiges Planungsregime, bei dem der Bund bzw. ein Bundesunternehmen (final) über die Standortauswahl entscheidet. Auch eine zweistufige Planung wäre denkbar, bei der zunächst in Verhandlungen zwischen Bund und Ländern festgelegt wird, welche Beiträge zum Ausbau der Onshore-Windenergie-Kapazitäten in zukünftigen Jahren von einzelnen Ländern zu leisten sind. Daraufhin würden die einzelnen Länder bzw. jeweils dauerhaft im vollständigen Landeseigentum befindliche Unternehmen die Entscheidung fällen, an welchen der dort in Frage kommenden Standorten WEA realisiert werden. Beide Alternativen gehen mit Vor- und Nachteilen einher. Bei einem weiteren betrachteten Reformmodell wird auf eine planerische finale Festlegung der Standorte für WEA verzichtet, aber es wird die Rolle des WEA-Vorhabenträgers der öffentlichen Hand und zwar auf Landesebene zugeordnet. Dabei würden die Vergabe der regulatorischen Verträge gemäß EEG und die Festlegung der Vergütungshöhe für die Vorhabenträger gemäß der bis 2016 im EEG verankerten Regelungen und somit ohne Ausschreibungsverfahren erfolgen.

Eine vergleichende (Gesamt-)Bewertung der aufgezeigten Reformmodelle ist in diesem Beitrag nicht erfolgt, hierfür sind weitergehende Analysen erforderlich. Diese sollten auch umfangreich rechtliche Betrachtungen enthalten, welche in diesem Beitrag ausgeklammert worden sind. Dieser Beitrag hat insofern lediglich darauf hinweisen können, dass alternative Lösungen zur Umsetzung der politisch gefällten Bereitstellungentscheidung bezüglich der Windenergieerzeugung im Onshore-Bereich Vorteile gegenüber dem Status Quo aufweisen dürften und näher in Betracht gezogen werden sollten.

### Prof. Dr. Thorsten Beckers

TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), Sekretariat H 33, Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin

*Aktuelle Veröffentlichungen: Beckers, T. / Hermes, G. / Ryndin, A. / Weiß, H. T. / Becker, T. / Reuße, B. (2016): Reformmodelle für die Verwaltungsorganisation sowie die Bereitstellung und Finanzierung bei den Bundesfernstraßen – Eine institutionenökonomische Analyse unter Berücksichtigung (verfassungs-)rechtlicher Aspekte, im Auftrag des ADAC e. V. erstellte Studie, Online-Veröffentlichung, abrufbar unter [http://www.wip.tu-berlin.de/menue/forschung\\_projekte/publikationen/publikationen\\_vortraege/](http://www.wip.tu-berlin.de/menue/forschung_projekte/publikationen/publikationen_vortraege/); Beckers, T. / Gizzi, F. / Kreft, T. / Hildebrandt, J. (2015): Effiziente Bereitstellung der (öffentlich zugänglichen) Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität in Deutschland – Ökonomische Grundlagen, kurze Beurteilung des Status quo und zentrale Handlungsempfehlungen unter Berücksichtigung der europäischen Richtlinie 2014/94/EU, im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) erstellte Kurzstudie, Online-Veröffentlichung abrufbar unter [http://www.wip.tu-berlin.de/menue/forschung\\_projekte/publikationen/publikationen\\_vortraege/](http://www.wip.tu-berlin.de/menue/forschung_projekte/publikationen/publikationen_vortraege/)*

**Ralf Ott (Dipl.-Kfm., M.Sc.)**

TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), Sekretariat H 33, Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin

*Aktuelle Veröffentlichungen:* Ott, R. / Keil, S. I. (2017): Präferenzen der deutschen Bevölkerung zur Governance bei Windenergieanlagen., in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 67 (9), 81-85; Ott, R. / Schäfer-Stradowsky, S. (2016): Gesetz über die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Gemeinden an Windparks in Mecklenburg-Vorpommern- Eine juristische und ökonomische Einordnung des aktuellen Entwurfs, in: *EnWZ – Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft*, Heft 2/2016, 5. Jg. S. 68-78.

**Albert Hoffrichter (Dipl.-Volksw.)**

TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), Sekretariat H 33, Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin

*Aktuelle Veröffentlichungen:* Hoffrichter, A. / Beckers, T. (2016): Perspektiven für die Bereitstellung und Refinanzierung von Windkraft- und PV-Anlagen – Eine Analyse von Weiterentwicklungsoptionen des institutionellen Rahmens unter Einbezug institutionenökonomischer Erkenntnisse, Arbeitspapier, Online-Veröffentlichung, abrufbar unter [http://www.wip.tu-berlin.de/menu/forschung\\_projektepublikationen/publikationen\\_vortraege/](http://www.wip.tu-berlin.de/menu/forschung_projektepublikationen/publikationen_vortraege/).

Michael Rodi

## Das Recht der Windkraftnutzung zu Lande unter Reformdruck

### – Zwingen Planungs- und Akzeptanzdefizite zu einer Neujustierung der Rechte von Staat, Kommunen, Anlagenbetreibern, Landeigentümern und betroffenen Bürgern? –

*Die Zweifel mehren sich, ob der Staat die von ihm so ehrgeizig gesteckten Ziele im Zubau erneuerbarer Energien erreichen kann. In Bezug auf die Windenergie zu Lande scheint die Akzeptanz der Bürger vor Ort zu schwinden, organisierter Widerstand nimmt zu. In der Folge nutzen einzelne Bundesländer und Kommunen ihre planerischen und regulativen Spielräume zunehmend restriktiv. Im folgenden Beitrag werden (instrumentelle) Wege erörtert, die aus diesem Dilemma führen könnten. Dabei wird nicht nur das Rechtsregime der Planung von Windkraftanlagen grundsätzlich in Frage gestellt. Darüber hinaus werden auch die Rechtspositionen von Anlagenbetreibern, Landeigentümern und Betroffenen auf den Prüfstand gestellt und neue Konzepte erörtert (Beteiligungs-, Konzessions- sowie Steuer- und Abgabenmodelle).*

#### A. Einleitung

Das Recht der Planung und Zulassung von Windkraftanlagen zu Lande steht vor großen Herausforderungen. Schwindende Akzeptanz und zunehmender Widerstand gefährden die Ziele der Energiewende. Sowohl einige Bundesländer als auch viele Kommunen sehen sich vor diesem Hintergrund zu einer immer restriktiveren Planung veranlasst. Der Bund, der die Gesamtverantwortung für das Gelingen der Energiewende nach innen (Ausbauziele nach § 1 Abs. 2 und 3 EEG und Ausbaupfade nach § 4 EEG) und außen (Klimarahmenkonvention und Übereinkommen von Paris) trägt, steht vor der Frage, mit welchen Instrumenten dieses Dilemma durchbrochen werden kann. Die folgenden Überlegungen setzen dabei breit an und thematisieren sowohl planungsrechtliche Aspekte wie auch ordnungsrechtliche (Beteiligungsregime) und abgabenrechtliche Lösungen.

Ein Problem der Planung von Windkraftanlagen wird man darin sehen können, dass das gegenwärtige Planungsregime (Raumordnung und Bauleitplanung der Kommunen) blind ist für die Frage, wo im Lande welche Kapazitäten installiert werden sollen. Das Fehlen einer Bedarfsplanung wird zunehmend als Herausforderung für die Netzplanung angesehen.<sup>1</sup> Nur notdürftig hat der Gesetzgeber – wenig systematisch im Rahmen des Regulierungsrechts – eine regionale Steuerung eingeführt, indem im Ausschreibungsverfahren Zuschläge und damit der Zubau in Netzausbaugebieten (Gebiete, in denen das Übertragungsnetz besonders stark überlastet ist) begrenzt werden (§ 36c EEG).<sup>2</sup>

Die zweite große Herausforderung liegt in der sinkenden Akzeptanz<sup>3</sup> für den Ausbau von Windenergieerzeugung zu Lande, die für den notwendigen weiteren Zubau von existenzieller Be-

1 *Hermes*, Planungsrechtliche Sicherung einer Energiebedarfsplanung – ein Reformvorschlag, ZUR 2014, 259 ff.; *Franzius*, ZUR Heft 1/2018, III.3.; ähnlich zuvor schon *Krawinkel*, Der Infrastrukturausbau im Rahmen der Energiewende benötigt umfassende Planungsinstrumente, ZNER 2012, 461 ff.

2 Grdl. zu den Interdependenzen von Planungs- und Regulierungsrecht in Bezug auf Windkraftanlagen *Franzius*, ZUR Heft 1/2018, III.3.

3 Zu den einzelnen Verständnissen des Akzeptanzbegriffes in den verschiedenen Disziplinen vgl. etwa *Bovet/Lienhoop*, Trägt die wirtschaftliche Teilhabe an Flächen für die Windkraftnutzung zur Akzeptanz bei? Zum Gesetzesentwurf eines Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetzes in Mecklenburg-Vorpommern unter Berücksichtigung von empirischen Befragungen, ZNER 2015, 227 f.; *Köck*, Akzeptanzprobleme der Windenergie und rechtliche Handlungsansätze, UTR 134 (2017), 129, 132 f. Danach liegt Akzeptanz im juristischen Sinne bereits dann vor, wenn Entscheidungen hingenommen werden; dagegen setzt Akzeptanz in einem sozialwissenschaftlichen Sinne voraus, dass die Betroffenen mit etwas einverstanden sind – dazu ist also ein zustimmendes Werturteil nötig.