

Der Ausbau von Offshore-Windparks in Deutschland aus einer Innovationsperspektive

Thomas Meister¹ 

Eingegangen: 22. Februar 2017 / Angenommen: 9. Oktober 2017 / Online publiziert: 25. Oktober 2017
© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

Zusammenfassung Staatliche Steuerungsinstrumente sind für die Diffusion von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien von zentraler Bedeutung. Mit ihnen können politisch erwünschte und vom Markt unzureichend berücksichtigte Effekte (z. B. Emissionsreduzierung) gefördert werden. Dieser Zusammenhang lässt sich am Beispiel des Ausbaus der Offshore-Windenergie in Deutschland zeigen: Mit der Implementierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 sollten durch finanzielle Anreize und planerische Freiheiten für Projektentwickler geeignete Rahmenbedingungen für einen Ausbau der Offshore-Windenergie geschaffen werden. Allerdings – so die grundlegende These dieses Beitrags – waren die in der Anfangsphase des Ausbaus implementierten Steuerungsinstrumente nicht nur ungeeignet, um zentrale Hindernisse zu beseitigen, sondern sie verhinderten darüber hinaus vielmehr eine zügige Entwicklung: Insbesondere die fehlende räumliche Steuerung in der Anfangsphase des Ausbaus förderte Nutzungs- und Naturschutzkonflikte und begünstigte einen ‚Wildwuchs‘ der Offshore-Windparks, der einer effizienten Netzanbindung entgegenstand. Durch Modifikation bestehender und der Implementierung neuer Steuerungsinstrumente versuchten die staatlichen Akteure, die Rahmenbedingungen für den Ausbau zu verbessern. Diese Steuerungsversuche werden aus einer Innovationsperspektive mit Hilfe der Konstellationsanalyse analysiert. Hierbei wird – basierend auf einer Dokumentenanalyse und Expertengesprächen – gezielt das Wirkungsgefüge von staatlichen Steuerungsversuchen und sozioökonomischen,

technischen und natürlichen Einflussfaktoren untersucht. So kann gezeigt werden, dass erst durch langwierige Lern- und Aushandlungsprozesse Steuerungsinstrumente implementiert wurden, mit denen geeignete Rahmenbedingungen für den Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland geschaffen werden konnten.

Schlüsselwörter Offshore-Windenergie · Steuerungsinstrumente · Innovation · Energiepolitik · Deutschland

The Development of Offshore Wind Farms in Germany from an Innovation Perspective

Abstract Policy instruments are of central importance for the diffusion of renewable energy technologies. They can compensate for politically desired effects (e.g. reduction of emissions) which are not adequately addressed by the market. This relation can also be seen in the development of offshore wind energy in Germany. However, I argue in this paper that the policy instruments implemented during the initial phase of the development were not only unsuitable for diminishing obstacles but rather created conflicts which hampered the development of offshore wind energy. Especially the lack of spatial regulations in the beginning of the process promoted conflicts of use and environmental conflicts and led to an uncontrolled development which prevented an efficient grid connection. By modifying old or implementing new instruments political actors tried to improve the framing conditions for the development of offshore wind energy in Germany. Based on a document analysis and expert interviews, these regulatory efforts are analysed from an innovation perspective using the constellation analysis, which specifically takes the interaction of

✉ Thomas Meister
tmeister@uni-bonn.de

¹ Geographisches Institut der Universität Bonn, Meckenheimer Allee 166, 53115 Bonn, Deutschland

the various policy instruments and central socio-economic, technical and natural factors into account. This way it can be shown that it was only after a lengthy learning and negotiation process that suitable policy instruments were implemented that led to the development of overall suitable framework conditions for the development of offshore wind energy.

Keywords Offshore wind energy · Policy instruments · Innovation · Energy policy · Germany

1 Einleitung

Der Beschluss der rot-grünen Bundesregierung (Kabinett Schröder I¹), aus der nuklearen Stromerzeugung auszusteigen und gleichzeitig die Emissionsreduktionsziele des Kyoto-Protokolls einzuhalten, führte zu einer grundlegenden Verschiebung der energiepolitischen Zielsetzung. Neben einer Steigerung der Energieeffizienz sollte fortan der vorrangige Ausbau der erneuerbaren Energien der zentrale Pfeiler einer nachhaltigen Stromversorgung werden (Bundesregierung 2002a: 152). Zur Zielerreichung wurde insbesondere der Stromerzeugung aus Windenergie eine zentrale Stellung eingeräumt. Hier bestand zwar nach wie vor ein großes Ausbaupotenzial, allerdings war abzusehen, dass es zunehmend schwieriger werden würde, Flächen für Windkraftanlagen „konfliktfrei“ zu erschließen (Bosch/Peyke 2011: 108).

Offshore-Standorte, die sich fernab von Siedlungsgebieten befinden und gleichzeitig ein sehr gutes Windpotenzial aufweisen, versprachen eine Möglichkeit, derartige Konflikte zu verringern und gleichzeitig erneuerbare Energien im großen Maßstab zu nutzen. Es zeigte sich jedoch bereits in den ersten Genehmigungsverfahren für Windparks, die weit vor der Küste (*offshore*) gebaut werden sollten, dass die Etablierung einer nicht ausreichend erprobten und flächenintensiven Technologie in einem ökologisch sensiblen und von zahlreichen Nutzungsansprüchen geprägten Raum zu politischen Ziel- und Raumkonflikten führt. Um derartige Konflikte zu vermeiden, ist eine umfangreiche staatliche Steuerung notwendig. Ohne sie können keine allgemeingültig akzeptierten Verhandlungssysteme und Ausgleichsmechanismen zur Konfliktbewältigung geschaffen werden (Braun/Giraud 2003: 148), damit sich regenerative Stromerzeugungstechnologien zu einer wettbewerbsfähigen Technologie entwickeln können (vgl. Hemmelskamp 1996: 22).

Vor diesem Hintergrund wird das staatliche Steuerungs-handeln beim Ausbau der Offshore-Windparks in den Mittelpunkt dieses Beitrags gestellt. Hierbei argumentiere ich, dass die in der Anfangsphase des Ausbaus implementierten staatlichen Steuerungsinstrumente nicht nur ungeeignet

waren, um zentrale Hindernisse zu beseitigen, sondern vielmehr Konflikte beförderten, die einem zügigen Ausbau entgegenstanden. Insbesondere die fehlende bzw. unzureichende räumliche Steuerung in der Anfangsphase des Ausbaus förderte einerseits Nutzungs- und Meeresschutzkonflikte, die den Ausbau verzögerten, und begünstigte andererseits einen ‚Wildwuchs‘ der Offshore-Windparks, der einer koordinierten und damit effizienten Netzanbindung entgegenstand.

Um diese These zu diskutieren, werden zunächst im folgenden zweiten Kapitel grundlegende Überlegungen zu Innovationen und staatlicher Steuerung sowie zur Wirkungsanalyse von Instrumenten erörtert. Darauf aufbauend wird als methodisch-analytisches Konzept die Konstellationsanalyse erläutert. Auf dieser Grundlage wird im dritten Kapitel in einer verlaufsorientierten Perspektive der Ausbau der Offshore-Windkraft im Zeitraum von 2000 bis 2017 untersucht. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf den staatlichen Steuerungsinstrumenten und ihren kontextspezifischen Wirkungen. Schlussfolgerungen zu den Entwicklungsperspektiven für die Offshore-Windenergie in Deutschland werden im vierten Kapitel formuliert.

2 Innovationen, staatliches Steuerungs-handeln, Forschungsstand und methodisches Vorgehen

Entstehungsbedingungen und Diffusionsprozesse von Innovationen sind bereits seit Langem Gegenstand wissenschaftlicher Untersuchungen. Während ‚klassische‘ Forschungsansätze noch stark von Vorstellungen geprägt waren, dass sich Innovationen entlang bestimmter Phasen linear und gerichtet entwickeln (Blättel-Mink/Menez 2015: 95), überwiegt mittlerweile die Auffassung, dass es sich vielmehr um einen diskontinuierlichen Prozess handelt, der nicht von einer zentralen steuernden Instanz ausgeht, sondern durch eine Vielzahl unterschiedlicher Akteure und von zahlreichen sozioökonomischen und technischen Faktoren beeinflusst wird (Bruns/Ohlhorst/Wenzel et al. 2009: 47). Steuerungsprozesse gehen aus dieser Sicht nicht allein vom Staat aus, sondern stellen das Ergebnis eines *Governance*-Prozesses dar, der sich aus der Interaktion aller beteiligten Akteure aus Politik, Privatwirtschaft und Zivilgesellschaft ergibt. Somit ist das Steuerungs-handeln des Staates zwar nur „ein sozialer Teilprozess, der mit vielen anderen Teilprozessen interferiert“ (Bruns/Ohlhorst/Wenzel et al. 2009: 50), doch insbesondere bei der Diffusion von regenerativen Stromerzeugungstechnologien sind die staatlichen Steuerungsinstrumente von entscheidender Bedeutung: Zum einen können ohne sie keine allgemeingültig akzeptierten Verhandlungssysteme und Ausgleichsmechanismen zur Bewältigung von auftretenden Konflikten geschaffen werden (Braun/Giraud 2003: 148) und zum anderen hängt die

¹ Vom 27. Oktober 1998 bis zum 22. Oktober 2002.

Tabelle 1 Typologisierung zentraler Steuerungsinstrumente beim Ausbau der Offshore-Windenergie

Grad der staatlichen Verhaltensdeterminierung			
hoch	hoch bis mittel	mittel	mittel bis niedrig
Ordnungsrechtliche Instrumente	(Raum-)Planerische Instrumente	Marktorientierte/Ökonomische Instrumente	Instrumente der Kooperation und Information
Beispiele: Genehmigungen, Verbote	Beispiele: Raumordnungspläne, Gebietsausweisungen	Beispiele: Subventionen, Vergütungsmodelle, Steuern	Beispiele: Schaffung von Verhandlungssystemen, Forschungsprogramme
Seeanlagenverordnung (SeeAnlV 1997, 2002, 2008, 2012)	Ausweisung von Schutz- und Eignungsgebieten (SeeAnlV 2002 und BNatSchG 2002)	Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2000, 2004, 2009, 2012, 2014, 2017)	Beteiligungsverfahren im Rahmen von Genehmigungsprozessen (SeeAnlV)
Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 2006, 2011, 2012, 2014, 2016)	Ausweisung von Raumordnungsplänen (2009)	Kreditprogramm der KfW (2011)	„Standards“ und Standarduntersuchungskonzept (StUK)

Quelle: Eigener Entwurf in Anlehnung an Braun/Giraud (2003: 150), Jänicke/Kunig/Stietzel (2003: 101) und Kruppa (2007: 55)

Diffusion von Innovationen „in erheblichem Maße von der Einführung und der Ausgestaltung umweltpolitischer Instrumente [ab], da die Intensität der Marktsignale für Umweltinnovationen häufig nicht ihrer volkswirtschaftlich gewünschten Bedeutung entspricht“ (Hemmelskamp 1996: 22).

Trotz der großen Bedeutung der staatlichen Steuerungsinstrumente stellen von den zahlreichen Arbeiten, die sich mit der Diffusion der Offshore-Windenergie beschäftigen (vgl. Jacobsson/Karltorp 2013; Wiczorek/Negro/Harmsen et al. 2013; Dawley 2014), nur wenige die implementierten Instrumente in den Fokus der Untersuchung (vgl. Bruns/Ohlhorst/Wenzel et al. 2009; Ohlhorst 2009). Um die Entwicklungsdynamik der Offshore-Windenergie in Deutschland zu verstehen, sind aber – so die Argumentation dieses Beitrags – die Steuerungsinstrumente von zentraler Bedeutung, da insbesondere staatliche Akteure den Ausbau gemäß der energiepolitischen Zielsetzung vorangetrieben haben. Um geeignete Rahmenbedingungen für den Ausbau zu schaffen, implementierten sie unterschiedliche Instrumente, die sich durch ihren „Grad der staatlichen Verhaltensdeterminierung zwischen den Polen des Zwanges und der Freiwilligkeit“ (Jänicke/Kunig/Stietzel 2003: 102) unterscheiden (vgl. Tabelle 1). Dies ist einerseits hinsichtlich der Wirksamkeit der Instrumente relevant und bestimmt andererseits maßgeblich den Schwierigkeitsgrad der politischen Willensbildung. Instrumente, die auf Zwang setzen (z. B. Verbot), haben zwar grundsätzlich eine hohe Wirkung, stoßen jedoch sowohl bei der Politikformulierung als auch bei deren Durchsetzung oft auf Widerstände. Auf Freiwilligkeit basierende Instrumente hingegen (z. B. Selbstverpflichtungen) sind vergleichsweise leicht umzusetzen (Jänicke/Kunig/Stietzel 2003: 102), entfalten aufgrund ihrer Unverbindlichkeit aber oft nur eine begrenzte Wirkung.

Da in der Regel jedoch mehrere Instrumente mit einem unterschiedlichen Grad der Verhaltensdeterminierung miteinander kombiniert werden (Jänicke 1997: 5), muss ihre Wirksamkeit zur Erreichung politischer Ziele im Zusam-

menpiel betrachtet werden. So sind beispielsweise die vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) herausgegebenen „Standards“, mit denen genehmigungsrelevante Anforderungen erläutert werden, lediglich ein Instrument der Information zur Verbesserung der Planungssicherheit für Projektentwickler. Da die in ihnen beschriebenen Anforderungen jedoch letztendlich im Genehmigungsverfahren verbindlich sind, besitzt dieses Instrument – in Kombination mit den spezifischen Auflagen des Genehmigungsverfahrens – eine sehr hohe Steuerungswirkung.

Welche Instrumente letztendlich eingesetzt und miteinander kombiniert werden, hängt nicht nur von deren Umsetzbarkeit im politischen Prozess, sondern auch stark vom politischen System ab. In Deutschland ist das staatliche Steuerungshandeln durch ein politisch-administratives Mehrebenensystem geprägt, in dem Akteure auf den verschiedenen Ebenen (EU, Bund, Land, Gemeinde) und innerhalb dieser Ebenen (z. B. die unterschiedlichen Bundesministerien) oftmals unterschiedliche und zum Teil auch gegensätzliche Ziele verfolgen. Dies hat zur Folge, dass unterschiedliche Instrumente implementiert werden können, die sich in ihrer Wirkung gegenseitig negativ beeinflussen oder sogar aufheben. Zudem kann es zu ungewollten Fehlsteuerungen kommen, da die Wirkweise von Instrumenten aufgrund der zahlreichen – und subjektiv bewerteten – Einflussfaktoren nur schwer abzuschätzen ist.

Da dieses Wechselspiel von subjektiv wahrgenommenen Einflussfaktoren und Akteursinteressen nicht durch quantitativ messbare Indikatoren operationalisiert werden kann (vgl. Kruppa 2007: 59), wurde für die Analyse des staatlichen Steuerungshandelns ein qualitativer Zugang bestehend aus einer Dokumentenanalyse und ergänzenden

Expertengesprächen² gewählt. Um die vielfältigen Einflussfaktoren zu erfassen, deren spezifische Bedeutung und Wirkweisen herauszuarbeiten und sie in einen sinnvollen Zusammenhang miteinander zu stellen, wurde als methodischer Ansatz die Konstellationsanalyse angewandt, die Ende der 1990er-Jahre am Zentrum für Technik und Gesellschaft an der Technischen Universität Berlin entwickelt wurde. Die Grundidee dieser Methodik ist, dass komplexe Zusammenhänge aus unterschiedlichen (natürlichen, technischen oder sozioökonomischen) Elementen bestehen, die in Relation zueinander stehen und damit eine Konstellation bilden. Diese Herangehensweise ermöglicht die Analyse der zentralen Einflussfaktoren (Elemente) sowie deren wechselseitigen – förderlichen oder konflikthaften – Beziehungen (Relationen) und kontextspezifischen Wirkweisen (Schön/Kruse/Meister et al. 2007: 16 ff.). So können – in Anlehnung an Ansätze der empirischen *Policy*-Analyse und neueren Ansätzen der Umweltpolitikforschung – empirisch zu beobachtende Entwicklungen im Nachgang evaluiert und erklärt werden (Jänicke 1997: 3). Die Analyserichtung „von den Wirkungen hin zu den Ursachen“ (Jänicke 1997: 3) ermöglicht die Berücksichtigung der vielfältigen Einflussfaktoren im Evaluationsprozess. Die Wirksamkeit der Steuerungsinstrumente kann somit nicht nur aufgrund des Grades der staatlichen Verhaltensdeterminierung (Zwang bis Freiwilligkeit), sondern aufgrund des kontextspezifischen Wirkungsgefüges bestimmt werden.

Um die Frage nach der Bedeutung und Wirksamkeit des staatlichen Steuerungshandelns beim Ausbau von Offshore-Windparks in Deutschland zu beantworten, werden zunächst die diesen Prozess hemmenden bzw. fördernden Faktoren herausgearbeitet. Im Anschluss wird in einer verlaufsorientierten Perspektive analysiert, wie sich die Bedeutung der verschiedenen Einflussfaktoren im Wechselspiel mit neu implementierten oder adaptierten Steuerungsinstrumenten verändert hat. Der grundlegende Wandel einer Konstellation – sei es durch Steuerungsinstrumente oder externe Einflussfaktoren – dient in dieser Arbeit gleichzeitig der Phaseneinteilung, die eine systematische Betrachtung des Prozessverlaufes erlaubt (vgl. Ohlhorst 2009: 75). Da der Ausbau der Offshore-Windkraft in Deutschland größtenteils in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ)³ stattfindet, liegt der Fokus dieses Beitrags auf dieser Zone.

² Hierbei handelt es sich um Vertreter von Institutionen und Unternehmen, die beim Ausbau der Offshore-Windenergie eine wichtige Rolle einnahmen: A: BSH – Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, B: DONG – DONG Energy, C: VF – Vattenfall, D: SOW – Stiftung Offshore-Windenergie, E: CPG – Cuxport GmbH, F: Wifö – Agentur für Wirtschaftsförderung Cuxhaven, G: NABU – Naturschutzbund Deutschland e.V., H: DFV – Deutscher Fischerei-Verband.

³ Gemäß des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen werden Meeresgebiete in die Zonen Küstenmeer (12-Seemeilen-Zone), Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) und „Hohe See“ unterteilt (Kruppa 2007: 12).

3 Analyse des Ausbaus von Offshore-Windparks in Deutschland aus einer Innovationsperspektive

Die Analyse der Bedeutung und Wirksamkeit des staatlichen Steuerungshandelns beim Ausbau von Offshore-Windparks in Deutschland beginnt mit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 und endet mit der EEG-Reform 2017. Es werden fünf Phasen identifiziert, die sich jeweils durch die Implementierung eines neuen Steuerungsinstrumentes abgrenzen lassen, mit dem die Rahmenbedingungen für den Ausbau der Offshore-Windparks (z. B. hinsichtlich der Planungssicherheit) nachweisbar beeinflusst wurden. Im Folgenden werden zunächst die Rahmenbedingungen zu Beginn des Ausbaus erörtert und anschließend für die einzelnen Phasen die kontextspezifischen Wirkweisen der relevanten Steuerungsinstrumente behandelt. Es wird unter anderem gezeigt, dass vor allem durch das Versäumen von räumlichen Festlegungen zu Beginn des Ausbauprozesses Nutzungs- und Meeresschutzkonflikte entstanden oder verstärkt worden sind und einen ‚Wildwuchs‘ der Offshore-Windparks begünstigte, der einer koordinierten und damit effizienten Netzanbindung entgegenstand.

3.1 Rahmenbedingungen zu Beginn des Ausbaus

Bis zur Implementierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 waren Offshore-Windkraftanlagen in Deutschland aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht rentabel. Es gab somit – anders als beispielsweise in Dänemark (Kruppa 2007: 103 ff.) – für privatwirtschaftliche Akteure keinen Anreiz, Offshore-Windparks zu errichten. Mit der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie geht aber ein großes Emissionsreduktionspotenzial einher, sodass angesichts der energiepolitischen Zielsetzung der Bundesregierung und unter Berücksichtigung der erwarteten Kostenreduktion der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie von politischer Seite eine hohe Priorität beigemessen wurde. Dabei wurden dem Ausbau auch umfangreiche positive wirtschaftliche Effekte gerade für strukturschwache Küstenregionen zugeschrieben (Gregorowius/Zepp 2006: 118; Mossig/Fornahl/Schröder 2010: 230 f.; Interviews CPG, Wifö). Darüber hinaus fürchteten politische Entscheidungsträger vor dem Hintergrund eines stärker werdenden internationalen Wettbewerbs um die internationale Konkurrenzfähigkeit deutscher Windkraftanlagenbauer. Insbesondere in Dänemark und England wurde die Offshore-Entwicklung von politischen Akteuren forciert, sodass sowohl die Standortbedingungen als auch die Vergütungsmodelle für Offshore-Projekte dort attraktiver waren als in Deutschland (KPMG 2007: 31; Neukirch 2008: 43; Interview DONG). Um auch international konkurrenzfähig zu bleiben, war es für die deutschen

Windkraftanlagenhersteller und -zulieferer daher wichtig, dass die Rahmenbedingungen in Deutschland besser an die Bedürfnisse der Industrie angepasst wurden. Ansonsten war zu befürchten, dass bestehende Produktionsanlagen ins Ausland verlagert würden (Landesregierung Niedersachsen 2002: 9) und Deutschland insgesamt den Anschluss an die dynamischen Entwicklungen im Offshore-Markt verlieren würde (KPMG 2007: 9; Ohlhorst/Bruns/Schön et al. 2008: 48).

Gleichzeitig wurde mit der Förderung von Offshore-Windparks, die sich fernab von Siedlungen befinden, die Hoffnung verbunden, die gesellschaftlichen Konflikte, die sich beim Ausbau der Windenergie an Land zunehmend verschärften, zu minimieren. Allerdings war bereits im frühen Planungsstadium der ersten Offshore-Windparks ersichtlich, dass Standorte im Küstenmeer aufgrund von Belangen des Naturschutzes und anderweitiger Nutzungsansprüche für einen Ausbau größtenteils nicht zur Verfügung standen. Es mussten somit Standorte in der Ausschließlichen Wirtschaftszone und damit in relativ großer Küstenentfernung und Wassertiefe gewählt werden. Hierdurch erhöhten sich nicht nur die Bau- und Netzanbindungskosten, sondern aufgrund fehlender Techniken und Erfahrungswerte auch die Projektrisiken (Neumann/Ender/Molly et al. 2002: 95 ff.; Hau 2008: 700 f.).

3.2 Phase I – 2000-2001: Beginn von Projektplanungen aufgrund des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Die erste Phase beginnt mit der Implementierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000, mit dem der Gesetzgeber einen finanziellen Anreiz für den Ausbau der Offshore-Windparks setzte. Die freie Standortwahl für Projektentwickler im Rahmen der Genehmigungsverfahren⁴ und fehlende räumliche Festlegungen (z. B. durch die Ausweisung von Schutzgebieten) führten jedoch zu einem ‚Wildwuchs‘ der Offshore-Projekte und zu Nutzungs- und Meeresschutzkonflikten.

3.2.1 Finanzielle Förderung

Aufgrund unzureichender Projekterfahrungen mit der Errichtung von Offshore-Windkraftanlagen in großer Küstenentfernung und Wassertiefe waren für den Gesetzgeber die Stromgestehungskosten nur schwer einzuschätzen und entsprechend schwierig war es, angemessene Vergütungssätze festzulegen. Um eine „Überförderung“ zu vermeiden, wurde entschieden, die im Vergleich zur Windenergie an Land höheren Kosten und Projektrisiken von Offshore-Windkraftanlagen nicht durch eine höhere, sondern durch eine verlängerte Gewährleistung der Anfangsvergütung zu

kompensieren (BMU 2001: 83 ff.). Das so entwickelte Vergütungsmodell ließ allerdings nur unter sehr günstigen Bedingungen einen kostendeckenden Betrieb zu (BMU 2001: 86). Die vier großen in Deutschland tätigen Energieversorgungsunternehmen hatten daher einen geringen Anreiz, ihrem konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland mit einem Ausbau von Offshore-Windparks Konkurrenz zu machen (Mautz/Byzio/Rosenbaum 2008: 140; Neukirch 2008: 43 f.). Anders als beispielsweise in England beteiligten sich die Energieversorgungsunternehmen daher in Deutschland nur zögerlich an der Entwicklung von Offshore-Windparks. Sie kauften sich zwar aus strategischen Überlegungen seit spätestens 2002 in Projekte ein (Köpke 2002), legten ihren Schwerpunkt jedoch eindeutig auf einen Ausbau der konventionellen Stromerzeugung (Neukirch 2008: 43 f.; Hirsch/Neumann/Vogelpohl 2011: 143) und bemühten sich in den folgenden Jahren auf politischer Ebene um eine Laufzeitverlängerung ihrer Atomkraftwerke (Lönker 2006: 14). In Anbetracht des großen Investitionsbedarfs bei der Errichtung eines Offshore-Windparks und der zögerlichen Kreditvergabe der Banken aufgrund der schwer zu kalkulierenden Projektrisiken war die ablehnende Haltung der finanzstarken Energieversorgungsunternehmen für den Ausbau hinderlich. In der Anfangsphase erfolgte die Sicherung und Erschließung geeigneter Offshore-Standorte daher besonders durch klein- und mittelständische Projektentwicklungsunternehmen und zwar insbesondere aufgrund strategischer Überlegungen, bei der auf eine Verbesserung der Förderbedingungen spekuliert wurde (KPMG 2007: 2).

3.2.2 Fehlende räumliche Festlegungen, Wildwuchs und Nutzungs- und Naturschutzkonflikte

In dieser ersten Phase gab es gemäß der Seeanlagenverordnung (SeeAnIV) keine bzw. nur indirekte räumliche Festlegungen für den Ausbau von Offshore-Windparks in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (Schutz der Meeresumwelt, Sicherheit des Verkehrs), sodass Projektentwickler ihre Standorte weitgehend frei wählen konnten. So sollten den Projektentwicklern größtmögliche Handlungsspielräume gewährt (Byzio/Mautz/Rosenbaum 2005: 172; Interview SOW) und eine zeitliche Verzögerung des Ausbaus durch Gesetzesänderungen und aufwendige Untersuchungen vermieden werden (Dahlke/Trümpler 2013: 95). Durch die fehlende räumliche Steuerungsmöglichkeit waren die Genehmigungsverfahren allerdings grundsätzlich ungeeignet, eine koordinierte Entwicklung zu gewährleisten und einen Wildwuchs der Offshore-Projekte zu verhindern. Dies war nicht nur hinsichtlich einer effizienten Netzanbindung, sondern auch aus der Sicht des Naturschutzes und anderer Nutzergruppen ein Problem. Selbst wenn potenzielle Nutzungskonflikte bereits in der Genehmigungsphase erkannt wurden, konnte das Bundesamt für Seeschifffahrt

⁴ im Rahmen der Seeanlagenverordnung (SeeAnIV).

und Hydrographie eine Genehmigung nur dann verweigern, wenn die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs oder die Meeresumwelt negativ beeinträchtigt würden. Konflikte mit anderen Nutzungen konnten hingegen in den Genehmigungsverfahren nicht berücksichtigt werden (Byzio/Mautz/Rosenbaum 2005: 92 ff.). Während die Konflikte mit der Tourismuswirtschaft, die negative Auswirkungen durch eine „Horizontverschmutzung“ befürchtete (Byzio/Mautz/Rosenbaum 2005: 66), dadurch entschärft wurden, dass die Offshore-Windparks größtenteils in einer großen Entfernung zur Küste geplant wurden, blieben die Flächennutzungskonflikte mit der Fischerei (zu deren Lasten) bestehen (Interview DFV).

Die Naturschutzkonflikte stellten für den Ausbau allerdings ein noch schwerwiegenderes Problem dar. Führende Umweltschutzverbände (NABU, BUND) bewerteten die von Seiten der Genehmigungsbehörden geforderten Umweltverträglichkeitsprüfungen als unzureichend. Die Vorgehensweise, zeitgleich zahlreiche Offshore-Windparks zu genehmigen, ohne deren Auswirkungen auf die Meeresumwelt adäquat abschätzen zu können oder auf die Ausweisung von Schutzgebieten zu warten, war daher aus ihrer Sicht nicht mit dem Vorsorgeprinzip vereinbar (Byzio/Mautz/Rosenbaum 2005: 122; Mautz/Byzio/Rosenbaum 2008: 115 f.; Interview NABU). Diese Konflikte wirkten sich – in Kombination mit den bereits bestehenden technischen und ökonomischen Unsicherheiten – negativ auf die Investitionsbereitschaft und Kreditvergabe aus (Mossig/Fornahl/Schröder 2010: 231).

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Steuerungsinstrumente in der Anfangsphase ungeeignet waren, um notwendige Voraussetzungen für einen zügigen Ausbau – insbesondere finanzielle Anreize sowie die Etablierung verlässlicher Rahmenbedingungen (Interviews DONG, VF, SOW) – zu schaffen. Vielmehr führten die fehlenden räumlichen Steuerungsmöglichkeiten zur Entstehung von Nutzungs- und Naturschutzkonflikten, für die zum damaligen Zeitpunkt keine adäquaten Konfliktlösungsstrategien existierten. Verschiedene gesellschaftliche Akteure (unter anderem Umweltschutzorganisationen, Tourismusverbände, lokal Betroffene) forderten daher die Etablierung von Regulierungsmaßnahmen, um diese Konflikte zu minimieren (Byzio/Mautz/Rosenbaum 2005: 172; Mautz 2010: 194). Dafür war vor allem eine räumliche Steuerung der verschiedenen Prozesse erforderlich.

3.3 Phase II – 2002-2008: Der Entwurf eines Ausbaukonzepts und Ausweisung von Schutz- und Eignungsgebieten

Die zweite Phase ist dadurch gekennzeichnet, dass die Bundesregierung in ihrer „Strategie zur Windenergienutzung auf See“ (Bundesregierung 2002b) umfangreiche

Ausbauziele formulierte und somit ein deutliches politisches Signal an Projektentwickler aussandte. Bis 2010 sollten Offshore-Windkraftanlagen mit einer Kapazität von 2.000-3.000 Megawatt (MW) und bis 2030 im Umfang von 20.000-25.000 MW installiert werden (Bundesregierung 2002b: 7). Um Nutzungs- und Meeresschutzkonflikte bei diesem Ausbauvorhaben zu reduzieren, wurde als zentrales Element der Strategie eine stärkere räumliche Steuerung durch die Ausweisung von Schutz- und Eignungsgebieten (auf der Grundlage der Seeanlagenverordnung und des Bundesnaturschutzgesetzes) angestrebt.

3.3.1 Räumliche Steuerung durch Schutz- und Eignungsgebiete

Mit der Ausweisung der Schutz- und Eignungsgebiete wurde das Ziel verfolgt, den Ausbau der Offshore-Windkraftanlagen räumlich zu steuern, um eine möglichst konfliktfreie Entwicklung zu ermöglichen. Während in den Schutzgebieten die Errichtung von Anlagen nicht bzw. nur unter den strengen Anforderungen einer FFH⁵-Verträglichkeitsprüfung zugelassen werden sollte (Kruppa 2007: 73), wurden andererseits „besondere Eignungsgebiete“ für Offshore-Windkraftanlagen geschaffen, in denen Antragsteller – zumindest mit großer Wahrscheinlichkeit – davon ausgehen konnten, dass von Seiten der Genehmigungsbehörde keine Einwände hinsichtlich des Meeresschutzes oder anderweitiger Nutzungen bestehen würden (Bundesregierung 2002b: 11 f.).

Während es im Küstenmeer auf der Basis der jeweiligen Landesnaturschutzgesetze bereits großflächige Schutzgebiete gab (Castringius 2006: 313), konnten Schutzgebiete in der Ausschließlichen Wirtschaftszone erst 2004 – nach den Novellen der Seeanlagenverordnung und des Bundesnaturschutzgesetzes – ausgewiesen werden. In diesen Schutzgebieten war die Errichtung von Offshore-Windkraftanlagen an strenge Kriterien geknüpft, wodurch das Instrument aufgrund des erhöhten Planungsrisikos für die Betreiber eine starke räumliche Steuerungswirkung entfaltete. Zusätzlich wurde diese restriktive Wirkung durch die EEG-Novelle im Jahre 2004 verstärkt: Nach 2004 genehmigte Offshore-Windkraftanlagen bekamen fortan in Schutzgebieten keine EEG-Vergütung, wodurch diese Standorte aus wirtschaftlicher Sicht nicht mehr rentabel waren. Die Kombination aus raumplanerischem und ökonomischem Steuerungsinstrument stellte somit einen wirksamen Steuerungsansatz zur Konfliktreduzierung dar.

Komplementär zu den Schutzgebieten sollten in „besonderen Eignungsgebieten“ die Projektbedingungen durch eine erhöhte Planungssicherheit verbessert werden. Zwar waren die vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrogra-

⁵ FFH – Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie.

phie im Jahr 2005 ausgewiesenen Flächen ausreichend, um die Ziele der ersten Ausbauphase umzusetzen, allerdings war das Steuerungspotenzial der Eignungsgebiete von Beginn an stark begrenzt, da zu diesem Zeitpunkt bereits umfangreiche Entwicklungen außerhalb der Eignungsgebiete stattgefunden hatten und der Ausbau von Offshore-Windparks weiterhin nicht auf die räumlich definierten „besonderen Eignungsgebiete“ beschränkt wurde (Ausschlusswirkung). Durch die Möglichkeit, weiterhin auch außerhalb dieser „besonderen Eignungsgebiete“ Windkraftanlagen zu errichten, wurde die intendierte räumliche Steuerungswirkung stark eingeschränkt (Kruppa 2007: 76).

Die Defizite dieses räumlichen Steuerungsversuchs wurden auch von politischer Seite erkannt und es setzte sich die Erkenntnis durch, dass die Erstellung von Raumordnungsplänen notwendig sei, um Nutzungs- und Naturschutzkonflikte zu verringern, die durch den Ausbau bzw. die Ausbaupläne der Offshore-Windparks verschärft wurden (von Nicolai 2004: 491). Während die Erstellung von Raumordnungsplänen für das Küstenmeer bereits 2001 von der Ministerkonferenz für Raumordnung beschlossen wurde, gab es auf Bundesebene juristische Vorbehalte hinsichtlich der Zulässigkeit von raumplanerischen Maßnahmen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone und Befürchtungen, der Ausbau – und damit die energiepolitische Zielsetzung der Bundesregierung – würde durch die Erstellung von Raumordnungsplänen verzögert (von Nicolai 2004: 492 ff.). Erst durch die zunehmende Kritik sowie ein angefertigtes Rechtsgutachten hinsichtlich der Kompetenzen und Verpflichtungen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (von Nicolai 2004: 491) konnte die Bundesregierung überzeugt werden, dass eine umfassende Raumordnung für eine geordnete Entwicklung in der Ausschließlichen Wirtschaftszone notwendig ist (Maier 2008: 56).

3.3.2 *Finanzielle Förderung im Kontext unterschiedlicher politischer Zielsetzungen*

Deutlich schwerer als die Umsetzung der räumlichen Steuerungsmaßnahmen war der Konflikt um die finanzielle Förderung zu lösen, der 2004 im Rahmen der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu Tage trat: Während das Bundesumweltministerium den Ausbau der erneuerbaren Energien stärker fördern wollte, verfolgte das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit das Ziel, den Strompreis möglichst gering zu halten, damit stromintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb keinen Standortnachteil hätten (Hirschl 2008: 155 f.). Das Wirtschaftsministerium verlangte daher im Rahmen der EEG-Novellierung vielmehr eine Reduktion der Vergütungssätze (Hirschl 2008: 155 ff.). Diese grundlegend verschiedenen und nur schwer miteinander zu vereinbarenden Positionen wurden jedoch nicht nur zwischen den Ministerien, sondern ebenfalls in-

nerhalb der Regierungskoalition und auf Länderebene kontrovers diskutiert. Es zeigte sich in diesem *Governance*-Prozess, dass die politischen Akteure auf Bundes- und Landesebene unterschiedliche energiepolitische Ziele und Strategien verfolgten, bei denen meist landesspezifische Interessen – insbesondere die Förderung der regionalen Wertschöpfung – im Vordergrund standen (Ohlhorst/Tews/Schreurs 2014: 99 ff.). Dies erschwerte maßgeblich die Entwicklung einer kohärenten Energiepolitik.

Aufgrund der unterschiedlichen Ziele und der fehlenden Durchsetzungsmacht des Umwelt- gegenüber dem Wirtschaftsministerium (Hirschl 2008: 155 f.) wurde im Rahmen der EEG-Novelle auch für die Offshore-Windkraft keine Erhöhung der Vergütungssätze beschlossen (Hirschl 2008: 157 ff.), obwohl sie grundsätzlich auf eine relativ große politische Unterstützung zählen konnte (Gregorowius/Zepp 2006: 120 ff.). Allerdings wurde bei der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes berücksichtigt, dass die Offshore-Windparks aufgrund des Meeresschutzes und der Nutzungskonflikte größtenteils in großer Entfernung zur Küste errichtet würden. Eine zeitliche Verlängerung der Anfangsvergütung in Abhängigkeit zur Küstenentfernung und Wassertiefe sollte daher die ökonomischen Projektbedingungen verbessern. Es war jedoch bereits damals abzusehen, dass diese Vergütung keinen wirtschaftlichen Betrieb zuließ (Lönker 2005: 12).

Mit dem Regierungswechsel 2005 von rot-grün zu schwarz-rot entspannte sich die politische Kontroverse um das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Die Offshore-Windkraft rückte stärker in den Fokus und es gab Bemühungen, die den Ausbau hemmenden Faktoren abzuschwächen (Hirschl 2008: 171). Diesbezüglich stellte die Netzanbindung der Offshore-Windparks für Projektentwickler nicht nur eine technische und organisatorische, sondern insbesondere auch eine finanzielle Herausforderung dar. Zur Verbesserung der Projektbedingungen wurden daher neue Netzanbindungsregelungen beschlossen (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG 2006). Fortan war der Netzbetreiber dazu verpflichtet, die Netzanbindung bis zum Zeitpunkt der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlage zu errichten und die Investitionskosten zu tragen. Die Regelungen waren allerdings unzureichend, um eine Koordination zwischen den Plänen der Windparkbetreiber und der Übertragungsnetzbetreiber zu ermöglichen und eine fristgerechte Anbindung der Windparks zu gewährleisten (Lönker 2007: 44 f.; Dahlke/Trümpler 2013: 127). Wengleich der Wegfall der Netzanbindungskosten für die Offshore-Windpark-Betreiber grundsätzlich eine Verbesserung der ökonomischen Rahmenbedingungen darstellte, so verschlechterten sich im gleichen Zeitraum andere Aspekte der Wirtschaftlichkeitsrechnung (unter anderem Produktionsengpässe, längere Lieferfristen). Daher wurden auch weiterhin die Märkte für Offshore-Windenergie in anderen

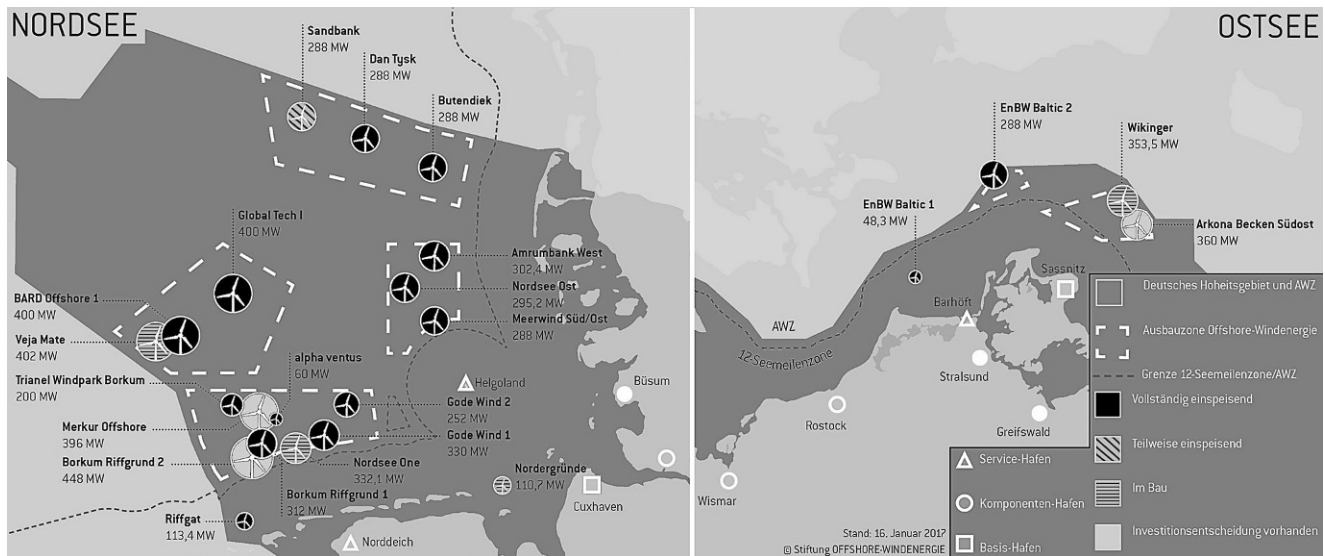


Abbildung 1 Übersicht der Offshore-Windparks in Deutschland (Stand: 16. Januar 2017). (Quelle: Veränderte Darstellung (GIMP 2.8.16) nach <http://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/mediaimages/Karte%20Ausbaustand%2031.12.2016.jpg> (21.02.2017))

europäischen Ländern (z. B. England) deutlich positiver bewertet (KPMG 2007: 31).

3.4 Phase III – 2009-2011: Der Entwurf von Raumordnungsplänen und der Konflikt um Schallschutzaufgaben

Die dritte Phase ist dadurch gekennzeichnet, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie durch die Erstellung von Raumordnungsplänen noch stärker räumlich gesteuert werden sollte, um Nutzungs- und Naturschutzkonflikte zu verringern und Planungsbedingungen zu verbessern. Zusätzlich sollte durch die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ein stärkerer finanzieller Anreiz für den Ausbau gegeben werden.

3.4.1 Raumordnung und Nutzungs- und Meeresschutzkonflikte

Die Erstellung der Raumordnungspläne wurde grundsätzlich durch die juristisch umstrittene Regelung bestimmt, dem Bund die Zuständigkeit über die Raumordnung in der Ausschließlichen Wirtschaftszone zu übertragen. Dies hatte eine räumliche und administrative „Zergliederung für den Bereich der deutschen Küsten- und Meeresregion“ (Wille 2009: 140) zur Folge, wodurch der Entwurf einer kohärenten Raumplanung erschwert wurde. Planungen im Küstenmeer und in der Ausschließlichen Wirtschaftszone mussten daher separat voneinander stattfinden und, beispielsweise hinsichtlich der Netzanbindung, umständlich koordiniert und aufeinander abgestimmt werden.

Im Küstenmeer war bereits vor der Aufstellung der Raumordnungspläne ersichtlich, dass aufgrund von Natur-

schutz und anderweitigen Nutzungsinteressen ein Ausbau von Offshore-Windparks nicht im großen Umfang zu realisieren wäre. Indem durch die jeweiligen Landesraumordnungspläne in Niedersachsen (2006) und Schleswig-Holstein (2010) verbindlich festgelegt wurde, Windkraftanlagen im Küstenmeer auf wenige Testprojekte zu beschränken (ARL 2013: 61 f.), konnten Naturschutz- und Nutzungskonflikte (vgl. Kapitel 3.2) weitgehend entschärft werden. Nach anfänglich ebenfalls starken Restriktionen stehen somit nur noch im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns nennenswerte Flächen für Offshore-Windparks zur Verfügung (MV 2016: 97). Gegenwärtig gibt es allerdings aufgrund der geringen Planungsaktivität wenige Konflikte (vgl. Bruns/Morkel 2014: 18 f.).

In der anschließlichen Wirtschaftszone hingegen trugen die Raumordnungspläne nicht wesentlich zur Befriedung von Konflikten bei: Zwar wurde mit ihnen eine räumliche Grundordnung geschaffen (Dahlke/Trümpler 2013: 99), Naturschutzkonflikte konnten jedoch nicht entschärft werden, da einerseits keine raumplanerische Auseinandersetzung mit den Anforderungen des Naturschutzes erfolgte (Jansen 2012: 165 ff.; Interview NABU) und andererseits der Vorschlag des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie, Offshore-Windkraftanlagen auf die ausgewiesenen Vorranggebiete zu beschränken (Ausschlusswirkung), nicht umgesetzt wurde. Dies scheiterte am starken Widerstand der Offshore-Branche und der Küstenländer, die befürchteten, dass zu starke Einschränkungen für die Offshore-Windkraft langfristige Planungen verhindern würden. Die Folgen wären negative wirtschaftliche Auswirkungen für die deutsche Offshore-Branche und insgesamt eine Gefährdung der Ausbauziele (Buchholz 2008: 31 f.). Aus diesen Gründen überstimmte das Bundesministerium für Verkehr,

Bau und Stadtentwicklung die ihr untergeordnete Behörde (Interview BSH). Hierdurch wird erneut deutlich, dass es in diesem *Governance*-Prozess unterschiedliche Auffassungen gab, mit welchen Instrumenten der Ausbau gesteuert und welchen politischen Zielsetzungen (Meeresschutz versus Planungsfreiheit) eine Priorität eingeräumt werden sollte.

Noch deutlicher zeigten sich diese unterschiedlichen Auffassungen bei der Diskussion um Schallschutzaufgaben: Vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie wurden Anforderungen – z. B. hinsichtlich des Umweltschutzes – in einem „Standarduntersuchungskonzept“ (StUK) und sogenannten „Standards“ festgelegt, deren Einhaltung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens nachgewiesen werden musste (Zeiler/Dahlke/Nolte 2005: 73). 2010 legte das Bundesamt zum Schutz von Meerestieren eine verbindliche Lärmobergrenze für Offshore-Bautätigkeiten fest (Weinhold 2010: 42). Es gab zu dem Zeitpunkt jedoch noch keine geeignete Technik, um diese Grenzwerte einzuhalten. Bei den Bauarbeiten zu den Offshore-Windparks „alpha ventus“, „EnBW Baltic 1“ und „Bard Offshore 1“ (vgl. Abbildung 1) wurden sie daher regelmäßig überschritten (Wehrmann 2011b: 53). Anders als von Naturschützern gefordert, bestand das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie jedoch nicht auf einem Baustopp, um „den Ausbau der Offshore-Windenergie nicht aus[zu]bremsen, bevor er richtig in Fahrt kommt“ (Wehrmann 2012: 31). Daher wurden Überschreitungen so lange toleriert, bis geeignete Lärmschutztechniken zur Verfügung standen. Hierbei vertrat das Bundesamt die Auffassung, dass ein Baustopp kontraproduktiv wäre, da es der Industrie die Entwicklung dieser Techniken erschweren würde (Interview BSH). Während Umweltschutzverbände die Umsetzung der Offshore-Projekte deshalb stark kritisierten, betrachteten Projektentwickler und Investoren mittlerweile die – auch im internationalen Vergleich – strengen Auflagen und zahlreichen Naturschutzkonflikte zunehmend als ein Hindernis für die Projektumsetzung (Wehrmann 2012: 31). Entschärft wurde dieser Konflikt erst durch die Entwicklung neuer Schallschutztechniken und durch das Ende 2013 in Kraft getretene Schallschutzkonzept (für die Nordsee), mit dem verbindliche Schallschutzmaßnahmen etabliert wurden (Interviews BSH, NABU).

3.4.2 *Finanzielle Förderung und wirtschaftliche Bedingungen*

Hindernisse des Ausbaus bestanden jedoch nicht nur aufgrund der beschriebenen Defizite der Raumordnungspläne und fehlender Regelungen hinsichtlich des Naturschutzes, sondern auch durch die nach wie vor ungünstigen ökonomischen Rahmenbedingungen. Zwar erhöhte der Gesetzgeber im Rahmen der EEG-Novelle von 2009 die Vergütung. Diese Verbesserung wurde jedoch von den

negativen Folgen der Finanzkrise für die Projektfinanzierung der Offshore-Windparks überschattet. Der deutsche Offshore-Windmarkt war davon stärker betroffen als die übrigen europäischen Märkte, da hier überdurchschnittlich viele mittelständische Unternehmen Genehmigungen von Offshore-Windparks besaßen, die „zur Realisierung der überwiegend großen Projekte mit Investitionssummen von über einer Milliarde Euro auf Projektfinanzierungen angewiesen [sind], sofern kein kapitalstarker Partner eingebunden wird“ (KPMG 2010: 44). Dies ist einer der Gründe, weshalb die großen Energieversorgungsunternehmen – trotz eines bis dahin relativ geringen Engagements – eine zunehmende Bedeutung im deutschen Offshore-Markt einnahmen (Hautmann 2011). Allerdings legten die vier großen Energieversorgungsunternehmen den Schwerpunkt ihrer Stromerzeugung nach wie vor eindeutig auf fossile Energieträger (Hirschl/Neumann/Vogelpohl 2011: 143), weshalb das Bundesumweltministerium die zunehmende Bedeutung der Energieversorgungsunternehmen im Offshore-Bereich sehr kritisch betrachtete. Es befürchtete – wie die Auswertung von Unternehmenszielen der Energieversorgungsunternehmen zeigt (Hirschl/Neumann/Vogelpohl 2011: 143 ff.) – berechtigterweise, dass die Großkonzerne Offshore-Windparks in Deutschland lediglich als eine Art Risikoinvestment ansahen, primär jedoch ihre lukrativen Atom- und Kohlekraftwerke betreiben wollten (Schultz 2009). Dies stand einem zügigen Ausbau der Offshore-Windkraft im Wege.

3.4.3 *Netzausbau als Investitionsrisiko*

Darüber hinaus zeigte sich, dass die Probleme der Netzanbindung weder durch die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (2006) noch durch die Raumordnungspläne gelöst wurden. Die Netzanbindung ist für den Übertragungsnetzbetreiber aus planerischer, organisatorischer und auch finanzieller Hinsicht sehr aufwendig. Für die Netzanbindung von Offshore-Windparks mussten in separaten Verfahren die Land- und Seetrassen geplant, genehmigt und finanziert werden. Sofern sich der Offshore-Windpark in der Ausschließlichen Wirtschaftszone befindet, waren aufgrund der administrativen Zergliederung eigenständige Verfahren für das Küstenmeer und die Ausschließliche Wirtschaftszone erforderlich (Suck 2008: 360; Dahlke/Trümpler 2013: 90 f.). Nach Abschluss der Planungs- und Genehmigungsphase konnte sich zudem die Verlegung der Seekabel aufgrund des damaligen Mangels an Spezialschiffen weiter verzögern (Bosch/Peyke 2011: 111).

In Anbetracht des großen planerischen und finanziellen Aufwands versuchte der zuständige Netzbetreiber daher Maßnahmen zu ergreifen, um die Gefahr eines „stranded investments“ – also dem Verlust der Netzanschlussinvestitionen für einen nichtrealisierten Offshore-Windpark –

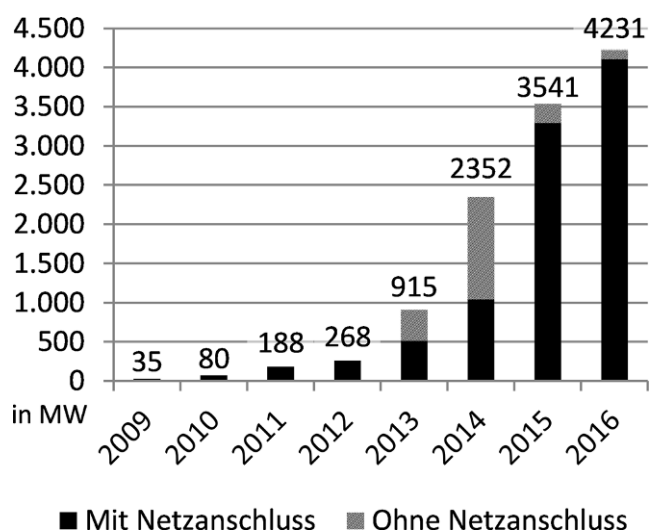


Abbildung 2 Installierte Leistung (in MW) der Offshore-Windenergie in Deutschland. (Quelle: BMWi 2017; DWG o.J.)

zu vermeiden (Rebmann/Hirschmann 2013: 132). Deshalb stellten die Netzbetreiber Kriterien auf, die „sie zur Voraussetzung für den Beginn der Errichtung der Netzanbindung machten“ (Rebmann/Hirschmann 2013: 133). Hierzu zählte der Nachweis einer gesicherten Finanzierung des Offshore-Windparks. Die Projektentwicklungsgesellschaften mussten allerdings wiederum in der Regel eine Netzanbindungszusage nachweisen, um von den Investoren die nötigen Finanzmittel zu erhalten (Rebmann/Hirschmann 2013: 133). Dieses „Henne-Ei-Problem“ stellte „eine wesentliche Investitionshürde für Entwickler von OWPs⁶ dar“ (KPMG 2010: 29).

3.5 Phase IV – 2011-2014: Energiewende 2011 und der „Systemwechsel“ 2012

Die vierte Phase ist dadurch gekennzeichnet, dass nach dem Reaktorunfall von Fukushima die „Energiewende“ eingeleitet wurde und der Ausbau der erneuerbaren Energien im Allgemeinen und der Offshore-Windkraft im Besonderen beschleunigt werden sollte. Als zentrales Hindernis für den Ausbau der Offshore-Windkraft wurden die Probleme bei der Netzanbindung identifiziert, die mit Hilfe von umfassenden Netzausbauregelungen (Energiewirtschaftsgesetz, Seeanlagenverordnung) behoben werden sollten. Zusätzlich sollten die finanziellen Rahmenbedingungen für Offshore-Projekte durch eine erneute Anpassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes verbessert werden.

3.5.1 Fukushima und die Energiewende

Der Ausbau der Offshore-Windkraft ging trotz der zahlreichen Steuerungsversuche nach wie vor sehr langsam voran. Gemäß der Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See hätten bis 2010 bereits Offshore-Windparks mit einer Kapazität von 2.000-3.000 MW installiert werden sollen. Bis Ende 2011 waren allerdings lediglich Windenergieanlagen mit einer Leistung von rund 188 MW installiert (vgl. Abbildung 2).

Die Bundesregierung versuchte dementsprechend den zu langsam voranschreitenden Ausbau der Offshore-Windkraft zu beschleunigen. Dieses Vorhaben gewann vor dem Hintergrund der Nuklearkatastrophe von Fukushima an Bedeutung. Die Ende 2010 auf Drängen der vier großen Energieversorgungsunternehmen von der Bundesregierung beschlossene Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke konnte aufgrund des gesellschaftlichen Drucks nicht mehr wie geplant umgesetzt werden (Maubach 2013: 34). Die dadurch wegfallende Stromerzeugungskapazität sollte insbesondere durch den Ausbau der erneuerbaren Energien kompensiert werden, wobei dem Ausbau der Offshore-Windparks eine zentrale Bedeutung für die Umsetzung dieser Pläne zugeschrieben wurde (Wehrmann 2011a: 54).

3.5.2 Erster Schritt zu umfassenden

Netzausbauregelungen: Erstellung des „Offshore-Netzplans“

Um die Netzanbindung der Offshore-Windparks effizienter zu gestalten, wurde auf der Grundlage der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes von 2011 beschlossen, Offshore-Windparks als *Cluster* zusammenzufassen, die über Sammelanbindungen landseitig angeschlossen werden sollten (BSH 2012: 16). Wenngleich dieser „Offshore-Netzplan“ eine wichtige und unerlässliche Grundlage für eine (räumlich) geordnete Netzanbindung darstellte, konnten damit nicht die beiden Hauptprobleme der Netzanbindung gelöst werden. So war auch weiterhin eine rechtzeitige Netzanbindung der Offshore-Windparks nicht garantiert und Haftungsfragen im Falle eines verspäteten Netzanschlusses blieben ungeklärt (Spieth/Uibelesen 2012: 523).

Die Dringlichkeit, diese beiden zentralen Probleme zu lösen, wurde bereits Ende 2011 deutlich. In einem Schreiben an die Bundesregierung hatte der Netzbetreiber TenneT, der für die Netzanbindung für Offshore-Windparks in der Nordsee verantwortlich war, „aufgrund eigener finanzieller, materieller und personeller Engpässe die Vergabe weiterer Netzanschlüsse solange ausgeschlossen [...] bis die Haftungsfrage für Verzögerungen und Unterbrechungen eindeutig geklärt [war]“ (Falk/Wagner 2013: 33).

⁶ OWP = Offshore-Windpark.

3.5.3 *Finanzielle Förderung und Anpassung der Genehmigungsverfahren*

Die Problematik der Netzanbindung überlagerte die ansonsten positiven Entwicklungen, die mit den 2012 erfolgten Novellen der Seeanlagenverordnung und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erzielt werden konnten: Während mit der Novelle der Seeanlagenverordnung die Genehmigungsverfahren, insbesondere durch die Einführung von Planfeststellungsverfahren, effizienter gestaltet wurden (Zabel 2012: 268), konnten die ökonomischen Rahmenbedingungen mit der EEG-Novelle deutlich verbessert werden. Als zentrale Änderung wurde das von der Offshore-Branche gewünschte Stauchungsmodell eingeführt. Hiermit wurde dem Betreiber die Möglichkeit eingeräumt, sich für eine erhöhte Anfangsvergütung in Höhe von 19 ct/kWh – anstatt der im Basismodell gewährten 15 ct/kWh – zu entscheiden, die dann jedoch nicht für zwölf, sondern nur für acht Jahre gewährt wird. Von der Offshore-Branche wurde diese Modifizierung positiv bewertet (Trautmann 2013: 161; Interview DONG).

Die Verbesserungen des Vergütungsmodells und der Genehmigungsverfahren wurden allerdings durch die Probleme bei der Netzanbindung überlagert. Dies stellte nach wie vor eine wesentliche Investitionshürde für die Offshore-Windparks dar (Legler 2013: 8; Interview DONG). Um diese Probleme zu lösen, wurde ein neues Netzanbindungsregime entworfen und mit ihm der sogenannte „Systemwechsel“ eingeleitet (Falk/Wagner 2013: 34).

3.5.4 *Der „Systemwechsel“ von 2012 – Steuerung des Ausbaus durch umfassende Netzausbauregelungen*

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes von 2012 wurde ein ‚Systemwechsel‘ vollzogen. Der bisherige individuelle Anbindungsanspruch der Offshore-Windparks bei Erreichen der technischen Betriebsbereitschaft wurde durch ein Netzanbindungsregime abgelöst, bei dem nicht nur die räumlichen Festlegungen von Stromtrassen und Konverterplattformen, sondern auch verbindliche Zeitpunkte festgelegt wurden, zu denen die Netzbetreiber die Netzanbindungsmaßnahmen realisiert haben mussten.

Offshore-Windkraftanlagen werden fortan also erst angeschlossen, wenn ihnen im Rahmen des „Bundesfachplan Offshore“ (BFO) und des darauf aufbauenden Offshore-Netzentwicklungsplanes (O-NEP) ein verbindlicher Fertigstellungstermin zugesichert und der Anlage seitens der Bundesnetzagentur und des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie eine entsprechende Kapazität zugewiesen wurde (Legler 2013: 8). Von nun an musste sich der Ausbau der Offshore-Windparks vorrangig nach den Netzanbindungsplänen richten. Durch diese klaren und verbindlichen Regelungen hinsichtlich einer zeitlich gestaf-

felten räumlichen Gesamtplanung wurde der Ausbau der Offshore-Windkraft grundlegend strukturiert. Diese Pläne stellten zusammen mit den neuen Haftungsregelungen die von den Anlagenbetreibern und Netzbetreibern geforderte Rechtssicherheit her (Legler 2013: 8; Interview DONG).

Parallel zu diesen positiven Entwicklungen verschlechterte sich jedoch gleichzeitig die Planungssicherheit für den Ausbau der Offshore-Windenergie. Die Diskussion um die steigenden Strompreise verstärkte den Druck auf politische Entscheidungsträger, den Ausbau der erneuerbaren Energien grundlegend neu zu ordnen, um somit die „Kosten“ der Energiewende zu begrenzen (BMWi 2014: 1).

3.6 **Phase V – 2014-2017: Die EEG-Reformen von 2014 und 2017**

Die fünfte Phase ist dadurch gekennzeichnet, dass die Bundesregierung mit der EEG-Reform von 2014 den steigenden Strompreisen entgegenwirken wollte. Für den Ausbau der Offshore-Windenergie ergaben sich dadurch Regelungen hinsichtlich eines gedeckelten Ausbausvolumens (EEG 2014), der Einführung von Ausschreibungsverfahren sowie räumliche und zeitliche Festlegungen durch die Erstellung eines Flächenentwicklungsplanes (EnWG 2016, EEG 2017).

3.6.1 *Finanzielle Förderung und Festlegung des Ausbausvolumens durch die EEG-Novelle 2014*

Das Ziel der EEG-Novelle von 2014 war, kostengünstige regenerative Stromerzeugungstechnologien und eine stärkere Marktintegration zu fördern, um somit die Kosten des Umbaus der Stromversorgung zu begrenzen. Hierzu wurde eine grundlegende Neugestaltung des Fördersystems beschlossen. Der Ausbaumumfang der erneuerbaren Energien wird fortan technologiespezifisch festgelegt, die Höhe der Förderung ab 2017 wettbewerblich über Ausschreibungen ermittelt und die Direktvermarktung verpflichtend eingeführt (BMWi 2014: 2).

Für die Offshore-Windenergie ergaben sich dadurch stark veränderte Rahmenbedingungen. Insbesondere die Reduzierung des Ausbausvolumens auf 6,5 GW bis 2020 und auf 15 GW bis 2030 wurden von der Offshore-Branche kritisiert, da dies sich negativ auf die Technologieentwicklung und damit verbunden auch auf das Potenzial zur Kostensenkung auswirkt (Wehrmann 2014: 18f.; Interviews VF, SOW).

3.6.2 Erstellung eines Flächenentwicklungsplans und Einführung von Ausschreibungsverfahren durch die EEG-Novelle 2017

Hinsichtlich der Ausschreibungen wurden mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 nun auch Festlegungen für Windenergieanlagen auf See getroffen: Das Ziel, bis 2030 Offshore-Windparks mit einer Leistung von 15 GW zu installieren, blieb unverändert bestehen. Ab 2020 erfolgen die Ausschreibungen zur Ermittlung der Vergütungshöhe übergangsweise unter den bereits geplanten Offshore-Windparks, wobei aufgrund von Netzengpässen im Jahr 2021 nur Windparks in der Ostsee einen Zuschlag erhalten. 2026 soll dann das „dänische“ Modell eingeführt werden, bei dem Flächen von staatlicher Seite untersucht und zur Errichtung von Windparks ausgeschrieben werden. Gleichzeitig wird durch diesen Flächenentwicklungsplan die Reihenfolge der Netzanbindung festgelegt (BMWi 2016: 7). Durch diese räumlichen und zeitlichen Festlegungen bestimmt der Flächenentwicklungsplan somit fortan maßgeblich den Ausbau der Offshore-Windparks in Deutschland. Hierdurch kann zwar die Planungssicherheit erhöht werden, der schleppende Netzausbau an Land zur Weiterleitung des produzierten Stroms in die großen Verbrauchszentren stellt jedoch für den Ausbau der Offshore-Windenergie und die Energiewende ein schwerwiegendes Hindernis dar (Stegert/Klagge 2015: 171).

4 Diskussion und Fazit

Staatliche Steuerungsinstrumente sind für die Diffusion von ‚Umweltinnovationen‘ von zentraler Bedeutung. Einerseits werden mit ihnen allgemeingültig akzeptierte Verhandlungssysteme und Ausgleichsmechanismen zur Konfliktreduzierung geschaffen, andererseits können mit ihnen vom Markt nicht adäquat erfasste Effekte berücksichtigt und entsprechend gefördert werden. Dieser Zusammenhang lässt sich auch am Beispiel des staatlich geförderten Ausbaus der Offshore-Windenergie in Deutschland zeigen. Ausgangslage der Untersuchung war meine These, dass die in der Anfangsphase des Ausbaus implementierten staatlichen Steuerungsinstrumente nicht nur ungeeignet waren, um zentrale Hindernisse zu beseitigen, sondern vielmehr Konflikte förderten, die einem zügigen Ausbau entgegenstanden.

Um diese These zu diskutieren, wurden die staatlichen Steuerungsversuche aus einer Innovationsperspektive mit Hilfe der Konstellationsanalyse untersucht. Durch diese verlaufsorientierte Analyse konnte die Bedeutung und Wirksamkeit der Steuerungsinstrumente im Zusammenspiel mit zentralen sozioökonomischen, technischen und natürlichen Einflussfaktoren herausgearbeitet werden.

So wurde gezeigt, dass der Ausbau von Offshore-Windparks grundsätzlich durch die energiepolitische Zielsetzung (Ausstieg aus der Atomkraft bei gleichzeitiger Emissionsreduzierung) und die sich verschärfenden Flächenkonflikte durch den Ausbau der Windenergie an Land bestimmt wurden. Vor dem Hintergrund des zunehmenden Wettbewerbs in der Offshore-Branche und deutlich besserer Projektbedingungen in England und Dänemark bestand zudem die Befürchtung, dass Deutschland „den Anschluss bei der Entwicklung des zukunftssträchtigen Offshore-Marktes [verlieren könnte]“ (KPMG 2007: 9) und der Aufbau von Produktionskapazitäten und der Zulieferindustrie zu großen Teilen in diesen Ländern stattfinden würde. Dementsprechend sollte der Ausbau möglichst zügig gestaltet werden. Daher wurde mit der Implementierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 ein finanzieller Anreiz für den Ausbau gegeben, ohne eine zeitaufwendige Ausweisung von Schutzgebieten abzuwarten oder gar einen koordinierten räumlichen Steuerungsversuch zu unternehmen. Es überwog vielmehr die Auffassung, dass eine zügige Entwicklung am besten durch möglichst große planerische Handlungsspielräume für die Projektentwickler umgesetzt werden könne und eine freie Standortwahl dafür maßgeblich sei. Durch die fehlenden räumlichen Regulierungen kam es jedoch zu Projektplanungen in Gebieten, die bereits von der Fischerei oder zur Rohstoffgewinnung genutzt wurden oder aber als ökologisch besonders schützenswert galten. Die so hervorgerufenen Nutzungs- und Naturschutzkonflikte reduzierten die gesellschaftliche Akzeptanz und Planungssicherheit von Offshore-Projekten in der ersten Ausbauphase. Die staatlichen Akteure versuchten daher, durch unterschiedliche Steuerungsinstrumente die Rahmenbedingungen zu verbessern. In der Analyse wurde jedoch deutlich, dass auch im Verlauf des Ausbaus der Offshore-Windkraft nicht vorausschauend und ganzheitlich geplant wurde. Eher als Reaktion auf bereits aufgetretene Probleme und Konflikte wurden in den Folgephasen zahlreiche Steuerungsinstrumente angepasst oder neu geschaffen.

Anhand der finanziellen Vergütungsregelungen konnte gezeigt werden, dass zu Beginn des Ausbaus die tatsächlichen Entwicklungskosten der Offshore-Windparks nur unzureichend eingeschätzt werden konnten und aus politischen Gründen eine „Überförderung“ – die bei der Photovoltaik- und Windkraftentwicklung an Land zu Kritik geführt hatte – vermieden werden sollte. Daher hat es lange gedauert, angemessene Vergütungsregelungen zu etablieren. Erschwert wurde dies durch grundsätzlich bestehende unterschiedliche energie- und wirtschaftspolitische Zielsetzungen, die sowohl auf den verschiedenen politisch-administrativen Ebenen (Bund versus Länder) als auch innerhalb dieser Ebenen (Bundesumwelt- versus Bundeswirtschaftsministerium) existierten. In Kombination mit den defizitären Instrumenten der Netzanbindung und den

daraus resultierenden planerischen und finanziellen Problemen der Offshore-Projekte („Henne-Ei-Prinzip“), stellte dies ein schwerwiegendes Hemmnis für die Entwicklung der Offshore-Windenergie dar. Um diese Probleme zu lösen, hat der Gesetzgeber sukzessive die Vergütung verbessert und durch die Implementierung von verbindlichen Netzanbindungsplänen („Systemwechsel“) den Ausbau stärker zeitlich und räumlich gesteuert. Mit dem Beschluss, zukünftig den Ausbau auf der Grundlage eines Flächenentwicklungsplans zu gestalten, bei dem Offshore-Standorte in einem Ausschreibungsverfahren vergeben werden, ist der Gesetzgeber von der ursprünglichen Praxis der freien Standortwahl vollständig abgerückt. Dies verdeutlicht, dass mittlerweile auch der Gesetzgeber eine umfangreiche räumliche Steuerung als unerlässlich für einen geordneten Ausbau ansieht.

Mit einer derartigen Steuerung hätte auch die Entstehung der Nutzungs- und Naturschutzkonflikte, die sich sowohl negativ auf die gesellschaftliche Akzeptanz als auch auf die Planungssicherheit für Projektentwickler auswirken, verhindert bzw. deutlich abgeschwächt werden können. Dies scheiterte jedoch an Fehleinschätzungen hinsichtlich des Konfliktpotenzials und an aktorspezifischen Interessen. So wurden Schutzgebiete in der Ausschließlichen Wirtschaftszone erst ausgewiesen, nachdem sich der politische Druck durch Nutzungs- und Naturschutzkonflikte erhöhte. Die daraufhin folgende Ausweisung der Schutzgebiete in Kombination mit einem Versagen der EEG-Vergütung in diesen Gebieten stellte dann allerdings ein geeignetes Instrument zur räumlichen Steuerung und zur Konfliktminderung dar. Die Erstellung der Raumordnungspläne konnte hingegen nicht unmittelbar zur Lösung von Nutzungs- und Umweltschutzkonflikten beitragen, da auf eine umfangreiche Auseinandersetzung mit dem Naturschutz und – aufgrund der Interessen und politischen Einflussmöglichkeiten der Offshore-Industrie – eine Ausschlusswirkung der Vorranggebiete verzichtet wurde. Ebenso wie bei der Weiterentwicklung der Auflagen und Nebenbestimmungen hinsichtlich der Schallschutzmaßnahmen durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie konnte gezeigt werden, dass der Ausbau von oftmals nur schwer miteinander zu vereinbarenden unterschiedlichen Zielsetzungen und den Partikularinteressen der beteiligten Akteure erschwert wurde. Die Implementierung von geeigneten Steuerungsinstrumenten konnte daher nur im Rahmen eines langwierigen Lern- und Aushandlungsprozesses der beteiligten Akteure gefunden werden.

Mittlerweile wurden für den Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland vergleichsweise günstige Rahmenbedingungen geschaffen. Gleichzeitig bestätigte die erste Ausschreibungsrunde für Offshore-Windenergie deren großes Potenzial zur kostengünstigen Stromproduktion. Hierdurch rückt der Ausbau der Offshore-Windenergie

noch stärker in den politischen Fokus. Die zunehmende Bedeutung eines stärker zentralisierten und – aufgrund der Kapitalintensität – von großen Energieversorgungsunternehmen dominierten Ausbaus der Offshore-Windenergie birgt allerdings das Potenzial, die Energiewende sowohl hinsichtlich der räumlichen Struktur als auch hinsichtlich der Akteurlandschaft grundlegend zu ändern. Dies bietet einen spannenden Ansatzpunkt für zukünftige Untersuchungen.

Danksagung Ich danke Katrin Klein-Hitpaß und Britta Klagge (Universität Bonn) sowie außerdem zwei anonymen Reviewern für wichtige Hinweise zur Verbesserung des Beitrags.

Literatur

- ARL – Akademie für Raumforschung und Landesplanung (2013): Maritime Raumordnung. Interessenlage, Rechtslage, Praxis, Fortentwicklung. Hannover. = Forschungsberichte der ARL 1.
- Blättel-Mink, B.; Menez, R. (2015): Kompendium der Innovationsforschung. Wiesbaden. doi: 10.1007/978-3-531-19971-9
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.) (2001): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 1 – im Rahmen des F & E Vorhabens 999 46 101. Berlin.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014): Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts. Referentenentwurf vom 4. März 2014. Berlin. http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/entwurf-eines-gesetzes-grundlegenden-reform-eeg.pdf?sessionid=6F9EBAFD592BA3F049C5819842A9DC4A?__blob=publicationFile&v=1 (06.09.2017).
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016): EEG-Novelle 2016. Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG. Berlin. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-novelle-2016-fortgeschriebenes-eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (06.09.2017).
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Berlin. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2016-excel.xlsx?__blob=publicationFile&v=10 (06.09.2017).
- Bosch, S.; Peyke, G. (2011): Gegenwind für die Erneuerbaren – Räumliche Neuorientierung der Wind-, Solar- und Bioenergie vor dem Hintergrund einer verringerten Akzeptanz sowie zunehmender Flächennutzungskonflikte im ländlichen Raum. In: Raumforschung und Raumordnung 69, 2, 105-118. doi: 10.1007/s13147-011-0082-6
- Braun, D.; Giraud, O. (2003): Steuerungsinstrumente. In: Schubert, K.; Bandelow, N. C. (Hrsg.): Lehrbuch der Politikfeldanalyse. München, 147-174.
- Bruns, E.; Morkel, L. (2014): Akzeptanz der Offshore-Windenergienutzung. Darstellung der Konfliktlinien. Berlin.
- Bruns, E.; Ohlhorst, D.; Wenzel, B.; Köppel, J. (2009): Erneuerbare Energien in Deutschland. Eine Biographie des Innovationsgeschehens. Berlin.
- BSH – Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2012): Entwurf Offshore-Netzplan Nordsee. Hamburg/Rostock. http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/BFO/Dokumente/Entwurf_Offshore-Netzplan.pdf (06.09.2017).

- Buchholz, H. (2008): Der erste Raumordnungsplan des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone. Eine konstruktive Analyse. Hemmingen. [http://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/download%20\(1\)_1.pdf](http://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/download%20(1)_1.pdf) (06.09.2017).
- Bundesregierung (2002a): Perspektiven für Deutschland. Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. Berlin.
- Bundesregierung (2002b): Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung. Berlin.
- Byzio, A.; Mautz, R.; Rosenbaum, W. (2005): Energiewende in schwerer See? Konflikte um die Offshore-Windkraftnutzung. München.
- Castringius, K. (2006): Meeresschutzgebiete – Die völkerrechtliche Zulässigkeit mariner Natura 2000-Gebiete. Baden-Baden. = Rostocker Schriften zum Seerecht und Umweltrecht 35.
- Dahlke, C.; Trümpler, K. (2013): Genehmigungssituation bei Offshore-Windparks. In: Böttcher, J. (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte. München, 89-128.
- Dawley, S. (2014): Creating New Paths? Offshore Wind, Policy Activism, and Peripheral Region Development. In: *Economic Geography* 90, 1, 91-112. doi: 10.1111/ecge.12028
- DWG – Deutsche WindGuard (o. J.): Installierte Offshore-Windenergieleistung in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2016 (in Megawatt). In Statista – Das Statistik-Portal. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/270822/umfrage/installierte-windenergieleistung-auf-see-in-deutschland/> (19.08.2017).
- Falk, T.; Wagner, A. (2013): Politische, rechtliche und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen der Offshore-Nutzung. In: Böttcher, J. (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte. München, 33-54.
- Gregorowius, D.; Zepp, H. (2006): Offshore-Windkraftnutzung in der Deutschen Bucht. Was denken die Akteure? In: *Europa Regional* 14, 3, 117-131.
- Hau, E. (2008): Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Berlin/Heidelberg. doi: 10.1007/978-3-540-72151-2
- Hautmann, D. (2011): Problem umschiffen. In: *Neue Energie* 11, 42-46.
- Hemmelskamp, J. (1996): Umweltpolitik und Innovation – Grundlegende Begriffe und Zusammenhänge. Mannheim. = Discussion Paper No. 96-23.
- Hirschl, B. (2008): Erneuerbare Energien-Politik. Eine Multi-Level Policy-Analyse mit Fokus auf den deutschen Strommarkt. Wiesbaden. doi: 10.1007/978-3-531-90890-8
- Hirschl, B.; Neumann, A.; Vogelpohl, T. (2011): Investitionen der vier großen Energiekonzerne in erneuerbare Energien. Stand 2009, Planungen und Ziele 2020 – Kapazitäten, Stromerzeugung und Investitionen von E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW. Berlin. = Schriftenreihe des IÖW 199/11.
- Jacobsson, S.; Karltorp, K. (2013): Mechanisms blocking the dynamics of the European offshore wind energy innovation system – Challenges for policy intervention. In: *Energy Policy* 63, 1182-1195. doi: 10.1016/j.enpol.2013.08.077
- Jänicke, M. (1997): Umweltinnovationen aus der Sicht der Policy-Analyse: vom instrumentellen zum strategischen Ansatz der Umweltpolitik. Berlin. = Forschungsstelle für Umweltpolitik FFU-rep 97-3.
- Jänicke, M.; Kunig, P.; Stitzel, M. (2003): Lern- und Arbeitsbuch Umweltpolitik. Politik, Recht und Management des Umweltschutzes in Staat und Unternehmen. Bonn.
- Janssen, G. (2012): Deutsche Raumordnungsplanung in der AWZ – Wegweiser oder Fluchtweg? Eine Analyse aus Sicht des Meeresnaturschutzes. In: Bosecke, T.; Kersandt, P.; Täufer, K. (Hrsg.): Meeresnaturschutz, Erhaltung der Biodiversität und andere Herausforderungen im „Kaskadensystem“ des Rechts. Heidelberg, 145-167. = Schriftenreihe Natur und Recht 13. doi: 10.1007/978-3-642-11153-2_7
- Köpke, R. (2002): Der Kampf auf dem Meer. In: *Neue Energie* 12, 10-14.
- KPMG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (2007): Offshore wind farms in Europe. Survey. Düsseldorf/Hamburg.
- KPMG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (2010): Offshore-Windparks in Europa. Marktstudie 2010. o. O.
- Kruppa, I. (2007): Steuerung der Offshore-Windenergienutzung vor dem Hintergrund der Umweltziele Klima- und Meeresumweltschutz. Dissertation, Technische Universität Berlin. Berlin.
- Landesregierung Niedersachsen (2002): Niedersächsisches Aktionsprogramm zur Planung von Windenergiestandorten im Offshore-Bereich. Hannover.
- Legler, D. (2013): Die Novelle des EnWG zum Offshore-Ausbau: Alle Hoffnung liegt auf dem „Systemwechsel“. In: *Zeitschrift des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft* 1, 5-9.
- Lönker, O. (2005): Ausgeträumt. In: *Neue Energie* 6, 12.
- Lönker, O. (2006): E.off. In: *Neue Energie* 6, 14-15.
- Lönker, O. (2007): Wer zuerst kommt. In: *Neue Energie* 12, 40-52.
- Maier, K. (2008): Die Ausdehnung des Raumordnungsgesetzes auf die Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) dargestellt an der auslösenden Situation der raumordnerischen Steuerung der Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen. Augsburg/Kaiserslautern. = Schriften zur Raumordnung und Landesplanung 27.
- Maubach, K.-D. (2013): Energiewende. Wege zu einer bezahlbaren Energieversorgung. Wiesbaden. doi: 10.1007/978-3-658-03358-3
- Mautz, R. (2010): Konflikte um die Offshore-Windkraftnutzung – eine neue Konstellation der gesellschaftlichen Auseinandersetzung um Ökologie. In: Feindt, P. H.; Saretzki, T. (Hrsg.): Umwelt- und Technikkonflikte. Wiesbaden, 181-197. doi: 10.1007/978-3-531-92354-3_9
- Mautz, R.; Byzio, A.; Rosenbaum, W. (2008): Auf dem Weg zur Energiewende. Die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Göttingen.
- Mossig, I.; Fornahl, D.; Schröder, H. (2010): Heureka oder Phoenix aus der Asche? Der Entwicklungspfad der Offshore-Windenergieindustrie in Nordwestdeutschland. In: *Zeitschrift für Wirtschaftsgeographie* 54, 1, 222-237. doi: 10.1515/zfw.2010.0016
- MV – Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern (2016): Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern. Schwerin.
- Neukirch, M. (2008): Energiewirtschaft und Windkraft: Eine Länder vergleichende Politikanalyse zur deutschen Offshore-Windenergie. In: *Ökologisches Wirtschaften* 23, 2, 43-46.
- Neumann, T.; Ender, C.; Molly, J.-P.; Neddermann, B.; Winkler, W.; Strack, M. (2002): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 2 – im Rahmen des F & E Vorhabens 999 46 101. Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Wilhelmshaven.
- Ohlhorst, D. (2009): Windenergie in Deutschland. Konstellationen, Dynamiken und Regulierungspotenziale im Innovationsprozess. Wiesbaden. doi: 10.1007/978-3-531-91688-0
- Ohlhorst, D.; Bruns, E.; Schön, S.; Köppel, J. (2008): Windenergieboom in Deutschland: eine Erfolgsstory. In: Bechberger, M.; Mez, L.; Sohre, A. (Hrsg.): Windenergie im Ländervergleich. Steuerungsimpulse, Akteure und technische Entwicklungen in Deutschland, Dänemark, Spanien und Großbritannien. Frankfurt am Main, 5-60.
- Ohlhorst, D.; Tews, K.; Schreurs, M. (2014): Energiewende als Herausforderung der Koordination im Mehrebenensystem. In: Brunengräber, A.; Di Nucci, M. R. (Hrsg.): Im Hürdenlauf zur Energiewende. Von Transformationen, Reformen und Innovationen. Wiesbaden, 93-104. doi: 10.1007/978-3-658-06788-5_6
- Rebmann, K.; Hirschmann, M. (2013): Der Netzanschluss. In: Böttcher, J. (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte. München, 129-155.

- Schön, S.; Kruse, S.; Meister, M.; Nölting, B.; Ohlhorst, D. (2007): Handbuch Konstellationsanalyse. Ein interdisziplinäres Brückenkonzept für die Nachhaltigkeits-, Technik- und Innovationsforschung. München.
- Schultz, S. (2009): Offshore-Konzept: Experten verreißen pompöse Windpark-Pläne. In: Spiegel Online vom 14. September 2009. <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/offshore-konzept-experten-verreissen-pompoese-windpark-plaene-a-648858.html> (06.09.2017).
- Spieth, W. F.; Uibleisen, M. (2012): Netzanbindung von Offshore-Windparks – Offshore-Netzplan und Veränderungssperre. In: Zeitschrift für öffentliches Recht in Norddeutschland 12, 519-523.
- Stegert, P.; Klagge, B. (2015): Akzeptanzsteigerung durch Bürgerbeteiligung beim Übertragungsnetzausbau? Theoretische Überlegungen und empirische Befunde. In: Geographische Zeitschrift 103, 3, 171-190.
- Suck, A. (2008): Erneuerbare Energien und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft. Staatliche Regulierung im Vergleich zwischen Deutschland und Großbritannien. Wiesbaden. doi: 10.1007/978-3-531-90982-0
- Trautmann, D. (2013): Vergleich einzelner Regulierungssysteme – Deutschland und Frankreich. In: Böttcher, J. (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte. München, 156-174.
- von Nicolai, H. (2004): Rechtliche Aspekte einer Raumordnung auf dem Meer. In: Informationen zur Raumentwicklung 7/8, 491-498.
- Wehrmann, A.-K. (2011a): Das neue Lieblingskind der Bundesregierung. In: HANSA International Maritime Journal 10, 54.
- Wehrmann, A.-K. (2011b): Viel Lärm um den Rammschall. In: HANSA International Maritime Journal 10, 53-56.
- Wehrmann, A.-K. (2012): Beim Schallschutz ist noch Entwicklungsarbeit notwendig. In: HANSA International Maritime Journal. Hansa Sonderteil – Wind & Maritim 5, 30-31.
- Wehrmann, A.-K. (2014): Offshore-Windbranche hofft auf Verlässlichkeit. In: HANSA International Maritime Journal 4, 18-22.
- Weinhold, N. (2010): Offshore-Radau. In: Neue Energie 11, 42.
- Wieczorek, A. J.; Negro, S. O.; Harmsen, R.; Heimeriks, G. J.; Luo, L.; Hekkert, M. P. (2013): A review of the European offshore wind innovation system. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 26, 294-306. doi: 10.1016/j.rser.2013.05.045
- Wille, D. (2009): Raumplanung in der Küsten- und Meeresregion. Das Konzept des integrierten Küstenzonenmanagements (IKZM) als Herausforderung für das deutsche Raumordnungs-, Zulassungs- und Umweltplanungsrecht. Baden-Baden. = Umweltrechtliche Studien – Studies on Environmental Law 39. doi: 10.5771/9783845215419
- Zabel, L. (2012): Die Novelle der Seeanlagenverordnung – Auswirkungen auf die Zulassung von Offshore-Windparks und Netzanschlussvorhaben. In: Zeitschrift für öffentliches Recht in Norddeutschland 6, 263-268.
- Zeiler, M.; Dahlke, C.; Nolte, N. (2005): Offshore-Windparks in der ausschließlichen Wirtschaftszone von Nord- und Ostsee. In: promet 31, 1, 71-76.