Studie

Novellierung der EE-Förderung im Fokus eines neuen Marktdesigns

Ergebnisse einer Expertenbefragung

KOMPETENZZENTRUM
Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e.V.

Mit freundlicher Unterstützung von:

Vi-Strategie

SachsenBank
Ein Unternehmen der LBBW-Gruppe

BAKER TILLY ROELFS

PALMER AG

STADTWERKE

Studie

Novellierung der EE-Förderung im Fokus eines neuen Marktdesigns

Ergebnisse einer Expertenbefragung von

Dr. Oliver Rottmann

Dipl.-Geogr. Dipl.-Ing. André Grüttner

Vorwort

Pünktlich im politischen Entscheidungsprozess zur Neuausrichtung des EEG erscheint diese Studie über die Wirkungen des gesetzlichen Förderrahmens für Erneuerbare Energien auf die Erzeugungsstrukturen des Energiemarktes.

Angeregt durch das 4. Mitteldeutsche Energiegespräch liegt damit eine wissenschaftliche Analyse vor, die zur Versachlichung der Debatte beiträgt und nicht interessengeleitetet ist. Damit trägt die Studie einerseits zum Verständnis der Thematik bei und hilft andererseits, Fronten, die sich im fachlichen Meinungsaustausch auftun, aufzulösen.

Im gesellschaftlichen Diskurs wird eine möglichst gemeinsame Sicht auf die Energiewende benötigt, die in eine gemeinsame nationale Kraftanstrengung mündet. Nur, wenn sich widerstreitende Interessen auf sachliche Grundlagen zurückführen lassen, und im größtmöglichen Konsens Lösungen gesucht werden, kann die Energiewende gelingen.

Dazu leistet die Studie einen maßgeblichen Beitrag. Die solide wissenschaftliche Analyse schärft den Blick für das Wesentliche.

Klar ist, die Kosten der Erneuerbaren Energien müssen möglichst gesenkt werden. Sie sind stärker an den Markt heranzuführen. Die Entsolidarisierung bei der Finanzierung der Energiewende darf nicht weiter voranschreiten. Das sind wichtige Kernbotschaften im gesellschaftlichen Diskurs.

Klar ist auch, der Diskurs ist eingebettet im Bestreben nach Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und bürgernaher Beteiligung.

Klar muss sein, dass eine Förderung der Erneuerbaren Energien grundsätzlich im Kontext aller Ziele der Energiewende notwendig ist, wenngleich zur Zielerreichung eine deutliche Veränderung des Förderdesigns, aber auch des Energiemarktdesigns unumgänglich sind.

Und klar muss auch sein, dass ein EEG 2.0 als Lenkungsinstrument zur Beeinflussung erforderlicher Anpassungen des Energiemarktdesigns dienlich sein muss, dass durch eine mehrdimensionale Sicht auf Themen, wie Bereitstellen von Systemdienstleistungen, Einsatz von Speichertechnologien, Optimierung von Last-Management, Klärung von Ausbaumengen, räumliche Aufteilung von Erzeugungsstrukturen sowie Netzausbau geprägt ist.

Die Studie ist Entscheidungshilfe und das 4. Mitteldeutsche Energiegespräch Plattform für den Meinungsaustausch zum künftigen Energiemarktdesign.

Die Vi-Strategie GmbH als Initiator dieser Studie beschäftigt sich sehr intensiv mit Unternehmensstrategien und steht den Unternehmen beratend zu dieser Thematik zur Seite.

Dem Kompetenzzentrum für Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e. V. an der Universität Leipzig, mit seinem geschäftsführenden Vorstand Dr. Oliver Rottmann und seinem Team ist für die vorgelegte wissenschaftliche Arbeit zu danken.
Den zahlreichen klugen Förderern, die diese Studie ermöglicht haben, gilt ebenfalls ein herzliches Dankeschön.

Rainer Otto

Geschäftsführer

Vi-Stratgie GmbH

Vorwort

Im Jahre 2013 betrug der Beitrag der Stromverbraucher zur Energiewende mehr als 21 Mrd. €. Die Angst vor einem Blackout, verursacht durch die Ungleichverteilung von Erzeugungs- und Nachfragesituation, in Deutschland bleibt ungebrochen, insbesondere wenn man sich den schwankenden Leistungsbedarf in Deutschland von 30000 - 80000 MW, abhängig von Tages- und Jahreszeit, vergegenwärtigt und sich die öffentliche Diskussion eher nur auf den Stromverbrauch fokussiert. Wirtschaftsminister Gabriel hat im Januar dieses Jahres angekündigt, bis zum 1. August das Erneuerbare Energien Gesetz zu reformieren. Nahezu wöchentlich können wir nachverfolgen, welche Ausnahmen oder Streitpunkte sich zu dem am 21. Januar veröffentlichten Eckpunktepapier zwischenzeitlich aufgetan haben. Wenn das Ziel, bis 2050 einen Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in Deutschland von mindestens 80% zu erreichen, nicht aufgegeben werden soll, braucht es neben einer seriösen Diskussion zum Problem des Leistungsbedarfs vor allem ein auf einen mittel- bis langfristig ausgerichteten Investitionszeitraum verlässliches Marktdesign.

Für uns als ein langjähriger Berater und Partner der Energiewirtschaft ist es stets wichtig, die Trends und Interessen im Markt zu erkennen und zu verfolgen.
Nur so können wir unsere Kunden bestmöglich dabei unterstützen, sich im Markt zu positionieren und ihre Prozesse optimal auszurichten. Diese Studie soll aber auch dazu beitragen, den Verantwortlichen für ein zukunftssicheres Marktdesign Anregungen und Erkenntnisse über das Marktverhalten zu liefern, um die Diskussion zu diesem Thema zu bereichern.
Ich wünsche allen Lesern eine für sie interessante Lektüre.

Armin Fischer

Vorstand

PALMER AG

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

Energieerzeuger sind eine bedeutende Kundengruppe der Sachsen Bank und der LBBW-Gruppe. Daher wissen wir: Die Neuordnung des Energiemarktes ist eine sehr große ingenieurtechnische und planerische Herausforderung, aber auch eine Frage der Finanzierung. Unser Ziel ist es die beteiligten Unternehmen, z.B. Stadtwerke, Regionalversorger oder Netzgesellschaften, von Beginn an mit Beratungskompetenz sowie Finanzierungslösungen zu unterstützen und damit zu einer erfolgreichen Umsetzung der Energiewende beizutragen. Dafür benötigen wir aber, ebenso wie die Investoren, verlässliche Rahmenbedingungen.
Das Erneuerbare Energien Gesetz war ein wesentlicher Katalysator, um die regenerative Energieerzeugung zu einem heute schon bedeutenden Bestandteil unserer Energieproduktion zu machen. Viele Experten kritisieren aber den eingeschlagenen Weg zum Ausbau der Erneuerbaren Energien. Wirtschaftlichere Anlagen und Innovationen würden durch die garantierte Förderung verzögert.

Probleme zeigen sich auch bei grundlastgarantierenden konventionellen Erzeugungsanlagen. Laut einer aktuellen Umfrage des Verbands kommunaler Unternehmen halten 75% der Stadtwerke-Geschäftsführer Investitionen in konventionelle Kraftwerke derzeit für unmöglich. Neubaupläne werden zurück gestellt oder ganz aufgegeben.

So betrachtet stellt sich in vielen Fällen die Frage der Finanzierbarkeit konventioneller Kraftwerke entweder nicht mehr oder aber die Finanzierung kann nicht auf das Vorhaben abgestellt werden. Daneben sorgt die angekündigte Reform des Erneuerbare Energien Gesetzes und die Harmonisierung in einem

gesamteuropäischen Rahmen auf Seiten der regenerierbaren Energien für weitere Verunsicherung.

Neue Anreizmechanismen, die nicht nur die Erzeugung sondern auch die Speicherung Erneuerbarer Energien im Fokus haben, oder die Synchronisation des Netzausausbaus sind Themen mit denen wir uns als Bank befassen wollen. Wir begrüßen es deshalb sehr, dass diese Studie des Kompetenzzentrums Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e.V. der Universität Leipzig Lösungsansätze auf Basis einer Expertenbefragung verschiedener Akteure wie Netzbetreiber, Erzeuger, Politik, Wissenschaft oder Verbände aufzeigt.

Investitionsvorhaben und deren Finanzierung werden wieder deutlich positiver gesehen, wenn Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit im Einklang stehen. Ich würde mich freuen, wenn Ihnen die Studie Antworten auf die Fragen zu einem sinnvollen Energiemix liefert. Auch wir werden die Ergebnisse nutzen, um Ihnen weiterhin maßgeschneiderte Finanzierungslösungen anbieten zu können.

Oliver Fern

Vorstand

Sachsen Bank

Vorwort

Die Energiewende hat den Strommarkt derart aus seinen Grundfesten gehoben, dass zurzeit nicht absehbar ist, wohin die Reise geht und vor allem welche Lösung die zahlreichen Anforderungen an den Strommarkt am besten erfüllt. Auf der einen Seite sind die durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) bevorzugt behandelten Regenerativen, die aufgrund der fixen Vergütung wirtschaftlich gute Erträge erzielen allerdings nicht verlässlich ihre Energie bereitstellen. Auf der anderen Seite stehen die fossilen Kraftwerke, die bei Ausfall der Regenerativen einspringen müssen und dennoch oder gerade deswegen in den meisten Fällen nicht mehr rentabel sind. Dies führt aktuell dazu, dass viele Stadtwerke mit ihren konventionellen Kraftwerksbeteiligungen immer stärker in Schieflage geraten sind. Diese Entwicklung spitzt sich immer weiter zu, so dass die Dringlichkeit der Neuordnung des Energiemarktes kaum jemand mehr bezweifelt.

Die Bundesregierung plant mit der grundlegenden Reform des EEG die im Rahmen der Energiewende beschlossenen Ausbauziele für Erneuerbare Energien vor dem Hintergrund der Bezahlbarkeit der Energiewende zu erreichen. Insofern kann der geplante Umstieg auf eine verpflichtende Direktvermarktung von EEG-Strom als ein wesentlicher Baustein gesehen werden. Auch die geplanten Ausbaukorridore mögen vor diesem Hintergrund ihre Berechtigung haben. Allerdings gab und gibt es auch viel Kritik an den geplanten Änderungen (z.B. bei den ursprünglichen Planungen zur EEG-Umlage für den Eigenstromverbrauch) und es bleibt abzuwarten, was bis zum voraussichtlichen Inkrafttreten am 01. August 2014 tatsächlich als Gesetzestext Eingang in das Erneuerbare Energien Gesetz finden wird.

Die vorliegende Studie gibt einen sehr guten Überblick über den status quo der Förderung der Erneuerbaren

Energien und die erforderlichen Änderungen. Dabei ist insbesondere interessant, welche Optionen für eine Neuausrichtung der Förderung vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit von den Befragten gesehen wurden. Diese Anforderungen werden in der vorliegenden Studie mit der geplanten Änderung des Erneuerbaren Energien Gesetzes abgeglichen und Defizite benannt.

Für Investoren, potentielle und bestehende Anlagenbetreiber, aber auch Netzbetreiber ist jedenfalls der Blick in die Zukunft weiter schwierig und wir wissen alle, dass schlussendlich nichts so sehr die wirtschaftliche Aktivität bremst, wie die Unsicherheit. Vor diesem Hintergrund ist uns allen zu wünschen, dass die berechtigten Interessen der vielen Akteure am Strommarkt schlussendlich in einer neuen ausbalancierten EE-Förderung und in einem modernen Strommarktdesign ihren Niederschlag finden.

Wir von Baker Tilly Roelfs jedenfalls arbeiten für unsere kommunalen Kunden aus dem Bereich der Energieversorgung daran, diese optimal bei sich abzeichnenden Veränderungen beratend zu unterstützen.

Klaus Romer

Competence Center Public Sector

Baker Tilly Roelfs

Inhalt

1 Einleitung

1.1 Rahmen und Ziel der Studie 13

1.2 Überblick zur aktuellen Erzeugungsstruktur der Erneuerbaren Energien, zur EEG-Förderung (EEG 2012) und zum Strommarktdesign 13

1.2.1 Struktur und räumliche Verteilung der Energieerzeugung 13

1.2.2 Überblick zu den Förderinstrumenten für Erneuerbare Energien nach dem EEG 2012 16

1.2.3 Grundzüge des gegenwärtigen Strommarktdesigns 18

2 Studiendesign und Methodik 21

3 Befragungsergebnisse 22

3.1 Status quo der EE-Förderung 22

3.2 Als notwendig erachtete Änderungen der EE-Förderung und speziell des EEG 36

3.3 Beurteilung der Wirkung des EEG 2012 auf das Strommarktdesign 41

3.4 Lenkungswirkung einer EE-Förderung auf das Strommarktdesign 43

4 Überblick zum Referentenentwurf des EEG 2014 und zu Reformvorschlägen aus der Fachdiskussion 45

4.1 Vorschlag einer Modifizierung des EEG durch die Bundesregierung – Referentenentwurf des EEG 2014 45

4.2 Überblick über Fachdiskussion beispielsweise Stellungnahmen zum EEG und zur EE-Förderung 48

4.3 Aktuelle Entwicklungen zur Debatte 50

5 Zusammenfassung und Ausblick 52

6 Literaturverzeichnis 55

Impressum 58

Abbildungsverzeichnis 12

Abbildungsverzeichns

Abbildung 1: Anteile der Energieträger an der Bruttostromerzeugung 2013

Abbildung 2: Standorte von Energieerzeugungsanlagen nach Leistungsklassen und Energieträgern (links) sowie installierte Leistung erneuerbarer Energien (rechts) nach Bundesländern Ende 2009

Abbildung 3: Bewertung der Wirkung des EEG

Abbildung 4: Bewertung der Wirkung des EEG durch die einzelnen Befragungsgruppen

Abbildung 5: Wirkung der EEG-Förderung auf die Versorgungssicherheit

Abbildung 6: Wirkung der EEG-Förderung auf die Netzstabilität

Abbildung 7: Wirkung der EEG-Förderung auf den Netz-aus- und Umbaubedarf

Abbildung 8: Wirkung der EEG-Förderung auf Preisstabilität beziehungsweise Preisentwicklung

Abbildung 9: Wirkung der EEG-Förderung auf die Kosten der Energiewende insgesamt

Abbildung 10: Vorrangige Ziele einer Neugestaltung der Förderung von EE

Abbildung 11: Tendenzielle Ausgestaltung der Förderung des Ausbaus der EE

Abbildung 12: Weitere begleitende Fördertatbestände im Rahmen von Versorgungssicherheit und Netzstabilität

Abbildung 13: Auswirkungen der Förderung EE und damit der Erhöhung des Anteile EE für den Energiemarkt

Abbildung 14: Beurteilung der Wirkungen des Ausbaus der EE auf die Struktur der Stromanbieter

Abbildung 15: Wünschenswerte Wirkung einer zukünftigen EE-Förderung auf das Energiemarktdesign

Abbildung 16: Kommunale Risiken für den Einstieg in die EE-Erzeugung aus dem Eckpunktepapier der Bundesregierung vom 22.01.2014

1.1 Rahmen und Ziel der Studie

Das für die Energiewende und deren Gelingen historisch betrachtet durchaus notwendige EEG steht seit geraumer Zeit stark in der Kritik. Unterdessen werden ihm infolge zunehmender Ausnahmeregelungen und des wachsendem Regelungsumfangs[1] hemmende Wirkungen insbesondere bezogen auf Preisstabilität, Versorgungssicherheit, Marktintegration von EE-Strom und Technologieinnovationen zugeschrieben. Seitens der EU werden zudem die Besonderen Ausgleichsregelungen (EEG-Umlagebefreiung etc.) für (Industrie-)Unternehmen als nicht beihilferechtskonform bewertet. In diesem Spannungsfeld bewegt sich die Debatte um die Reform des EEG, welche sicher mit der Verabschiedung des EEG 2014 nicht beendet sein wird.

Die vorliegende Studie intendiert - basierend auf einer Expertenbefragung von Vertretern aus Energieerzeugung, Netzbetreibern, Politik, Wissenschaft und relevanter Bundesverbände und vor dem Hintergrund der Neufassung des EEG – eine Übersicht zu erforderlichen Änderungen insbesondere der Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Auf Basis der Bewertung der Wirkung der EE-Förderung im Rahmen des aktuell gültigen EEG (2012) und hinsichtlich der Zielerreichung des energiepolitischen Dreiecks wurden die Experten zu Optionen einer veränderten EE-Förderung befragt, um eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende zu gewährleisten. Zudem sollten erforderliche Veränderungen des Strommarktdesigns benannt werden.

1.2 Überblick zur aktuellen Erzeugungsstruktur der Erneuerbaren Energien, zur EEG-Förderung (EEG 2012) und zum Strommarktdesign

1.2.1 Struktur und räumliche Verteilung der Energieerzeugung

Gegenwärtig beträgt der Anteil erneuerbarer Energien am Strommix etwa 23 %, wobei Windkraft und Biomasse den überwiegenden Anteil einnehmen (vgl. Abbildung 1). Es zeigt sich, dass erneuerbare Energieträger in der Rangfolge direkt nach der Braunkohle stehen und folglich für die Stromerzeugung von Bedeutung sind. Zum Stand Ende Februar 2014 umfasst die installierte Netto-Nennleistung der Erzeugungsanlagen 183,1 Gigawatt, von denen etwa 44 % auf erneuerbare

[1] Umfasste das EEG in seiner ersten Fassung von 2000 noch 12 Paragraphen, so sind es im Referentenentwurf 2014 bereits 98 Paragraphen.

Energien entfallen, wobei hier der Anteil der Solarenergie ca. 20 % und der der Windenergie etwa 18 % beträgt.[2] Dabei gilt es zu beachten, dass dieses Leistungsangebot dem Strommarkt nicht kontinuierlich zur Verfügung steht, da die Leistung aus Wind- und Solarenergie von den Wetterverhältnissen abhängt und damit mitunter sehr volatil ist. Folglich wird das Angebot an gesicherter Leistung gegenwärtig fast ausschließlich durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt.[3]

Während die Erzeugung konventioneller Energie (Kohle- und Atomkraftwerke) räumlich zentralisiert und in der Regel an Lagerstätten bzw. Flussläufe gebunden ist, erfolgt die Erzeugung EE dezentral und teilweise in Abhängigkeit naturräumlich-klimatischer Gegebenheiten. So finden sich Kohlekraftwerke vor allem im Rheinischen Revier, in der Lausitz, im mitteldeutschen Revier und im Saarland, die Atomkraftwerke in den alten Bundesländern an entsprechenden Gewässerlagen. Auf Basis dieser Standorte ist größtenteils auch das Übertragungsnetz konzipiert. Erneuerbare Energie wird hingegen dezentral und verteilt über das gesamte Bundesgebiet erzeugt, wobei sich für bestimmte

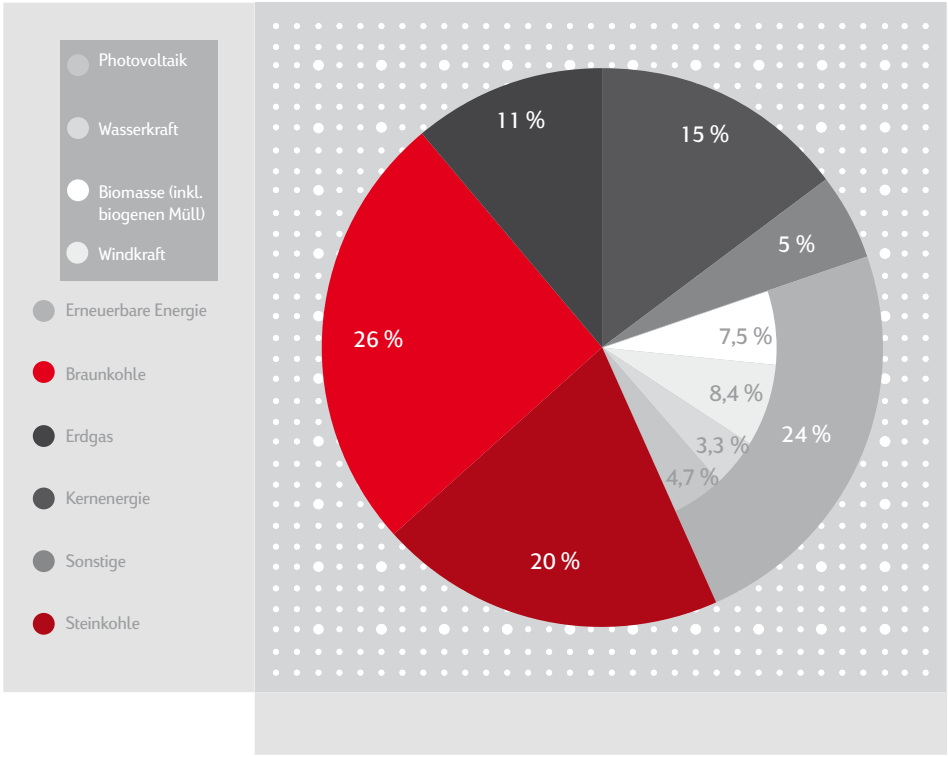


Abbildung 1: Anteile der Energieträger an der Bruttostromerzeugung 2013

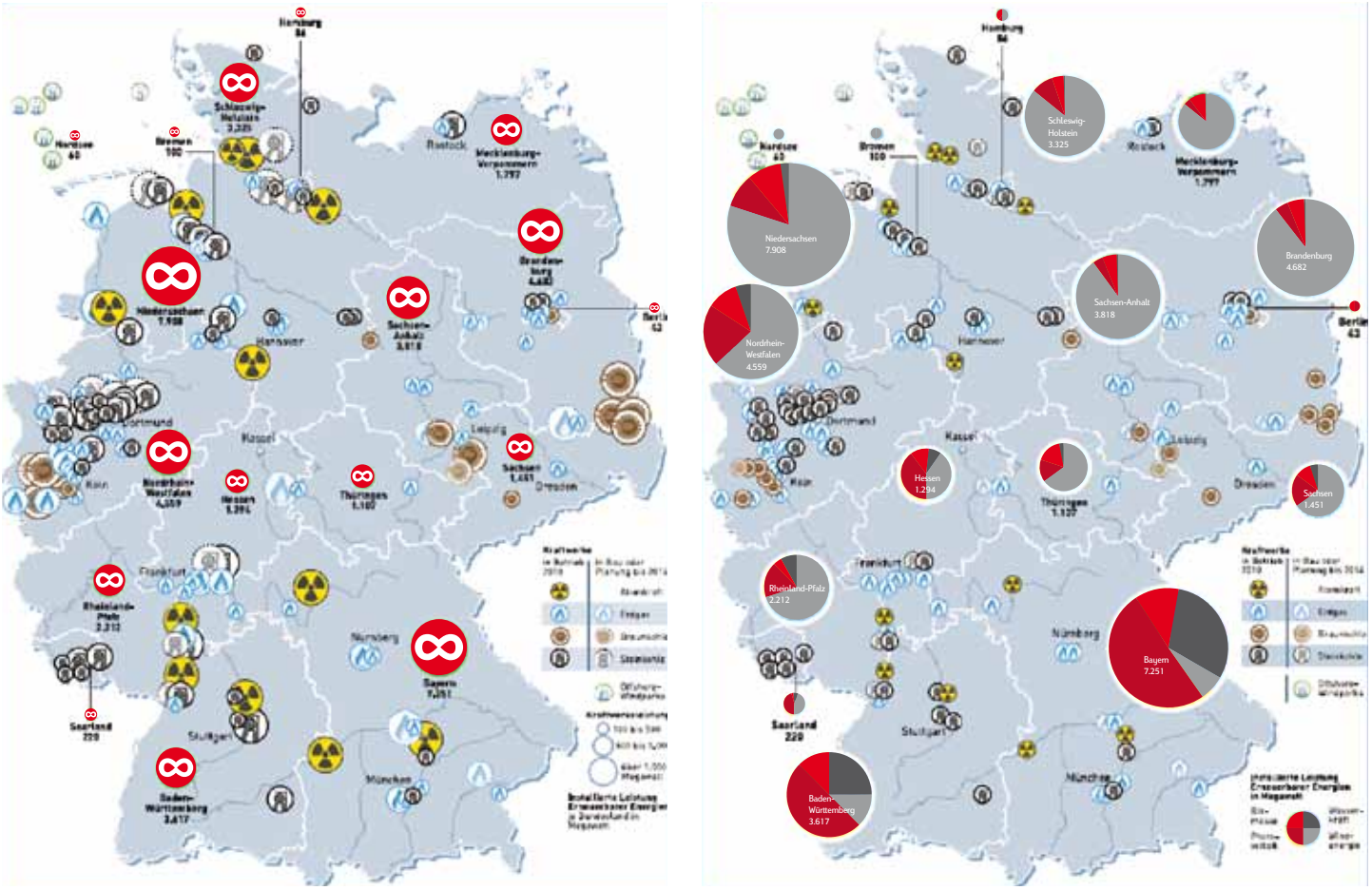
Eigene Darstellung, Datengrundlage: AG Energiebilanz, BMWi, Stand 02/2014.

[2] Vgl. BMWi 2014, http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Stromversorgungssicherheit-und-Kraftwerke/zahlen-fakten.html.

[3] Vgl. ebenda.

Energieträger hier gewisse räumliche Konzentrationen zeigen. So wird Windkraft vorrangig im Norden und Solarenergie hauptsächlich im Süden erzeugt. Nachfolgende Abbildung zeigt diesen Sachverhalt, wenngleich die Kapazitätsangaben nicht dem aktuellen Status entsprechen und sich seit 2009 deutlich erhöht haben.

Abbildung 2: Standorte von Energieerzeugungsanlagen nach Leistungsklassen und Energieträgern (links) sowie installierte Leistung erneuerbarer Energien (rechts) nach Bundesländern Ende 2009



Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien 2011, Renews Spezial Nr. 50/März 2011, S. 4 und 11.

Besonders die zunehmende Stromerzeugung aus Windkraft induziert viele Herausforderungen im Rahmen der Energiewende, nicht nur infolge der bereits genannten Volatilität. Bedingt durch klimatisch-topologische Gegebenheiten sind (Onshore-)Windkraftanlagen derzeit in der Regel nur im Norden Deutschlands wirtschaftlich zu betreiben,[4] der Hauptenergieverbrauch findet aber im Süden statt. Erneuerbare Energie wird demnach vorrangig von Nord nach Süd transportiert. Dies stellt maßgeblich den Energietransport und damit Einspeisung, Übertragung und Verteilung vor Herausforderungen und ist folglich wesentlicher Faktor des Netzausbaus.

1.2.2. Überblick zu den Förderinstrumenten für Erneuerbare Energien nach dem EEG 2012

Die Marktintegration EE ist in hohem Maße von der Ausgestaltung der Förderung EE bzw. des erzeugten Stroms aus diesen abhängig. Daher soll diese Subventionierung mit Fokus auf die Förderung auf Grundlage des EEG 2012 sowie der Konsequenzen für Strompreis und Marktintegration kurz vorgestellt werden.

Die Grundförderung des EEG ist relativ simpel:
Die Betreiber von EEG-Anlagen erhalten für die Dauer von 20 Jahren einen festen Vergütungssatz je erzeugter kWh Strom. Die Höhe ist dabei abhängig von Art der Stromerzeugung sowie Größe und Standort der Anlage. Die Vergütungssätze für die einzelnen Anlagen sind dabei konstant, sofern diese vor dem 01. Januar 2013 in Betrieb genommen wurden. Für alle anderen gelten mit der Novelle des EEG 2012 jährlich degressiv fallende Vergütungssätze.[5] Diese sollten Anreize zur Innovation und zur schnelleren Markteinführung schaffen.

Zudem wurde 2012 zur Förderung der Direktvermarktung von Strom aus EE eine Marktprämie eingeführt. Sofern Erzeuger von EE-Strom diesen direkt an Dritte verkaufen, erhalten sie anstelle der Einspeisevergütung dann eine Marktprämie, sofern der Strom durch das Netz geleitet wird. Vereinfacht dargestellt wird die Marktprämie ermittelt, indem die Differenz aus der für die jeweilige Energieform festgelegten Vergütung nach EEG und dem monatlich ermittelten durchschnittlichen Börsenpreis für Strom gebildet wird. Aufgrund von Erzeugungs- und damit Marktpreisschwankungen wird die Marktprämie

[4] Zwar existieren mittlerweile leistungsstarke Anlagen, welche auch in eher windschwachen Gebieten in hohem Maße wirtschaftlich betrieben werden könnten, oftmals verhindern jedoch infolge der Anlagenhöhe und des Flächenbedarfs je Anlage baurechtliche Vorschriften die Errichtung entsprechender Anlagen. Verwiesen werden soll hier nur auf die Debatte um Abstandsflächen zu Wohngebieten, welche beispielsweise In Bayer dazu führen würden, dass keine Windkraftanlagen mehr errichtet werden könnten, da hier nur noch naturschutzrechtlich gesicherte Flächen in Betracht kämen, welche jedoch generell Ausschlussflächen darstellen.

[5] Die einzelnen Fördersätze sollen hier nicht weiter aufgeführt werden, diese können dem EEG entnommen werden.

bei Wind- und PV-Strom um den sog. Wertigkeitsfaktor korrigiert, welcher diese Schwankungen bei der Preisbildung berücksichtigen soll und damit den jeweiligen aktuellen Börsenpreis für den entsprechenden EE-Strom widerspiegelt.[6] Um die Direktvermarktung zu fördern, wurde zudem im Rahmen des Marktprämienmodells eine Managementprämie eingeführt, welche die Anlagenbetreiber für den durch die Direktvermarktung entstandenen Mehraufwand und sich hieraus ergebende mögliche zusätzliche Risiken entschädigen soll.

Eine weitere Förderung bzw. Privilegierung erfährt der Strom aus EE durch den Einspeisevorrang. Demnach haben Anlagenbetreiber einen Anspruch auf unverzüglichen und vorrangigen Anschluss ihrer Anlagen an das Stromnetz sowie auf unverzügliche und vorrangige Abnahme des zur Einspeisung angebotenen Stroms. Ferner besteht ein Anspruch auf dessen Übertragung und Verteilung. Hieraus leitet sich maßgeblich die Pflicht der Netzbetreiber zur Ausweitung der Netzkapazität und folglich des Netzaus- und -umbaus ab. Droht infolge mangelnder Netzkapazität durch die beabsichtigte Einspeisung Erneuerbaren Stroms eine Überlastung der Netze, so können im Rahmen des Einspeisemanagements einzelne Anlagen gegen Entschädigungszahlungen abgeriegelt werden.

Die fixen, auf 20 Jahre festgeschriebenen Vergütungssätze für eingespeisten Strom aus EE, welche folglich nicht den tatsächlichen Marktpreis widerspiegeln, sowie die garantierte Abnahme und vorrangige Einspeisung der zur Einspeisung angebotenen Strommenge aus EE haben zu Herausforderungen bzgl. Versorgungssicherheit und einem stetigen Anstieg des Strompreises für den Endverbraucher geführt. Hieraus wird im Folgenden kurz eingegangen.

Die Förderung Erneuerbaren Stroms und dadurch induziert dessen stetig wachsenden Anteils am Strommix wirkt zunächst auf die Übertragungs- und Verteilnetze. Bedingt durch den oben genannten Anspruch auf Anschluss an und Einspeisung in das Stromnetz erhöht sich einerseits der Aus- und Umbaubedarf der Stromnetze, andererseits steigen infolge der hohen Volatilität der Einspeisemenge von Strom aus EE die Anforderungen an die Netzstabilität (beispielsweise Spannungshaltung) und Versorgungssicherheit (beispielsweise Abdeckung Grund- und Spitzenlast). Hier fällt den konventionellen

[6] Zum Wertigkeitsfaktor vgl. beispielsweise Sensfuss/Ragwitz 2011, S. 3 ff.

Erzeugungsanlagen eine entscheidende Rolle zu, da derzeit nur diese eine kontinuierliche Energieversorgung garantieren können. Jedoch stellen diese Anforderungen zugleich eine zunehmende Herausforderung für konventionelle Kraftwerke dar, da sowohl Grund- als auch Spitzenlast unter Berücksichtigung der Netzkapazität und in Abhängigkeit der (nur schwer im Voraus kalkulierbaren) Menge des Stroms aus EE dann ebenfalls volatil bereitgestellt werden müssen. Neben technischen Herausforderungen wirkt sich dies vor allem auf deren Wirtschaftlichkeit aus.

Schließlich beeinflusst die Förderung der EE die Höhe des Strompreises für den Endverbraucher. Da aufgrund der fixen, auf 20 Jahre garantierten Einspeisevergütung eine Preisbildung für Erneuerbaren Strom nicht auf Basis von Angebot und Nachfrage erfolgt, wird über die EEG-Umlage die Differenz aus garantierter Einspeisevergütung und dem tatsächlichen Marktpreis für Strom aus EE ausgeglichen. Dieser Mechanismus bewirkt, dass mit steigender Einspeisemenge von Erneuerbaren Strom die EEG-Umlage ansteigt, da der Preis für diesen an der Börse fällt und folglich die Differenz zwischen Marktpreis und Einspeisevergütung steigt. Zudem bewirkt auch die Befreiung einer zunehmenden Anzahl von Unternehmen von der EEG-Umlage eine Erhöhung dieser für die übrigen Endverbraucher.

1.2.3. Grundzüge des gegenwärtigen Strommarktdesigns

Grundsätzlich kann der gegenwärtige deutsche Strommarkt als „Energy-Only-Markt“ (EOM) definiert werden. Dieser koordiniert Erzeugung von und Nachfrage nach Strom zwischen den Marktteilnehmern. Gehandelt werden ausschließlich Strommengen (in Megawattstunden), wobei dieser Handel in der Regel über die Strombörsen (EPEX, EEX) erfolgt. Die Preise bilden sich dabei nach dem sogenannten Merit-Order-Prinzip, wobei die Energieversorger ihren Strom in der Regel zu einem an den kurzfristigen Grenzkosten der jeweiligen Kraftwerke orientierten Preis anbieten. Die Nachfrage wird dabei, entsprechend des genannten Prinzips beginnend, mit den Anbietern der geringsten Grenzkosten gedeckt und bei steigender Nachfrage durch den mit den nächsthöheren. Der Strompreis wird

dabei durch das Kraftwerk bestimmt, welches zur Deckung der Nachfrage benötigt wird.

Das aktuelle Strommarktdesign setzt sich gegenwärtig aus den Elementen Strommarkt, Erzeugungssicherheit, Grünstromprivilegierung, Emissionshandel und Netzinfrastruktur zusammen.[7] Dabei dient der Strommarkt den konventionellen Energieerzeugern und Speichern derzeit zur kurzfristigen Einsatzplanung und als Orientierungsinstrument für langfristige Investitionsentscheidungen. Hingegen nutzen Erzeuger EE den Strommarkt aufgrund der garantierten Einspeisevergütung weder als Steuerungsanreiz für die Stromerzeugung noch zur Entscheidungsfindung für langfristige Investitionen. Das Element Erzeugungssicherheit im Sinne eines Marktes für gesicherte Leistung MWh existiert nur beschränkt über die Gewährleistung der Netzstabilität durch eine vorgehaltene Regelleistung. Wesentlicher Bestandteil des Strommarktdesigns ist hingegen die Grünstromprivilegierung in Form der garantierten Einspeisevergütung und dem Einspeisevorrang jeder erzeugten kWh Erneuerbaren Stroms. Dadurch erfolgt der Zubau Erneuerbaren Stroms nicht marktinduziert, sondern aufgrund der staatlichen Förderung. Der europäische Emissionshandel ist ebenfalls ein Element des Strommarktdesigns und wirkt unmittelbar auf den Strompreis, entfaltet aber derzeit infolge über der Nachfrage liegenden Emissionsmengen nicht die intendierte Steuerungswirkung. Auch die Netzinfrastruktur ist für das gegenwärtige Strommarktdesign eher unbedeutend, da der Netzbetrieb als natürliches Monopol der Regulierung unterliegt und hier Erlösobergrenzen festgeschrieben sind.

Dieses Marktdesign führt allerdings besonders mit dem zunehmenden Anteil von Strom aus EE zu diversen Problemen insbesondere mit Blick auf dessen Aufgabe, die energiepolitischen Ziele Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung unter wettbewerblichen Kriterien und der Integration in einen liberalisierten, europäischen Energiemarkt in Einklang zu bringen.[8] Denn „das aktuelle Energiemarktdesign wurde im Zuge der Liberalisierung (...) für ein eingeschwungenes Energiesystem entwickelt, dass im Wesentlichen auf konventioneller Erzeugung beruht und EE nicht in systemrelevanten Größenordnungen beinhaltet.“[9] Infolge des

[7] Vgl. VKU 2013, S. 5 f

[8] Vgl. VKU 2013, S. 6.

[9] Ebenda.

Einspeisevorrangs EE ist zunächst die gesamte Menge des zur Einspeisung angebotenen Stroms der EE-Anlagen zur Nachfragedeckung zu verwenden, dann folgen entsprechend des oben genannten Merit-Order-Prinzips die konventionellen Erzeugungsanlagen. Problematisch wird dies, sobald infolge wind- und strahlungsstarker Tage überdurchschnittlich viel EE-Strom erzeugt und eingespeist wird. Dann sinkt der Strompreis deutlich, da weniger konventionelle Kraftwerke „am Netz“ sind und EE, zumindest jene aus Wind- und Solaranlagen, Grenzkosten von nahezu Null haben. Dies führt wiederum zur abnehmenden oder gar fehlenden Kostendeckung der Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke, da der Strompreis mitunter unter deren Grenzkosten fällt. Besonders im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ist dies problematisch: Weder Grund- noch Spitzenlast können (derzeit) kontinuierlich durch EE gewährleistet werden. Besonders die hohe Volatilität der Erzeugungsmengen aus EE infolge der Wetterabhängigkeit bedingt, dass entsprechende Einspeisespitzen nicht kalkulierbar sind. Konventionelle Stromerzeuger stehen dann vor dem Problem, im Rahmen der Kostendeckung gegebenfalls unrentable Anlagen stillzulegen bzw. die Erzeugungskapazitäten dauerhaft zu senken, was negativ auf die Versorgungssicherheit wirken kann, vor allem wenn die Spitzenlastdeckung nicht mehr wirtschaftlich betrieben und entsprechende Kapazitäten nicht mehr vorgehalten werden können.

Vor diesem Hintergrund erfolgte die Befragung mit dem Ziel, die aktuelle Förderung des EEG zu bewerten, entsprechende Mängel zu identifizieren und Anforderungen an ein neues Strommarktdesign zu benennen, damit Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit in einem liberalisierten, europäischen Energiemarkt gewährleistet werden können.

2. Studiendesign und Methodik

Die vorliegende Studie basiert auf zwei wesentlichen Säulen. Zunächst wurden Experten aus Energieerzeugung, Netzbetrieb, Politik und Wissenschaft sowie Vertreter relevanter Bundesverbände mittels standardisiertem Fragebogen zur Studienthematik befragt. Zudem erfolgte eine Auswertung themenbezogener Literatur, um einen möglichst umfänglichen Überblick zum Diskussionsstand zu erhalten und die Aussagen der Befragung an diesem zu spiegeln. Schließlich sollen hieraus Optionen für eine Neuausrichtung der Förderung EE und eines neuen Strommarktdesigns abgeleitet werden, welche die identifizierten Mängel der bestehenden Regelungen möglichst beheben. Da während der Projektlaufzeit zudem der Referentenentwurf der Bundesregierung zum EEG 2014 sowie diverse Stellungnahmen von Interessensverbänden zu diesem veröffentlicht wurden, soll zudem kurz abgeglichen werden, welche Vorschläge aus der Diskussion um eine neue EE-Förderung und ein neues Marktdesign durch den Gesetzgeber im aktuellen Entwurf Berücksichtigung gefunden haben.

Die Befragung erfolgte mittels Fragebogens mit vorrangig geschlossenen Fragen. Dabei wurden die Experten zunächst zum Status quo der EE-Förderung und der Wirkung des aktuellen EEG (2012) auf wesentliche Elemente des bestehenden Strommarktdesigns befragt. Anschließend folgten Fragen zu erforderlichen Änderungen der EE-Förderung, speziell im Rahmen eines neuen EEG. Schließlich wurden sie um eine Einschätzung gebeten, wie eine zukünftige Förderung der EE auf das Strommarktdesign Einfluss nehmen sollte.

Aufgrund der großen Anzahl von Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreibern wurde aus diesen mittels einfacher Zufallsauswahl eine länderproportionale Stichprobe gezogen und der Fragebogen an die jeweiligen Geschäftsführer versandt. Zudem sind auf den (unteren) Verteilnetzebenen häufig die Energieversorgungsunternehmen bzw. Stadtwerke als Netzbetreiber tätig, mithin über Tochtergesellschaften. Daher wurden Netzbetreiber und Energieversorger in der Auswertung als eine Gruppe definiert. Die Gruppe der Politik setzte sich aus den energiepolitischen Sprechern der jeweiligen Bundes- und Landtagsfraktionen zusammen, da neben dem Bund auch die Länder spezifische energiepolitische Zielstellungen verfolgen. Die Auswahl der Experten aus der Gruppe der

3 Befragungs-ergebnisse

Wissenschaft erfolgte auf Basis von Empfehlungen entsprechender Experten aus dem Netzwerk des Kompetenzzentrums Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge an der Universität Leipzig. Die Auswahl der zu befragenden Bundesverbände beziehungsweise Interessensvertreter wurde so getroffen, dass durch diese Gruppe möglichst eine Vielzahl der relevanten Akteure des Energiemarktes repräsentiert wird. Insgesamt wurden 224 Experten befragt, von denen 29 an der Befragung teilnahmen. Der Rücklauf lag damit bei 13 % und erfüllt damit die Anforderungen an eine statistisch gesicherte Stichprobe.

3 Befragungsergebnis

3.1 Status quo der EE-Förderung

Einleitend sollten die Experten eine Einschätzung abgeben, wie sie die Fördertatbestände des EEG hinsichtlich der Erreichung der mit der Energiewende verbundenen energiepolitischen Ziele „Versorgungssicherheit", „Wirtschaftlichkeit" und „Umweltverträglichkeit" beurteilen. Hieraus soll eine erste Bewertung der durch die Politik intendierten Wirkung des EEG abgeleitet werden. Das sogenannte „Energiepolitische Zieldreieck" soll dabei eine zuverlässige, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung gewährleisten, da die Bundesregierung auch aus Klima- und Umweltschutzgründen heraus die Zielstellung verfolgt, dass Deutschland „(...) in Zukunft bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen und hohem Wohlstandsniveau eine der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt werden [soll]".[10] In diesem Kontext steht auch die Energiewende, welche den Umbau der Energieversorgung hin zur Deckung des Energiebedarfs maßgeblich aus EE zum Ziel hat. Da mit dem früheren als auch derzeitigen Marktdesign eine marktfähige Stromerzeugung aus EE noch nicht möglich ist, wurde hierfür u. a. das EEG als ein Instrument geschaffen. Jedoch wird an diesem vermehrt Kritik bezüglich der Zielerreichung geübt (Hierauf wird in Kapitel 4 eingegangen.).

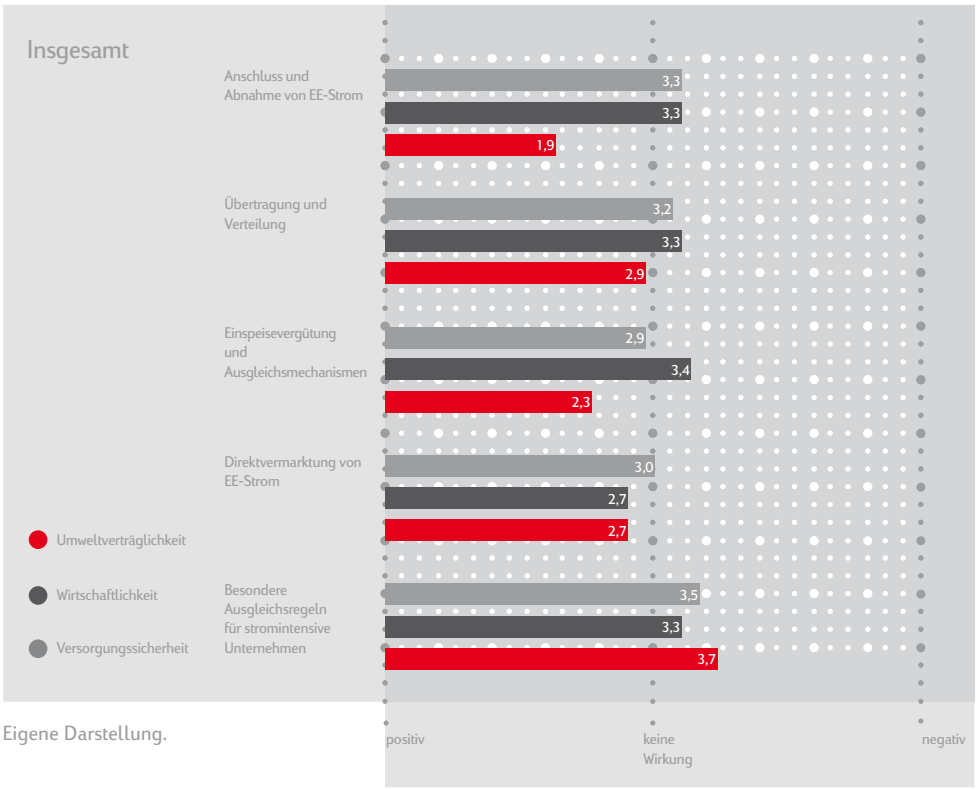
Gefragt wurde nach der Einschätzung der Wirkung wesentlicher Regelungsbereiche des EEG hinsichtlich der Erreichung der oben genannte Ziele. Über alle Gruppen zeigt sich, dass dem EEG zur Beförderung des

[10] Deutscher Bundestag, BT-Drs. 17/11958, S. 14

Teilziels „Umweltverträglichkeit“ insgesamt eine eher moderat positive Wirkung konstatiert wird (Mittelwert über alle 5 abgefragten Regelungsbereiche des EEG von 2,7), wenngleich die Einschätzung innerhalb der Bereiche deutlich differenziert (vgl. Abbildung 3). Eine nach Meinung der Experten eher positive Wirkung entfaltet das EEG bezüglich des Ziels „Umweltverträglichkeit“ vor allem durch die Regelungstatbestände zum Anschluss und der Abnahme von EE-Strom (Mittelwert 1,9) sowie Einspeisevergütung und Ausgleichsmechanismen (Mittelwert 2,3), als dem Umweltziel eher entgegenwirkend, werden die „Besonderen Ausgleichsregelungen“ eingeschätzt (Mittelwert 3,7). Der Förderung der Direktvermarktung von EE-Strom (Mittelwert 2,9) sowie die Regelungen zu Übertragung und Verteilung (Mittelwert 2,7) wird keine Wirkung hinsichtlich der umweltbezogenen Ziele konstatiert.

Für die Versorgungssicherheit wird das EEG tendenziell

Abbildung 3: Bewertung der Wirkung des EEG



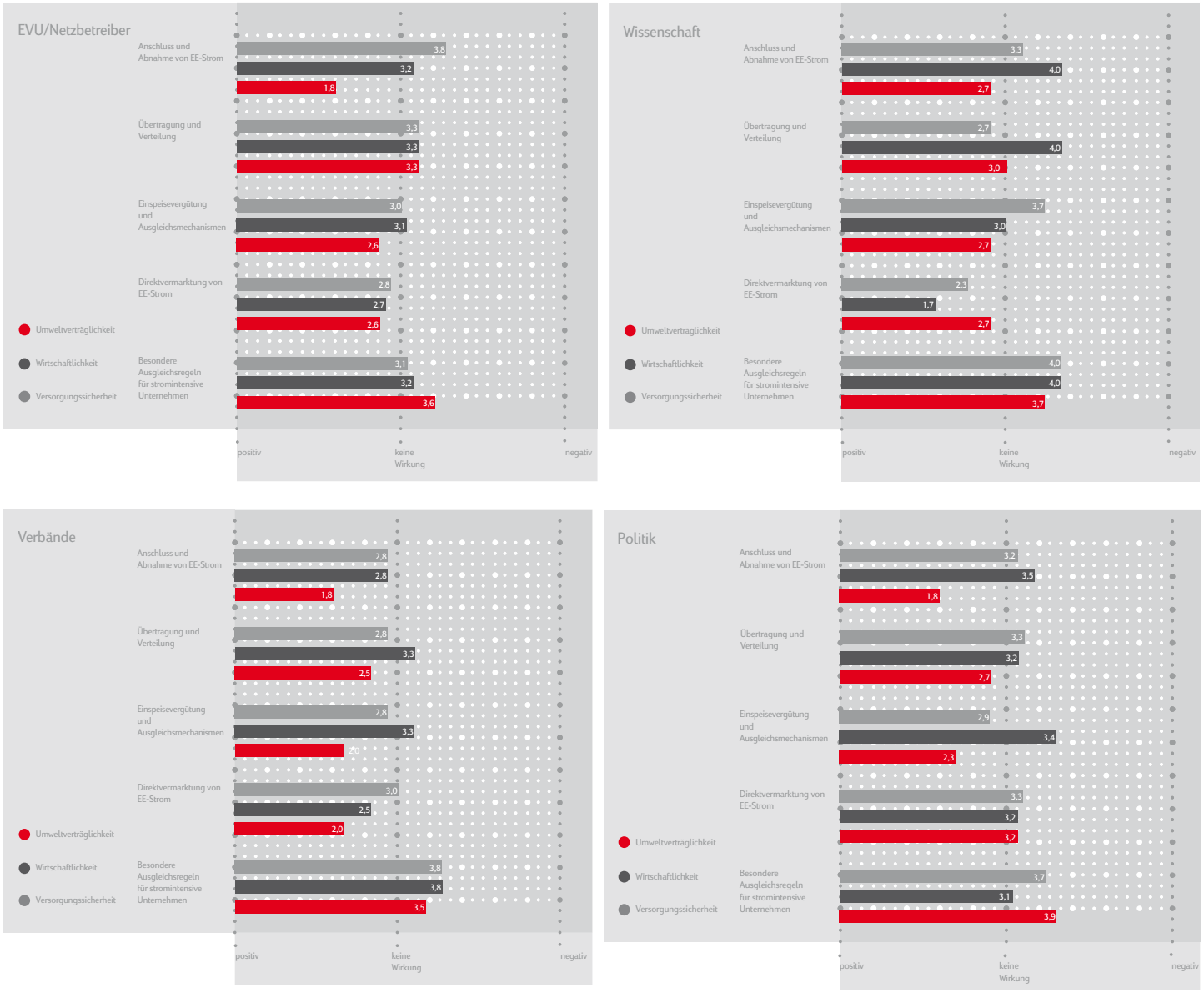
Eigene Darstellung.

als eher negativ beurteilt, und hier vor allem durch die „Besonderen Ausgleichsregelungen“ (Mittelwert 3,5) und den Regelungen zum Vorrang von Anschluss und Einspeisung von EE-Strom (Mittelwert 3,3). Am wenigsten trägt das EEG zum Ziel „Wirtschaftlichkeit“ bei beziehungsweise wird hier ebenfalls als tendenziell negativ beurteilt, wenngleich anzumerken ist, dass das primäres Ziel die Förderung des Ausbaus EE darstellt, was derzeit im für die Energiewende notwendigen Umfang besonders infolge der Investitionskosten ohne Förderung eben noch nicht vollkommen marktfähig durchführbar ist.

Innerhalb der einzelnen Expertengruppen zeigt sich ein heterogenes Bild (vgl. Abbildung 4). Hier ist zunächst festzustellen, dass einzig die „Besonderen Ausgleichsregeln“ von allen Expertengruppen entsprechend des Gesamtbildes als energiepolitisch eher negativ beurteilt wurden. Bezogen auf die übrigen Regelungsbereiche des EEG differenzieren die Einschätzungen über dessen Wirkung teilweise deutlich. So wird beispielsweise seitens der Wissenschaft (Abbildung 4, Graphik oben rechts) im Einspeisevorrang eine für die wirtschaftliche Energieversorgung eher hemmende Wirkung gesehen, während die Bundesverbände (Graphik unten links) hierin eine tendenziell eher positive Wirkung konstatieren. Ein weiteres Beispiel ist die seitens der Bundesverbände als relativ positiv eingeschätzte Wirkung des EEG bezogen auf die Erreichung umweltpolitischer Ziele, wohingegen die befragten Experten aus der Gruppe Wissenschaft im EEG eher keine umweltpolitische Wirkungsentfaltung erkennen. Relativ ambivalent zeigt sich das Bild bezogen auf die Experten aus der Gruppe Politik (Graphik unten rechts), was jedoch auch in parteipolitischen Sichtweisen begründet ist. Die Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber (Graphik oben links) sehen insbesondere durch die Privilegierung der EE bei Einspeisung und Übertragung im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit eine eher negative Wirkung des EEG, was teilweise sicher auch in deren unmittelbaren Betroffenheit hieraus begründet ist.

Abbildung 4: Bewertung der Wirkung des EEG durch die einzelnen Befragungsgruppen

Eigene Darstellung.



Insgesamt kann hieraus zunächst geschlussfolgert werden, dass das EEG nach Expertenmeinung zwar eine gewisse Wirkung für eine umweltverträgliche Energie entfaltet, aber besonders im Sinne der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit durchaus Anpassungsbedarf gesehen wird, wenngleich hier die einzelnen Einschätzungen deutlich differenzieren. Generell sehen aber alle Gruppen in den „Besonderen Ausgleichsregeln" beziehungsweise in deren bisherigen Ausgestaltung einen hemmenden Faktor für eine zuverlässige, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung auf Basis EE.

Bezogen auf die Markt- bzw. Konkurrenzfähigkeit Erneuerbaren Stroms werden seitens der Experten besonders der Einspeisevorrang und die Einspeisevergütung ambivalent bewertet. Für den Einspeisevorrang und dessen Beibehaltung spricht nach Meinung der Experten vor allem, dass trotz sehr geringer Grenzkosten EE unter anderem infolge struktureller Vorteile fossiler Energieträger (Als Beispiel wurde hierfür genannt, dass diese in der Erzeugung keine externen Kosten einpreisen müssen.) noch immer nicht voll konkurrenzfähig sind, und diese insbesondere für die gewollte Marktdurchdringung weiterhin erforderlich bleiben.

Bezogen auf den Einspeisevorrang sehen zudem einige Experten den Vorteil, dass dadurch die Netzbetreiber zu (überfälligen) Investitionen in das Stromnetz „gezwungen" werden. Die Einspeisevergütung sei zudem noch für eine kostendeckende Vergütung der EE-Stromerzeugung erforderlich, da entsprechende Anlagen ihre Kosten noch nicht am Markt erwirtschaften können, auch infolge noch deutlich höherer Stromgestehungskosten von Wind- und PV-Strom als beispielsweise Braunkohlestrom. Dennoch wird in der Art der Ausgestaltung der Einspeisevergütung ein deutlicher Änderungsbedarf gesehen, beispielsweise in Form einer technologiespezifischen Flexibilisierung der Einspeisevergütung oder einer degressiven Ausgestaltung der Vergütungssätze. Zudem sehen einige Experten in einer degressiven Ausgestaltung der Einspeisevergütung eine kostengünstigere Förderung als beispielsweise durch Direktvermarktung oder Quotenmodelle.

Negativ gesehen wird hingegen, dass entsprechende Abnahme- und Vergütungsgarantien, unabhängig deren ursprünglichen Intensionen, kaum oder keinen Anreiz zur Wirtschaftlichkeit setzen und damit marktwirtschaftlichen

Prinzipien entgegenstehen. Dadurch wird Wettbewerb und folglich die Marktfähigkeit entsprechender Anlagen verhindert. Auch resultiert hieraus eine Verteuerung der Energiepreise. Zwar war die so ausgestaltete Förderung aus historischer Perspektive für den Markteintritt und den Ausbau der EE notwendig und sinnvoll, unterdessen ist sie infolge veränderter Rahmenbedingungen und anderer Herausforderungen aus der Energiewende (Netzausbau, Versorgungssicherheit etc.) nicht mehr zeitgemäß und setzt vermehrt Fehlanreize, auch bezogen auf die Marktkonformität.

Für die Marktkonformität der EE, hier unter anderem Vermarktung von EE-Strom, Steuerung von Erzeugungsmengen etc., werden Einspeisevorrang und Einspeisevergütung durch die Experten eher negativ beurteil, wobei hier vor allem die Einspeisevergütung als negativ eingestuft wird. Positiv wird für die (zukünftige) Marktkonformität insbesondere der Einspeisevorrang gesehen, da EE auf dem zukünftigen Strommarkt in zunehmenden Maße auch Grund- und Spitzenlast bereitstellen und damit zur Versorgungssicherheit beitragen müssen, wofür neben Speichertechnologien auch verstärkt „intelligente Netze“ erforderlich werden und eben nur durch den Einspeisevorrang ein zügiger Netzaus- und -umbau erreicht werden könne. Die Einspeisevergütung ist nur dann für die Marktkonformität der EE positiv, wenn durch diese technische Innovationen beispielsweise bezogen auf die Speicherung von Erneuerbaren Strom in nennenswertem Umfang befördert werden.

Die mehrheitlich negative Beurteilung begründet sich im Wesentlichen auf Nachteile, welche die Experten in der aktuellen Wirkung des Einspeisevorrangs und der Einspeisevergütung auf die Marktkonformität für EE sehen. Zunächst wird bemängelt, dass aus dem Instrument einer Anschubfinanzierung mehr und mehr eine Art Steuerungsinstrument wurde, welches die Marktfähigkeit von Erneuerbaren Strom behindert. Auch führt der Einspeisevorrang zu einer Benachteiligung konventioneller Erzeugungsanlagen, was sich negativ auf die Versorgungssicherheit auswirken,kann. Überhöhte Förderung führt zudem zu Nichtberücksichtigung von Marktmechanismen. So hat die Einspeisevergütung beispielsweise zu einer Fehlstellung der Erzeugungsmengen geführt, sodass regionales Angebot und regionale Nachfrage nach Strom nicht

immer korrelieren. Auch im Sinne eines erforderlichen neuen Marktdesigns, in welchem auch die EE in Verbindung mit Energieeffizienzmaßnahmen, Lastmanagement, Speichertechnologie und Netzausbau untereinander konkurrieren müssen, wirkt die Einspeisevergütung hemmend.

Abschließend wurden die Experten bezogen auf das aktuell gültige EEG (2012) zur konkreten Wirkung der Förderung der EE auf Versorgungssicherheit, Netzstabilität, Netzaus- und -umbau, Preisstabilität beziehungsweise Preisentwicklung für den Endverbraucher und die Kosten der Energiewende insgesamt befragt.

Die nachfolgenden Abbildungen geben die Einschätzungen der einzelnen Expertengruppen sowie die Gesamteinschätzung wieder.

Bezogen auf die Versorgungssicherheit sind die Experten insgesamt unschlüssig, wie sich das EEG hier auswirkt. Etwa die Hälfte aller Befragten (48 %, vgl. Abbildung 5) vermutet mit einem steigenden Ausbau EE eine abnehmende oder zumindest erschwerte Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Etwa die gleiche Anzahl von Experten (44 %) geht davon aus, dass der Ausbau EE zur Versorgungssicherheit beiträgt. Werden dabei die ergänzenden Antworten betrachtet, so wird erstgenannte Aussage zumindest solange zutreffen, wie keine wirtschaftlich betreibbaren Speicherkapazitäten in ausreichender dezentraler Anzahl systemrelevant zur Verfügung stehen. Auch das Risiko von Netzschwankungen an erzeugungs- beziehungsweise ertragsstarken Tagen trägt dann zur schwieriger werdenden Versorgungssicherheit bei, zumindest bei ausbleibenden Investitionen in die Netze. Für zweitgenannte Einschätzung wird im Ausbau der EE und der damit verbundenen zunehmenden dezentralen Energieerzeugung unter anderem eine Differenzierung des Risikos aus und eine steigende Unabhängigkeit von Brennstoffimporten und knapper werdender fossiler Rohstoffe gesehen. Zudem stehen im Grunde ausreichend Ausgleichsmöglichkeiten zur Verfügung, um kurz- und langfristig die schwankenden EE-Einspeisungen auszugleichen. Differenziert nach den Expertengruppen befürchten vor allem die Netzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen bei zunehmendem Ausbau der EE eine sinkende Versorgungssicherheit (89 %). Wissenschaft und Politik sehen im Ausbau der EE hingegen mehrheitlich einen Beitrag zur Versorgungssicherheit, mithin infolge oben genannte Ergänzungen.

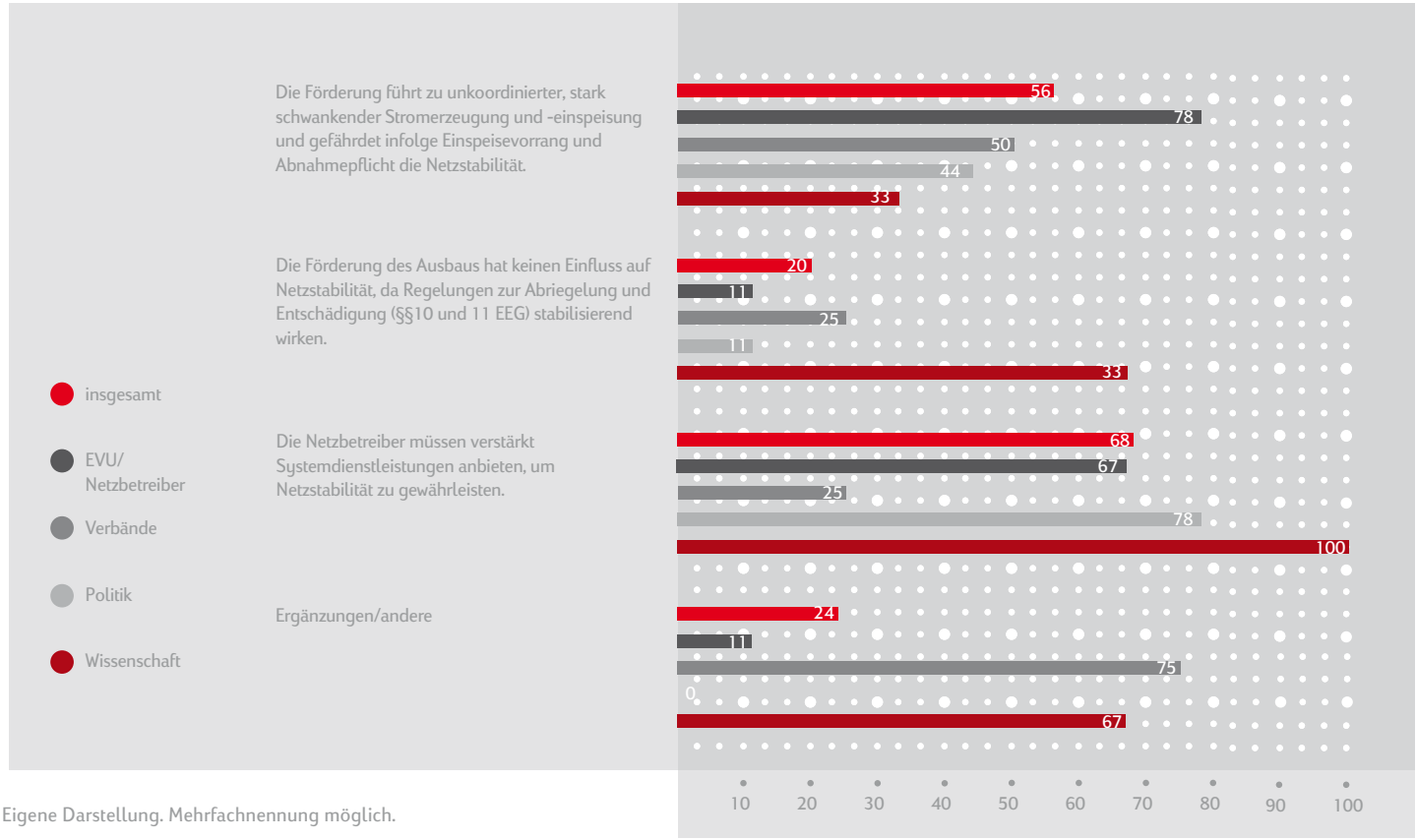
Abbildung 5: Wirkung der EEG-Förderung auf die Versorgungssicherheit

Eigene Darstellung. Mehrfachnennung möglich.

In enger Interdependenz stehen Versorgungssicherheit und Netzstabilität. Hier befinden weit über die Hälfte der Experten (56 %, vgl. Abbildung 6), dass die aktuelle Förderung des EEG zu einer unkoordinierten und schwankenden Stromerzeugung und -einspeisung führt und besonders der Einspeisevorrang und die Abnahmepflicht destabilisierend wirken (können). Besonders Energieversorgungsunternehmen und Netzanbieter bekräftigen dies (78 %). Zugleich sehen über zwei Drittel der Experten (68 %) die Notwendigkeit der verstärkten Erbringung von Systemdienstleistungen durch die Netzbetreiber, um die Netzstabilität weiterhin zu gewährleisten. Eine deutliche Abweichung von der Gesamtmeinung zeigt sich bei der Gruppe der Wissenschaft, welche in der Förderung des Ausbaus EE mehrheitlich keine Beeinflussung der Netzstabilität sehen, da die Option der Abriegelung von Anlagen bei entsprechenden Entschädigungszahlungen stabilisierend wirken (68 %). Bedingung scheint dann aber die verstärkte Anbietung von Systemdienstleistungen nicht nur durch

die Netzbetreiber zu sein (Einstimmigkeit seitens der Wissenschaft), was auch die ergänzenden Nennungen belegen (beispielsweise Zubau in Verbindung mit Pflicht zum Netzausbau und Speichern, was eher als Kostenfrage denn technischer Herausforderung gesehen wird beziehungsweise Erbringung von Systemdienstleistungen und Regelenergieleistung durch EE).

Abbildung 6: Wirkung der EEG-Förderung auf die Netzstabilität

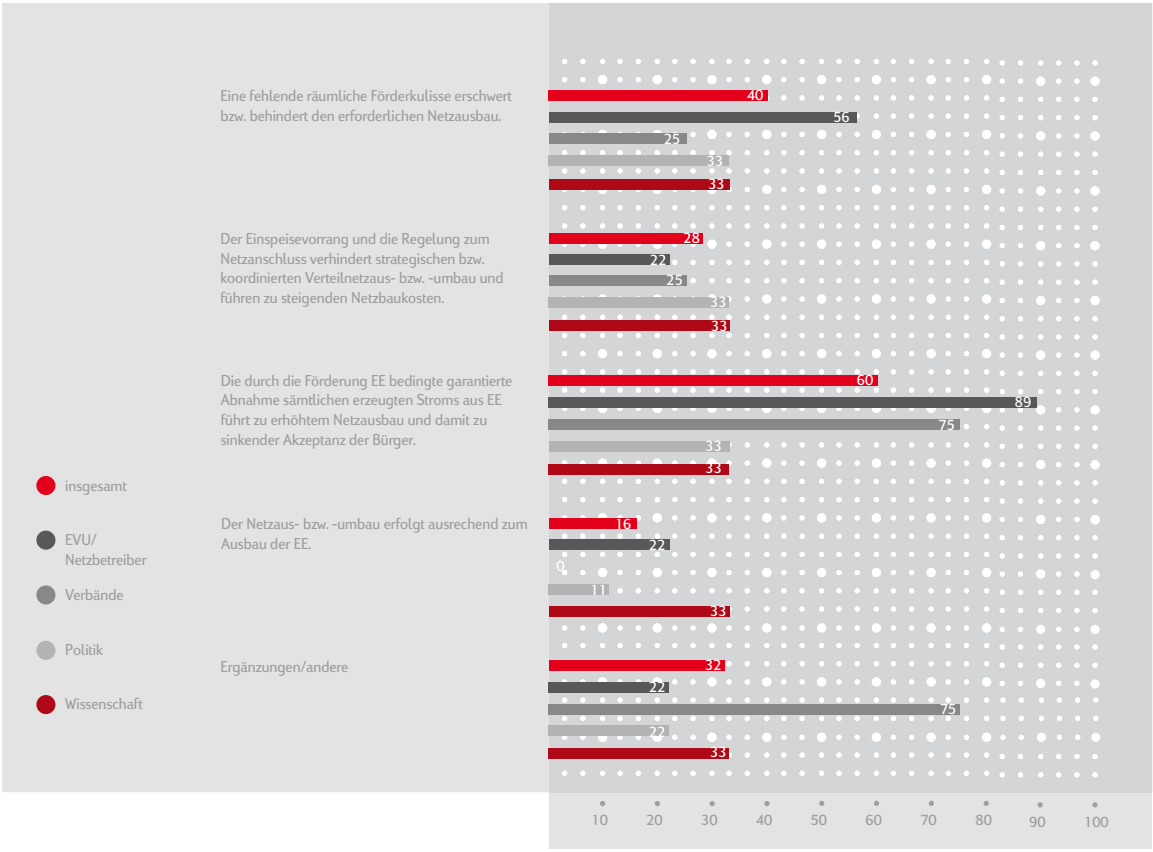


Eigene Darstellung. Mehrfachnennung möglich.

Für die Netzstabilität ist wiederum der Zustand der Netze und damit die Erforderlichkeit des Netzaus- bzw. Umbaus relevant. Ohne Frage besteht sowohl im Übertragungs- als auch Verteilnetz eine entsprechende Notwendigkeit, allein infolge naturräumlich-klimatischer Voraussetzungen und der damit verbundenen dezentralen Erzeugungsstruktur. Jedoch sieht ein Großteil der Experten (60 %, vgl. Abbildung 7) auch im EEG und hier speziell der Einspeisegarantie für den sämtlichen erzeugten Strom aus EE eine Grund für den Aus- und Umbaubedarf und letztendlich

einer sinkenden Akzeptanz. Besonders benennen dies die Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber (89 %) und Interessensverbände (75 %). Würde hingegen nicht für jede kWh erzeugten Stroms die Einspeisung garantiert, folglich der Einspeisevorrang mengenmäßig beschränkt oder gegebenfalls entsprechend der lokal/regional vorhandenen bzw. kurzfristig durch Aus- oder Umbau erreichbaren Netzkapazität angepasst, sieht die große Mehrheit der Experten aller Gruppen im Einspeisevorrang keinen Hindernisgrund für einen strategischen Netzausbau. Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber führen den hohen Netzaus- und -umbaubedarf zudem auf eine fehlende räumliche Förderkulisse für EE zurück (56 %), welche zumindest auch räumliche Schwerpunkte für den Netzausbau setzen würde. Hierfür sprechen auch viele der ergänzenden Antworten, welche einerseits eine Synchronisierung von EE-Kapazitäts- und Netzausbau auch auf Basis eines strategischen Gesamtkonzept Erzeugung-Netz, andererseits aber auch der Speicherkapazität für notwendig halten.

Abbildung 7: Wirkung der EEG-Förderung auf den Netzaus- und Umbaubedarf



Anschließend war von Interesse, wie die Experten die EEG-Förderung hinsichtlich Preisstabilität beziehungsweise Preisentwicklung und Kosten der Energiewende insgesamt bewerten. Mehrheitlich wird in der gegenwärtigen , Förderung eine Verhinderung einer marktkonformen Preisbildung (56 %, vgl. Abbildung 8) und eine falsche Anreizsetzung für eine bedarfsgerechte Erzeugung mit Folgen für die Preisstabilität (48 %) gesehen. Zu erstgenanntem Punkt ist jedoch ergänzend zu erwähnen, dass zu Marktpreisen der für die Energiewende erforderliche Ausbau der Erneuerbaren Energien zumindest kurz- bis mittelfristig nicht möglich ist und eine Förderung weiterhin bestehen bleiben muss, wenngleich durchaus über die Ausgestaltung der Förderinstrumente zu diskutieren ist, da hier deutliche Fehlanreize ausgehen. Deutliche Kritik an der bestehenden Förderung im Hinblick auf Preisstabilität beziehungsweise Preisentwicklung wurde erwartungsgemäß von den Anbietern konventioneller Energien geäußert, den Energieversorgungsunternehmen (entsprechend je 78 %). Mithin ist dieses aber aufgrund der bereits kurz erwähnten Strompreisbildung auf Basis der Grenzkosten und dem Vorrang von EE-Strom verständlich und durchaus ein relevantes Problem, solange die Versorgungssicherheit in hohem Maße von konventioneller Energie abhängt. Hingegen sehen die Befragten aus Politik und Wissenschaft überwiegend keinen Zusammenhang zwischen Preisentwicklung und Förderung des Ausbaus EE (56 bzw. 67 %), sondern verweisen auf andere Faktoren. So stelle die EE-Förderung den Ausgleich von Wettbewerbsverzerrungen dar. Die Preisentwicklung hängt langfristig von externen Faktoren (etwa CO2-Preis, Rohstoffpreis etc.) ab. Daher können EE auch dämpfend auf die Preisentwicklung wirken, indem der preiswerten EE-Strom zu einer Reduzierung der Börsenstrompreise und damit langfristig zu sinkenden Verbraucherpreisen beiträgt, auch dadurch, dass die Preise für fossile Energieträger mittel- bis langfristig steigen werden. Zudem hängt die Preisentwicklung weniger von der Förderung der EE selbst, sondern von deren Ausgestaltung ab. Eine Änderung des Förderdesigns könnte aktuelle Mißstände beheben.

Bezogen auf die Kosten der Energiewende insgesamt spielt nicht nur die EEG-Förderung eine Rolle, was mit Blick auf den Netzausbau selbstverständlich ist. Dennoch ist der Ausbau der EE der wesentliche Bestandteil der

Energiewende; im Kontext der der begleitenden Maßnahmen ist aber auch auf Energieeffizienzsteigerung oder der Senkung des Energieverbrauchs zu verweisen, welche ebenfalls staatlich subventioniert werden (beispielsweise CO2-Gebäudesanierung). Dabei stellt die infolge der für eine erfolgreiche Energiewende noch erforderlichen Zubaukapazität an EE einen gewichtigen Kostenfaktor dar. Und wie bereits mehrfach betont, bleibt eine Förderung der EE hierfür zunächst notwendig. Dass die Experten besonders in der garantierten, festen Vergütung für sämtlichen zur Einspeisung gedachten Stroms aus EE einen wesentlichen Kostenfaktor für die Energiewende sehen (über alle Gruppen mit 48 % häufigste Nennung, vgl. Abbildung 9), verwundern die ebenfalls bereits mehrfach genannten Forderungen nach einer Änderung des Förderdesigns nicht. Dass andere Faktoren, wie etwa der verzögerte Netzausbau, weniger Einfluss auf die Gesamtkosten der Energiewende haben, sehen die befragten Experten nicht so, was im Umkehrschluss bedeutet, dass die EEG-Förderung durchaus einen nennenswerten Kostenfaktor für die Energiewende darstellt. Dies korrespondiert erstaunlicherweise nicht mit der Antwort zur Bedeutung der EEG-Förderung im Kontext der Preisstabilität (vgl. Abbildung 8), wo mehrheitlich kein Zusammenhang gesehen wurde. Mithin kann dies darin begründet liegen, dass die Einspeisevergütung durch die EEG-Umlage finanziert wird, welche eben nur einen, wenngleich nicht unbedeutenden Teil des Strompreises ausmacht. Zudem wird der Netzausbau mitunter separat betrachtet, da dieser aufgrund geringer Investitionen in den vergangenen Jahren sowieso zu erfolgen hat. Hier ist nach Meinung einiger Experten der Fokus auf eine Bürgerbeteiligung zu legen, um die Konfliktpunkte auszuräumen.

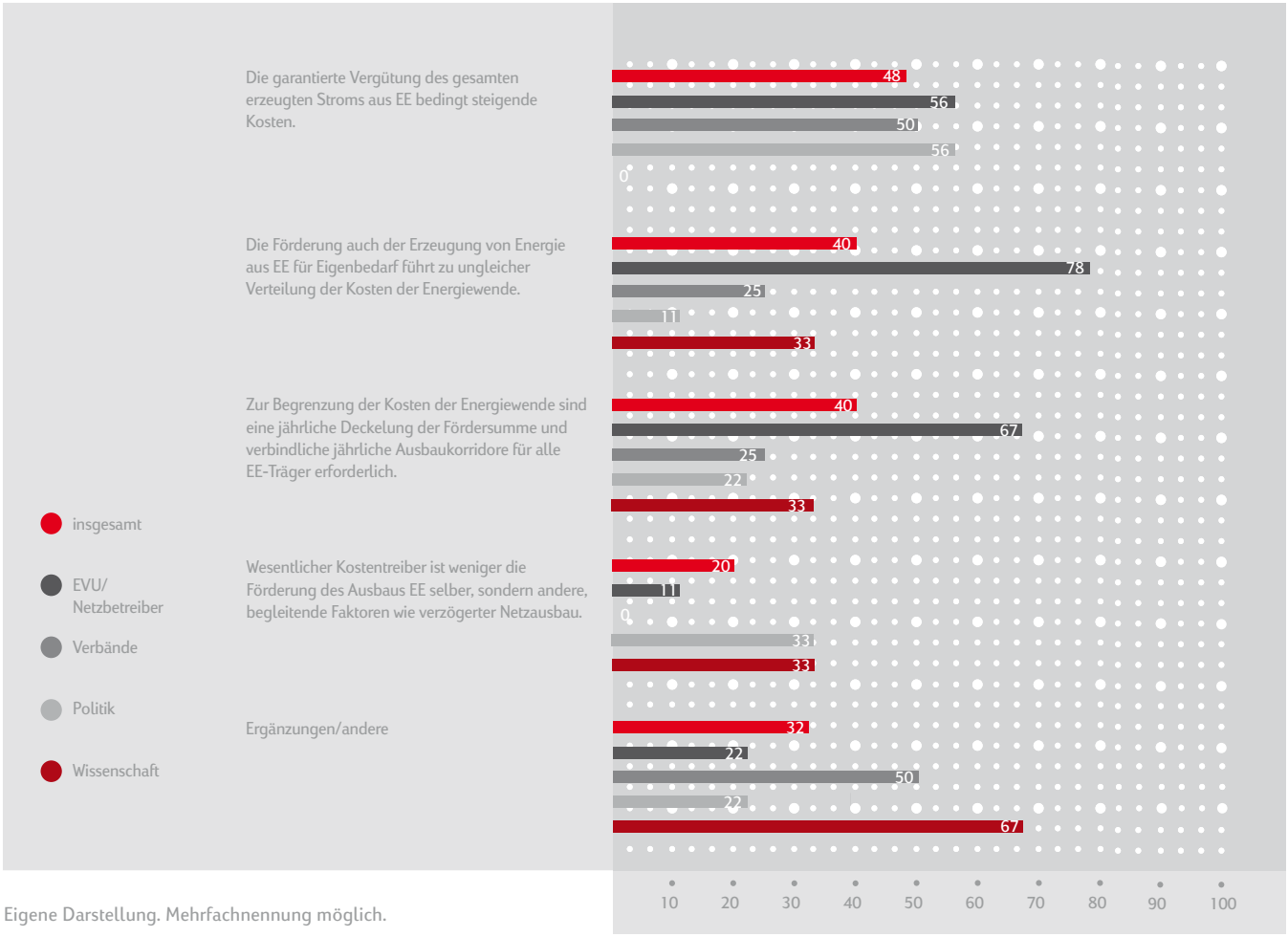
Deutliche Unterschiede zeigen sich bei der Frage zu den Kosten der Energiewende innerhalb der Expertengruppen bei der Förderung der Stromerzeugung aus EE für den Eigenbedarf und dem abgefragten Vorschlag einer Kostenbegrenzung durch jährliche Deckelung der Gesamtfördersumme sowie einer verbindlichen jährlichen Festlegung von Ausbaukorridoren. Während, bezogen auf erstgenannten Aspekt, vor allem die Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber infolge der Förderung auch der Eigenerzeugung die Gefahr einer ungleichen Kostenverteilung sehen (78 %), wird dies bei anderen Expertengruppen kaum deutlich;

gleiches gilt für zweitgenanntem Sachverhalt zur Kostenbeschränkung der EEG-Förderung, eine entsprechende Regelung halten nur die Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber für zielführend. Schließlich werden weitere Aspekte benannt, welche die Kostendebatte relativieren bzw. denen einen deutlich höheren Einfluss auf die Kosten der Energiewende beigemessen wird als allein der Fördermechanismus des EEG beziehungsweise jenen, die diesen (negativ) beeinflussen. Zu erstgenanntem Punkt wurde bspw. angemerkt, dass durch die EE-Förderung zwar kurz- bzw. mittelfristig Kosten entstehen, welche von der Allgemeinheit getragen werden müssen. Diese können aber als eine Investition in die zukünftig sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung für künftige Generationen gesehen werden. Zu Zweitgenanntem wird unter anderem angemerkt, dass ein wesentlicher Kostentreiber weniger die Förderung des Ausbaus EE selbst ist, sondern andere, begleitende Faktoren, wie übermäßige Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie und gesunkene Börsenstrompreise.

Abbildung 8: Wirkung der EEG-Förderung auf Preisstabilität bzw. Preisentwicklung

Eigene Darstellung. Mehrfachnennung möglich.

Abbildung 9: Wirkung der EEG-Förderung auf die Kosten der Energiewende insgesamt



Eigene Darstellung. Mehrfachnennung möglich.

3.2 Als notwendige erachtete Änderungen der EE-Förderung und speziell des EEG

Aus dem ersten Teil der Befragung zeigte sich, dass eine Förderung der EE grundsätzlich im Kontext der Ziele der Energiewende notwendig ist, wenngleich zur Zielerreichung eine deutliche Veränderung des Förderdesigns, aber auch des Strommarktdesigns unumgänglich ist. Daher wurde im zweiten Teil der Befragung nach notwendigen Änderungen der EE-Förderung und hier speziell des EEG gefragt und ferner eine Einschätzung erbeten, wie diese auf das Strommarktdesign Einfluss nehmen beziehungsweise welche Lenkungseffekte hiervon ausgehen sollten. Zunächst wird in diesem Abschnitt auf erforderliche Änderungen eingegangen.

Vor diesem Hintergrund wurden die Experten gebeten zu umreißen, was vorrangiges Ziel einer Neuausrichtung beziehungsweise Neugestaltung der EE-Förderung sein sollte. Über alle Gruppen wurde dabei eine Synchronisierung von Netz- und EE-Ausbau als wichtigster Schritt gesehen (72 %, vgl. Abbildung 10). Mit Ausnahme der Wissenschaft maßen zudem alle Expertengruppen einer Neujustierung, mindestens aber einer Reduzierung der finanziellen Förderung und deren Tatbestände eine hohe Bedeutung bei (Nennung zwischen 56 und 75 %).

Ebenfalls wird der räumlichen Lenkung des Kapazitätsausbaus auf zuvor definierte Gebiete eine nicht unerhebliche Bedeutung beigemessen, wobei jeweils zwei Drittel der Experten aus Wissenschaft und Energieversorger/ Netzbetreiber in diesem Aspekt ebenfalls ein wichtiges Lenkungsinstrument sehen. Eine mengenmäßige Steuerung des EE-Aus- beziehungsweise Zubaupotenzials sehen Politik und Wissenschaft eher skeptisch (jeweils nur 33 % der Nennungen), Energieversorger/ Netzbetreiber und Interessensverbände sehen hierin aber durchaus eine Option für eine Neugestaltung der EE-Förderung (56 bzw. 50 %).

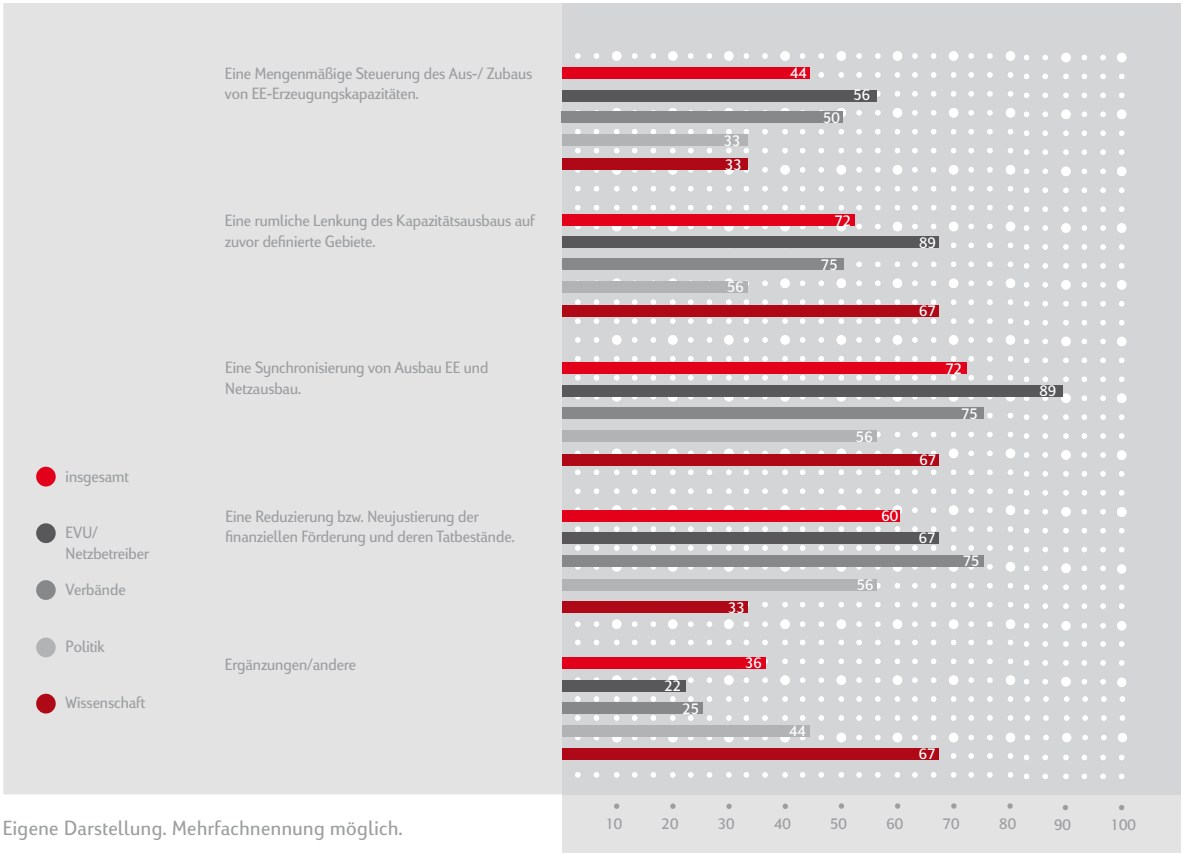
Als weitere Ziele für eine Neugestaltung wurden unter anderem benannt:

- eine obligatorische Direktvermarktung an Stromvertriebe,
- eine Änderung in der Berechnung der EEG-Umlage, sodass Preissenkungen an der Börse nicht mehr zur Steigung bei der EEG-Umlage führt,
- die Anknüpfung der Einspeisevergütung an qualitative Anforderungen (z. B. Netzintegration,

Speicherung, Nachhaltigkeit),

- der Übergang in ein Wettbewerbs- beziehungsweise Quotenmodell, um effizienteste Erzeugungsart zu erreichen,
- der Abbau von Über-, aber auch Unterförderung und damit die Weiterentwicklung hin zu einem gerechten Ausgleichsmechanismus,
- der Abbau von unnötigen Industrieprivilegien für Unternehmen, die nicht im Internationalen Wettbewerb stehen,
- der Einsatz von EE-Systemdienstleistungen und Bereitstellung von Regelenergie,
- eine Stärkung des CO2-Emissionshandel (CO2-Mindestpreise) sowie
- Mindestwirkungsgrade für Kohlekraftwerke.

Abbildung 10: Vorrangige Ziele einer Neugestaltung der Förderung von EE



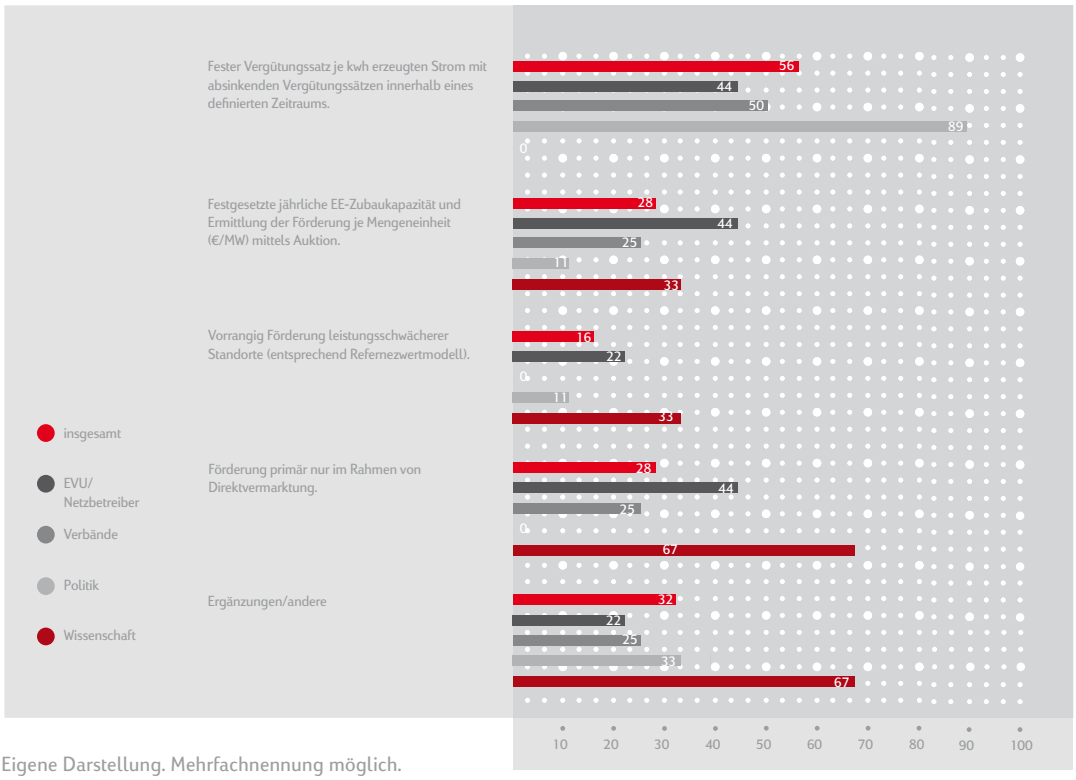
Eigene Darstellung. Mehrfachnennung möglich.

Basierend auf den mit einer Neugestaltung der EE-Förderung als vorrangig erachteten Zielen wurde nach einer tendenziellen Ausgestaltung der Förderung des Ausbaus EE gefragt. Als besonders wichtig erachteten dabei die Befragten feste, innerhalb eines definierten Zeitraums absinkende Vergütungssätze, wie sie bereits ansatzweise bzw. zumindest für die PV-Förderung im EEG 2012 verankert wurden (56 %, vgl. Abbildung 11). Besonders seitens der Politik wird diese Option favorisiert (89 %). Seitens der Wissenschaft wird hingegen primär eine Förderung nur im Rahmen der Direktvermarktung des EE-Stroms gesehen (67 %), keine einheitliche Priorität haben die Experten der Energieversorgung/des Netzbetriebs. Seitens der Wissenschaft werden zudem verstärkt weitere Ausgestaltungsoptionen gesehen.

Dabei wurden unter anderem benannt:

- vorrangige Förderung leistungsstarker Standorte mit sinkenden Vergütungssätzen (stärkere Absenkung als im Referentenentwurf),
- Marktpreis (Direktvermarktung) zuzüglich fixer Marktprämie (degressiv, technologieunabhängig),
- grundsätzlich technologieoffene, aber technologiedifferenzierte Förderung,
- Umstellung von Förderdauer (20 Jahre) auf Fördermenge (bspw. 30.000 Vollaststunden),
- reine Änderung der EE-Förderung genügt nicht, sondern Gesamtkonzept unter Einbeziehung der Förderung von Speichern, Power-to-Gas, anderen Energieträgern etc. ist dringend geboten.

Abbildung 11: Tendenzielle Ausgestaltung der Förderung des Ausbaus der EE



Eigene Darstellung. Mehrfachnennung möglich.

In den weiteren Ausgestaltungsoptionen zur Förderung des Ausbaus der EE wurde bereits darauf hingewiesen, dass zukünftig eine separate Betrachtung nur der Förderung des Ausbaus von EE nicht zielführend ist und zu kurz greift. Auch vor diesem Hintergrund wurden die Experten nach weiteren begleitenden Fördertatbeständen befragt, wobei infolge der begrenzten Kapazität des Fragebogens hier speziell auf Versorgungssicherheit und Netzstabilität abgestellt wurde. Von den vordefinierten Optionen wurden durch die Befragten besonders die Förderung des Ausbaus der Speicherkapazität und die der Übernahme von Systemdienstleistungen durch EE benannt (je 64 %, vgl. Abbildung 12). Eine Honorierung der Residuallastbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke sahen nur Energieversorger/Netzbetreiber (78 %) und die Wissenschaft (67 %) als einen notwendigen,

weiteren Fördertatbestand an.

Weiterhin wurden benannt:

- echte Preissignale an Ausgleichs-/ Flexibilitätsoptionen in wettbewerblichen System mit fairer Vergütung von Risiken und Chancen (wie z. B. bei der physikalischen Echtzeitwälzung)
- Förderung von regionalen virtuellen Kraftwerken,
- keine zusätzliche Förderung, da mit hohen Kosten verbunden, stattdessen Stärkung der Anreize zu bedarfsorientierten Angebot,
- Marktintegrationsprämie als technologieneutrale Quelle zur Finanzierung von Speichern, Lastmanagement etc.,
- Förderung neuer Technologien/ Einsatzmöglichkeiten von Power-to-Gas als Speicher, Power-to-Heat etc.,
- Beteiligung der EE-Einspeiser an Kosten für Grundlastreserve und Netzausbau.

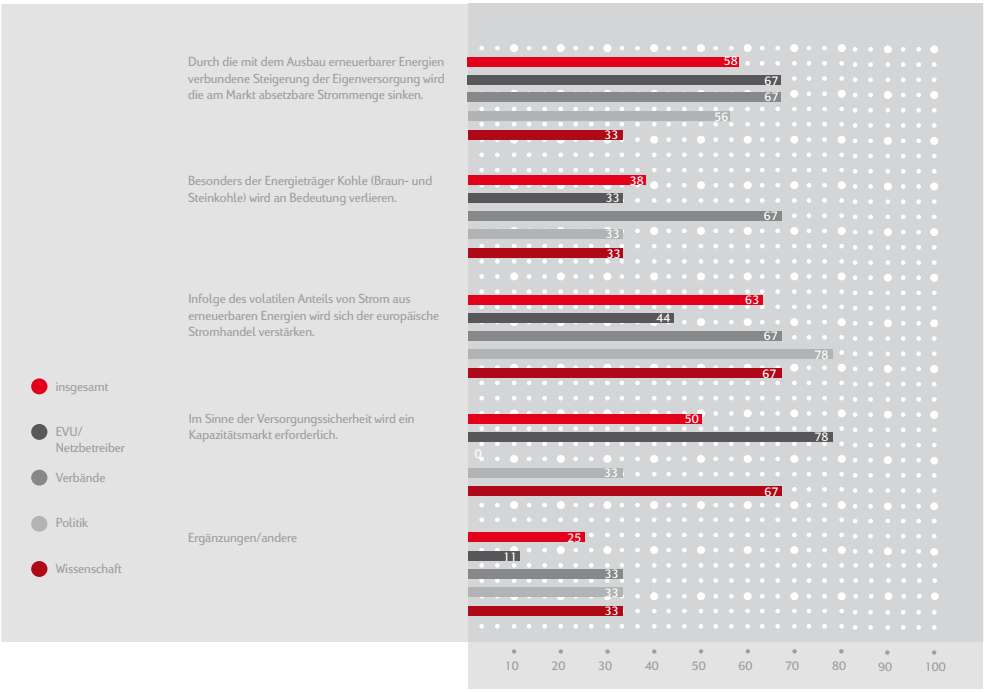
Abbildung 12: Weitere, begleitende Fördertatbestände im Rahmen von Versorgungssicherheit und Netzstabilität

3.3 Beurteilung der Wirkung des EEG 2012 auf das Strommarktdesign

Nachdem mögliche Zielstellungen für und Ausgestaltungsoptionen einer EE-Förderung eruiert wurden, war im Anschluss von Interesse, wie die Experten die Auswirkungen des durch die Förderung steigenden Anteils von EE auf den Energiemarkt bewerten. Insbesondere sehen sie zwei Auswirkungen auf den Energiemarkt: Infolge des mit einem steigenden Anteils von Strom vor allem aus Wind und Photovoltaik wird der volatile Stromanteil am Markt zunehmen, was zu einer Beschleunigung und einem Anstieg des europäischen Stromhandels führen wird (63 %, vgl. Abbildung 13). Zudem gehen sie davon aus, dass EE-Strom vermehrt zum Eigenverbrauch produziert und damit die am Strommarkt angebotene Menge sinken wird (58 %). Seitens der Interessenverbände wird zudem davon ausgegangen, dass besonders der Energieträger Kohle an Bedeutung verlieren wird, wenngleich hier die auch gegenteilige Meinung geäußert wurde. Energieversorger und Wissenschaft sehen in einem zukünftigen Strommarktdesign für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit einen Kapazitätsmarkt als erforderlich an (78 bzw. 67 %), mithin auch in Form

Abbildung 13: Auswirkungen der Förderung EE und damit der Erhöhung des Anteile EE für den Energiemarkt

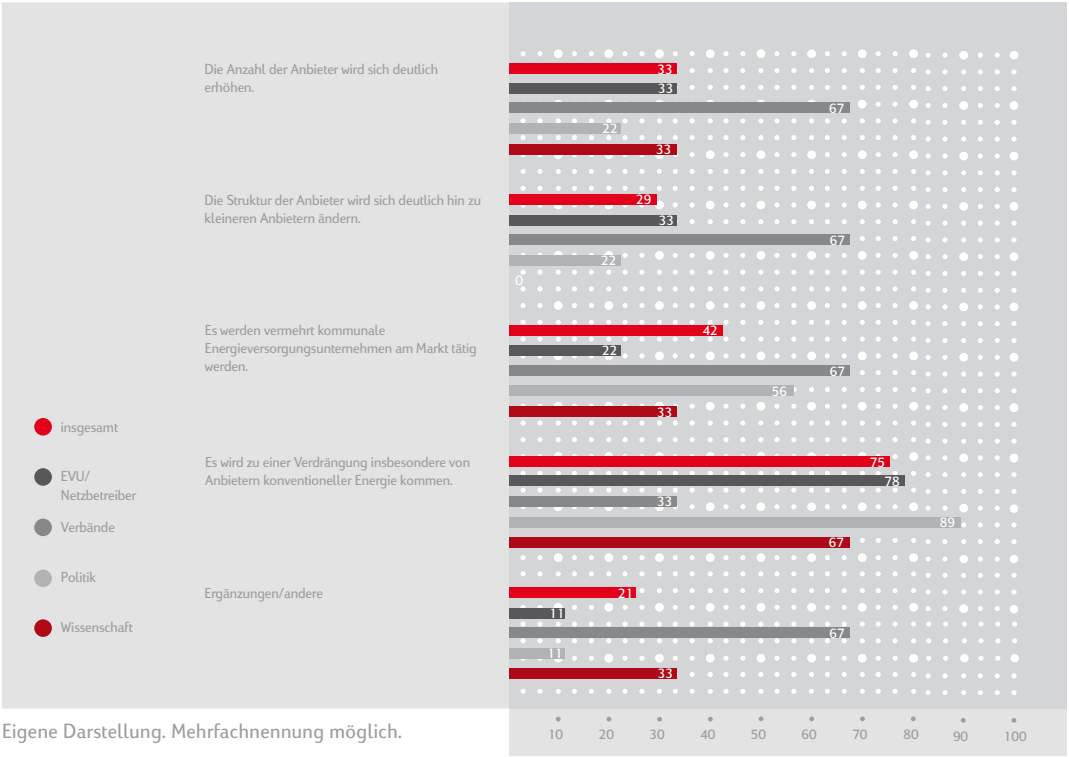
Eigene Darstellung. Mehrfachnennung möglich.



einer strategischen Reserve als Kapazitätsmechanismus. Zusätzlich wird es ggf. einer steigenden Zahl kleinerer Marktakteure kommen. Als erforderlich für ein zukünftiges Strommarktdesign werden intelligente Lösungen besonders für die Verwertung des Überschuss-Stromes aus EE sowie deren Marktimplementierung gesehen.

Bezogen auf die Marktteilnehmer interessierte vor allem die Einschätzung, wie sich der zunehmende Ausbau der EE auf die Struktur der Stromanbieter wirkt. Als wesentliche Folge sehen die Experten vor allem eine Verdrängung von Anbietern konventioneller Energie (75 %, vgl. Abbildung 14), mithin scheint es zu einer zunehmenden Anzahl von am Markt agierender kommunaler Energieversorgungsunternehmen zu kommen (42 %), wenngleich dies vor allem von den Interessensverbänden und der Politik konstatiert wird. Von einer steigenden Anzahl von Marktanbietern, besonders durch eine Änderung der Struktur hin zu deutlich mehr kleineren Anbietern, welche mit hoher Wahrscheinlichkeit vorrangig kommunale Energieversorger darstellen, gehen die Interessensverbände aus (Nennung je 67 %). Zudem wird die Anbieterstruktur von

Abbildung 14: Beurteilung der Wirkungen des Ausbaus der EE auf die Struktur der Stromanbieter



Eigene Darstellung. Mehrfachnennung möglich.

der zukünftigen Ausgestaltung der Förderinstrumente abhängen, insbesondere auch, was die konstatierte Verdrängung konventioneller Stromanbieter betrifft. Weiterhin sind neue Marktrollen der Stromanbieter denkbar.

3.4 Lenkungswirkung einer EE-Förderung auf das Strommarktdesign

Die Förderung der EE kann auch als Lenkungsinstrument zur Beeinflussung des Strommarktdesigns hin zu für die Energiewende erforderlichen Anpassungen genutzt werden. Daher wurden die Experten abschließend befragt, welche Wirkung die Förderung von EE zukünftig auf das Strommarktdesign haben sollte. Dabei wurden alle hierzu vorgegebenen Antwortkategorien durch die Experten als relevant eingestuft. Demnach soll die zukünftige EE-Förderung zur Direktvermarktung und folglich der Herstellung der Marktfähigkeit von EE beitragen (67 %, vgl. Abbildung 15), die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch EE und die Beteiligung an der Versorgungssicherheit gewährleistet werden (je 71 %). Auffällig ist, dass besonders seitens der Wissenschaft allen genannten Punkten eine deutlich niedrigere Relevanz beigemessen wird. Mithin liegt dies darin begründet, dass diese Gruppe die am schwächsten besetzt war und zudem durch sie die Option der Mehrfachnennung nicht genutzt wurde, was darauf schließen lässt, dass hier sehr stark klare Präferenzen für spezielle Ausgestaltungsoptionen vorliegen.

Neben den vorgegebenen Wirkungen auf das Marktdesign wurden zudem nachstehende Wirkungsmechanismen der EE-Förderung benannt:

- EE sollen die konventionelle Stromversorgung zunehmend übernehmen,
- neue Anforderungen an konventionelle Kraftwerke, vor allem Mindestwirkungsgrade,
- Gestaltung der Förderung in der Form, dass die notwendigen Backup-Kraftwerke auch ohne Kapazitätsmechanismen verfügbar bleiben/ werden.

Abbildung 15: Wünschenswerte Wirkung einer zukünftigen EE-Förderung auf das Energiemarktdesign

Eigene Darstellung. Mehrfachnennung möglich.

Es können sich aus geplanten oder erforderlichen Änderungen der EE-Förderung besonders für kommunale Energieversorger, beziehungsweise im Falle einer aus der Energiewende begründeten (Re-) Kommunalisierung von Energieerzeugung auch den Kommunen, durch den Einstieg in die EE-Erzeugung und den damit verbundenen Investitionsentscheidungen, bestimmte Risiken ergeben, welche sich dann im Falle des oben genannt zunehmender Markteinstiegs (Abbildung 14) auch auf den Strommarkt auswirken. Daher wurden die Experten gebeten einzuschätzen, wie sich die durch die Bundesregierung geplanten Änderungen auf kommunale Vorhaben zum Einstieg in die EE-Erzeugung auswirken könnten. Dabei sahen sie vor allem erhöhte Finanzrisiken, sofern Kommunen in Erzeugung und Verteilung einsteigen wollten (48 %, vgl. Abbildung 16), begleitet von erhöhten politischen Risiken infolge der bekannten Diskussion um Standorte etc. erneuerbarer Energien (ebenfalls 48 %). Besonders sehen diese beiden Aspekte die überwiegende Mehrheit der Energieversorger und Netzbetreiber (67 %). Die Vertreter der Interessensverbände sehen hingegen

einstimmig keine wesentlichen Änderungen der Risiken, die Wissenschaft zudem ebenfalls einstimmig noch stärker Chancen im Ausbau der EE für den Einstieg beziehungsweise (Re-) Kommunalisierung in die Energieerzeugung.

4 Überblick zum Referentenentwurf des EEG und zu Reformvorschlägen aus der Fachdiskussion

Um die Befragungsergebnisse genauer zu interpretieren und schließlich in den Kontext eines neuen Strommarktdesigns zu setzen, soll in diesem Kapitel kurz auf die wesentlichen Aussagen zur Änderung des EEG durch die Bundesregierung (Eckpunkte des Referentenentwurfes des EEG 2014) sowie den als notwendig erachteten Anpassungen des EEG und der EE-Förderung auf Basis der Fachdiskussion (im wesentlichen Stellungnahmen zu Referentenentwurf, Studien von Verbänden zur zukünftigen EE-Förderung und Strommarktdesign) eingegangen werden. Da infolge aktueller politischer Entwicklungen bereits erste

Abbildung 16: Kommunale Risiken für den Einstieg in die EE-Erzeugung aus dem Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Reform des EEG

Änderungsabsichten zum Referentenentwurf seitens der Bundesregierung bekannt wurden, soll auch hierauf kurz Bezug genommen werden.

4.1 Vorschlag einer Modifizierung des EEG durch die Bundesregierung – Referentenentwurf des EEG 2014

Mit der grundlegenden Reform des EEG verfolgt die Bundesregierung die Zielstellung, die im Rahmen der Energiewende beschlossenen Ausbauziele für EE und folglich die Energiewende selbst erfolgreich umzusetzen. Da EE unterdessen einen signifikanten Anteil an der Stromversorgung haben, ist eine Reform des EEG erforderlich, um „(...) die Bezahlbarkeit der Energiewende für die Bürgerinnen und Bürger sowie die Wirtschaft sicherzustellen und die Belastung für das Gesamtsystem zu begrenzen."[11]

Mit dem Referentenentwurf zum EEG 2014 und damit einer Reform des EEG will die Bundesregierung die im Koalitionsvertrag vereinbarten Grundsätze einer EEG-Reform umsetzen. In einem Eckpunktepapier[12] wurden die wesentlichen Änderungen kurz umrissen. Zunächst sollen für genehmigungspflichtige Anlagen nach EEG 2012, welche bis zum 31.12.2014 in Betrieb gehen, im Rahmen des Vertrauensschutzes weiterhin die dort geregelten Tatbestände gelten. Voraussetzung ist jedoch, dass diese vor dem 22.01.2014 genehmigt worden sind. Für Altanlagen gilt grundsätzlich der Vertrauensschutz.

Wesentliche Eckpunkte der Reform sind veränderte Festlegungen zu Ausbau und Vergütung, zur Marktintegration von EE, zur Förderhöhe für EE und zum Eigenstromverbrauch. Bezüglich dem Ausbau und der Vergütung sind zunächst Ausbaukorridore für die verschiedenen Erzeugungsformen von EE vorgesehen. Dabei soll sich der weitere Ausbau grundsätzlich auf die kostengünstigen Technologien Onshore-Windenergie und Photovoltaik konzentrieren.[13] Daher wird nur kurz auf diese eingegangen.

Für Onshore-Windenergie soll der jährliche Zubau bis zu 2,5 GW Leistung betragen, wobei dieser Wert im Entwurf als „Brutto-Wert", folglich inklusive Repowering von Altanlagen, definiert ist. Um den geplanten Ausbaupfad zu erreichen, ist analog zur Photovoltaik ein sogenannter „atmender Deckel" mit einer automatischen Anpassung der Fördersätze geplant, um den Ausbaupfad nicht

[11] BMWi 2014b, S. 94.

[12] BMWi 2014a..

[13] Vgl. BMWi 2014b, S. 97. Für die nachfolgenden Aussagen zum Referentenentwurf in diesem Kapitel vgl. ebenda, S. 96 ff, sofern keine anderen Quellenangaben erfolgen.

dauerhaft zu über- oder unterschreiten. Die Kürzung der Förderung für Windenergie erfolgt zunächst durch Streichung des Ende 2014 auslaufenden Systemdienstleistungs-Bonus und dem Abbau der Überförderung insbesondere windstarker Standorte. Im Ergebnis soll die Vergütung 2015 an ertragreichen Standorten um 10 bis 20 Prozent unter dem Niveau von 2013 liegen. Um jedoch weiterhin auch dort einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, soll das zweistufige Referenzertragsmodell weiterentwickelt werden.[14] Für Offshore-Windenergie sollen bis 2020 Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 6,5 GW und bis 2030 von insgesamt 15 GW installiert werden. Bis 2020 wird dabei eine Mengensteuerung eingeführt, bei welcher vorrangig Projekte berücksichtigt werden, welche eine unbedingte Netzanschlusszusage haben. Nach 2020 sollen bis 2030 pro Jahr zwei neue Offshore-Windparks errichtet werden; die Einhaltung soll mittels Ausschreibung oder anderer geeigneter Instrumente erreicht werden. Die Förderung erfolgt über das im Koalitionsvertrag vorgesehene Stauchungsmodell, wobei diese um zwei Jahre bis zum 31.12.2019 verlängert wird. In den Jahren 2018 und 2019 soll die Vergütung um jeweils 1 ct./kWh von 19 ct./kW auf dann 17 ct./kW abgesenkt werden.[15]

Der Zubaukorridor für Photovoltaik wird auf 2,5 GW (brutto) begrenzt, es bleibt beim Instrument des „atmenden Deckels“ und der Förderung nach EEG 2012. Die Marktintegration der EE soll über eine verpflichtende Direktvermarktung für neue Anlagen befördert werden. Die verpflichtende Direktvermarktung erfolgt dabei stufenweise über eine sogenannte Bagatellgrenze: Ab dem 1. August 2014 müssen alle Neuanlagen ab einer Leistung von 500 kW, ab dem 1. Januar 2016 mit 250 kW und ab dem 1. Januar 2017 mit 100 kW ihren Strom entsprechend vermarkten. Bezogen auf die Förderung entfällt die bisherige Managementprämie und es wird eine sog. „Ausfallvermarktung“ eingeführt: Anlagenbetreiber, welche den Strom vorübergehend nicht vermarkten können, können dies über den Übertragungsnetzbetreiber anbieten, welcher als Ausfallvermarkter fungiert. Um keine allgemeine „Wahloption“ zu schaffen, wird der so vermarktete Strom zu 80 Prozent des über die Marktprämie erzielten Wertes vergütet. Das bisherige Grünstromprivileg wird gestrichen. Ab spätestens 2017 soll die Höhe der EE-Förderung über wettbewerbliche Ausschreibungen definierter

[14] BMWi 2014a, S. 10.

[15] Vgl. ebenda, S. 7 ff.

Mengenkontingente ermittelt werden, womit eine Mengensteuerung des Ausbaus erreicht wird. Im Rahmen eines Pilotverfahrens für Freiflächen-Photovoltaikanlagen sollen mit einem entsprechenden Ausschreibungsmodell Erfahrungen gesammelt werden. Der Eigenstromverbrauch aus EE-Strom soll zukünftig nicht mehr von der EEG-Umlage befreit sein. Damit soll gewährleistet werden, dass die Kosten für den Ausbau der EE angemessen auf alle Akteure verteilt werden und infolge der Erweiterung der Finanzierungsbasis die Höhe der EEG-Umlage insgesamt begrenzt wird.

4.2 Überblick über Fachdiskussion beziehungsweise Stellungnahmen zum EEG und zur EE-Förderung

Um ein Gelingen der Energiewende sicherzustellen, sind ein neues Strommarktdesign und eine Neujustierung der EE-Förderung unabdingbar. Hierzu liegen zahlreiche Vorschläge und Positionspapiere gerade auch im Rahmen der Stellungnahmen zum Referentenentwurf des EEG vor, deren relevante Kernaussagen hier sehr kurz zusammengestellt werden sollen. Dabei erfolgt aber in keiner Weise eine abschließende Betrachtung, dies ist im Rahmen der vorliegenden Studie nicht zu gewährleisten und auch nicht Ziel.

Die wesentlichen Anforderungen an ein neues Strommarktdesign ergeben sich vor allem aus dem zunehmenden Anteil volatiler Strommengen infolge der (politisch und gesellschaftlich gewollten) Energiewende mit hohen Flexibilitätsanforderungen. Besonders für Elemente wie Netzstabilität, Grund- und Spitzenlastdeckung etc. sind neue Lösungen zu entwickeln.

Aber auch für Erzeugung und Kapazitätssicherung ist das gegenwärtige (grenzkostenbasierte) Strommarktdesign in Form eines Energy-Only-Markts (EOM) kaum geeignet, da hier keine Vollkostendeckung erreicht werden kann. Dies betrifft v. a. Bestandskraftwerke, aber auch für Investitionen in neue Erzeugungsanlagen oder Stromspeicher setz das gegenwärtig Strommarktdesign kaum Anreize.[16] Daher zielen die große Mehrheit entsprechender Reformvorschläge neben einer Reformierung des Strommarkts auf die Schaffung eines Leistungsmarkts, in der Regel in Form eines Kapazitätsmarktes.[17] Bezogen auf den Strommarkt wird regelmäßig vorgeschlagen, diesen in seiner jetzigen Funktion als Marktpreisbilder zu erhalten, da bereits

[16] Vgl. VKU/enervis energy advisors GmbH 2013, S. 5.

[17] Vgl. beispielsweise VKU/ enervis energy advisors GmbH 2013, ifo Institut 2012 oder EWI 2012.

gegenwärtig „(...) mit hoher energiewirtschaftlicher Effizienz die Einsatz- und Verbrauchsentscheidungen der Marktakteure [koordiniert werden].“[18] Jedoch erfüllt er seine Funktion, Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazitäten zu generieren, derzeit nicht. Hier ist mitunter eine Trennung bei der Funktionen zweckmäßig. Für einen zu implementierenden Kapazitätsmarkt werden verschiedene Modelle diskutiert, Ziel aller ist jedoch, die latente Unterfinanzierung von Kraftwerken infolge oben genannnter Mängel des EOM zu beseitigen, indem durch zusätzliche Einnahmen aus dem Verkauf garantierter Leistungen beziehungsweise Kapazitäten Investitionsanreize für Kapazitätserweiterungen, Reservekraftwerke oder Energiespeichertechnologien gesetzt werden. Vorgeschlagen werden unter anderem die sogenannte „strategische Reserve“ (beispielsweise BMU, BDEW und BEE), welche Kraftwerkskapazitäten technisch verfügbar halten möchte, deren Wirtschaftlichkeit über den Strommarkt nicht mehr gegeben ist und folglich kein Kapazitätsmarktmodell im eigentlichen Sinne darstellt,[19] das „integrierte Energiemarktdesign“ (VKU), der „fokussierte Kapazitätsmarkt“ (LBD, Öko-Institut) oder der „umfassende Kapazitätsmarkt“ (EWI).

Weiterhin ist für ein zukünftiges Energiemarktdesign eine veränderte Förderung erneuerbarer Energien, deren Marktintegration, weitere Energieeffizienzmaßnahmen, der Netzaus- und Umbau sowie eine Wiederbelebung des CO2-Emissionshandels bedeutsam.[20] Bezogen auf die Fragestellung der vorliegenden Studie soll nachfolgend kurz auf Änderungsvorschläge bezüglich der EE-Förderung im Rahmen des EEG eingegangen werden.[21] Im Rahmen der Förderung des Ausbaus EE wurden viele Optionen diskutiert, von denen einige im Referentenentwurf zumindest im Grundsatz übernommen worden. Dennoch zeigen sich zentrale Kritikpunkte. Besonders wird eine Revision der als willkürlich empfundene Frist für den Vertrauensschutz gefordert, insbesondere mit Hinblick auf teilweise lange Genehmigungsverfahren. Die Ausbaukorridore werden vielfach als zu gering und den Ausbauerfordernissen im Rahmen der Energiewende nicht gerecht werdend, betrachtet. Auf jeden Fall ist vom Brutto-Prinzip abzuweichen, einschlägige Verbände fordern zudem für einzelne Energieträger deutlich höhere Zubaukapazitäten. Die Direktvermarktung wird zwar grundsätzlich als positiv bewertet, jedoch werden diverse Modifikationen

[18] VKU/enervis energy advisors GmbH 2013, S. 7.

[19] Vgl. Huscke/Lenck 2013, S. 1.

[20] Vgl. ifo Institut 2012, S.

[21] Aufgrund der zahlreichen Dokumente hierzu wird im nachfolgenden Absatz nur auf zentrale Kritikpunkte oder markante Abweichungen eingegangen und folglich auf die Belegung durch einzelnen Quellen verzichtet. Grundlage für die Ausführung bilden die Positionspapiere unter anderem von DStGB, BBE, BDEW, VKU, BBEn, BSW Solar, EEX, B:KWK, DENEFF, eaD, VfW, VBI, BWE und weiterer gemeinsamer Positionspapiere.

und Ausnahmen gefordert. Ebenso wird die Senkung der Vergütungen begrüßt, aber auch hier existieren diverse Meinungen zur Höhe der Reduzierung. Die mittelfristige Ablösung durch ein Ausschreibungsmodell wird vielfach begrüßt, Unternehmen der Windenergie melden jedoch erhebliche Bedenken an. Der Erhalt der EEG-Umlage wird eher als kritisch gesehen, da hier eine Entlastung der Bürger im Vordergrund stehen sollte und kein „kurzfristiger Aktionismus". Gleiches gilt für die Erweiterung dieser auf zur Eigenbedarfsdeckung erzeugten Stroms. Was mithin vereinzelt bemängelt wurde, sind fehlende Anknüpfungen an die Themen gesicherte Kraftwerksleistung, Ausbau von Speichern etc., folglich an die Integration von als relevant erachteter Elemente eines zukünftigen Marktdesigns.

4.3 Aktuelle Entwicklungen zur Debatte

Die „Besonderen Ausgleichsregelungen" für stromintensive Unternehmen sind auch in der Neufassung des EEG weiterhin vorgesehen, wenngleich die Modalitäten hierfür abgeändert wurden. Besonders seitens der EU wurde diese Regelung als Wettbewerbsverzerrung bzw. nicht vereinbar mit dem EU-Wettbewerbsrecht gesehen, weshalb diese mindestens spürbar verringert werden müsse. Der Industrie drohten hieraus Rückzahlungsforderungen in Milliardenhöhe. Mit Verweis auf die Anforderungen an eine Marktausrichtung EE seitens der Bundesregierung gestand die EU hier nun mehr Flexibilität und Zeit zu. So sind durch diese Unternehmen im Rahmen der EEG-Umlage nun 15 % der eigentlichen Kosten zu entrichten, wobei für besonders energieintensive Unternehmen diese Kosten nun auf 0,5 % der Wertschöpfung begrenzt werden können.[22] Damit ändern sich zwar die Voraussetzungen für die Stromrabatte leicht, die Höhe dieser bleibt aber weitestgehend unverändert. Die neuen Beihilferichtlinien, mit welchem auch das EEG in Einklang zu stehen hat, müssen die EU-Staaten nun erst 2019 anwenden.[23]

Ebenfalls sah die EU die feste Einspeisevergütung für Erzeuger von EE als Beihilfen an und wollte diese im Rahmen der geplanten neuen Beihilferichtlinien für die Energiepolitik, welche im Juli 2014 in Kraft treten, ebenso möglichst abschaffen. Auch hier wurde seitens der EU nachgegeben und die Einführung der Marktausrichtung der EE-Förderung auf 2019 verschoben.

[22] Vgl. FAZ vom 09.04.2014, S. 15.

[23] Vgl. FAZ vom 10.04.2014, S. 15.

Schließlich wurde zwischen Bund und Ländern überraschend schnell ein Kompromiss bzgl. Ausbau und Förderung von EE gefunden. Von den Ländern wurden insbesondere die Festlegungen zu den Ausbaukorridoren, Vergütungsregelungen und EEG-Umlage für Eigenenergieerzeugung kritisiert. Bezogen auf die Ausbauziele und hier die Ausbaukorridore gilt für Windkraft an Land nun das „Netto-Prinzip", d. h., dass der jährliche Zubau von max. 2,5 GW nur für Neuerrichtung von Anlagen gilt. Repowering-Maßnahmen fallen folglich nicht mehr unter diese Regelung. Auch die bis 2020 auf 6,5 GW begrenzte installierbare Leistung wird zumindest bezogen auf die Genehmigung auf 7,7 GW erhöht mit der Begründung, dass hier oftmals einzelne Projekte scheitern. Auch die Einspeisevergütung für Offshore-Windenergie wird nun auf 18 statt der geplanten 17 ct./kW ab 2019 weniger stark gesenkt. Ebenfalls soll das Referenzertragsmodell so abgeändert werden, dass auch an windschwachen Standorten der Bau neuer Windkraftanlagen lohnt. Für den Ausbau von Biogasanlagen, welche aus 100 MW jährlich beschränkt werden sollte, bleibt es zwar bei dieser Grenze, aber die Erweiterung bestehender Anlagen soll zukünftig nicht mitzählen. Bezogen auf die Abschaffung der Befreiung eigenerzeugten EE-Stroms von der EEG-Umlage bleibt für Unternehmen diese Befreiung nun weiterhin bestehen, sofern dieser aus bereits bestehenden Anlagen erzeugt wird. In Konsequenz führt diese Einigung allerdings dazu, dass eine ursprüngliche Intension der Reform, die Reduzierung beziehungsweise Absenkung der EEG-Umlage vor allem auch für private Haushalte nun nicht mehr haltbar ist. 2020 wird die EEG-Umlage dadurch um 0,2 ct./kWh höher ausfallen als nach dem ursprünglichen Entwurf.[24]

[24] Vgl. FAZ vom 03.04.3014, S. 17.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Das für die Energiewende und deren Gelingen als wesentlich betrachtete EEG steht seit geraumer Zeit in der Kritik. Es werden ihm infolge zunehmender Ausnahmeregelungen und des wachsenden Regelungsumfangs hemmende Wirkungen insbesondere bezogen auf Preisstabilität, Versorgungssicherheit, Marktintegration von EE-Strom und Technologieinnovationen attestiert. Seitens der EU werden zudem die Besonderen Ausgleichsregelungen (EEG-Umlagebefreiung etc.) für (Industrie-) Unternehmen als nicht beihilferechtskonform bewertet. In diesem Spannungsfeld bewegt sich die Debatte um die Reform des EEG, welche nach Expertenmeinung auch in Zukunft Diskussionsstoff bieten wird.

Die Förderung Erneuerbaren Stroms wirkt zunächst auf die Übertragungs- und Verteilnetze. Bedingt durch den Anspruch auf Anschluss an und Einspeisung in das Stromnetz erhöht sich einerseits der Aus- und Umbaubedarf der Stromnetze, andererseits steigen infolge der hohen Volatilität der Einspeisemenge von Strom aus Erneuerbaren Energien die Anforderungen an die Netzstabilität (beispielsweise Spannungshaltung) und Versorgungssicherheit (beispielsweise Abdeckung Grund- und Spitzenlast).

Konventionellen Erzeugungsanlagen fällt als Stabilisatoren eine entscheidende Rolle zu. Jedoch stellt das Marktdesign zugleich eine zunehmende Herausforderung für konventionelle Kraftwerke dar, da sowohl Grund- als auch Spitzenlast unter Berücksichtigung der Netzkapazität und in Abhängigkeit der (nur schwer im Voraus kalkulierbaren) Menge des Stroms aus EE dann ebenfalls volatil bereitgestellt werden müssen. Neben technischen Herausforderungen wirkt sich dies vor allem auf deren Wirtschaftlichkeit aus. Zahlreiche moderne konventionelle Kraftwerke arbeiten vor diesem Hintergrund unter Verlust.

Die vorliegende Studie greift die Wirkungen des gesetzlichen Förderrahmens für EE auf die (Erzeugungs-) Strukturen des Strommarktes und notwendige Anpassungsbedarfe auf. Mittels einer Befragung von Experten aus Energieerzeugung, Netzbetrieb, Politik und Wissenschaft sowie Vertretern relevanter Bundesverbände mittels standardisierten Fragebogens konnte ein umfänglicher Überblick zum Diskussionsstand erarbeitet werden. Es wurden hieraus Optionen für eine Neuausrichtung der Förderung EE und eines neuen

Strommarktdesigns abgeleitet, welche die identifizierten Mängel der bestehenden Regelungen möglichst beheben.

Insgesamt kann geschlussfolgert werden, dass im Rahmen des EEG zwar eine gewisse Wirkung für eine umweltverträgliche Energie entfaltet, aber besonders im Sinne der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit Anpassungsbedarf gesehen wird, wenngleich hier die einzelnen Einschätzungen deutlich differenzieren.

Generell sehen alle Gruppen in den „Besonderen Ausgleichsregeln“ bzw. in deren bisherigen Ausgestaltung einen hemmenden Faktor für eine zuverlässige, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien. Bezogen auf die Markt- beziehungsweise Konkurrenzfähigkeit Erneuerbaren Stroms werden seitens der Experten besonders der Einspeisevorrang und die Einspeisevergütung ambivalent bewertet.

Für den Einspeisevorrang und dessen Beibehaltung spricht nach Meinung der Experten vor allem, dass trotz sehr geringer Grenzkosten EE unter anderem infolge struktureller Vorteile fossiler Energieträger[25] noch immer nicht voll konkurrenzfähig sind und diese insbesondere für die gewollte Marktdurchdringung weiterhin erforderlich bleiben. Des Weiteren weist EE-Strom infolge des Verhältnisses von Investitionsbedarf und durch Einzelanlagen erzeugbarer Strommenge deutlich höhere Stromgestehungskosten auf als konventionelle Anlagen (relativ hohe Investitionen im Vergleich zur erzeugten Energiemenge).

Negativ gesehen wird seitens der Experten, dass entsprechende Abnahme- und Vergütungsgarantien, unabhängig deren ursprünglichen Intensionen, kaum oder keinen Anreiz zur Wirtschaftlichkeit setzen und damit marktwirtschaftlichen Prinzipien entgegenstehen. Dadurch wird Wettbewerb und folglich die Marktfähigkeit entsprechender Anlagen verhindert. Auch resultiert hieraus eine Verteuerung der Energiepreise.

Vor allem die Netzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen befürchten bei zunehmendem Ausbau der EE eine sinkende Versorgungssicherheit. Wissenschaft und Politik sehen im Ausbau der EE hingegen mehrheitlich einen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Ferner zeigte sich, dass eine Förderung der EE grundsätzlich im Kontext der Ziele der Energiewende notwendig ist, wenngleich zur Zielerreichung eine deutliche Veränderung des Förderdesigns, aber auch des

[25] Als Beispiel wurde hierfür genannt, dass diese in der Erzeugung keine externen KOsten einpreisen müssen.

Strommarktdesigns unumgänglich ist. Die Förderung der EE kann und muss auch als Lenkungsinstrument zur Beeinflussung des Strommarktdesigns hin zu für die Energiewende erforderliche Anpassungen genutzt werden. Eine neue Förderung soll folglich stärker als bisher auf eine wünschenswerte beziehungsweise erforderliche Veränderung des Strommarktdesigns hinwirken, wofür neben Vorschlägen für eine veränderte Förderung der EE-Erzeugung selbst vor allem die Förderung der Übernahme von Systemdienstleistungen, Speichertechnologien und Lastmanagement benannt wurden. Generell ist ein ganzheitliches Fördersystem wünschenswert, welches neben Ausbaumenge auch räumliche Verteilung von Erzeugung, Netzausbau, (Speicher-) Technologieentwicklung und Bereitstellen von Systemdienstleistungen durch EE zum Gegenstand hat.

Insbesondere bezüglich einer koordinierten Erzeugung und der Marktintegration der EE enthält der Referentenentwurf deutliche Verbesserungen, wie sie seitens der Experten für erforderlich gehalten werden, jedoch wird er nicht allen oben genannten Punkten gerecht, wenngleich durch den benannten Kompromiss von Bund und Ländern einige Aspekte in die wünschenswerte Richtung korrigiert wurden. Sofern keine weiteren kooperierenden Förderprogramme im Rahmen der Energiewende geschaffen werden, scheinen aber auch mit dem geänderten EEG 2014 gewisse Erfordernisse für eine erfolgreiche Energiewende weiterhin in nicht ausreichendem Maße forciert zu werden.

6 Literatur-verzeichnis

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (Hrsg.) (2014): Positionspapier, Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2014a):Eckpunktepapier für die Reform des EEG; online verfügbar unter https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eck¬punkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, Abfrage am 31.03.2014.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2014b): Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts; online verfügbar unter https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Ge¬setz/entwurf-eines-gesetzes-grundlegenden-reform-eeg,property=pdf,bereich=bmwi2012,spra¬che=de,rwb=true.pdf, Abfrage am 31.03.2014.

Bundesverband Bioenergie e. V. (Hrsg.) (2014): Stellungnahme des Bundesverbandes Bioenergie e. V. (BEE) vom 12.03.2014 mit den wichtigsten Kern-Positionen zum Referentenentwurf des BMWi für die Reform des Erneuerbare-Energien-gesetzes (EEG) vom 04.03.2014.

Bundesverband Bioenergie e. V.u. a. (Hrsg.) (2014): Energiewende im Stromsektor erfolgreich fortführen, Gemeinsames Positionspapier der Umwelt- und Erneuerbaren Energieverbände zur Novelle des EEG.

Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e. V. u. a. (Hrsg.) (2014): Gemeinsames Positionspapier von B:KWK, DENEFF, eaD, VfW und VBI zum Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom 4.3.2014.

Bundesverband mittelständischer Wirtschaft e. V: (BVMW) (Hrsg.) (2014): Stellungnahme des BMVW zum Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014).

Bundesverband Solarwirtschaft (Hrsg.) (2014): Positionspapier des Bundesverbandes Solarwirtschaft e. V., EEG-Novelle 2014 – Positionen der Solarbranche.

Bundesverband Windenergie (BWE) (Hrsg.) (2014): Windenergie und Netzumbau, Positionspapier.

Bündnis Bürgerenergie e. V: (BBEn) (Hrsg.) (2014): Energiewende braucht Bürgerenergie, Vorrang für dezentrale Erzeugung und Direktversorgung mit Bürgerstrom statt Re-Zentralisierung des Energiesektors, Positionspapier des Bündnis Bürgerenergie e. V. zur EEG-Novelle 2014.

Deutscher Städte- und Gemeindebund (Hrsg.) (2014): Position, Statement zur Energie- und Umweltpolitik, Energiewende vom 17. Februar 2014.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (Hrsg.) (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Endbericht.

European Energy Exchange AG/EPEX SPOT SE (Hrsg.) (2014): Weiterentwicklung der Fördermechanismen für Erneuerbare Energien in Deutschland, Positionspapier der European Energy Exchange und EPEX SPOT.

Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V. (Hrsg.) (2014): Stellungnahme des Landesverbandes Erneuerbare Energien NRW e. V: (LEE NRW) zum Eckpunktepapier zur Reform des EEG des Bundeswirtschaftsministers Sigmar Gabriel in seiner Fassung vom 17. Januar 2014.

Huschke, Tobias/Lenck, Thorsten (2013): Vergleichende Untersuchung aktueller Vorschläge für das Strommarktdesign mit Kapazitätsmechanismen, Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).

Ifo Institut (Hrsg.) (2012): Die Zukunft der Energiemärkte, Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten, Studie in Kooperation mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), ifo Forschungsbericht Nr. 57.

Umwelt Management AG (UMaAG) u. a. (Hrsg.) (2014): Positionspapier zur Energiepolitik in Deutschland 1/2014.

Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) (Hrsg.) (2014): VDMA Positionspapier, Stellungnahme zum Referentenentwurf zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom 04. März 2014.

Verband kommunaler Unternehmen (VKU)/enervis energy advisors GmbH (Hrsg.) (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Kurzfassung; als Download online verfügbar unter http://www.vku.de/service-navigation/presse/pressemitteilungen/liste-pressemitteilung/emd.html, Abfrage am 17.01.2014.

Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 10.04.2014: EU segnet Ökostromrabatte ab, S. 15.

Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 09.04.2014: Aufatmen nach dem Ökostromkompromiss, S. 15.

Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 03.04.2014: Verbraucher zahlen für Energie-Kompromiss, S. 17.

IUnternehmen (47 %) bei 2-5 Partnern, bei 34 % bei nur einem Partner (Abb. 24).

April 2014

Haftungsausschluss: Alle Angaben wurden sorgfältig recherchiert und zusammengestellt. Für die Richtigkeit und Vollständigkeit des Inhalts sowie für zwischenzeitliche Änderungen übernehmen die Herausgeber keine Gewähr.

© 2014

Schutzgebühr: 10,00 €

ISBN 978-3-9815756-1-3

Vi-Strategie GmbH
Rainer Otto
Geschäftsführer
Schwerborner Straße 33
99086 Erfurt
vi-strategie.com

Alle Rechte vorbehalten, auch die der fotomechanischen Wiedergabe und der Speicherung in elektronischen Medien.

Projektleitung:
Dr. Oliver Rottmann,
Autoren:
Dr. Oliver Rottmann,
Dipl.-Geogr. Dipl.-Ing. André Grüttner
Datenerhebung:
Dipl.-Geogr. Dipl.-Ing. André Grüttner

Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e. V. an der Universität Leipzig
wifa.uni-leipzig.de/kompetenzzentrum

Konzept, Layout und Satz:
Prof. Rayan Abdullah,
Carolin Geißler
markenbau.de

Vi-Strategie GmbH
Schwerborner Straße 33
99086 Erfurt

vi-strategie.com

Schutzgebühr: 10,00 €
ISBN 978-3-9815756-1-3