

Ein zukunftsfähiges Energiamarktdesign für Deutschland

Langfassung

Impressum

Gutachter	<p>enervis energy advisors GmbH Schlesische Str. 29-30 10997 Berlin Autoren: Julius Ecke, Nicolai Herrmann, Uwe Hilmes (verantwortlich für die Bereiche konventionelle Erzeugung und Speicher sowie erneuerbare Erzeugung)</p> <p>BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH Alfonsstraße 44 52070 Aachen Autoren: Ralph Kremp, Uwe Macharey, Andreas Nolde, Horst Wolter, Wolfgang Zander (verantwortlich für den Bereich Energienetze)</p>
Auftraggeber	<p>Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) Invalidenstr. 91 10115 Berlin Fon +49 30 58580-0, Fax +49 30 58580-100 www.vku.de, info@vku.de</p>
Realisation	<p>Sigillum Verlag GmbH</p>
Gestaltung	<p>Umschlag: Rohloff Design</p>
Herstellung	<p>Magentur Gesellschaft für Kommunikation und Medien mbH</p>

Hinweis zum Urheberrecht

Nachdruck oder Veröffentlichung, ganz oder teilweise, nur mit schriftlicher Zustimmung des gutachterlichen Konsortialführers enervis energy advisors GmbH und des Verbandes kommunaler Unternehmen e. V.

Inhaltsverzeichnis

1 Kurzzusammenfassung	5
2 Einführung und Problemstellung	15
2.1 Einführung und Zielstellung des Gutachtens	15
2.2 Methodik des Gutachtens	17
2.3 Problembeschreibung.....	18
2.3.1 Ist-Zustand des Energiemarktdesigns	18
2.3.2 Weiterentwicklungsbedarf und zukünftige Entwicklungen der Energiemärkte	20
2.3.3 Residuallastanalyse.....	31
3 Zielsystem und zentrale Anforderungen an ein zukunftsfähiges Marktdesign	37
3.1 Langfristige Ziele für den Energiesektor	37
3.2 Zielsystem für ein zukunftsfähiges Marktdesign	39
3.2.1 Umweltgerechtigkeit	39
3.2.2 Versorgungssicherheit	40
3.2.3 Kosteneffizienz	40
3.2.4 Organisation als Markt.....	41
3.2.5 Transparenz und Einfachheit.....	41
3.2.6 Kompatibilität mit dem Europäischen Rahmen	42
3.3 Ableitung allgemeiner Anforderungen an ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign aus dem Zielsystem	42
3.3.1 Konventionelle Erzeugung und Speicher.....	42
3.3.2 Erneuerbare Energien	43
3.3.3 Energienetze	44
3.4 Eckpunkte eines zukunftsfähigen Energiemarktdesigns.....	46
4 Zentrale Erkenntnisse der Modellrechnungen	48
4.1 Kurzzusammenfassung der Modellergebnisse	48
4.2 Kurzdefinition der Marktszenarien	49
4.3 Konventionelle Erzeugung.....	50
4.4 Abschätzung des KWK-Potenzials	53
4.5 Erneuerbare Energien	54
4.5.1 Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien	55
4.5.2 Kostenentwicklung der Erneuerbaren Energien	57
4.6 CO ₂ -Emissionen	58
4.7 Stromnetze	58
4.7.1 Verteilnetze Strom	58
4.7.2 Einordnung der Netzausbaukosten in den Kontext der dena-Verteilnetzstudie	62
4.7.3 Übertragungsnetz Strom.....	63
4.8 Entwicklung der Systemkosten.....	64
4.9 Flexibilitätsoptionen für das Stromversorgungssystem.....	65
5 Vorschlag für ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign – Übersicht	67
5.1 Anreizmechanismen des iEMD	67
5.2 Zusammenwirken der Marktdesignelemente	71
5.3 Zeitliche Einordnung der Marktdesignelemente des iEMD	73
5.4 Übergang aus dem Status quo in das iEMD.....	76
6 Beschreibung der Elemente eines zukunftsfähigen Energiemarkt-designs	80
6.1 Strom- und Leistungsmarkt	80
6.1.1 Kurzzusammenfassung des Vorschlags, der Marktrollen und -aufgaben	80
6.1.2 Zielstellung für den Strom- und Leistungsmarkt	83
6.1.3 Zentrale Elemente des Strom- und Leistungsmarktes	84
6.1.4 Integration der Marktdesignelemente EOM und Leistungsmarkt	106
6.1.5 Zusammenfassung EOM und Leistungsmarkt.....	108

6.1.6	Übergang aus dem Status quo	109
6.1.7	Abwägung hinsichtlich der Ausgestaltung des Leistungsmarktes.....	111
6.2	EE-Fördermechanismus.....	115
6.2.1	Kurzzusammenfassung des Vorschlags.....	115
6.2.2	Zielstellung	116
6.2.3	EE-Ausschreibung.....	117
6.2.4	Marktintegration der EE	126
6.2.5	Zusammenfassung der vorgeschlagenen EE-Förderung	138
6.2.6	Übergang aus dem Status quo	140
6.2.7	Abwägung hinsichtlich der Ausgestaltung des EE-Fördermechanismus	141
6.3	Emissionshandel	143
6.4	KWK-Förderung	144
6.5	Technologieförderung.....	145
6.6	Regulierungsmodell Stromnetze	146
6.6.1	Investitionsbedarf im Bereich der Netze	148
6.6.2	Investitionen im Rahmen der aktuellen Anreizregulierung	152
6.6.3	Weiterentwicklung der Anreizregulierung	155
6.6.4	Zusammenfassung des vorgeschlagenen Regulierungsrahmens	158
6.6.5	Übergang aus dem Status quo	159
6.6.6	Netzentgeltsystematik.....	159
7	Handlungsoptionen für kommunale EVU in einem integrierten Energiemarktdesign	160
7.1	Wirkungsweise des iEMD aus Perspektive der Marktakteure im Erzeugungssegment	160
7.2	Strom- und Leistungsmarkt	162
7.3	Erneuerbare Energien	164
7.4	Energienetze	166
8	Kohärenz des vorgeschlagenen iEMD mit dem Zielsystem	167
	Literaturverzeichnis.....	170
	Abkürzungsverzeichnis.....	173

Abbildungsverzeichnis

Seite

Abbildung 1:	Schematische Einteilung des energiewirtschaftlichen Transformationsprozesses in Zeitphasen und Zuordnung der zentralen Marktdesignelemente des iEMD zu den Zeitphasen	12
Abbildung 2:	Übersicht der Methodik des Gutachtens	17
Abbildung 3:	Kernelemente und zentrale Funktionen des heutigen Energiemarktdesigns entlang der Wertschöpfungskette (ohne Systemdienstleistungsmärkte und mit Fokus auf zentrale Marktakteure)18	
Abbildung 4:	Durch ein integriertes Marktdesign unter Beachtung des Zielsystems zu adressierende Problemfelder.....	21
Abbildung 5:	Boxplots (5 % - 95 % Quantil) historischer Spotpreise (2006 und 2012) im Tagesverlauf (nur Werktage)	23
Abbildung 6:	Stündliche Spotpreise (2006 und 2012) anteilig am Tagesbasepreis.....	24
Abbildung 7:	Clean Spark Spread und Clean Dark Spread	25
Abbildung 8:	Entwicklung der EEG-Einspeisung, Vergütungszahlungen und Letztverbrauch der Jahre 2000 bis 2012.....	27
Abbildung 9:	Nach Stunden sortierte Residuallast für eine Nordregion (links) und eine Südregion (rechts); Anteilig an der Spitzenlast.....	33
Abbildung 10:	Schematischer Vergleich nach Stunden sortierter Residuallasten nach Abregelung in untergelagerten Netzen für eine Nordregion (links) und eine Südregion (rechts)	34
Abbildung 11:	Nordregion 2015 (links) und 2050 (rechts): Boxplots (5 % - 95 % Quantil) der Residuallasten im Tagesverlauf (nur Werktage); Anteilig an Spitzenlast	35
Abbildung 12:	Südregion 2015 (links) und 2050 (rechts): Boxplots (5 % - 95 % Quantil) der Residuallasten im Tagesverlauf (nur Werktage); Anteilig an Spitzenlast	35
Abbildung 13:	Emissionsentwicklung und Reduktionsziele in Deutschland nach Energiekonzept 2010.....	37
Abbildung 14:	Anteil EE an Bruttostromerzeugung	38
Abbildung 15:	Zielsystem des Gutachtens in der Übersicht.....	39
Abbildung 16:	Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten im Vergleich zum wachsenden Bedarf an flexiblen Kraftwerkskapazitäten (symbolisiert durch synthetische Gasturbine „sGT“) [MW].....	51
Abbildung 17:	Zubau konventioneller Kraftwerke (ohne sGT; links) und Zubaubedarf synthetische Gasturbine (rechts) in MW.....	52
Abbildung 18:	Auslastungsdauern konventioneller Kraftwerke	53
Abbildung 19:	Erzeugung aus GuDs und Biomasse [TWh und Anteil an der Gesamterzeugung] im Szenario A mit Netzausbau (links) und im Szenario B mit Netzausbau (rechts)	54
Abbildung 20:	Entwicklung Erneuerbarer und konventioneller Kapazitäten [MW]	54
Abbildung 21:	Marktwert Wind-Onshore	55
Abbildung 22:	Marktwert Wind-Offshore (links) und Marktwert PV (rechts)	56
Abbildung 23:	Spezifische Investitionskosten [€/kW] und jährliche Fixkosten [€/kW/a]	57
Abbildung 24:	Entwicklung CO ₂ -Emissionen	58
Abbildung 25:	Szenarien A und B; Analyse ohne Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel und ohne NS- und MS-Ausbau; es erfolgt nur Abregelung.....	59
Abbildung 26:	Vergleich des EE-Ausbaupfades und der tatsächlichen EE-Produktion nach Abregelung	59
Abbildung 27:	Kumulierte Investitionskosten bei Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel.....	60
Abbildung 28:	Szenario A: Investitionskosten bei Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel	61
Abbildung 29:	Szenario B: Investitionskosten bei Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel	62
Abbildung 30:	Vergleich der Investitionskosten der dena-Verteilnetzstudie bei Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel mit denen der VKU-Studie.....	63
Abbildung 31:	Abschätzung der Systemkostenvorteile eines Netzaus- und umbaus und des dafür notwendigen Mitteleinsatzes (Angaben in Mrd. €)	64

Abbildung 32: Kostenrelation verschiedener Flexibilitätsoptionen	65
Abbildung 33: Übersicht der zentralen Koordinierungs- und Anreizmechanismen des iMED (schematisch).....	67
Abbildung 34: Vereinfachende Übersicht der zentralen zukünftigen Transfermechanismen (CO ₂ -Markt wirkt integriert über den Strommarkt, ohne Systemdienstleistungsmärkte) und ihrer Koordinationsaufgaben	72
Abbildung 35: Schematische Einteilung des energiewirtschaftlichen Transformationsprozesses in Zeitphasen und Zuordnung der zentralen Marktdesignelemente des iEMD zu den Zeitphasen	75
Abbildung 36: Übersicht der Marktakteure und Marktrollen im Strom- und Leistungsmarkt	82
Abbildung 37: Schematische Darstellung eines Marktes für Leistungszertifikate	95
Abbildung 38: Schematische Darstellung der Integration von Leistungszertifikaten mit dem Strommarkt	98
Abbildung 39: (Stark) schematische Illustration des Grundprinzips des Leistungsmarktes, insb. ohne Berücksichtigung von Intraday-Handel	103
Abbildung 40: Übersicht der Mechanismen zur Strukturierung der Strombelieferung und Leistungsvorhaltung	106
Abbildung 41: Zeitliche Integration der Marktplätze für Strom und Leistung	108
Abbildung 42: Übersicht der wesentlichen Elemente und des Ablaufs der EE-Förderung	116
Abbildung 43: Preisfindung für eine EE-Zielmenge in einer rundenbasierten Auktion.....	120
Abbildung 44: Schematische Darstellung des zeitlichen Ablaufs für die Realisierung von EE-Installationen	123
Abbildung 45: Übersicht relevanter Erlösmärkte für dargebotsabhängige und nicht dargebotsabhängige EE sowie für "EE-Kombikraftwerke" (schematisch)	127
Abbildung 46: Übersicht typischer Elemente der Wertschöpfungskette bei einem EE-Projekt.....	132
Abbildung 47: Betriebswirtschaftliche Abwägung von EE-Investoren für die Auktion von Vergütungsrechten	134
Abbildung 48: Gegenüberstellung von CAPEX (capital expenditure) und Erlösbergrenze (EOG) abhängig von der Investitionsrate	154
Abbildung 49: CAPEX (capital expenditure) und Erlösbergrenze (EOG) mit Investitionsclustern.....	158
Abbildung 50: Erlöswirkung der Marktdesignelemente auf die Marktakteure.....	161
Abbildung 51: Auswirkungen des vorgeschlagenen Strom- und Leistungsmarktes über die Wertschöpfungskette	162
Abbildung 52: Auswirkungen des vorgeschlagenen EE-Fördermechanismus über die EE-Wertschöpfungskette.....	164
Abbildung 53: VKU Zielsystem	167

Tabellenverzeichnis

Seite

Tabelle 1: Vergleich der wesentlichen Wirkungen des Marktprämienmodells im EEG 2012 und einer Direktvermarktung ohne Prämie.....	30
--	----

1 Kurzzusammenfassung

Die deutsche Energiepolitik wird nach dem Reaktorunglück in Fukushima durch einen weitgehenden gesellschaftlichen Konsens hinsichtlich der Durchführung einer „Energiewende“ geprägt. Diese Energiewende umfasst als wichtigste Leitplanken für die Entwicklung des Energiesystems in den kommenden Jahrzehnten eine Reduktion der CO₂-Emissionen auf rund 20 Prozent der Emissionen des Jahres 1990, den Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernenergie bis 2022, einen massiven Ausbau der erneuerbaren Erzeugung (EE), den Ausbau des KWK-Anteils im Stromsektor sowie Ziele zur Senkung von Strom- und Wärmeverbrauch. Die Umsetzung dieser langfristigen Ziele wird flankiert von den Anforderungen der Kosteneffizienz, Versorgungssicherheit und Umweltgerechtigkeit sowie den Anforderungen auf europäischer Ebene, u. a. dem Ziel des Energiebinnenmarktes.

Die Erfüllung dieser Ziele ist in den Anreizstrukturen des heutigen Energiemarktdesigns nicht umsetzbar, es besteht an vielen Stellen Anpassungsbedarf. Dies zeigt einerseits die Analyse des Status quo: In einigen Segmenten des deutschen Energiemarktes stehen bereits heute die Anreize, die das Marktdesign generiert, nicht mit den gesellschaftlichen Zielen in Einklang. Der Ausblick auf die zu erwartenden Entwicklungen legt offen, dass dies kein vorübergehendes Problem ist, sondern eine langfristig angelegte Lösung erfordert. Die deutsche Energiepolitik und die Akteure der Energiewirtschaft stehen daher vor der großen Herausforderung, die gesellschaftlich gewollten Veränderungen im Zuge der Energiewende durch die Einführung eines langfristig verlässlichen und effizienten Energiemarktdesigns zu ermöglichen.

Das vorliegende Gutachten adressiert vor diesem Hintergrund die Frage, wie das Energiemarktdesign und die dadurch implementierten Anreizstrukturen langfristig angepasst werden sollten, damit die gesellschaftlichen Ziele innerhalb eines weiterhin diversifizierten und wettbewerblich organisierten Marktumfeldes erreichbar sind. Der Fokus des Gutachtens liegt dabei auf den langfristig notwendigen Entwicklungen zur Realisierung der für das Jahr 2050 formulierten Ziele. Das Gutachten entwickelt dafür einerseits einen Vorschlag zur Ausgestaltung der notwendigen (Markt-)Mechanismen, und stützt sich andererseits auf energiewirtschaftliche Modellberechnungen. Im Ergebnis formuliert das Gutachten einen Vorschlag für die Ausgestaltung eines integrierten Energiemarktdesigns (iEMD) für die zentralen Elemente Strommarkt, Leistungsmarkt, CO₂-Markt, Fördermechanismus für EE sowie den regulierten Netzbereich.

Problemstellung und Handlungsnotwendigkeiten (detaillierte Ausführungen dazu unter Abschnitt 2.3)

Die Problemstellungen, die sich aus der fehlenden Kongruenz der Anreize und Regeln des aktuellen Marktdesigns einerseits und den langfristigen Zielen der Energiewende andererseits ergeben, werden im Gutachten beschrieben. Sie lassen sich für die Bereiche konventioneller Kraftwerkspark und Speicher, erneuerbare Stromerzeugung, Energienetze und Energieverbrauch u. a. anhand quantitativer Analysen verdeutlichen.

Zusammenfassend besteht im Bereich der konventionellen Erzeugung derzeit die Problematik einer fehlenden Vollkostendeckung aus dem Energy-Only-Markt (EOM). Dies betrifft Bestandskraftwerke, die fehlenden Deckungsbeiträgen und abnehmenden Einsatzstunden ausgesetzt sind. Darüber hinaus gehen vom EOM keine ausreichenden Anreize für Investitionen in neue Erzeugungsanlagen aus. Auch für Stromspeicher bietet das aktuelle Energiemarktdesign unklare Anreize für Investition, die oft vermutete Systemrelevanz von Speichern spiegelt sich nicht in deren wirtschaftlicher Situation wider.

Auch im Bereich der erneuerbaren Erzeugung zeichnen sich im heutigen Marktdesign Problembereiche ab, an denen Weiterentwicklungsbedarf besteht. Der Ausbau der EE erfolgt auf Basis einer festen Einspeisevergütung oder des Marktprämienmodells im EEG; dieses Fördermodell zeigt insbesondere eine Schwäche in Bezug auf die Steuerbarkeit hinsichtlich der Ausbaupfade, was u. a. auch ein Grund für die beobachteten und kritisierten Kostensteigerungen darstellt. Im EEG-System ist darüber hinaus keine regionale Steuerung des Zubaus möglich. EE-Anlagen sind außerdem derzeit nicht in ausreichendem Umfang in den Strommarkt eingebunden; dies führt zu einer ungleichen Risikoverteilung im EOM und stellt ein wesentliches Element des Anpassungsbedarfs für das Strommarktdesign dar.

Die Übertragungs- und Verteilnetze für Strom müssen zur Beherrschung des avisierten EE-Ausbaus um- und ausgebaut werden; sowohl im Verteil- als auch im Übertragungsnetz ist eine Ertüchtigung für Aufnahme, Transport und Verteilung großer EE-Mengen notwendig. Somit besteht umfänglicher Investitionsbedarf, insbesondere in den Verteilnetzen, die für eine umfassende Integration der EE zentral sind. Problematisch ist im aktuellen Regulierungsdesign die Tatsache, dass aufgrund des systematischen Zeitverzugs zur Refinanzierung von Netzinvestitionen unzureichende Investitionsbedingungen herrschen. Fehlende Anreize zur Implementierung von intelligenten Netzen stellen ein weiteres Problemfeld im Netzbereich dar, das im Rahmen der hier vorgeschlagenen Anpassungen des iEMD adressiert werden soll.

Für den Bereich der Nachfrage nach energiewirtschaftlicher Infrastruktur zur Belieferung der Endkunden mit Strom und Leistung und die Bereitstellung von Versorgungssicherheit im Allgemeinen lassen sich ebenfalls Herausforderungen formulieren. Diese manifestieren sich vorwiegend in den heute weitgehend nicht vorhandenen Anreizen zur Ausnutzung dezentraler Lastflexibilitätpotenziale und den (technischen) Defiziten in Bezug auf Informationsbereitstellung und Steuerungsmöglichkeiten, die zur situationsabhängigen Optimierung der dezentralen Last- und Einspeisesituation notwendig sind.

Die hier zusammengefassten Problembereiche (vgl. weitere Ausführungen dazu im Kapitel 2.3) definieren aus heutiger Sicht die Handlungsnotwendigkeiten für eine Anpassung des Energiemarktdesigns. Das Gutachten untersucht in Kapitel 2.3.3 wie sich wesentliche Treiber in diesen Bereichen zukünftig entwickeln werden, u. a. anhand einer Residuallastanalyse. Daraus wird der nachfolgend zusammengefasste Vorschlag für ein zukunftsfähiges iEMD abgeleitet.

Zielsystem des Gutachtens (detaillierte Ausführungen dazu unter Abschnitt 3)

Das Zielsystem des Gutachtens stützt sich im Wesentlichen auf das klassische energiewirtschaftliche Zieldreieck aus Kosteneffizienz, Versorgungssicherheit und Umweltgerechtigkeit. Das Zieldreieck wird ergänzt durch drei weitere gutachtenspezifische Ziele:

1. Eine möglichst marktliche/wettbewerbliche Organisation des iEMD, die in erster Linie aus dem Ziel der Kosteneffizienz abgeleitet ist. Dies führt dazu, dass das vorgeschlagene iEMD in weiten Teilen auf marktlichen bzw. wettbewerblichen Ansätzen basiert – u. a. im Leistungsmarkt und der EE-Förderung.
2. Dem Ziel der Transparenz und Einfachheit, welches sicherstellen soll, dass auch kleinere Marktakteure, z. B. aus dem Stadtwerkebereich, weiterhin einen Marktzugang erreichen können. Dieses Ziel findet sich im vorgeschlagenen iEMD in Form von möglichst transparenten Anreizstrukturen und der Etablierung eines langfristig verlässlichen Regelungsrahmens wieder.

3. Einem Abgleich der vorgeschlagenen Regelungen mit dem europäischen Regelungsrahmen (Ziel der europäischen Kompatibilität). Dieses Ziel ist insbesondere aus dem Bestreben der EU abgeleitet, einen europäischen Energiebinnenmarkt zu realisieren. Diesem sollte das vorgeschlagene iEMD nicht entgegenstehen.

Vorschlag für ein zukunftsfähiges iEMD

Das in diesem Gutachten vorgeschlagene iEMD besteht aus fünf zentralen Elementen, deren vorgeschlagene Ausgestaltung zielgerichtete Anreize entfalten und im iEMD sinnvoll zusammenwirken (vgl. hierzu Kapitel 5.1). Dies gewährleistet langfristig eine effiziente Zielerreichung. Nachfolgend sind die wesentlichen Elemente des iEMD kurz zusammengefasst, sie werden an den entsprechenden Stellen des Gutachtens jeweils detaillierter beschrieben.

→ Strommarkt (detaillierte Ausführungen dazu unter Abschnitt 6.1)

Im heutigen Marktdesign ist der Endverbraucher Nachfrager für die Belieferung mit Strom in einer zeitlich aufgelösten Struktur (Nachfrageprofil). Die Nachfrage der Endverbraucher wird über ihre Agenten (Vertrieb, Handel, Beschaffung) gebündelt und in den Strommarkt hinein artikuliert; größere Stromverbraucher treten dort direkt als Marktakteure in Erscheinung. Die Nachfrage der Endverbraucher nach Strom trifft im Strommarkt auf ein Angebot, das bereitgestellt wird durch das Erzeugungsportfolio. Der Strommarkt führt somit Angebot und Nachfrage von Strom zusammen, es bilden sich Marktpreise. Der Strommarkt koordiniert dadurch mit hoher energiewirtschaftlicher Effizienz die Einsatz- und Verbrauchsentscheidungen der Marktakteure. Zusätzlich soll der Strommarkt in seiner heutigen Ausprägung Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazitäten generieren, er hat also in Bezug auf Einsatzentscheidungen eine kurzfristige und in Bezug auf Investitionsentscheidungen eine langfristige Funktion. Aktuell bestehen jedoch berechtigte Zweifel, ob die durch den Strommarkt generierten Anreize für Investitionen in gesicherte Leistung langfristig ausreichen werden (vgl. 2.3). Aus diesem Grund werden im vorgelegten Vorschlag für ein iEMD die beiden Funktionen des Strommarktes getrennt.

Der grenzkostenbasierte Strommarkt (Energy-Only-Markt, EOM) bleibt in seiner heutigen Funktion als Leitmarkt für die kurzfristige Dispatchentscheidung erhalten. Er wird bei Bedarf in Bezug auf die Produktdefinitionen und Fristigkeiten den Anforderungen der zunehmenden EE-Erzeugung angepasst. Der EOM garantiert damit weiterhin einen energiewirtschaftlich effizienten Einsatz aller Erzeugungsanlagen und wird zum zentralen Erlösmarkt für die erneuerbaren Energien in Direktvermarktung ausgebaut. Weiterhin stellt der EOM die Schnittstelle zum Leistungsmarkt dar; Knappheitssignale aus dem EOM lösen zukünftig die Bereitstellung gesicherter Leistung aus dem Leistungsmarkt aus. Dieser Leistungsmarkt wird eingeführt, um die nicht ausreichenden Investitionssignale des grenzkostenbasierten EOM verlässlich zu flankieren.

→ Leistungsmarkt (detaillierte Ausführungen dazu unter Abschnitt 6.1)

Ein Leistungsmarkt in Form eines umfassenden Kapazitätsmarktes wird eingeführt. Die Fähigkeit zur Bereitstellung gesicherter Leistung wird durch handelbare Leistungszertifikate verbrieft und in Form dieser Leistungszertifikate zur Commodity. Erzeuger, die in der Lage sind, ihre Leistung für längere Zeiträume (z. B. ein Jahr) im Voraus gesichert zuzusagen, bekommen standardisierte Leistungszertifikate in Höhe ihrer gesicherten Leistung zugeteilt. Erzeuger veräußern Leistungszertifikate auf dem sich dafür bildenden Markt und generieren dadurch Zusatzerlöse. Der Leistungsmarkt bietet für Erzeuger in Kombination mit dem EOM daher die Möglichkeit einer wettbewerblichen Vollkostendeckung.

Im Gegenzug sichern die Anbieter von Leistungszertifikaten zu, basierend auf den Knappheitssignalen des Strommarktes, jederzeit bei Bedarf ihre Erzeugungskapazität zur Verfügung zu stellen.

Nachfrager nach Strom sind natürlicherweise auch Nachfrager nach gesicherter Leistung. Sie werden auf den Großhandelsmärkten vertreten durch die sie versorgenden Handels- und Vertriebseinheiten. Die Vertriebe und Beschaffungseinheiten treten als Intermediäre der Endverbraucher als Nachfrager nach gesicherter Leistung (Leistungszertifikaten) an den Großhandelsmärkten auf. Um jederzeit – d. h. auch in den Jahresstunden, in denen Strom im EOM ein knappes Gut ist – eine gesicherte Stromlieferung zu erhalten, muss die Nachfrageseite eine Leistungsabsicherung erwerben. Dies erfolgt in Form von vorab zu beschaffenden Leistungszertifikaten, die von den die Endkunden versorgenden Unternehmen in den Segmenten Handel, Beschaffung und Vertrieb eingekauft werden. Es erfolgt keine regulatorische Auflage zur Beschaffung von Leistungszertifikaten (Quote), sondern eine marktliche Ermittlung des Bedarfs an Leistung durch die Endabnehmer.

Für jeden Stromabnehmer, der nicht technisch in der Lage und vertraglich verpflichtet ist, seinen Strombezug in Knappheitszeiten kontrolliert zu reduzieren bzw. von einem Dritten (z. B. seinem Vertrieb) reduzieren zu lassen, erfolgt eine Vollversorgung auch mit Leistungszertifikaten. Dies entspricht einer nicht unterbrechbaren Belieferung mit Strom. Damit ist sichergestellt, dass für jeden Stromkunden jederzeit mindestens im Umfang seiner spezifischen Nachfrage gesicherte Leistung im System zur Verfügung steht und entsprechend vergütet wird. Bei Lieferverträgen, die eine teilweise Besicherung beinhalten (z. B. für einzelne Aggregate), gilt das für den zu besichernden Anteil. Die Umstellung der Endkunden auf eine Vollversorgung mit Leistung bei der Einführung des Leistungsmarktes generiert eine hohe initiale Nachfrage nach Leistungszertifikaten.

Für den optional möglichen Abschluss einer unterbrechbaren Belieferung muss die technische Möglichkeit zur Messung und Steuerung des Abnehmers bzw. seiner Aggregate bestehen und es muss eine vertragliche Regelung zwischen Kunde und Vertriebseinheit vorliegen. In diesem Fall ist der Kunde auf Anforderung durch seinen Versorger (Vertrieb/Handel) kontrolliert flexibilisierbar und es ist für diese Absatzmenge keine Beschaffung von Leistungszertifikaten notwendig. Der Preis, der sich durch diese Nachfrage für Leistungszertifikate einstellt, repräsentiert somit für die Nachfrageseite die Zahlungsbereitschaft und für die Angebotsseite den Wert der gesicherten Leistung. Leistungszertifikate geben gesicherter Leistung einen Preis, der auch in den Endkundenprodukten preiswirksam wird.

Im Markt für Leistungszertifikate bildet sich analog zum Strommarkt eine Terminhandelsstufe aus. Die Zertifikate sind darüber hinaus kontinuierlich handelbar (auch unterjährig), so dass z. B. Veränderungen in den Portfolios der Marktteilnehmer ausgeglichen werden können. Durch die Marktprozesse wird ein energiewirtschaftlich effizientes Portfolio von Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen für die Leistungsvorhaltung bestimmt. Dieses Portfolio ist umfassend, es kann Bestands- und Neuanlagen, Nachfrageflexibilität und Speicher umfassen. Zertifizierte Anbieter auf dem Leistungsmarkt können insbesondere konventionelle Anlagen, dargebotsunabhängige EE sowie dargebotsabhängige EE in Kombination mit anderen Erzeugern oder Speichern sein.

Aufgabe des Handels und der Vertriebe ist es, in diesem Zusammenhang Großhandelsprodukte für Strom und Leistung in verschiedenen Fristigkeiten einzukaufen und in Endkundenprodukte zu transformieren. Für die Abwicklung werden Angebot und Nachfrage nach Leistung stetig durch ein Leistungsbilanzkreissystem überwacht, welches das bereits bestehende Bilanzkreissystem für Strom funktional erweitert.

Es stellt die Vertragserfüllung im Leistungsmarkt sicher und pönalisiert etwaige Abweichungen analog zum Ausgleichensystem für Strom. Damit wird der Handel oder Vertrieb als Portfoliomanager zukünftig nicht nur für die reibungslose Abwicklung der Beschaffung und Strukturierung von Strom, sondern auch von Leistungszertifikaten für die benötigten Fristigkeiten in seinem Bilanzkreis verantwortlich sein.

Für eine effektive Umsetzung dieses marktlichen Lösungsansatzes sollte auf der Beschaffungsseite und vor allem der Absatzseite grundsätzlich Produktfreiheit bestehen. Dies ist insbesondere für die wettbewerbliche Generierung von dezentraler Lastflexibilität förderlich. Für Händler und Vertriebe, aber auch Dienstleister, die z. B. dezentrale Lastflexibilitätpotenziale erschließen und bündeln, bietet diese Produktdifferenzierung zukünftig zusätzlich zum Stromvertrieb eine wettbewerbliche Erlöschance.

→ EE-Förderung (detaillierte Ausführungen dazu unter Abschnitt 6.2)

EE entwickeln sich in vielen Bereichen zu einer Leitgröße des Energiesystems. Zur Erreichung der EE-Ausbauziele ist eine Förderung jedoch weiterhin bis mindestens in den Zeitraum der 2030er Jahre notwendig, dies zeigen die Modellierungsergebnisse. Innerhalb des Betrachtungszeitraumes bis 2050 werden jedoch zentrale EE-Technologien die Marktparität erreichen, d. h. sie können sich ohne Förderung alleine auf Basis von Markterlösen refinanzieren. Ein zukunftsfähiger EE-Fördermechanismus muss sicherstellen, dass einerseits eine ausreichende Förderung gewährt wird, andererseits dabei jedoch die Potenziale für Marktintegration und Kostensenkung gehoben werden.

Daher wird im Vorschlag eines iEMD der aktuelle Fördermechanismus des EEG angepasst, so dass der EE-Zubau besser gesteuert werden kann. Hierfür wird eine mengenbasierte EE-Auktion vorgeschlagen, d. h. es wird mit ausreichend zeitlichem Vorlauf bestimmt, welche EE-Kapazitäten gefördert werden sollen. Dies stellt die langfristige Zielerreichung sicher, darüber hinaus wird auch für die Marktteilnehmer die Vorhersehbarkeit des EE-Zubaus über längere Zeiträume verbessert.

Hierfür auktioniert ein zentraler Koordinator Förderrechte für EE-Projekte mit ausreichend zeitlichem Vorlauf vor deren Inbetriebnahme. Die Zuteilung von Vergütungsrechten ist regional steuerbar und technologiespezifisch zu differenzieren. Die in der Auktion erfolgreichen Investoren erhalten leistungsorientierte Vergütungsrechte (€/MW), die über eine längere Dauer (z. B. die AfA- bzw. die Finanzierungsdauer des Projekts) ausgezahlt werden.

Im Gegenzug dazu besteht die Verpflichtung, bei Zuschlag in der Auktion die angebotene Leistung zu errichten und danach nachhaltig zu betreiben. Die Auktion löst einen kostenorientierten Wettbewerb zwischen EE-Investoren um den Zugang zur Förderung aus. Nach der Auktion steht die Förderung jedoch fest und ist daher für die EE-Investoren über die gesamte Betriebsdauer belastbar kalkulierbar.

In der Betriebsphase, die üblicherweise rund 20 Jahre umfasst, ergänzt der Anlagenbetreiber die gewährte Förderung durch Erlöse aus einer Direktvermarktung an allen relevanten Märkten. Zielmarkt für die Direktvermarktung ist vorwiegend der Strommarkt (day-ahead, intra-day und ggfs. Terminmarkt), aber auch alle anderen Märkte (z. B. der Leistungsmarkt, ggf. der Wärmemarkt und die Märkte für Regelleistung), an denen EE-Anlagen entsprechend der Marktregeln teilnehmen können.

Die Direktvermarktung erfolgt im vorliegenden Vorschlag ohne weitere arbeitsbasierte Prämien, die Förderung wird rein leistungsorientiert ausgezahlt. Die leistungsorientierte Auszahlung der Vergütung in €/MW stellt sicher, dass das Gebotsverhalten der EE-Anlagen im Strommarkt nicht verzerrt wird.

Damit orientieren sich zukünftig alle Anbieter auf dem Strommarkt an den Marktpreissignalen und bieten ihre Produktion zu Grenzkosten an. Es herrscht damit ein „level-playing-field“ im EOM, bei paralleler Gewährung einer verlässlichen EE-Förderung. Die Direktvermarktung setzt starke Anreize für EE-Anlagenbetreiber, ihre Markterlöse zu maximieren. Im Gegenzug bestehen keine Fehlanreize mehr durch eine arbeitsbasierte Förderung, welche momentan z. B. zu negativen Gebotspreisen und damit Strompreisen im EOM führen. Diese Anreize durch eine Direktvermarktung sind auch aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive zielführend und sollen dazu führen, dass die EE-Potenziale in Deutschland effizient genutzt werden.

Die Ausgestaltung der EE-Auktion stellt sicher, dass Förderbedarfe von den Investoren auf Basis der möglichen Kostenreduktionen der EE-Projekte und ihrer Erlöschancen auf den Energiemärkten bewertet werden. Das bedeutet, dass sich der Förderbedarf bei steigendem Marktwert und sinkenden Kosten der EE reduziert. Dass sich dies auch tatsächlich in sinkenden Förderkosten niederschlägt, dafür sorgt der vorgeschlagene Auktionsmechanismus, indem er einen Wettbewerb um den Zugang zur Förderung schafft.

➔ **CO₂-Markt (detaillierte Ausführungen dazu unter Abschnitt 6.3)**

Ziel des Emissionshandels (EU-ETS) ist es, über die Kostenwirkung auf die Emittenten, die Emission klimaschädlicher Gase auf eine regulatorisch festgelegte Emissionsmenge („Cap“) zu begrenzen. Hierfür besteht ein europaweiter Marktplatz für Emissionsrechte, der in seiner Grundstruktur für eine kosteneffiziente Vermeidung von Emissionen sorgt. Seit der Einführung des Emissionshandels stellen die zur Emission von CO₂ notwendigen Emissionsrechte im konventionellen Erzeugungsbereich – analog z. B. zum Brennstoff – einen Produktionsfaktor dar. Emissionsvermeidungsmaßnahmen werden in diesem Zertifikatesystem nach ihren Grenzkosten realisiert, d. h. die günstigsten Vermeidungsmaßnahmen werden zuerst umgesetzt. Dies ist kosteneffizient.

Der CO₂-Preis geht als Produktionsfaktor über das Gebotsverhalten der Kraftwerke in den Strompreis ein: Daher ist der EU-ETS mit dem nationalen Strommarkt integriert. Diese Integration der Märkte sorgt bei einem ausreichend hohen CO₂-Preisniveau einerseits für Anreize zum Umbau des Kraftwerksparks, und verringert andererseits die Differenzkosten der EE im Strommarkt. Höhere CO₂-Preise, wie sie langfristig erwartet werden, unterstützen damit die vollständige Marktintegration der EE, die bis zur Marktpreisparität jedoch durch EE-Fördermechanismen flankiert werden muss (s. o.). Sinnvoll erscheint dabei eine möglichst europaweite Koordination der EE-Fördermechanismen mit dem EU-ETS.

Die grundsätzliche Funktionsfähigkeit und Effizienz des EU-ETS wird durch die aktuelle Diskussion um eine Mengenanpassung der Emissionsgrenzen im Zuge der Stilllegung von Zertifikaten („set-aside“) bzw. einer zeitlich beschränkten Verknappung während der Handelsperiode („back-loading“) nicht in Frage gestellt. Aus diesem Grund sollte der Mechanismus erhalten und wenn möglich gestärkt werden. Dies kann z. B. durch die Integration des europäischen Marktes mit weiteren globalen Märkten erfolgen. Der EU-ETS wird damit in das iEMD übernommen.

➔ **Netzinfrastuktur (detaillierte Ausführungen dazu unter Abschnitt 6.6)**

Der Zubau der Erneuerbaren Erzeugung macht den Um- und Ausbau sowohl der Übertragungs- als auch der Verteilnetze erforderlich. Netzengpässe existieren im Übertragungsnetz heute vor allem in Nord-Süd-Richtung, auf welcher die Verbindung zwischen Regionen mit hoher EE-Leistung und Regionen mit hoher Nachfrage liegen. Auch in vielen Verteilnetzen mit hoher Einspeisung werden die zulässigen Betriebsgrenzen (hier insbesondere Spannungsgrenzen) häufig erreicht, so dass die Einspeisung abgeregelt werden muss. Eine der Ursachen für die Engpässe ist sicherlich der langwierige Genehmigungsprozess, eine weitere liegt aber im

aktuellen Regulierungsregime, das Investitionen in Netze nicht ausreichend anreizt (bzw. angereizt hat).

Im Übertragungsnetz sind diese Schwierigkeiten bereits über den Mechanismus der „Investitionsmaßnahmen“ behoben. Allerdings müssen diese Maßnahmen detailliert beschrieben und ihre Kostengünstigkeit begründet werden, was im Rahmen der Anerkennung genau geprüft wird. Der administrative Aufwand ist somit sowohl auf Seiten der Regulierungsbehörde als auch auf Seiten der Netzbetreiber hoch. Eine Übertragung dieser Mechanismen auf die Investitionen im Verteilnetz ist nicht zielführend, weil im Rahmen des Netzum- und -ausbaus eine Vielzahl an Maßnahmen umgesetzt werden muss, so dass ein komplexer und langwieriger Anerkennungsprozess ungeeignet ist.

Um dieser Vielzahl der erforderlichen Maßnahmen gerecht zu werden, sollten daher Maßnahmencluster definiert werden. Es sind Kriterien zu erarbeiten, die definieren, welche Maßnahme der Sache nach in ein solches Cluster fällt. Diese Kriterien sind so zu wählen, dass nur Maßnahmen erfasst werden, die grundsätzlich erforderlich und angemessen (also kostengünstig) sind. Maßnahmen, die in ein solches Cluster fallen, können einfach beantragt und genehmigt werden. Damit sind die Investitionen anerkannt und die eingegangene Kapitalbindung unterliegt auch nicht dem Produktivitätsfortschritt oder der Effizienzsteigerung.

→ Übergang aus dem Status quo und Transformation in das iEMD (detaillierte Ausführungen dazu unter Abschnitt 5.4)

Das im Fokus des vorliegenden Gutachtens stehende Energiemarktdesign beschreibt ein sinnvoll integriertes und effizientes Zielmarktdesign mit einer langfristigen Perspektive (Zieljahr 2050). Der Übergang aus dem Status Quo in das vorgeschlagene zukunftsfähige Energiemarktdesign muss daher langfristig geplant und verlässlich instrumentiert werden.

Vor dem Hintergrund der langfristigen Investitionszyklen der Energiemärkte muss während der Transformationsphase das richtige Maß aus notwendiger Veränderung einerseits und die Wiederherstellung von Planungssicherheit sowie politischer Verlässlichkeit andererseits gefunden werden. Eine wesentliche Prämisse für die Transformation des Energiemarktdesigns sollte darüber hinaus die Gewährleistung des Vertrauensschutzes sein. Das bedeutet, dass Investoren auf den Bestand der zum Zeitpunkt ihrer Investitionsentscheidung bestehenden Rechtsordnung vertrauen können.

Für die Entwicklung des iEMD-Vorschlags wird davon ausgegangen, dass der Ausbau der EE auch zukünftig forciert wird. Dabei wird von einem starken Ausbau der EE insbesondere bis zum Beginn der 2030er Jahre ausgegangen. In diesem Zeitraum konzentrieren sich daher die Handlungsbedarfe in verschiedenen Märkten, insbesondere dem Strommarkt und die Auswirkungen durch Änderungen am Marktdesign. Der weitere Ausbau der EE führt in diesem Zeitraum insbesondere zu Anpassungsdruck im konventionellen Kraftwerksbereich, und stetigem Investitionsbedarf in die Leistungsvorhaltung (vgl. Abschnitt 4), dieser wird verstärkt durch den Ausstieg aus der Kernenergie. Gleichzeitig erreichen zentrale EE-Technologien bis etwa 2030 die Marktparität und die Förderung der EE kann deutlich reduziert werden (vgl. Abschnitt 4).

Im Anschluss verlangsamt sich der Zubau der EE deutlich und die Märkte können sich in einem neuen Zustand stabilisieren, in dem EE die Leitgröße des Energiesystems darstellen werden. Unter diesen Annahmen fokussiert sich die Transformationsphase des Marktdesigns insbesondere auf den Zeitraum bis 2030.

Nachfolgende Abbildung fasst die zentralen Phasen des energiewirtschaftlichen Transformationsprozesses hin zu dem in diesem Gutachten beschriebenen iEMD zusammen.

Die dargestellten Zeitabschnitte sind schematisch zu verstehen und nicht „maßstäblich“ zu interpretieren.

Die Überführung des Ist-Marktdesigns in das iEMD wird in der Transformationsphase instrumentell begleitet. Den Phasen (in den „Spalten“ der folgenden Abbildung) werden die zentralen in diesem Gutachten diskutierten Marktdesignelemente zugeordnet. Dabei werden die Marktdesignelemente in drei Gruppen (in den „Zeilen“ der Abbildung) untergliedert. Es handelt sich dabei um die zentralen Marktdesignelemente Strom- und Leistungsmarkt, EE-Ausbau und Netzdienstleistungen. Die Abbildung ist auf zentrale Marktdesignelemente fokussiert, eine KWK- und ggf. Technologieförderung sind darüber hinaus ggf. notwendig (vgl. Abschnitte 6.4 und 6.5).

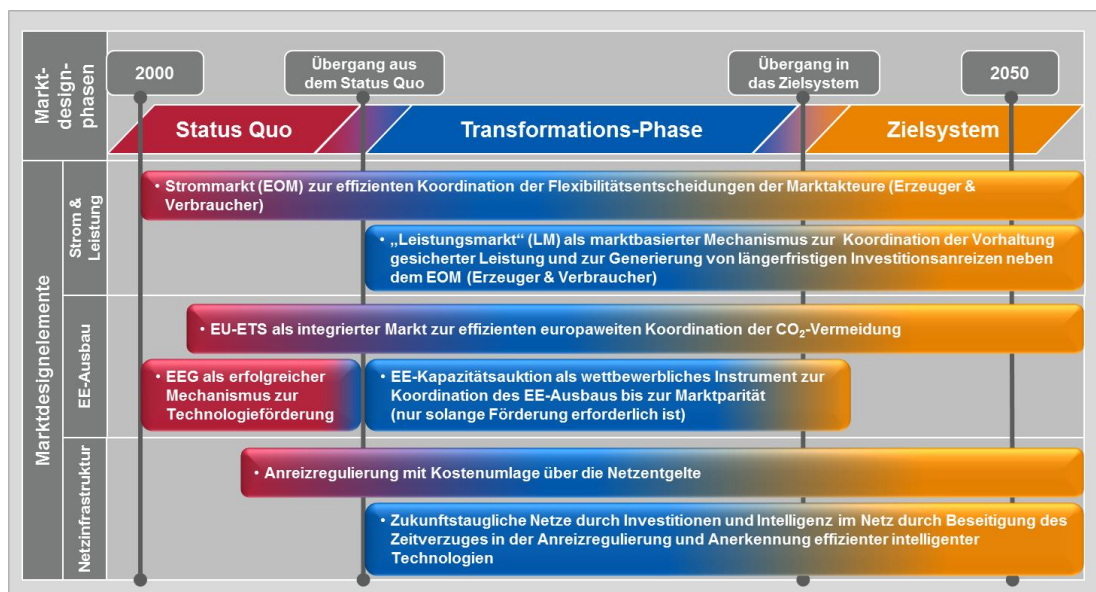


Abbildung 1: Schematische Einteilung des energiewirtschaftlichen Transformationsprozesses in Zeitphasen und Zuordnung der zentralen Marktdesignelemente des iEMD zu den Zeitphasen

Die Abbildung gliedert sich in die folgenden drei Zeitabschnitte:

1. Das **Ist-System** mit den Elementen: Strommarkt (EOM), EE-Förderung (EEG), Emissionshandel (EU-ETS) und Anreizregulierung im Netz.
2. Die **Transformationsphase**, die von grundlegenden Veränderungen geprägt ist und mit dem heutigen EMD nicht zielgerichtet zu bewältigen sein dürfte. Bestimmte Marktdesignelemente verlieren mit dem Ende der Transformationsphase an Relevanz; mit ihrem Auslaufen endet für das jeweilige Element auch die Transformationsphase.
3. Das **Zielsystem**, in dem die skizzierten Marktdesignelemente integriert wirken und über ihre Anreize die Zielerreichung sicherstellen. Die Beschreibung dieses iEMD-Systems ist Ausgangspunkt für das vorliegende Gutachten.

Nähere Ausführungen zu den Inhalten der einzelnen Phasen, insbesondere zu Meilensteinen für die Umsetzung des iEMD-Vorschlages, finden sich unter Punkt 6.1.5 (Strom- und Leistungsmarkt), 6.2.6 (EE-Fördermechanismus) und 6.6.5 (Stromnetze) wieder.

➔ **Konsequenzen für die Marktakteure und Handlungsoptionen für kommunale EVU in einem integrierten Energiemarktdesign (detaillierte Ausführungen dazu unter Abschnitt 7)**

Im iEMD erfolgt eine Integration der Marktdesignelemente durch ihre Anreizwirkungen: Marktteilnehmer wägen die verschiedenen Anreize in ihrem Optimierungskalkül ab. Da die Anreizmechanismen möglichst verursachungsgerecht ausgeführt werden, steht das betriebswirtschaftliche Optimierungsverhalten der Marktakteure im iEMD ausdrücklich im Einklang mit den gesellschaftlichen Zielen, insbesondere in Hinsicht auf Kosteneffizienz.

Mit der Einführung eines neuen Marktdesigns geht die Chance auf eine Neuverteilung von Renditeanteilen und Risiken entlang der gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette einher. Neue Marktfunktionen und Markrollen bilden sich aus; gleichermaßen entstehen auch neue Handlungsoptionen in den verschiedenen Geschäftsfeldern, die von Stadtwerken ausgefüllt werden können.

- Konventionelle Erzeugung:

Die Veräußerung von Leistungszertifikaten stellt für Anbieter gesicherter Leistung zusätzlich zum Stromverkauf am EOM eine Erlösquelle dar. Durch die Diversifizierung der Erlössituation wirkt die Einführung des Leistungsmarktes risikodämpfend. Es ist dabei nicht das Ziel des Leistungsmarktes Kraftwerksinvestoren und -Betreiber risikofrei zu stellen, sondern ein angemessenes Rendite-/Risikoverhältnis zu etablieren, welches im aktuellen Marktdesign nicht gegeben ist. In diesem Rahmen existieren für Stadtwerke in Zukunft starke Anreize, sich in der Strom- und Wärmeerzeugung zu engagieren, Bestandskraftwerke marktorientiert weiter zu betreiben und vor allem auch in größerem Umfang neue Investitionen in die Leistungsbereitstellung zu tätigen.

- Regenerative Erzeugung:

Die vorgeschlagene Auktion von Vergütungsrechten steigert den Wettbewerbsdruck und führt zu einer höheren Kosteneffizienz der Förderung. Das bedeutet, dass im Wettbewerb um eine Förderung die Margen insbesondere in den vorgelagerten Abschnitten der EE-Wertschöpfungskette überprüft werden. Da Erlöse der Anlagen während der Betriebsphase (neben der Förderung in €/MW) ausschließlich durch Direktvermarktung erwirtschaftet werden, tragen EE-Anlagen die gleichen Vermarktungsrisiken wie konventionelle Anlagen: Die energiewirtschaftlichen Anforderungen an die Anlagenbetreiber werden dadurch aufgewertet. Das energiewirtschaftliche Know-how der Stadtwerke bietet hier einen Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Investorengruppen. Zusätzlich dazu könnten die Stadtwerke ihr Know-how zukünftig auch zur Bündelung von EE-Projekten in der Auktion einsetzen und damit als Ansprechpartner und Dienstleister insbesondere auch für kleinere EE-Investoren auftreten.

- Handel und Strukturierung:

Es entstehen neue Markrollen für die Strukturierung, Poolung und Absicherung von Anbietern und Nachfragern im Leistungsmarkt. Dies gilt einerseits kurzfristig für die Portfoliobewirtschaftung im Strom- und Leistungsmarkt, aber auch langfristig. Es entwickelt sich ein (Termin-)Markt zum Zweck der Risikostrukturierung, z. B. in Form von Counterparts, die eine Risikotransformation realisieren. Auch regenerative Stromerzeugung wird im iEMD aktiv nach Können und Vermögen an allen Teilmärkten vermarktet.

Erfahrungen mit dem Marktprämienmodell zeigen, dass innerhalb kurzer Zeit neue Markrollen entstehen, welche die notwendigen Strukturierungsaufgaben in der EE-Vermarktung erfüllen und dadurch Mehrwert schaffen. Die genannten Rollen werden sich entwickeln; sie können auch von der kommunalen Energiewirtschaft eingenommen werden und bieten Margenpotenziale.

- Vertrieb und Beschaffung:

Vertriebe prognostizieren und strukturieren im vorgeschlagenen Modell den Leistungsbedarf ihrer Kunden und agieren als Nachfrager nach Leistungszertifikaten. Die Rolle des Vertriebs wird durch die Option der kontinuierlichen Bewirtschaftung und Optimierung des Strom- und Leistungsportfolios stark aufgewertet. Solange sich Kosten für die Leistungsvorhaltung im Wettbewerb der Vertriebe in differenzierte Endkundenprodukte wälzen lassen (wovon grundsätzlich auszugehen ist), besteht für die Vertriebe ein Margenpotenzial durch die Entwicklung maßgeschneiderter Produktkombinationen für ihre Kunden. Die Produktgestaltung ist dabei frei zwischen Vertrieben und Verbrauchern; Produktinnovationen werden angereizt.

- Stromnetze:

Die Weiterentwicklung der Anreizregulierung belohnt die Investition in die Verteilnetze. Für die kommunalen Energieversorgungsunternehmen, die auch Verteilnetzbetreiber sind, bietet sich die Möglichkeit, das Verteilnetz zu einem modernen und intelligenten Netz auszubauen, dass den Anforderungen der Netznutzer auch in Zukunft gerecht wird. Der Netzum- und -ausbau reduziert den erforderlichen Redispatch und damit auch die Netzentgelte. Da der Redispatch deutlich teurer ist als der Netzausbau, werden die Netzentgelte in Summe gedämpft.

2 Einführung und Problemstellung

2.1 Einführung und Zielstellung des Gutachtens

Die deutsche Energiepolitik wird nach dem Reaktorunglück in Fukushima durch einen weitgehenden gesellschaftlichen Konsens hinsichtlich der Durchführung einer „Energiewende“ geprägt. Die energiepolitischen Beschlüsse vom Sommer 2011 setzen – in Fortführung der entsprechenden Ziele der EU und Deutschlands für 2020 – langfristige Ziele bis 2050. Diese Energiewende umfasst insbesondere die folgenden Leitplanken¹ für die Entwicklung des Energiesystems in den kommenden Jahrzehnten:

- Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernenergie bis 2022,
- Ausbau der regenerativen Stromerzeugung auf mindestens 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs in 2050,
- Reduktion der Treibhausgasemissionen (im Folgenden vereinfacht CO₂-Emissionen) um mindestens 80 - 95 Prozent bis 2050 gegenüber 1990,
- Ausbau des KWK-Anteils im Stromsektor auf 25 Prozent bis 2020,
- Reduktion des Energieverbrauchs im Stromsektor um 10 Prozent bis 2020 und um 25 Prozent bis 2050 jeweils gegenüber 2008 und
- Reduktion des Energieverbrauchs im Wärmesektor um 20 Prozent bis 2020; langfristiges Ziel für 2050 ist die Klimaneutralität des Gebäudebestandes.

Diese Ziele verändern weitreichend die Rahmenbedingungen für das Stromversorgungssystem in Deutschland. Der mittelfristige Verzicht auf die Nutzung der Kernenergie bis 2022 und das Ziel, die Stromversorgung weitgehend und die Erdgas- und Wärmeversorgung partiell auf erneuerbare Energien umzustellen, stellen die Energiewirtschaft vor große Herausforderungen. Es sind erhebliche Investitionen erforderlich – nicht nur in erneuerbare Energien, sondern auch in flexibel einsetzbare Kraftwerke und KWK-Anlagen, in Speicherkapazitäten und neue Speichertechnologien, in den Aus- und Umbau der Netzinfrastrukturen sowie in die Erschließung von Energieeinsparpotenzialen über die gesamte Verwendungskette.

In dieser Transformation des Energiesystems müssen zugleich die Anforderungen

- einer kontinuierlichen Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit,
- der Nachhaltigkeit sowie
- wirtschafts- und sozialverträglicher Energiepreise eingelöst werden.

Die Energiewirtschaft steht daher großen Herausforderungen gegenüber, die das gesamte Wirtschaftssegment in den kommenden Dekaden grundlegend verändern werden.

Insbesondere stellt sich die Frage, ob das aktuelle Marktdesign und die daraus resultierenden Anreize für die Marktakteure weiterhin im Einklang mit den gesellschaftlichen Zielen stehen oder angepasst werden müssen. Vor diesem Hintergrund wird aktuell eine intensive Debatte über die Weiterentwicklung des deutschen Marktdesigns geführt.

¹ Eine detailliertere Diskussion der Ziele und ihrer Bedeutung für die Erarbeitung des iEMD erfolgt unter Abschnitt 3.1.

Es ist die Überzeugung der Auftraggeber und der Autoren dieser Studie, dass diese Herausforderungen mit den heute bestehenden marktlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen nicht zu bewältigen sind. Wesentliche Defizite des aktuellen Marktdesigns zeichnen sich bereits heute ab; sie werden sich in Zukunft durch die gesellschaftlich gewollten Veränderungen im Zuge der Energiewende und insbesondere durch den kontinuierlichen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung weiter verschärfen.

In Bezug auf das Energiemarktdesign muss dabei die folgende Frage beantwortet werden:

Wie müssen das Energiemarktdesign und die aus ihm resultierenden Anreizstrukturen langfristig verändert werden, damit die gesellschaftlichen Ziele innerhalb eines diversifizierten und wettbewerblich organisierten Marktumfeldes kosteneffizient erreichbar sind?

Mit der Untersuchung dieser Fragestellung hat der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) die energiewirtschaftlichen Gutachter enervis und BET beauftragt. Der VKU vertritt die Interessen der kommunalen Versorgungsunternehmen. In dieser Funktion positioniert sich der VKU mit seinen Stellungnahmen zu energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Fragestellungen. Der Fokus des Gutachtens liegt dabei auf den langfristig notwendigen Entwicklungen zur Realisierung der für das Jahr 2050 formulierten Ziele. Das Gutachten entwickelt dafür einerseits einen Vorschlag zur Ausgestaltung der notwendigen (Markt-) Mechanismen, und stützt sich andererseits auf umfangreiche energiewirtschaftliche Modelle und Szenarioberechnungen, die u. a. zur Ableitung des Handlungsbedarfs genutzt werden. Damit wird ein energiewirtschaftlich sinnvolles Energiemarktdesign für das Zieljahr 2050 entwickelt und dessen wesentliche Wirkungsweisen quantifiziert. Für die Ableitung eines zukunftsfähigen Marktdesigns ist insbesondere zu beachten, dass die momentan weitgehend getrennten Bereiche („Marktplätze“ und „Transfermechanismen“) für erstens konventionelle Erzeugung und Speicher, zweitens erneuerbare Erzeugung und drittens Energienetze in der Realität der Energiemärkte enge systemtechnische und wirtschaftliche Wechselwirkungen aufweisen. Diese spiegeln sich jedoch in den Anreizstrukturen des aktuellen Energiemarktdesigns nicht oder nur unzureichend wider.

Hieraus ergeben sich für Energieversorgungsunternehmen (EVU) vielfältige Herausforderungen über alle Wertschöpfungsstufen hinweg. Um diesen Herausforderungen gerecht zu werden und die Ausgestaltung eines neuen Energiemarktdesigns im Sinne der kommunalen Unternehmen zu begleiten, wurde beim VKU ein Diskussionsprozess angestoßen, in den VKU-Gremien der verschiedenen Wertschöpfungsstufen involviert sind. Der VKU verfolgt dabei einen integrierten Ansatz, um sowohl die Belange der Energieerzeugung als auch der Netze sowie des Energiehandels ausgewogen zu analysieren und zu berücksichtigen. Der VKU hat sich aus diesem Grund entschlossen, die Problemstellungen eines zukunftsfähigen Energiemarktdesigns integriert analysieren zu lassen, was mit dem vorliegenden Gutachten erfolgt.

Die Aufgabe des Gutachtens besteht somit darin, herauszuarbeiten, wie die marktlichen Mechanismen und regulatorischen Rahmenbedingungen der Energie- und insbesondere der Elektrizitätsversorgung weiterentwickelt werden müssen, um die gesetzten Ziele langfristig zu realisieren. Neben der (energie-)politischen Zielerreichung spielt dabei auch eine Rolle, wie energiewirtschaftliche Geschäftsmodelle – unter anderem auch die der kommunalen Unternehmen (KU) und Stadtwerke – auch in Zukunft nachhaltig gestaltet werden können. Hierfür wird im Gutachten ein integriertes Energiemarktdesign (iEMD) abgeleitet, welches die Realisierung der eingangs beschriebenen Ziele langfristig sicherstellt.

2.2 Methodik des Gutachtens

Nachfolgende Grafik zeigt eine schematische Übersicht der Methodik des vorliegenden Gutachtens und seiner wesentlichen Teile.

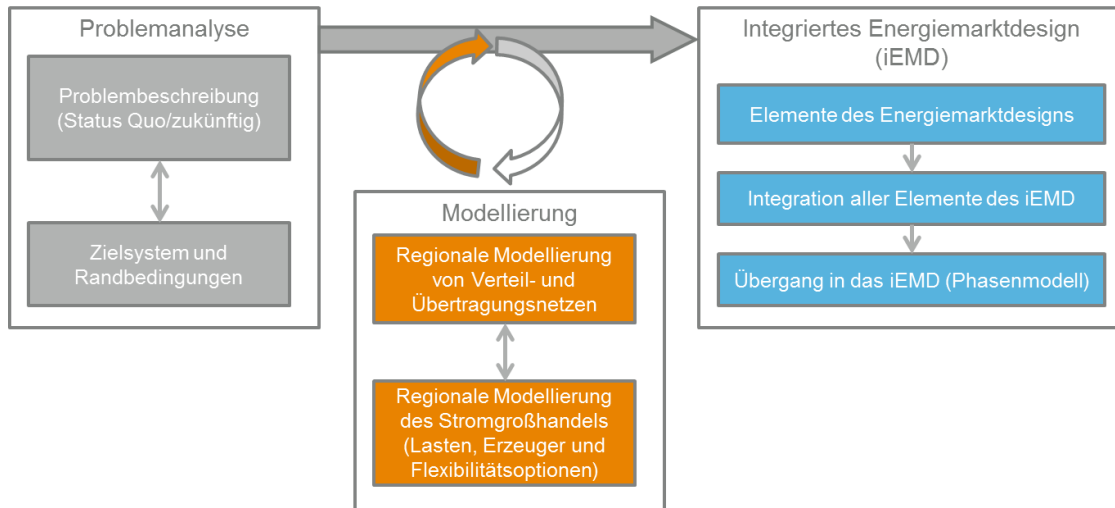


Abbildung 2: Übersicht der Methodik des Gutachtens

Der erste Teil des Gutachtens fasst die durchgeführte Analyse des Energiesystems zusammen. Hierbei wird der aktuelle Zustand des Energiesystems mit Fokus auf die Stromversorgung beschrieben (Abschnitt 2.3.1), darüber hinaus werden absehbare zukünftige Entwicklungen untersucht (Abschnitt 2.3.3). Dies erfolgt auf Basis eines langfristigen Zielsystems für das Jahr 2050, welches Leitplanken für die Entwicklung des Energiesystems festlegt und im Abschnitt 3 beschrieben ist.

Weiterhin wurde eine Modellierung der Entwicklungen im Energiesystem unter Einbezug von Netzmodellen und eines energiewirtschaftlichen Fundamentalmodells zur Abbildung des Strommarktes durchgeführt. Die Modellierungsergebnisse zeigen den Anpassungsbedarf im aktuellen Marktdesign und geben Anhaltspunkte für die Ausgestaltung eines integrierten Energiemarktdesigns; sie werden in Abschnitt 4 zusammengefasst, eine ausführliche Dokumentation der Modellierung erfolgt separat.

Im Hauptteil des Gutachtens werden in Abschnitt 5 und 6 die wesentlichen Elemente des vorgeschlagenen Energiemarktdesigns und ihre Interaktion beschrieben. Zuerst wird das Energiemarktdesign zusammenfassend erläutert (Abschnitt 5). Darauf aufbauend wird sodann dargestellt, wie diese Elemente zusammen wirken und ein integriertes Energiemarktdesign bilden, das dem formulierten Zielsystem genügt und langfristig für ein effizientes Funktionieren der Energiemärkte und der Netze sorgt.

Dabei wird anhand eines Phasenmodells (Status quo – Transformationsphase – Zielphase) der Übergang in das formulierte iEMD beschrieben. Die Elemente des iEMD werden im Anschluss ausführlich beschrieben. Dies sind: der Strom- und Leistungsmarkt, die Förderung der erneuerbaren Energien und die Anreizstruktur der Energienetze (Abschnitt 6).

2.3 Problembeschreibung

Im Folgenden wird der Ist-Zustand des Energiemarktdesigns beschrieben. Davon ausgehend werden, insbesondere im Hinblick auf die langfristige Zielsetzung der Energiepolitik (Emissionsreduktion, Ausbau der EE, etc.), die wesentlichen Problembereiche dargestellt, die eine Anpassung des EMD erforderlich machen.

2.3.1 Ist-Zustand des Energiemarktdesigns

Das aktuelle Energiemarktdesign in Deutschland basiert auf vier grundlegenden Transfermechanismen, die das Handeln der Wirtschaftsakteure koordinieren, Anreize setzen und Zahlungsflüsse transformieren. Dabei werden zentrale Rahmenbedingungen für diese Transfermechanismen von der Politik vorgegeben, insbesondere in den regulierten Abschnitten des „Markt“-Designs. In den marktlich organisierten Bereichen stehen den partizipierenden Marktakteuren hingegen größere Entscheidungsmöglichkeiten zur Verfügung. Abbildung 3 zeigt eine Übersicht der derzeit relevanten Elemente des Strommarktdesigns, die nachfolgend beschrieben werden.

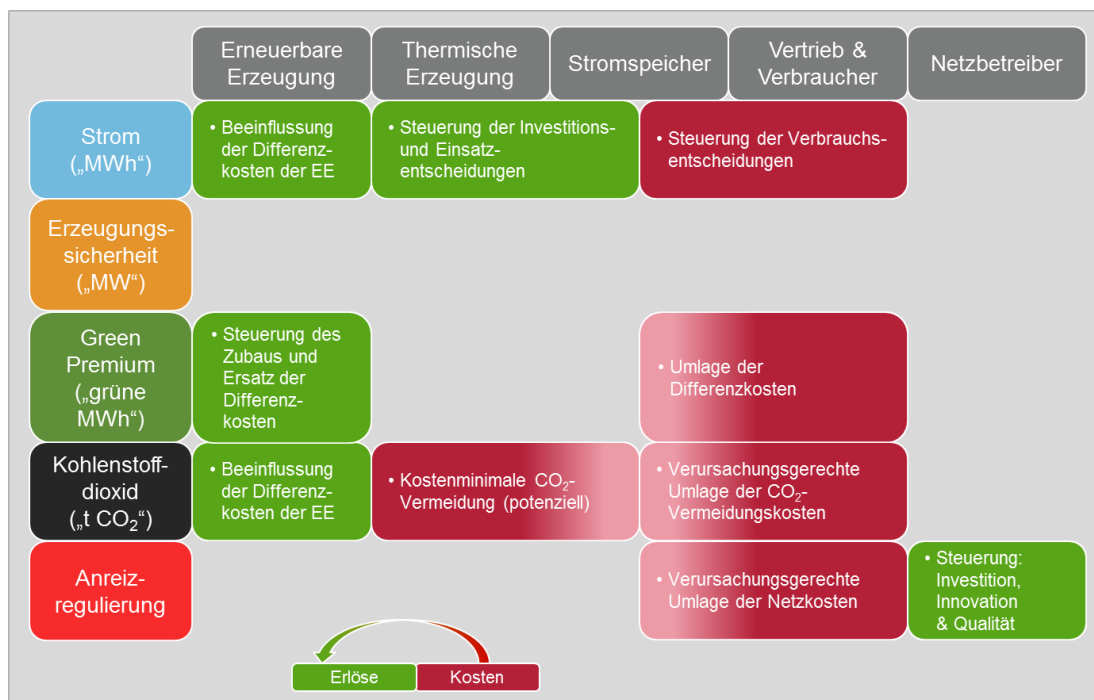


Abbildung 3: Kernelemente und zentrale Funktionen des heutigen Energiemarktdesigns entlang der Wertschöpfungskette (ohne Systemdienstleistungsmärkte und mit Fokus auf zentrale Marktakteure)

1. **Strom:** Der Strommarkt (Handelsgut: Megawattstunden „MWh“) koordiniert Erzeugung und Nachfrage nach Strom und die zugehörigen Zahlungsflüsse zwischen den Marktteilnehmern. Derzeit findet der Stromhandel börslich (z. B. EPEX) und Over-the-Counter (OTC) statt. Dabei wird der Stromhandel grundsätzlich anhand der verschiedenen Fristigkeiten in den Terminhandel von Strom (z. B. year-ahead) und den kurzfristigen Spothandel (day-ahead, intraday), unterschieden. Der Spothandel führt dabei zur physikalischen Erfüllung der eingegangenen Kontrakte, während der Terminhandel insbesondere zur Absicherung von Preisrisiken dient. Der konventionellen Erzeugung und Stromspeichern dient der Strommarkt mit seinen verschiedenen Fristigkeiten zur kurzfristigen Einsatzplanung (Kraftwerksdispatch) und setzt zudem Anreize für langfristige Investitionsentscheidungen.

Geförderte Erneuerbaren Energien nutzen den Strommarkt derzeit nicht zur Einsatz- und Investitionsplanung, wenn sie eine feste Einspeisevergütung über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) erhalten. Damit geht derzeit kein wesentlicher Steuerungsanreiz für die geförderten EE vom Strommarkt aus, obwohl der Strompreis auch für EE den energiewirtschaftlichen Wert der Stromerzeugung repräsentiert und damit eine effiziente Anreizstruktur darstellt.² Am Strommarkt treten die Stromverbraucher über Agenten (Vertriebe, Beschaffer) als Nachfrager von Strom auf. Grundsätzlich stehen ihnen dabei auch lastseitige Flexibilitätspotenziale zur Kostenoptimierung der Bedarfsdeckung zur Verfügung, jedoch ist die Nachfrage nach Strom derzeit (zumindest kurzfristig) weitgehend inflexibel.

2. **Erzeugungssicherheit:** Ein Markt für Erzeugungssicherheit (Handelsgut: gesicherte Leistung „MW“) existiert über die zur Gewährleistung der Netzstabilität vorgehaltenen Regelleistungsqualitäten hinaus im heutigen Marktdesign nicht.³
3. **Green Premium:** Der Transfermechanismus für geförderte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (Handelsgut: „grüne MWh“) steuert mit staatlich garantierten Einspeiseentgelten über das EEG die Investitionsentscheidungen der Investoren in EE-Technologien. Aktuell übersteigen die Kosten der EE-Technologien die im Markt möglichen Erlöse, daher werden EE momentan nicht rein marktgetrieben zugebaut. Deshalb wird eine Nachfrage nach EE über das EEG staatlich induziert. Über die Förderung werden die nicht durch Markterlöse gedeckten Differenzkosten der EE kompensiert. Die Differenzkosten, die zwischen EE-Vermarktungserlösen im Stromhandel (siehe oben) und den ausgezahlten Einspeiseentgelten liegen, werden über die EEG-Umlage von den Endverbrauchern von Strom getragen.
4. **Kohlenstoffdioxid:** Das europäische Handelssystem für Emissionszertifikate (EU ETS), ist ein Instrument der Umweltpolitik, welches ab 2005 einen Marktplatz für CO₂-Emissionszertifikate geschaffen hat (Handelsgut: „t CO₂“). Dabei wird den Emittenten von bestimmten klimarelevanten Gasen (insb. CO₂) im Bereich der (fossilen) Stromerzeugung, in der Industrie und in der Luftfahrt die Pflicht auferlegt, ihre Emission durch die Beschaffung von Zertifikaten abzudecken. Die gesamten Emissionen des Systems werden durch eine Obergrenze beschränkt („Cap“). Durch den CO₂-Markt werden Emissionszertifikate zu einem Produktionsfaktor, der in die Erzeugungskosten konventioneller Kraftwerke einfließt und damit im Stromhandel eingepreist wird. Die Kosten werden damit als Bestandteil des Strompreises auf die Nachfrage umgelegt. Momentan ist der EU-ETS von einer Überallokation von Emissionsmengen gekennzeichnet, was dazu führt, dass er nahezu keine Steuerungswirkung entfaltet.

² Dies gilt eingeschränkt auch für das EEG-Marktprämienmodell, vgl. hierzu Ausführungen unter 2.3.2.2

³ Erzeugungssicherheit umfasst eine Teilmenge der Versorgungssicherheit, welche durch die Bereitstellung von gesicherter Leistung gewährleistet wird. Um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss zusätzlich zur Erzeugungssicherheit zum Beispiel auch die Erfüllung der Transport- und Verteilungsaufgabe in den Netzen gewährleistet sein.

5. **Netzinfrasturktur:** Als natürliches Monopol unterliegt der Netzbetrieb einer Regulierung, die Erlösobergrenzen fest schreibt. Die Netzbetreiber können Investitions- und Betriebskosten für die Bereitstellung der Netzinfrasturktur nach definierten Regeln auf die Netznutzer umlegen. Dabei steuert die Anreizregulierung mit dem Effizienzvergleich die Investitionen in die Netze und die zugehörigen Betriebskosten und sorgt dafür, dass keine Überinvestition erfolgt.

2.3.2 Weiterentwicklungsbedarf und zukünftige Entwicklungen der Energiemärkte

Das Energiemarktdesign hat die Aufgabe, möglichst zielgerichtet und umfassend die gesellschaftlichen Ziele Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz und Umweltgerechtigkeit in einem liberalisierten Energiemarkt mit den für das Gutachten zusätzlich formulierten Anforderungen von Wettbewerb, Transparenz und europäischer Integration in Einklang zu bringen. Dabei ist es zentral, dass das Marktdesign in den Energiemärkten das zielgerichtete wirtschaftliche Handeln der Marktakteure ermöglicht und anreizt, was jedoch unter dem heutigen EMD nur unzureichend erfolgt.

Der gewünschte Umbau der Energieversorgung, der im Kern von den Vorgaben zum Ausbau der EE, dem Kernenergieausstieg und Zielen für Energieeffizienz flankiert wird, sowie die absehbare (regional sehr unterschiedliche) Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks führen zu einer Umverteilung von Marktrisiken. Eine Marktintegration der EE ist momentan nur eingeschränkt vorhanden, da im aktuellen Marktdesign volkswirtschaftlich sinnvolle Anreize für Einsatz und Investition der Erzeugungsanlagen nicht über alle Marktsegmente vorhanden sind. Weiterhin ist auch ohne Betrachtung der Auswirkungen zunehmender EE-Einspeisung fraglich, ob der derzeit rein grenzkostenbasiert ausgestaltete Strommarkt langfristig ausreichende Anreize zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bzw. der Erzeugungssicherheit bietet.

Für die Zukunft muss daher eine Umgestaltung des Energiemarktdesigns erfolgen. Das neue Energiemarktdesign muss die nachfolgend dargestellten Problembereiche adressieren.

Weiterentwicklungsbedarf im aktuellen Marktdesign

Das aktuelle Energiemarktdesign, das im Zuge der Liberalisierung für ein bestehendes Energiesystem entwickelt wurde, welches im Wesentlichen auf konventioneller Erzeugung beruht und EE nur in nicht systemrelevanten Größenordnungen beinhaltet, stellt die Marktteilnehmer zunehmend vor Herausforderungen. Der stetige Zuwachs von EE-Kapazitäten ist politisch und gesellschaftlich gewollt. Damit werden sich die EE zukünftig als leitendes System der Energiemärkte etablieren. Auch das Energiemarktdesign steht in dieser Hinsicht vor Herausforderungen.

Diese Herausforderungen treten insbesondere dort zutage, wo neue Entwicklungen (wie z. B. der schnelle Zubau von EE) die langfristigen Investitionszyklen im Bereich der Netze und konventioneller Kraftwerke „überholen“; d. h. dort, wo eine Anpassung der historisch gewachsenen Strukturen nicht in vergleichbarer Geschwindigkeit erfolgt, wie der Wandel des Marktsegmentes durch andere Einflüsse. Diese Ungleichheit in der Entwicklungsgeschwindigkeit der regenerativen und der konventionellen Erzeugung führt zu massivem Anpassungsdruck.

Abbildung 4 zeigt eine Übersicht der wesentlichen Problemfelder des aktuellen Energiemarktdesigns. Diese wurden in Zusammenarbeit mit dem VKU und seinen im Energiesektor aktiven Mitgliedsunternehmen identifiziert und sollen durch zukünftige Anpassungen des Marktdesigns adressiert werden.

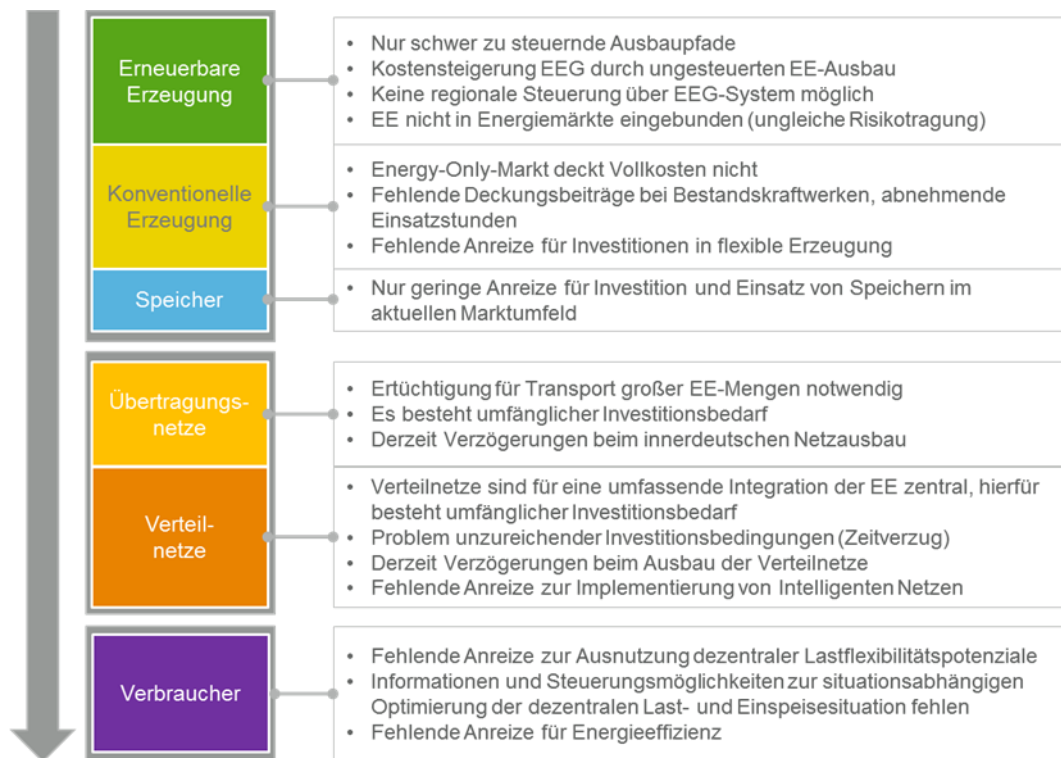


Abbildung 4: Durch ein integriertes Marktdesign unter Beachtung des Zielsystems zu adressierende Problemfelder

Die in der obenstehenden Abbildung zusammengefassten Problemfelder des aktuellen Energiemarktdesigns werden im Nachfolgenden näher erläutert.

2.3.2.1 Konventionelle Erzeugung und Speicher

Die Ablösung einer (staatlich) regulierten durch eine liberalisierte Organisation der Energiewirtschaft hat tendenziell für sinkende Preise in der Erzeugung gesorgt, weil nun vormals aufgebaute (Über-)Kapazitäten abgeschmolzen wurden. Abstrahiert man von fundamentalen Effekten (Preise für Primärenergie und Emissionsrechte), hat dies auch in Deutschland seit 1998 zu sinkenden Preisen an der Strombörse geführt.

Der Strommarkt stellt den zentralen Erlösmarkt für konventionelle Kraftwerke und Stromspeicher dar.⁴ Ein zentrales Problem im Bereich der konventionellen Erzeugung sind die niedrigen Deckungsbeiträge, die durch abnehmende Einsatzstunden (vor allem in der Spitzen- und Mittellast) und sinkende Spitzenlastpreise aufgrund der Preis- und Mengenwirkung der fluktuierend einspeisenden EE im Strommarkt entstehen. Bei Pumpspeicherkraftwerken führen im Wesentlichen die sinkenden Spitzenlastpreise dazu, dass die Preisdifferenzen z. B. zwischen Tag und Nacht so klein werden, dass sich der Speichereinsatz nicht mehr lohnt und damit die Erlösgrundlage schwindet. Diese Effekte sind bereits heute beobachtbar und werden sich zukünftig mit dem weiteren Ausbau der EE verstärken.

Unter dem heutigen Strommarktdesign wird in Deutschland ausschließlich die Bereitstellung von elektrischer Arbeit vergütet. Dieses rein produktionsbasierte Marktdesign, in dem keine leistungsorientierte Vergütungskomponente existiert, wird als "Energy-Only-Markt" (EOM) bezeichnet. Vereinfacht gesagt wird im EOM davon ausgegangen, dass alle zur

⁴ Unter konventioneller Erzeugung wird hier Erzeugung auf Basis nicht-erneuerbarer Primärenergiequellen verstanden.

Stromerzeugung eingesetzten Kraftwerke ihre Vollkosten im Wesentlichen über die Erlöse für erzeugten Strom decken können. In der energiewirtschaftlichen Literatur wird dies jedoch in Frage gestellt und argumentiert, dass ein EOM-Marktdesign auf längere Sicht zu einer systematischen Kapazitätsknappheit führen muss, da Erzeuger alleine über den EOM vor allem im Spitzenlastsegment (d. h. nahe des Grenzkraftwerks) nur unzureichende Deckungsbeiträge erwirtschaften können und so kein ausreichender Zubau von gesicherter Kraftwerksleistung erfolgt. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn Knappheitspreise sich nicht oder nur in geringem Umfang einstellen, bzw. regulatorisch unterbunden werden.⁵ Je homogener der konventionelle Kraftwerksbestand ist, umso stärker nähern sich die Grenzerlöse zueinander an und umso schwieriger wird es, Investitionssignale abzuleiten und eine Neuanlagen-Finanzierung hierauf aufzubauen.

In allen Ländern, in denen ein solches Abschmelzen von Erzeugungskapazitäten stattfindet, stellt sich über kurz oder lang die Frage nach Anreizen für Re-Investitionen ein. Ein Kraftwerk, das nur Erlöse erzielen kann, die in der Nähe der eigenen Grenzkosten liegen, wird immer schwerer seine Kapitalkosten verdienen. Dieses weltweit – ganz gleich ob an der amerikanischen Ostküste oder in Großbritannien – bestehende Problem wird in Deutschland verschärft durch die spezifische Ökonomie der erneuerbaren Energien.

In Deutschland erfolgt der Aufwuchs der erneuerbaren Energien im Wesentlichen durch Wind und Photovoltaik. Der variable Kostenanteil dieser Technologien liegt nahe null. Dies führt zu einer doppelt problematischen Situation für alle Neuinvestitionen in konventionelle Kraftwerke mit höheren variablen Kosten. Da Strom aus Wind und Photovoltaik immer zu niedrigeren Grenzkosten erzeugt werden als dies z. B. in einem Gas- oder Kohlekraftwerk der Fall ist, sinkt die Anzahl der Einsatzstunden der konventionellen Erzeugungsanlagen. Und in den immer selteneren Einsatzstunden sind neue Anlagen umgeben von vielen anderen mit ähnlichen Grenzkosten. In immer weniger Einsatzstunden werden immer geringere Erlöse erzielt.

Ein belastbarer Nachweis, ob der EOM langfristig funktionsfähig ist, oder aber versagt, ist aus heutiger Sicht nicht möglich. Hierfür fehlen einerseits ausreichende Markterfahrungen, andererseits sind viele Investitionsentscheidungen in der Zeit des Bestehens von EOM nicht alleine auf Basis von Marktpreissignalen getroffen worden. Sie wurden hingegen durch andere Rahmenbedingungen ausgelöst, wie z. B. politische Setzungen im Rahmen der Liberalisierung und die Einführung des Emissionshandels. Insoweit ist fraglich, inwieweit aus einem Marktdesign, das das Abschmelzen von Kapazitäten mit relativ hohen variablen Kosten in einem durchmischten konventionellen Kraftwerksumfeld organisiert, Anreize zum Aufbau von Kapazitäten hervorgehen, die relativ niedrige Fixkosten und relativ hohe variable Kosten aufweisen. Diese Situation macht es zum heutigen Zeitpunkt nicht möglich, ein abschließendes Urteil zur langfristigen Funktionsfähigkeit des EOM abzugeben, weshalb über Alternativen zu einer rein grenzkostenbasierten Anreizstruktur diskutiert werden muss.

Die Funktionsfähigkeit des EOM wird ausschließlich für die Aufgabe der Bereitstellung **langfristiger Investitionssignale** kritisch eingeschätzt; das Funktionieren des EOM als effizienter Signalgeber für den **kurzfristigen Kraftwerkseinsatz** ist hingegen unbestritten. Weiterhin ist an dieser Stelle zu betonen, dass die langfristige Funktionsfähigkeit des EOM nicht alleine durch den Ausbau der EE in Frage gestellt wird. Dieser ist für das zugrundeliegende Problem fehlender Deckungsbeiträge vor allem des marginalen Kraftwerks nicht ursächlich, er verstärkt jedoch die wirtschaftlichen Auswirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark.

⁵ Zu den ursächlichen Problemen von „resource adequacy“ und „missing-money“ vgl. Joskow 2006 sowie Cramton und Ockenfels 2011.

Preisentwicklung

Die Effekte, die in der Literatur als ursächlich für das langfristige Marktversagen des EOM-Systems diskutiert werden, verstärken sich durch den Zubau von erneuerbaren Energien. Denn diese dämpfen systematisch den Strompreis, verringern die Einsatzzeiten konventioneller Kraftwerke und führen so zu einer zusätzlichen Abnahme der Erlösmöglichkeiten für bestehende Kraftwerke.⁶ Dieser Effekt lässt sich bereits heute nachweisen, wie die nachfolgende Auswertung historischer Spotpreise in Abbildung 5 zeigt. Die Abbildung stellt eine Analyse historischer Spotpreise als Spannweite der Spotpreise im Tagesverlauf dar.

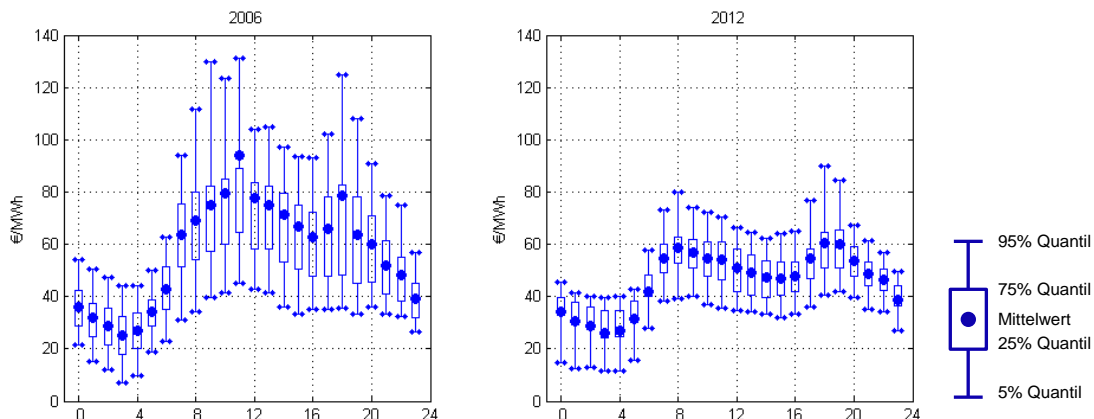


Abbildung 5: Boxplots (5% - 95% Quantil) historischer Spotpreise⁷ (2006 und 2012) im Tagesverlauf (nur Werktage)

Es wird deutlich, dass einerseits das Preisniveau an sich in den letzten Jahren abgenommen, vor allem aber eine Strukturveränderung stattgefunden hat: Vornehmlich in Peakstunden (Peak: werktags 8 - 20 Uhr) hat das Preisniveau und die Spannweite der Spotpreise deutlich abgenommen. Dies lässt sich nicht alleine durch die Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung erklären. Die Ursache ist vielmehr eine Verschiebung der zur Nachfragedeckung benötigten preissetzenden Kraftwerke in der Merit-Order-Kurve, welche durch die zunehmende Einspeisung von EE verdrängt wurden. Der preissetzende Kraftwerkspark verschiebt sich dadurch zunehmend vom Spitzen- und Mittellastbereich in den Mittel- und Grundlastbereich, was zu einer gewissen Preisdämpfung führt.

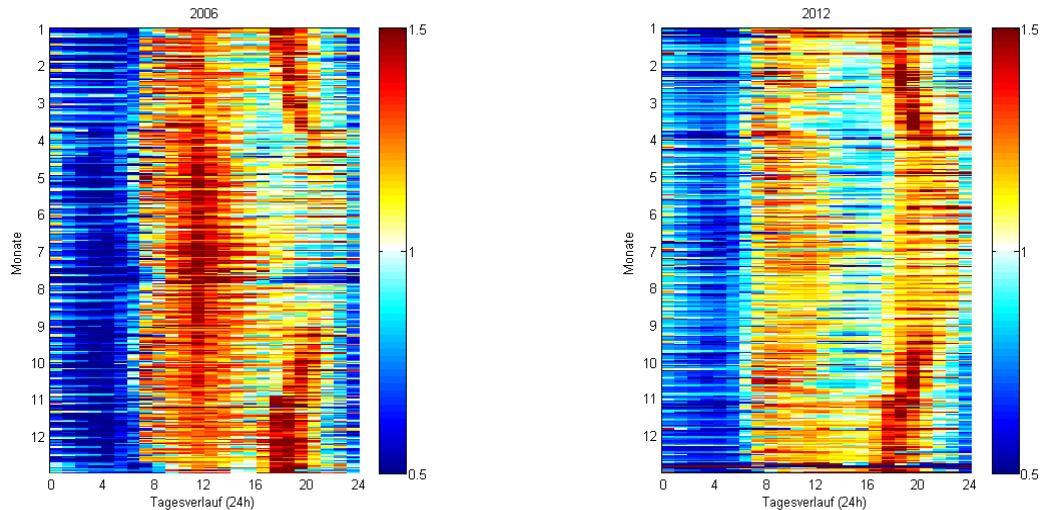
Die Wirkung der zunehmenden EE-Einspeisung zeigt sich damit nicht nur in der Laststruktur, sondern auch im Preisniveau und der Preisstruktur. Diese Veränderungen haben u. a. dazu geführt, dass insbesondere Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) als typische Kraftwerke zur Deckung der oberen Mittellast momentan deutlich weniger eingesetzt werden als noch vor wenigen Jahren. Durch die zunehmende Einspeisung von EE werden vor allem peaklastige Kraftwerke (d. h. GuD und Gasturbinen) aus der Merit-Order verdrängt. Damit reduziert sich in vielen Stunden die Spannweite preissetzender Kraftwerke, so dass das Erlösniveau für alle Erzeuger sinkt. Diese Situation beeinträchtigt auch die Erlöse von Pump-Speicherbetreibern, die vor allem die untertägigen Preisdifferenzen (Spread) nutzen.

Zusätzlich zur Veränderung der Tagesstruktur von Strompreisen ist auch über das Jahr eine strukturelle Veränderung anhand historischer Strompreise erkennbar. In nachfolgender Abbildung ist dargestellt, wie sich die Verteilung von verhältnismäßig hochpreisigen

⁶ Vgl. hierzu beispielsweise Sensfuß und Ragwitz 2007.

⁷ Quelle: EEX/EPEX

Stunden (rot) während der Peakstunden (Tag) und niedrigpreisigen Stunden in Offpeakstunden (Nacht) im Jahresverlauf entwickelt hat. Die typische Peak-Offpeak-Struktur der Preise hat dabei sichtbar abgenommen.



Legende: rot = Stundenpreis liegt über dem Tagesbase; blau = Stundenpreis liegt unter dem Tagesbase

Abbildung 6: Stündliche Spotpreise (2006 und 2012) anteilig am Tagesbasepreis

Die Betrachtung der Sommermonate zeigt sehr deutlich den Einfluss der zunehmenden PV-Erzeugung auf die Preisstruktur. Zwischen 2006 und 2012 hat sich die installierte PV-Leistung von rund 3.000 MW_p auf 30.000 MW_p in etwa verzehnfacht. Die installierte PV-Leistung entspricht mittlerweile rund einem Drittel der deutschen Spitzenlast. Die Wirkung dieser Leistung auf die Strompreisstruktur ist aus obiger Abbildung ersichtlich: Die in Peakstunden konzentrierte PV-Einspeisung führt zu einer zunehmenden Umkehrung der Tagesstruktur der Strompreise in den Sommermonaten. Aus Preispeaks entsprechend der Nachfragestruktur (2006) wurden in 2012 in den Sommermonaten bereits „Preistäler“ mit Stundenpreisen unterhalb des Tagesbasepreinsniveaus.

Entstehende Deckungsbeitragslücke

Das aktuelle EMD weist jedoch nicht nur das Problem auf, dass bestehende Erzeugungskapazitäten teilweise die Vollkosten nicht verdienen können – dies wäre nicht zwangsläufig ein Hinweis auf ein Marktversagen. Sondern das heutige EMD bietet mit dem bestehenden Kraftwerkspark und unter Beachtung der EE-Ausbauziele auch mittelfristig keine ausreichenden Investitionsanreize für neue Kraftwerkskapazitäten wie sie vor dem Hintergrund der diskutierten Energiewende notwendig wären. Dies ist unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit problematisch. Abbildung 7 zeigt anhand der Spotpreise für den analysierten Zeitraum den Verlauf des Clean-Spark-Spread (Erlöspotenzial für ein typisches GuD) und des Clean-Dark-Spread (Erlöspotenzial für ein typisches Steinkohlekraftwerk).⁸

⁸ Der Spread beschreibt den theoretischen Deckungsbeitrag eines typischen Kraftwerks durch den Verkauf der erzeugten Arbeit alleine am Spotmarkt (alternativ am Terminmarkt, hier jedoch Darstellung auf Basis EEX/EPEX Spot) unter Anrechnung der variablen Brennstoffkosten. Alle anderen Fixkosten (Kapital- und fixe Betriebskosten) sind durch den Spread zu decken. Der Spark-Spread bezieht sich auf gasgefeuerte, der Dark-Spread auf kohlegefeuerte Anlagen. Spread-Daten basieren auf standardisierten Annahmen und dienen zur übersichtlichen Darstellung der allgemeinen Marktbewegungen. Sie sind für Investitionsentscheidungen nicht geeignet, da sie nicht auf kraftwerksspezifischen Daten beruhen. Annahmen der obigen Abbildung für GuD: Jährlicher Mindestertrag von 90

Dabei wird deutlich, dass sich das Marktumfeld vor allem für gasbefeuerte Anlagen zunehmend unwirtschaftlich darstellt. Der aktuelle Spread aus Stromerzeugungskosten (Brennstoff und CO₂) und Stromerlösen (Strompreis EPEX) ermöglicht weder einen ausreichend wirtschaftlichen Einsatz von bereits installierten Anlagen noch eine Perspektive für Neuinvestitionen in flexible Erzeugungskapazitäten. Ähnliches gilt für die wirtschaftliche Bewertung von Neuinvestitionen in Steinkohlekraftwerke.⁹

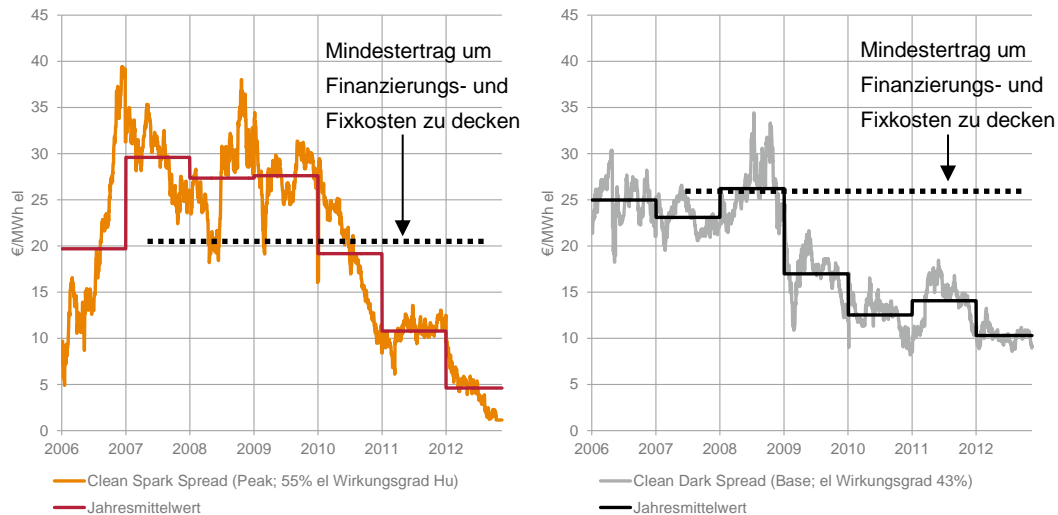


Abbildung 7: Clean Spark Spread und Clean Dark Spread

Investitionsanreize für langfristigen Zubaubedarf fraglich

Diese Analysen zeigen, dass in den nächsten Jahren alleine auf Basis des Strommarktes (d. h. ohne das Erschließen von weiteren Erlösquellen) kein ausreichender Investitionsanreiz für konventionelle Kraftwerke vom EOM ausgehen wird. Dies ist insbesondere problematisch, da spätestens ab den 2020er Jahren kontinuierlicher Zubaubedarf an gesicherter Leistung besteht, die sich alleine über den EOM mit großer Wahrscheinlichkeit nicht realisieren lässt. Der Blick auf historische Entwicklungen ergibt hierbei kein abschließendes Bild zur Funktionsfähigkeit eines rein produktionsbasierten Strommarktdesigns. Hierfür fehlt einerseits eine ausreichend lange Zeitreihe von Markterfahrungen, da in Deutschland, aber auch in vielen anderen Ländern, ein liberalisierter Strommarkt erst seit einigen Jahren besteht. Andererseits sind viele Entscheidungen der Marktteilnehmer in der Zeit des Bestehens von EOM nicht alleine auf Basis von Marktpreissignalen getroffen worden. Sie wurden hingegen durch andere Rahmenbedingungen ausgelöst, wie z. B. politische Setzungen im Rahmen der Liberalisierung, die Einführung des Emissionshandels und die Praxis der Gratisallokation von Emissionsrechten. Dies macht es zum heutigen Zeitpunkt nicht möglich, ein abschließendes Urteil zur Funktionsfähigkeit des EOM abzugeben.

Prognoserechnungen zeigen jedoch die deutliche Gefahr eines Marktversagens des EOM. Im Rahmen einer Risikoabwägung spricht somit vieles dafür, den EOM langfristig nicht als alleiniges Instrument für die Einsatz- und Investitionskoordination im Erzeugungssektor zu

€/kW zur Deckung der Finanzierungs- und Fixkosten; Steinkohlekraftwerk: jährlicher Mindestertag von 180 €/kW zur Deckung der Finanzierungs- und Fixkosten. Berechnung basiert auf täglichen Frontjahresnotierungen (Steinkohle: API2 McClosky, Gas: TTF, CO₂: EEX; Strom: EEX); Clean Spark Spread ist bezogen auf Spot-Peak-Notierung; Clean Dark Spread bezogen auf Spot Base-Notierung.

⁹ Diese allgemeine Einschätzung gilt für strommarktgeführte Erzeugungsanlagen mit heute typischem Einsatzschema, Kostenstruktur und Wirkungsgrad. Zusatzerlöse aus anderen Märkten (z. B. Wärmeauskopplung) und besondere Standortfaktoren lassen Investoren in Einzelfällen zu einer anderen Entscheidung kommen.

verwenden, sondern im Rahmen eines angepassten EMD ein flankierendes Instrument einzusetzen. Es kann zwar argumentiert werden, dass der EOM in seiner idealen Form, d. h. ohne Preisobergrenzen, ohne regulatorische Eingriffe und bei uneingeschränkter Akzeptanz für die bei Knappheit entstehenden Preisspitzen, ausreichende Investitionsanreize für eine nachhaltige Sicherung der Versorgung bietet. In der Praxis muss aber davon ausgegangen werden, dass knappheitsbedingte Preissignale im EOM aus Sicht der Investoren als nicht belastbar empfunden werden, da sie politisch nur schwer durchzusetzen sein dürften und daher als Basis einer langfristigen Kraftwerksinvestition weitgehend unsicher sind. Die Erfahrung in anderen Märkten zeigt zudem, dass die regulatorische Unsicherheit (z. B. ein häufiges Nachsteuern in Bezug auf die Marktregeln und sich schnell verändernde technische Rahmenbedingungen wie ein schneller EE-Ausbau) zu Investitionszurückhaltung führt.¹⁰

Unter diesen Voraussetzungen und in Anbetracht der langen Investitionszyklen in der Stromerzeugung und deren volkswirtschaftlicher Bedeutung scheint eine „Wette“ auf die Funktionsfähigkeit des EOM-Systems keine Option. Denn es ist zu befürchten, dass eine Verschlechterung der Versorgungssicherheit - welche in Abhängigkeit aktueller Ereignisse auch relativ kurzfristig eintreten kann - sich nicht ausreichend rasch in Marktpreissignalen niederschlägt bzw. bei Nichtfunktionieren des Marktes nicht schnell genug durch Gegenmaßnahmen ausgeglichen werden kann. In diesem Fall ist ein frühzeitiges und durchdachtes Agieren in Form einer Anpassung des Marktdesigns besser als ein Abwarten und späteres Reagieren, sollte das Marktdesign nicht wie erwartet funktionieren.

Im Interesse der Versorgungssicherheit aber auch der Planbarkeit von Investitionsvorhaben und Geschäftsmodellen durch die Marktakteure besteht daher mittel- bis langfristig der Bedarf für einen flankierenden Mechanismus zum EOM. Dies bedeutet keineswegs die Abschaffung des Strommarktes als Marktplatz für den Handel von Megawattstunden, sondern die Fokussierung des EOM auf Dispatch- und Hedgingaufgaben und die Ergänzung um einen Mechanismus, der die Bereitstellung gesicherter Leistung anreizt. Dieser neue Mechanismus muss in der Lage sein, belastbare Rahmenbedingungen für Investitionen in Erzeugungskapazität zu schaffen. Weiterhin ist darauf zu achten, dass ein Mechanismus für gesicherte Leistung möglichst auf einem tatsächlichen Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage basiert, was bedeutet, dass je nach Lage sowohl Knappheits- aber auch Überschusssignale entstehen und von den Marktakteuren empfangen werden.

Ein solcher Mechanismus stellt somit eine Art „Versicherung“ gegen Engpässe an Leistung dar und gewährleistet dauerhaft die Versorgungssicherheit. Das im vorliegenden Gutachten entwickelte Marktdesign enthält einen solchen Mechanismus (siehe 6.1).

2.3.2.2 Erneuerbare Energien

Deutschland hat sich ambitionierte Ziele für den EE-Ausbau gesetzt. Mit 80 Prozent Anteil am Stromverbrauch in 2050 werden die EE innerhalb der nächsten Jahrzehnte zum leitenden System in der Stromversorgung und dem Wettbewerb auf den Energiemärkten. Dafür ist es notwendig, dass das seit nunmehr rund 15 Jahren stetig stattfindende Wachstum der EE weiter fortschreitet. Als leitendes System der Energieerzeugung müssen die EE jedoch zunehmend Systemverantwortung übernehmen.

Die Förderung der EE ist in Deutschland seit dem 01.04.2000 durch das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) geregelt, welches seitdem mehrfach novelliert wurde.

¹⁰ Joskow (2006, S. 40 ff.) argumentiert, dass insbesondere regulatorische Instabilitäten im Marktdesign dazu führen, dass ein EOM nur unzureichend verlässliche Investitionssignale aussendet.

Das EEG beinhaltet eine weitgehende Abnahmeverpflichtung der Netzbetreiber für erneuerbaren Strom (Einspeisevorrang) und legt fixe, technologie- und grösendifferenzierte Vergütungssätze, welche für bis zu 20 Betriebsjahre gezahlt werden. Alternativ dazu gibt es die Option, EEG-Anlagen über das im Gesetz definierte Marktprämienmodell direkt zu vermarkten. Das EEG steht momentan jedoch zunehmend in der Kritik. Es wird in Frage gestellt, ob es als Instrument für die EE-Förderung noch den Anforderungen an Kosteneffizienz und Wettbewerb genügt. Das EEG wurde als Instrument der Markteinführung der EE entwickelt und hat hierfür sehr effektiv gewirkt. Es kann jedoch argumentiert werden, dass die Markteinführungsphase nun auslaufen sollte und daher deutlicher Reformbedarf bei der EE-Förderung besteht.

Einspeise- und Kostenentwicklung der EE in Deutschland

Insbesondere die Wälzung der Förderkosten über die jährlich neu berechnete EEG-Umlage, welche seit der Einführung des EEG stetig steigt, wird aktuell kritisiert. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Entwicklung der EEG-Einspeisung und der absoluten Vergütungszahlungen (links) sowie die EEG-Umlage und den nichtprivilegierten Letztverbrauch (rechts) für die Jahre 2000 bis 2013 (Ist-Daten bis 2012, Prognosewerte für 2013). Hieran können die wesentlichen volkswirtschaftlichen bzw. gesellschaftlichen Problembereiche in Bezug auf die EE-Förderung verdeutlicht werden.

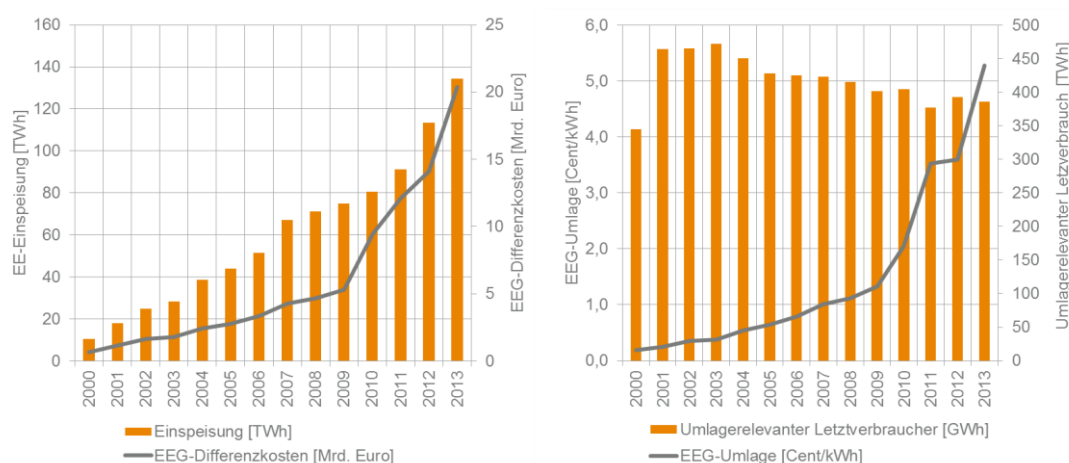


Abbildung 8: Entwicklung der EEG-Einspeisung, Vergütungszahlungen und Letztverbrauch der Jahre 2000 bis 2012.11

Das EEG kann in Bezug auf seine Effektivität, d. h. die Anreizwirkung für den Zubau von EE, durchaus als Erfolgsrezept bezeichnet werden: Seit der Einführung im Jahr 2000 sind die eingespeisten EE-Strommengen kontinuierlich gestiegen und haben sich innerhalb von 12 Jahren von rund 10 TWh im Jahr 2000 auf gut 130 TWh in 2013 (Prognose) mehr als verzehnfacht. Aufgrund der mengenabhängigen Vergütung stiegen in diesem Zusammenhang jedoch auch die Vergütungszahlungen von rund 890 Mio. € in 2000 auf rund 20 Mrd. € in 2013 (Prognose). Damit übersteigt der Zuwachs der Förderkosten den Zuwachs an erzeugtem EE-Strom deutlich, was maßgeblich auf die veränderte Technologiezusammensetzung (insbesondere den zunehmenden Photovoltaikanteil) zurückzuführen ist.

Stark fällt auch der Zuwachs bei der EEG-Umlage aus. Die EEG-Umlage ist der rechnerische Kostenanteil der EE-Förderung, der von allen nichtprivilegierten Endverbrauchern zu zahlen ist (Umlage der EEG-Differenzkosten). Sie hat sich seit dem Jahr 2000 ungefähr verzwanzigfacht,

¹¹ Ist-Daten bis 2012, 2013 Prognosewert der ÜNB. Auf Basis der EEG-Daten (abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/datenservice/zeitreihen/doc/45919.php, abgerufen im Dezember 2012)

was einerseits an den steigenden Gesamtkosten für die Förderung wachsender EE-Mengen liegt, andererseits aber auch an der Umlage dieser Kosten auf eine abnehmende Zahl von Endverbrauchern (vgl. Abbildung 8, rechts). So hat die umlagererelevante Strommenge, auf welche die EE-Förderkosten umgelegt werden, durch zunehmend weiter gefasste Befreiungstatbestände für größere Verbraucher und auch durch die vermehrte Eigenerzeugung der Verbraucher über die letzten zehn Jahre kontinuierlich abgenommen. Der umlagererelevante Letztverbrauch umfasst mittlerweile mit rund 400 TWh nur noch etwa 70 Prozent des gesamtdeutschen Stromverbrauchs, was eine Abnahme um rund 20 Prozent gegenüber dem Jahr 2002 bedeutet und die verbleibenden Zahler der EEG-Umlage zusätzlich belastet. Die aufgezeigte Kostenentwicklung führt zu einem zunehmenden Druck, die EE-Förderung kosteneffizienter und wettbewerblicher zu gestalten, um die Kosten des Fördermechanismus zu dämpfen.

Die energiepolitische Diskussion dreht sich dabei mittlerweile nicht nur um die Frage der Kostenverteilung, sondern auch darum, wie die EE-Ausbaupfade besser plan- und steuerbar gemacht und unerwünscht starke Kostensteigerungen vermieden werden können. Das bedeutet auch, dass der heutige EEG-Fördermechanismus mit seinen technologydifferenzierten und langfristig garantierten Einspeisetarifen an sich zu überdenken ist. Andererseits ist bei der Debatte um die EE-Förderung zu beachten, dass die Erneuerbaren Energien in Deutschland mittlerweile zu einem bedeutenden Wirtschaftsfaktor geworden sind. Darüber hinaus bestehen ambitionierte Ausbauziele, die ohne eine umfangreiche Förderung nicht erreicht werden können. Damit ist eine Förderung auch zukünftig notwendig und es stellt sich die Frage nach dem „Wie“, nicht nach dem „Ob“. Das im vorliegenden Gutachten entwickelte Marktdesign enthält einen Vorschlag für einen in diesem Sinne angepassten EE-Fördermechanismus (siehe 6.1).

Fehlende regionale Differenzierung

Eine weitere Herausforderung des jetzigen EE-Fördersystems entsteht durch die fehlende Möglichkeit einer regionalen Differenzierung von Zubauanreizen für erneuerbare Erzeugung. Der deutschlandweit einheitliche Vergütungssatz erlaubt derzeit keine systemorientierte Steuerung des Zubaus – beispielsweise in Hinsicht auf bestehende Netzengpässe bzw. die Reduzierung des Bedarfs an Netzum- und -ausbau im Übertragungs- und Verteilnetz. Eine solche Möglichkeit wird daher bei dem in diesem Gutachten vorgeschlagenen angepassten EE-Fördermechanismus explizit aufgenommen.

Unzureichende Marktintegration

Als weiteres zentrales Problemfeld des derzeitigen Fördersystems ist die unzureichende Einbindung der EE in die Strommärkte zu nennen. Zwar werden EE-Strommengen bereits heute an den verschiedenen Marktsegmenten vermarktet (Spotmarkt/Intraday-Markt), es gibt jedoch durch die feste Einspeisevergütung keine ausreichende „Übersetzung“ von kurzfristigen Preissignalen in effiziente Dispatchanreize für die EE-Erzeuger. Ebenfalls nehmen EE nicht bzw. nur indirekt am System der Ausgleichsenergie teil. Eine Marktintegration in dem Sinne, dass EE nach ihren tatsächlichen Grenzkosten am Strommarkt agieren, wird auch durch das im

EEG 2012 eingeführte Marktprämienmodell (MPM) nur unzureichend angereizt.¹² Dies liegt daran, dass im MPM einerseits das Marktpreisrisiko durch die rückwirkende Prämienberechnung weitgehend ausgeblendet wird und darüber hinaus die Marktprämie (gleitende Prämie und Managementprämie) erzeugungsbasiert für die Absatzmenge ausgezahlt werden, wodurch eine Verzerrung des Gebotsverhaltens der EE im Strommarkt eintritt. Gleichmaßen ist dabei zu berücksichtigen, dass sich die Marktregeln der verschiedenen Marktplätze an das Gebotsverhalten der EE zunehmend anpassen sollten. Dies bedeutet insbesondere, dass den EE der Marktzugang zum Strommarkt und zu den Regelleistungsmärkten erleichtert werden sollte. Detaillierte Ausgestaltungen hierzu werden sich im Zeitverlauf ergeben und sind nicht Bestandteil des vorliegenden Gutachtens.

Der EOM funktioniert bei einem grenzkostenbasierten Einsatz aller Erzeuger effizient (d. h., Erzeuger regeln ab, wenn der Strompreis unterhalb der Grenzkosten liegt), negative Preise werden weitgehend vermieden. Die rückwirkend ausgezahlte Prämie im MPM vergütet die EE-Anlagenbetreiber jedoch für jede eingespeiste Stromeinheit. Dadurch besteht auch im MPM ein gewisser Anreiz bei sehr niedrigen oder sogar negativen Strompreisen weiter zu erzeugen, soweit die Marktprämie die Wirkungen des negativen Strompreises kompensiert.

Aus diesem Grund, sind die Anreize für EE-Betreiber, bei niedrigen Strompreisen ihr Angebot zu reduzieren, im MPM nur sehr eingeschränkt vorhanden. Insbesondere wird durch das arbeitsbasierte und rückwirkend definierte Förderregime des MPM kein direkter Zusammenhang zwischen den Grenzkosten einer EE-Anlage und ihrem strompreisorientierten Einsatz hergestellt. Dies ist im Gegensatz zum MPM in einer Direktvermarktung ohne erzeugungsbasierte Prämie gewährleistet und stellt eine aus Sicht des gesamten Strommarktes sinnvolle Anreizstruktur dar. Nachfolgende Tabelle stellt die wesentlichen Wirkungen des MPM und einer Direktvermarktung ohne Prämie gegenüber und verdeutlicht, dass das MPM im EEG 2012 zwar eine Weiterentwicklung der Vermarktung anstößt, für eine tatsächliche Marktintegration der EE jedoch nicht ausreicht.

¹² Das MPM stellt Anlagenbetreibern, die ihre Erzeugung direkt am Strommarkt vermarkten, eine Prämie zur Verfügung, welche die verbleibenden Differenzkosten zu den erzielten Markterlösen deckt. Die Prämie wird rückwirkend auf Monatsbasis und technologiescharf für das deutsche EE-Portfolio errechnet. Sie wird so kalibriert, dass die Summe aus Markterlösen und Prämie rückwirkend der der Anlage zustehenden EEG-Vergütung entspricht; damit liegen Risiken und Chancen der Direktvermarktung lediglich in möglichen Differenzen zwischen dem Portfolio eines einzelnen Vermarkters und des gesamtdeutschen Portfolios. Zusätzlich zur Marktprämie wird eine sogenannte Managementprämie ausgezahlt, die zur Deckung von Strukturierungs- und Marktzugangskosten dienen soll. In Summe stellt das MPM also eine höhere Vergütung als die feste Einspeisevergütung zur Verfügung und ist derzeit ein wirtschaftlich sehr attraktives Paket. Deshalb wird es z. B. von einem Großteil der deutschen Windanlagen in Anspruch genommen. Das Modell reduziert jedoch weitgehend die Marktpreisrisiken der Direktvermarkter und wirkt aufgrund der arbeitsbasierten Auszahlung aller Erlösbestandteile weiterhin verzerrend auf das Gebotsverhalten der EE.

Wirkungsweise	Marktprämienmodell EEG 2012	Direktvermarktung ohne arbeitsbasierte Prämie
Marktpreisrisiko	Durch rückwirkende Prämienberechnung weitgehend eliminiert	Im Rahmen der Direktvermarktung durch Vermarkter zu tragen
Bietverhalten im Strommarkt	Anreiz für grenzkostenbasiertes Verhalten durch (arbeitsbasierte) Auszahlung der Prämie verzerrt	Anreiz für grenzkostenbasiertes Bietverhalten vollumfänglich vorhanden (insbesondere bei kapazitätsorientierter Förderung)
Strukturierungs- und Vermarktungskosten	Durch regulatorisch festgelegte Managementprämie kompensiert	Vom Vermarkter im Wettbewerb einzupreisen und zu minimieren
Investitionsentscheidung	Basiert auf festgelegter Erlösstruktur über die Anlagenlebensdauer	Basiert auf antizipierten Markterlösen über Anlagenlebensdauer

Tabelle 1: Vergleich der wesentlichen Wirkungen des Marktprämienmodells im EEG 2012 und einer Direktvermarktung ohne Prämie

Eine möglichst weitgehende Integration der EE in den Strommarkt auf Basis der Grenzkosten kann durch das MPM nicht erreicht werden. Für eine wirkungsvolle energiewirtschaftliche Anbindung der EE an die Strommärkte bedarf es einer Direktvermarktung, die das Einsatzverhalten möglichst nicht verzerrt. Die dadurch erreichbare energiewirtschaftlich effiziente Einsatzweise weist statische und dynamische Effizienzvorteile auf. Diese Vorteile umzusetzen, stellt ein wesentliches Element des im Rahmen dieses Gutachtens vorgeschlagenen Marktdesigns für den Bereich der EE dar.

2.3.2.3 Energienetze

Betrachtet man den Fortgang des Netzausbaus, so ist zusammenfassend festzustellen, dass derzeit beim innerdeutschen Netzausbau und beim Netzanschluss von Offshore-Windparks Verzögerungen bestehen. Netzengpässe im Übertragungsnetz existieren vor allem in Nord-Süd-Richtung, auf welcher die Verbindungen zwischen Regionen mit hoher EE-Leistung und Regionen mit hoher Nachfrage liegen. Eine der Hauptursachen ist der langwierige Genehmigungsprozess. Aber auch der Um- und Ausbau der Verteilnetze kann derzeit nicht in ausreichendem Maße umgesetzt werden. Eine Hauptursache hierfür liegt im aktuellen Regulierungsregime, das Investitionen in Verteilnetze nicht ausreichend anreizt. Dies betrifft auch Innovationen und Maßnahmen der Netzoptimierung. Verantwortlich hierfür ist auf Verteilnetzebene maßgeblich der Zeitverzug zwischen Investition und Mittelrückfluss.

Im Übertragungsnetz sind diese Schwierigkeiten bereits über den Mechanismus der Investitionsmaßnahmen behoben. Allerdings müssen diese Maßnahmen detailliert beschrieben und ihre Kostengünstigkeit begründet werden, was im Rahmen der Anerkennung genau geprüft wird. Der administrative Aufwand besteht somit sowohl auf Seiten der Regulierungsbehörde als auch auf Seiten der Netzbetreiber. Eine Übertragung dieser Mechanismen auf die Investitionen im Verteilnetz ist nur mit erheblichen Anpassungen möglich, weil im Rahmen des Netzum- und -ausbaus eine Vielzahl an Maßnahmen umgesetzt werden muss, so dass ein komplexer und langwieriger Anerkennungsprozess notwendig wird. Hinzu kommt, dass die Erheblichkeitsschwelle dazu führen kann, dass kleinere, lediglich regional aber in großer Anzahl auftretende Investitionsanforderungen unterhalb der Schwelle liegen und deshalb nicht anerkannt werden.

2.3.2.4 Energieverbraucher

Das Marktdesign implementiert und parametrisiert Marktplätze, auf denen Anbieter und Nachfrager zusammentreffen, was selbstverständlich auch für den Energiesektor gilt. Diskussionen um das Energiemarktdesign vernachlässigen jedoch häufig die Nachfrageseite; sie fokussieren sich stark auf die Rolle der Anbieter, Energieverbraucher spielen eher eine Nebenrolle als Nachfrager nach Strom, Leistung, Wärme und Gas. Es besteht jedoch die Option, Verbraucher auch aktiv als Marktakteure zu begreifen und in ein Marktdesign einzubinden. Dadurch werden ggf. Ziele wie Kosteneffizienz und Flexibilität besser gewährleistet, als durch ein rein angebotsseitig fokussiertes EMD. Eine flexible Nachfrage führt im Idealfall dazu, dass eine Vielzahl von Produkten effizient produziert und angeboten wird und es eine flexible Reaktion auf Schwankungen der Nachfrage, aber eben auch des Angebotes gibt. Dies ist insbesondere in Energiesystemen mit einem hohen Anteil von EE sinnvoll und volkswirtschaftlich effizient.

Die aktuellen Energiemärkte sind jedoch in vielen Fällen nicht ausreichend ausgestaltet, um solche effizienten Marktmechanismen zu ermöglichen, vor allem was die Einbindung der Nachfrageseite betrifft. Es ist insbesondere zu konstatieren, dass Anreize zur Ausnutzung dezentraler Lastflexibilitätspotenziale nicht in ausreichendem Maße vorhanden sind. Die Zielrichtung für das zu entwickelnde Marktdesign muss daher sein, dass die darin enthaltenen Marktplätze insbesondere auch die Integration der Nachfrageseite ermöglichen. Dies ist insbesondere bei der Entwicklung neuer Marktdesignelemente (z. B. Leistungsmarkt) zu beachten.

2.3.3 Residuallastanalyse

Die nachfolgend dargestellte Residuallastanalyse zeigt den Einfluss der fluktuierenden EE-Einspeisung auf die Struktur und Höhe der Stromnachfrage (Residuallast) sowie die sich daraus ergebenden Anforderungen an konventionelle Kraftwerke und Netze. Dies betrifft insbesondere die Strukturveränderungen in der Residuallast sowie in der Strompreisstruktur. Diese Effekte sind bereits heute beobachtbar und werden sich zukünftig – je nach Region unterschiedlich – deutlich verstärken.

Durch die Einspeisung dargebotsabhängiger regenerativer Energien, vor allem Windenergie und Photovoltaik (PV), verändern sich der Bedarf an konventioneller Erzeugung sowie die Anforderungen an deren Einsatzweise und Flexibilität. Diese Veränderungen treten nicht erst langfristig und bei einer sehr hohen Durchdringung des Energiesystems mit EE auf, sondern sind bereits heute zu beobachten und werden sich zukünftig verstärken. Zudem kommt es aufgrund der regional unterschiedlichen Entwicklungen in Deutschland (vor allem der regional unterschiedliche Ausbau der EE in Umfang, Geschwindigkeit und technischer Zusammensetzung) zu einer zunehmenden Differenzierung der regionalen energiewirtschaftlichen Charakteristika. So entwickeln sich einige Regionen aufgrund eines starken EE-Anteils und vergleichsweise geringer Nachfrage zu Stromexportregionen. Dies betrifft vorwiegend die Regionen Schleswig-Holstein/Niedersachsen sowie die neuen Bundesländer, insbesondere Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg. Diese Regionen sind von Wind-Onshore Einspeisung dominiert, in Zukunft zusätzlich auch durch Wind-Offshore.

Regionen mit vergleichsweise starker Nachfrage wie Nordrhein-Westfalen, Hessen/Rheinland-Pfalz, Bayern und Baden-Württemberg erfahren zwar auch ein starkes Wachstum an EE-Einspeisung, jedoch kommt es hier absehbar nicht zu einer Saldoumkehr, d. h. dass die regionale EE-Einspeisung zwar die Residuallast absenkt, die Regionen sich aber im Gegensatz zu den oben genannten nicht zu Nettoexporteuren von Strom entwickeln. Sehr wohl kann es in diesen Regionen aber auch zu einem lokalen Überangebot mit entsprechenden Verteilungsproblemen kommen. Aufgrund der regionalen Verteilung unterschiedlicher

EE-Technologien (tendenziell Wind im Norden, PV im Süden) ergibt sich zudem eine andere zeitliche Struktur der EE-Einspeisung, welche die regionalen Residuallasten unterschiedlich beeinflusst. Diese Entwicklungen führen dazu, dass sich im deutschen Energiesystem, welches – zumindest was das Marktdesign betrifft – bisher weitgehend einheitlich (d. h. nicht regionalisiert) ausgestaltet ist, deutliche regionale Unterschiede entwickeln. So stellt sich z. B. ein starker Bedarf für Stromtransport in Nord-Süd-Richtung ein, der die EE-Überschussregionen im Norden mit den Lastzentren im Westen und Süden verbindet. Dieser Bedarf wurde bereits in entsprechenden Studien identifiziert und besteht bei Umsetzung des geplanten EE-Ausbaus unbestritten.¹³

Durch die vergleichsweise sehr niedrigen variablen Kosten der dargebotsabhängigen EE (Wind und PV haben, sind sie einmal installiert, nur sehr geringe Stromerzeugungskosten), können sich diese Technologien vor nahezu allen anderen konventionellen Kraftwerken in der energiewirtschaftlichen Einsatzreihenfolge platzieren. Sie verdrängen konventionelle Erzeuger konsequent in der Merit-Order. Dies ist grundsätzlich ein effizienter Mechanismus: Die günstigsten verfügbaren Erzeuger werden immer zuerst eingesetzt. Aus Sicht anderer Kraftwerke, vor allem konventioneller Erzeugungsanlagen, entstehen jedoch durch zunehmenden Ausbau der EE verschärfte Wettbewerbsanforderungen. Zudem wirkt der nicht marktorientierte Zubau der EE im Strommarkt wettbewerbsverzerrend.

Um die Effekte einer zunehmenden EE-Einspeisung auf den „übrigen“ Erzeugungspark und insbesondere für konventionelle Erzeuger darzustellen, wird die Residuallast herangezogen und analysiert. Die Residuallast stellt die Stromnachfrage aller Verbraucher abzüglich der Einspeisung der EE dar.¹⁴ Dabei lassen sich neben Mengen- auch Struktureffekte der EE auf die Residuallast und die konventionelle Erzeugung ableiten, welche aufgrund der volatilen EE-Einspeisestruktur eine zentrale Rolle für das Versorgungssystem entwickeln.

Für die Residuallastanalyse wird ein langfristiger Ausbaupfad für EE unterstellt, sowie eine jährliche Nachfrage in stündlicher Auflösung und regionaler Diversifizierung. Um die Effekte der unterschiedlichen Einspeisecharakteristika und die regionalen Unterschiede übersichtlich und prägnant aufzuzeigen, werden nachfolgend exemplarisch eine windgeprägte Nordregion sowie eine PV-geprägte Südregion im deutschen Stromversorgungssystem gegenübergestellt.¹⁵

¹³ Vgl. hierzu z. B. Netzentwicklungsplan Strom 2012 sowie dena 2012.

¹⁴ Residuallast = Nachfrage (inkl. ungesteuerte Nachfrage aus E-Mobilität) – Wind – PV – Laufwasser. Biomasse und andere EE sind hierbei vorerst nicht berücksichtigt, da sie nicht zwangsläufig dargebotsabhängig einspeisen müssen, sondern ein gewisses Flexibilisierungspotenzial besitzen. Speicher und der gesteuerte Anteil der Nachfrage aus E-Mobilität wird bedarfsgerecht entsprechend der Residuallast und nicht der ursprünglichen Nachfrage eingesetzt.

¹⁵ Die Einspeisezeitreihen basieren auf meteorologischen Daten und einem regionalen EE-Ausbaupfad, der die politischen EE-Ziele widerspiegelt. Deutschland wurde im Rahmen der Analysen für dieses Gutachten in sieben Teilregionen unterteilt, die sich in Bezug auf die Stromnachfrage, den Kraftwerkspark und den EE-Ausbaupfad unterscheiden. Zwischen den Regionen besteht eine begrenzte Austauschleistung auf Höchstspannungsebene.

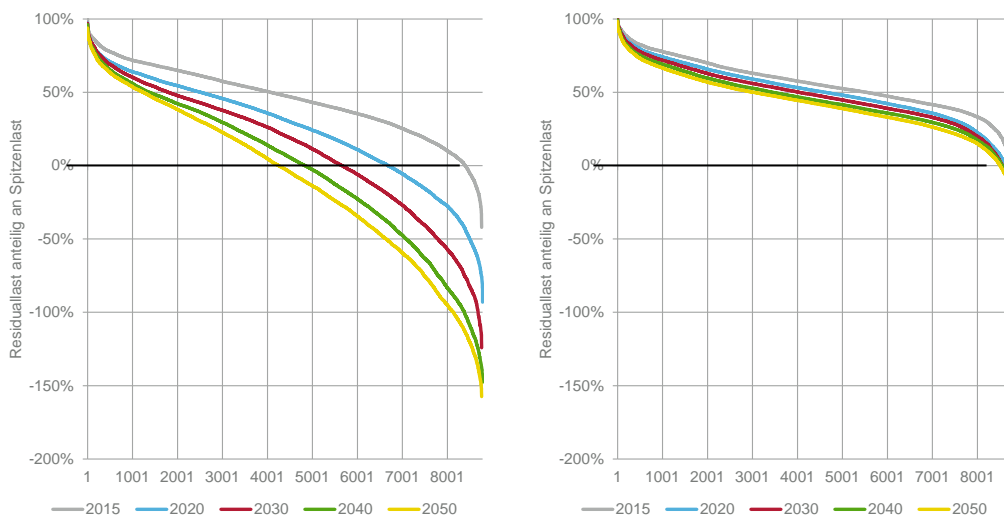


Abbildung 9: Nach Stunden sortierte Residuallast für eine Nordregion (links) und eine Südregion (rechts); Anteilig an der Spitzenlast

Abbildung 9 zeigt die jährlich sortierte Residuallast anteilig an der Spitzenlast für 2015 für die exemplarisch analysierte Nordregion (links, geprägt von Windeinspeisung) und eine Südregion (rechts, geprägt von PV-Einspeisung) für die Stützjahre 2015, 2020, 2030, 2040 und 2050. Die Spitzenlast verbleibt über den betrachteten Zeitraum auf einem ähnlichen Niveau. Das bedeutet, dass der Anteil der gesicherten Leistung rein dargebotsabhängiger EE nur wenige Prozent der installierten EE-Leistung beträgt. Darüber hinaus ist jedoch der Einfluss der EE auf die Residuallast deutlich zu erkennen.

In der windgeprägten Nordregion besteht in 2050 ein deutlicher Leistungsüberschuss von Wind und PV im Vergleich zur regionalen Spitzenlast. Aus diesem Grund sinkt die Residuallast mit zunehmendem Ausbau der Windkapazitäten deutlich ab und auch die Anzahl an Stunden, in denen konventionelle Erzeuger zur regionalen Nachfragedeckung eingesetzt werden, sinkt kontinuierlich. Betroffen ist vor allem der Grund- und Mittellastbereich, da die Spitzenlast weitgehend erhalten bleibt.

Die Stunden mit einer negativen regionalen Residuallast nehmen zu und erreichen bis zu rund 4.000 h in 2050, was der hohen Einspeisung aus Wind-Onshore und zunehmend auch Wind-Offshore geschuldet ist. Damit übersteigt die Erzeugung aus EE in der dargestellten Nordregion zukünftig die regionale Nachfrage übers Jahr gesehen deutlich. Diese Einspeiseüberschüsse können durch Export in andere Regionen, Speicher, Lasterhöhung oder eine partielle Reduktion der EE-Erzeugung aufgenommen bzw. reduziert werden.

Die PV-geprägte Südregion zeigt eine weniger starke Reduktion der Residuallasten, da hier andere Einspeisestrukturen als bei Wind vorliegen. Es bestehen jedoch unterjährig starke Schwankungen (Saisonalität). Vor allem ist der in der Analyse ersichtliche geringere Einfluss auf die Residuallast jedoch dem nach oben begrenzten Ausbau der PV-Leistung geschuldet, der für die Analyse unterstellt wurde.¹⁶

Die dargestellte Residuallastanalyse geht davon aus, dass 100 Prozent der EE-Leistung von den Verteil- und Übertragungsnetzen aufgenommen, transportiert und verteilt werden kann. Dies ist allerdings auf Basis der heutigen Netzinfrastruktur nicht möglich. Unter Beachtung von Netzrestriktionen ergibt sich ein anderes Bild. Abbildung 10 zeigt die sortierte Residuallast nach

¹⁶ PV-Deckel nach aktuellem EEG bei 52.000 MW, dieser Ausbaustand wird bereits in den 2020er Jahren erreicht.

Abregelung in untergelagerten Netzebenen (bis einschließlich 110 kV) unter der Prämisse der heutigen Netzsituation. Die Darstellung erfolgt anteilig (prozentual) an der regionalen Spitzenlast. Vor allem auf der Hochspannungsebene reichen die heutigen Netztransportkapazitäten nicht aus, um die zukünftige EE-Erzeugung aufzunehmen.

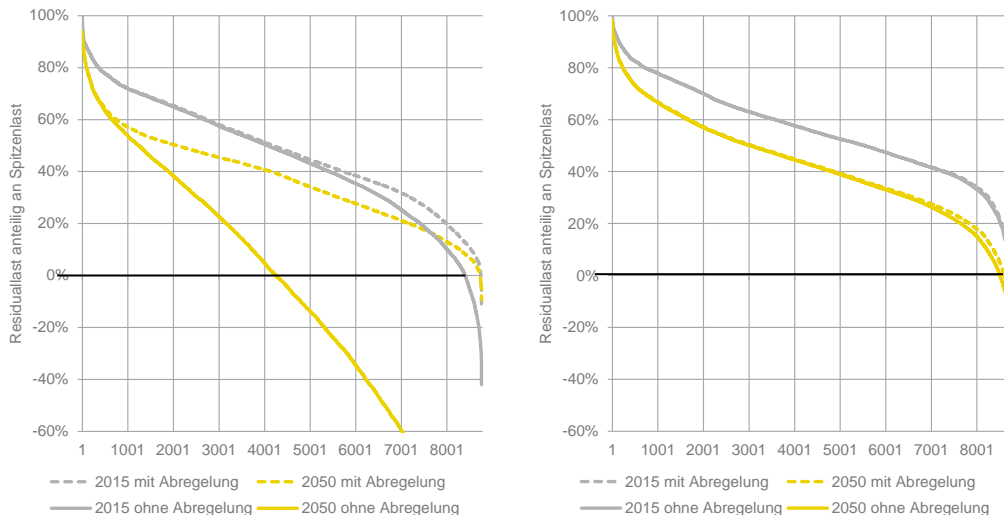


Abbildung 10: Schematischer Vergleich nach Stunden sortierter Residuallasten nach Abregelung in untergelagerten Netzen für eine Nordregion (links) und eine Südregion (rechts)

In der Nordregion (links) würde eine solche Abregelung im deutlich stärkeren Umfang als in der Südregion erfolgen. Ausschlaggebend ist das Ungleichgewicht in der Nordregion zwischen vergleichsweise niedrigem Nachfrageniveau und hoher, nicht bedarfsgerechter Winderzeugung (Onshore und Offshore). Als Folge heute bestehender Netzengpässe müsste die EE-Erzeugung bei weiterem Ausbau in der dargestellten Nordregion in bedeutendem Umfang abgeregelt und durch konventionelle Erzeugung ersetzt werden. Die systembedingte Abregelung beträgt bis zu rd. 20 Prozent der Wind- und PV-Erzeugung in 2050 (ohne weiteren Netzausbau). Eine netzseitige Notwendigkeit für PV-Abregelung in der analysierten Südregion (rechts) ist nur in wenigen Stunden nötig, was vorwiegend am besser ausgewogenen Verhältnis von Last und installierter EE-Leistung liegt.

Ziel muss es allerdings sein, die EE sowohl markt- als auch netzseitig in das Energiesystem zu integrieren. Dies bedeutet einen umfangreichen Bedarf für den Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze sowie weiteren Maßnahmen zur Optimierung und Koordinierung von Angebot und Nachfrage (Flexibilitätsoptionen). Die folgenden Auswertungen beziehen sich daher auf die maximale EE-Einspeisung (ohne Abregelung).

Wann die identifizierten Überspeisungen auftreten, lässt sich über eine Analyse von Tagesstrukturen darstellen. Hierfür wurden in den nachfolgenden Abbildungen nur Werktage berücksichtigt, um von Effekten aus einer reduzierten Nachfrage an Wochenenden zu abstrahieren. Die winddominierte Nordregion zeigt eine immer größer werdende Spannweite der Residuallasten im Tagesverlauf, allerdings ohne eine Konzentration auf bestimmte Tagesstunden. Grund dafür ist, dass die Windeinspeisung zwar eine saisonale, aber keine systematische Tagesstruktur aufweist. Die zeitliche Struktur der Winderzeugung beträgt meteorologisch in der Regel mehrere Tage, in denen entweder große Anteile der Leistung, oder nahezu keine Leistung verfügbar ist, so dass die untertägige Struktur ganzheitlich beeinflusst wird und nicht nur punktuell. Das gilt insbesondere für die Offshore-Windeinspeisung, die gleichmäßiger anfällt.

Daher ist in der Nordregion weniger stark eine Veränderung der Tagesstruktur zu erkennen, als eine zunehmende Volatilität im Niveau. Das bedeutet: Die Spannweite der Residuallast weitet sich deutlich auf, abhängig von den Schwankungen zwischen maximaler und minimaler Windeinspeisung.

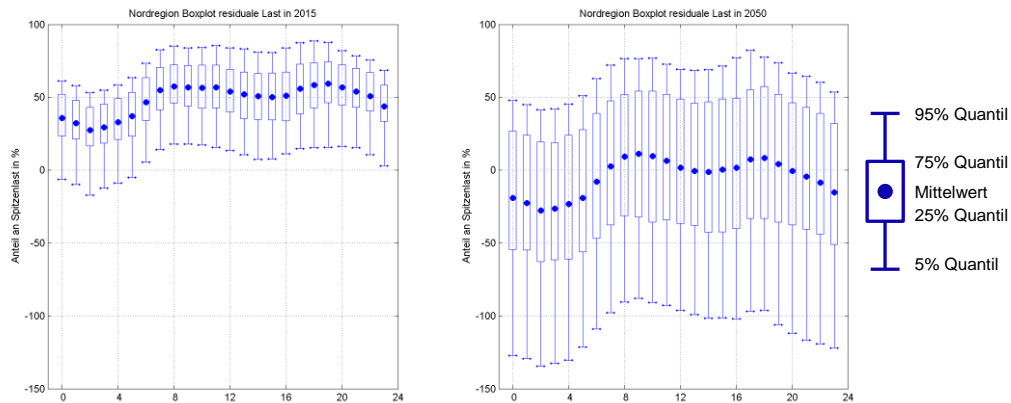


Abbildung 11: Nordregion 2015 (links) und 2050 (rechts): Boxplots (5 % - 95 % Quantil) der Residuallasten im Tagesverlauf (nur Werktage); Anteilig an Spitzenlast

In der von PV-Einspeisung dominierten Südregion wird der tageszeitlich begrenzte Einfluss der PV-Erzeugung deutlich (siehe Abbildung 12). Die PV-Einspeisung weist neben einer saisonalen (Sommer/Winter) vor allem eine ausgeprägte Tagesstruktur (Tag/Nacht) auf. Die Einspeisung konzentriert sich vor allem auf die sommerlichen Mittagsstunden, so dass in diesem Zeitraum die Spannweite der Residuallast deutlich zunimmt (Spannweite bei maximaler und minimaler PV-Einspeisung), während sie in den anderen Stunden nur durch andere EE, vor allem die regionale Windeinspeisung, beeinflusst wird.

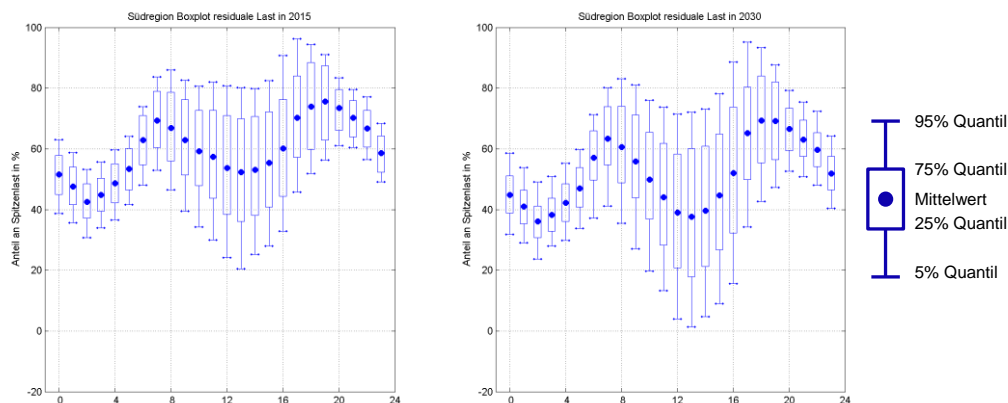


Abbildung 12: Südregion 2015 (links) und 2050 (rechts): Boxplots (5 % - 95 % Quantil) der Residuallasten im Tagesverlauf (nur Werktage); Anteilig an Spitzenlast

Aus den Analysen der Residuallast lassen sich deutlich die zunehmenden Herausforderungen, die durch den Ausbau der EE an die übrigen Marktteilnehmer gestellt werden, erkennen. Die Analysen zeigen eine signifikante Zunahme der EE-Erzeugung, die zu einer zunehmenden Verdrängung von konventioneller Erzeugung führt. Ebenso nehmen Zeiten mit regionalen Erzeugungsüberschüssen zu. Dies ist vor allem der Fall in den Gebieten mit einem großem Anteil von Wind-Onshore und Offshore (d. h. Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und eingeschränkt auch den anderen östlichen

Binnenbundesländern). PV spielt vor allem in den südlichen Flächenländern Bayern und Baden-Württemberg eine Rolle.

Die netzseitige Integration der EE muss bei der Dimensionierung zukünftiger Netzinvestitionen (Erweiterung, Neubau, Optimierung) über die Abdeckung der regionalen Nachfrage hinaus die installierte Leistung sowie zunehmend auch die tägliche und saisonale Einspeisestruktur der dargebotsabhängigen Erzeuger berücksichtigen. Die Auslegung der Höchstspannungsnetze muss sich somit an den Transportanforderungen durch den EE-Ausbau über die regionale Nachfrage hinaus orientieren. Damit das Gesamtsystem funktionieren kann, müssen außerdem insbesondere die Verteilnetze für die Aufnahme des dezentralen EE-Ausbaus aus- und umgebaut werden. Wie die als Teil der vorliegenden Studie angestellten Analysen zeigen (vgl. Abschnitt 4), ist der Netzausbau relativ zu den alternativen Flexibilitätsoptionen eine relativ kosteneffiziente Maßnahme.

Die kapazitive Spannweite der von konventionellen Erzeugern abzudeckenden Last bleibt weitgehend erhalten (bis nahezu 100 Prozent der Spitzenlast), konzentriert sich allerdings auf immer weniger und nicht zusammenhängende Stunden. Damit müssen für die Absicherung der zunehmend volatilen Residuallast steuerbare und flexibel einsetzbare Erzeugungskapazitäten dem Strommarkt zur Verfügung stehen, die jedoch an diesem Markt stetig abnehmende Erlösmöglichkeiten haben. Die Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks kann marktseitig nur bei einer ausreichenden Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke erfolgen. Das heutige Marktdesign und der ungesteuerte (d. h. für die anderen Marktakteure nicht planbare) Ausbau der EE führen zu einer einseitigen Risikotragung durch die konventionellen Erzeuger. Dies stellt ein wesentliches Problem in Bezug auf die Sicherstellung der Stromerzeugung dar.

3 Zielsystem und zentrale Anforderungen an ein zukunftsfähiges Marktdesign

Das vorliegende Gutachten wurde vom VKU mit der Maßgabe beauftragt, dass es ein energiewirtschaftlich langfristig tragfähiges Energiemarktdesign vorschlagen soll. Das Gutachten soll vor allem eine gesamtwirtschaftliche Perspektive einnehmen. Diese Zielstellung wurde in einem Zielsystem fixiert, welches den Analysen vorangestellt ist und nachfolgend zusammenfassend dargestellt wird.

3.1 Langfristige Ziele für den Energiesektor

Die Anforderungen zur Ausgestaltung des zukünftigen Energiemarktes ergeben sich im Wesentlichen aus dem Bestreben, nationale und internationale Klimaschutzziele zu erfüllen. Daneben stehen außerdem gleichberechtigt die Ziele für den Ausbau der EE und der KWK sowie Anstrengungen für mehr Energieeffizienz. Sie sollen langfristig den anthropogenen Klimawandel und dessen Folgen eindämmen. Ein langfristiges Ziel in Deutschland und der EU ist die weitgehende Dekarbonisierung der Stromerzeugung. Deutschland hat sich basierend auf dem langfristigen EU-Ziel auf eine Reduktion der Treibhausgasemissionen (vorwiegend CO₂) von 80 Prozent - 95 Prozent bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Vergleichsjahr 1990 verpflichtet. Das EU-Ziel einer Reduktion um 30 Prozent in 2020 wird von Deutschland übertroffen; die Bundesrepublik will 40 Prozent Reduktion bis 2020 erreichen. Die Entwicklung der deutschen CO₂-Emissionen seit 1990 und die Reduktionsziele sind nachfolgend dargestellt. Dabei soll der Stromsektor mit etwas mehr als der Hälfte der Reduktionsmenge einen hohen Anteil übernehmen.

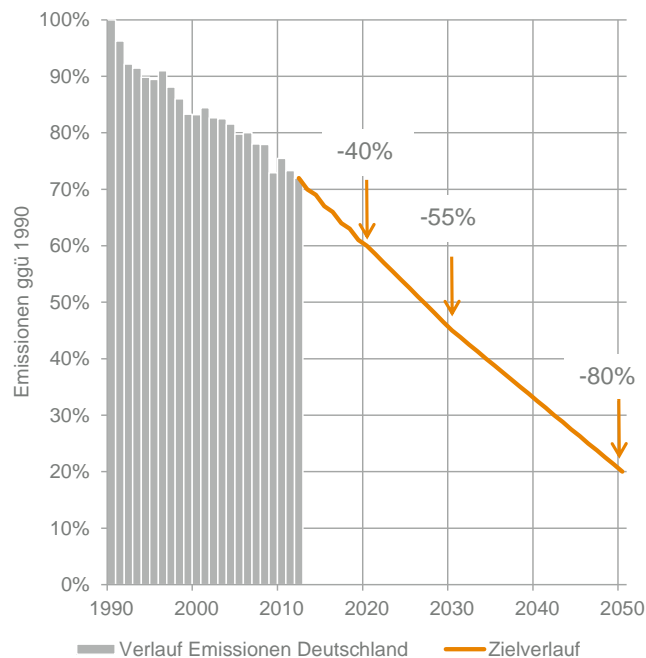


Abbildung 13: Emissionsentwicklung und Reduktionsziele in Deutschland nach Energiekonzept 2010¹⁷

¹⁷ Bundesregierung, 2010

Als Maßnahmen zur Umsetzung dieses Reduktionsziels stehen neben einer nachfrageseitigen Effizienzsteigerung (der Stromverbrauch soll zwischen 2008 und 2020 um 10 Prozent, bis 2050, dann um 25 Prozent sinken¹⁸) die Optimierung des Primärenergieverbrauchs mittels Kraft-Wärme-Kopplung (Ziel ist es, 25 Prozent des Stroms in 2020 gekoppelt zu erzeugen), sowie eine sukzessive Substitution fossiler Stromerzeugung durch EE.

Die auf EU-Ebene angestrebten Ziele von 20 Prozent Erzeugung aus EE in 2020 werden auf nationaler Ebene bereits durch die Zielwerte des Energiekonzepts (35 Prozent in 2020 bzw. 80 Prozent in 2050)¹⁹ übertroffen; die aktuelle Diskussion zeigt, dass auch das 35 Prozent Ziel für 2020 wohl angehoben wird. Im Rahmen dieser EE-Ausbauziele erfolgt laut Planung der Bundesregierung eine klare Technologiedifferenzierung. Den Wachstumspfad der EE seit 1990, die Ziele des Energiekonzepts sowie den für die vorliegende Analyse verwendeten EE-Ausbaupfad fasst die folgende Abbildung zusammen.

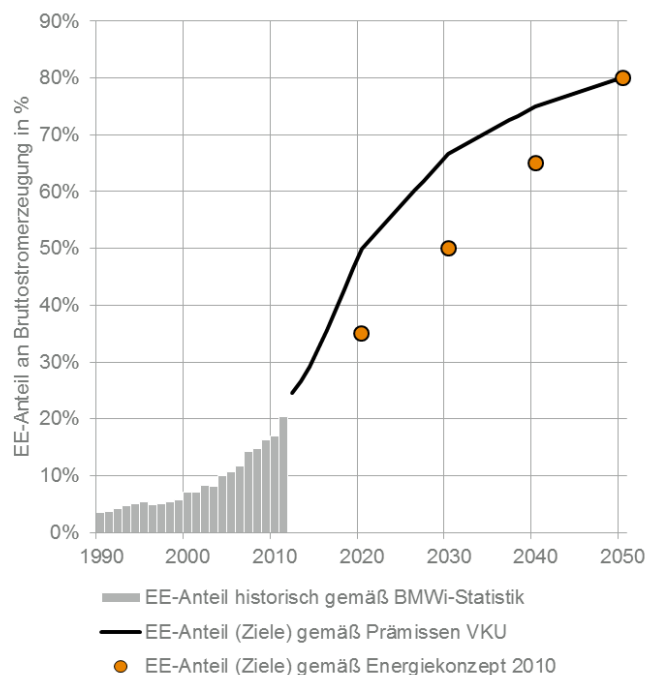


Abbildung 14: Anteil EE an Bruttostromerzeugung

Die Integration dieser Zielmaßnahmen in den liberalisierten Binnenstrommarkt der Zukunft erfordert neben einer sukzessiven Anpassung des konventionellen Kraftwerkspark vor allem eine Umgestaltung des Marktdesigns. Nur so ist es realistisch, die vorgegebenen ambitionierten Ziele für den EE-Ausbau und Emissionsreduktion in Einklang mit den Bedürfnissen der existierenden Energiemärkte und ihrer Akteure zu realisieren.

¹⁸ Für diese Entwicklungen wird im Rahmen der Modellierungen eine Sensitivität gerechnet (Szenario B).

¹⁹ Bundesregierung, 2010

3.2 Zielsystem für ein zukunftsfähiges Marktdesign

Das Zielsystem legt vor Beginn der inhaltlichen Analyse fest, an welchen übergeordneten Zielen sich das Gutachten orientiert. Es dient dabei erstens als Leitgröße für die Identifikation und Bewertung einzelner Marktdesignelemente innerhalb des Gutachtens (d. h. es dient als Rahmen für die inhaltliche Erarbeitung des Marktdesigns). Zweitens wurde das von den Gutachtern vorgeschlagene Marktdesign im Rahmen von Modellberechnungen anhand des zuvor festgelegten Zielsystems untersucht. Dabei wurde analysiert, ob und ggf. in welchem Umfang die zugrunde gelegten Ziele mit dem vorgeschlagenen Energiemarktdesign erreicht werden können.

Das in nachfolgender Grafik zusammengefasste Zielsystem wurde mit dem VKU abgestimmt und wird der Erarbeitung des Gutachtens zugrunde gelegt. Es orientiert sich am klassischen Zieldreieck der Energieversorgung (Kosteneffizienz, Versorgungssicherheit, Umweltgerechtigkeit), welches ergänzt wird um die drei Elemente „Organisation als Markt“, „Transparenz und Einfachheit“ sowie „Europäische Integration“. Diese ergänzenden Elemente sind insbesondere auch für kommunale Energieversorger und Stadtwerke von Bedeutung; sie sollen auch in Zukunft einen fairen Wettbewerb auf den europaweit zusammenwachsenden Energiemärkten ermöglichen, an dem sich weiterhin auch kleinere Marktakteure beteiligen können.



Abbildung 15: Zielsystem des Gutachtens in der Übersicht

3.2.1 Umweltgerechtigkeit

Die Zielsetzung bezüglich Umweltgerechtigkeit manifestiert sich insbesondere in Form der langfristigen Klimaschutzziele, die auf nationaler Ebene für das Zieljahr 2050 auf eine Reduktion um 80 Prozent gegenüber den Basisjahremissionen von 1990 festgelegt sind. Die EU hat ein identisches Langfristziel (-80 Prozent in 2050) festgelegt, verfolgt aber einen anderen Entwicklungspfad mit einer Reduktion um 30 Prozent bis 2030 (in Deutschland 40 Prozent Reduktion bis 2020).

Das Langfristziel bedeutet eine weitgehende Dekarbonisierung der Stromerzeugung bis 2050, wobei EU-weit lediglich eine Festlegung auf CO₂-arme Technologien besteht. So sind neben EE auch Kernenergie und CCS (CO₂-Speicherung) möglich – zwei Technologieoptionen, die in Deutschland entweder gesetzlich (Kernenergie) oder aus Gründen der mangelnden Akzeptanz (CCS) als nicht oder nur schwer realisierbar gelten müssen.

Die nationale als auch europäische Zielsetzung zur Emissionsreduktion – als übergeordnetes Ziel im Bereich Umweltgerechtigkeit – ist durch ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign zwingend zu erfüllen. Für die Zielerfüllung stehen im aktuellen Marktdesign im Wesentlichen die Instrumente Emissionshandel, Ausbau der EE, KWK, sowie Energieverbrauchsreduktion zur Verfügung. Diese werden auch zukünftig die zentralen Steuergrößen für die Erreichung der Emissionsminderungsziele darstellen. Die Zielerfüllung bzw. die Wirksamkeit einzelner Mechanismen kann anhand von Szenarioberechnungen überprüft werden. Umweltgerechtigkeit – in Form der Ziele für Emissionsreduktion, EE/KWK-Ausbau und Effizienzsteigerung – wird als ein zu erfüllendes Ziel für die Entwicklung eines zukunftsfähigen Energiemarktdesigns gesetzt.

3.2.2 Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit ist ein weiteres Zielelement für das zukünftige Marktdesign und Teil des klassischen energiewirtschaftlichen Zieldreiecks. Versorgungssicherheit wird dabei in Bezug auf das vorliegende Gutachten vornehmlich als die jederzeitige räumliche und zeitliche Sicherstellung der Lastdeckung verstanden (Erzeugungssicherheit). Zusätzlich hat Versorgungssicherheit ein Netzelement; hier ist die Übertragung erzeugter Energie und die Belieferung von Kunden zu gewährleisten (Transportsicherheit). Beide Elemente, Erzeugungssicherheit und Transportsicherheit, sind auch in einem zukunftsfähigen Energiemarktdesign sicherzustellen.

Als öffentliches Gut ist Versorgungssicherheit explizit im zukünftigen Marktdesign zu verankern bzw. gezielt in marktliche Anreize zu übersetzen, da Versorgungssicherheit sonst nicht in ausreichendem Maße bereitgestellt wird. Die Natur von Versorgungssicherheit als öffentliches Gut²⁰ leitet sich aus der fehlenden Ausschließbarkeit ab. Aus diesem Grund besteht derzeit seitens der Kunden keine Zahlungsbereitschaft für das „Gut“ Versorgungssicherheit. Deshalb soll das zu entwickelnde Marktdesign die Voraussetzungen dafür schaffen, dass die Versorgungssicherheit in heutigem Umfang erhalten bleibt und der verbraucherseitigen Nachfrage nach Energie bzw. Leistung ein ausreichendes Angebot gegenübersteht. Hierfür sind ggf. neue Marktelemente für die Bereitstellung gesicherter Leistung notwendig.

3.2.3 Kosteneffizienz

Die Belastung von Industrie, Gewerbe sowie privaten Haushalten durch Energiekosten nimmt in der Diskussion um das aktuelle und das zukünftige Marktdesign eine zentrale Rolle ein. Jeder Marktdesignvorschlag wird sich daher auch daran messen lassen müssen, welche Kostenbelastung oder Kostenentlastung er für die Nachfrager mit sich bringt und ob diese Kosten durch die Regeln des Marktdesigns **verursachergerecht**²¹ verteilt werden. Aus diesem Grund wird Kosteneffizienz als eine weitere übergeordnete Zielgröße für die Entwicklung des zukünftigen Marktdesigns gesetzt.

Eine strikte Auslegung des Ziels der Kosteneffizienz würde bedeuten, dass ausschließlich das Marktdesign zu bevorzugen ist, welches kostenminimal ist. Da aber seitens der (Energie-)Politik parallel zum Ziel der Kosteneffizienz weitere Ziele gesetzt worden sind, die nicht alleine der Kostenminimalisierung dienen, denen aber mindestens ebensolche Priorität beigemessen wird,

²⁰ Die Eigenschaft der Versorgungssicherheit als ein öffentliches Gut wird diskutiert. Möglicherweise handelt es sich auch eher um ein Allmendegut. Vgl. hierzu Peek, 2011

²¹ Als verursachergerecht wird von den Gutachtern ein Mechanismus verstanden, der dafür sorgt, dass Nachfrager möglichst genau mit den Kosten belastet werden, die ihre spezifische Nachfrage im Energiesystem verursacht. Vor dem Hintergrund des zunehmend volatileren Umfelds (Residuallast, Strompreise) erfordert dies neben der mengenmäßigen Zuschlüsselung von Kosten ggf. auch eine bessere zeitliche Auflösung und Zuteilung.

ist Kosteneffizienz für das Gutachten als Richtungsziel zu verstehen. Das bedeutet: im Rahmen der anderweitig gesetzten Ziele (u. a. Umweltgerechtigkeit und Versorgungssicherheit) ist vorrangig darauf zu achten, dass die vorgeschlagenen Lösungen kosteneffizient sind.

3.2.4 Organisation als Markt

Ergänzend zum klassischen Zieldreieck der Energiewirtschaft ist für die Erarbeitung eines zukünftigen Marktdesigns insbesondere die Ausgestaltung von Markt- und Wettbewerbselementen (d. h. Regeln für die Marktakteure) relevant. Diese Regeln entscheiden letztendlich über die Attraktivität von bestehenden und neuen Geschäftsmodellen und betreffen die Marktakteure damit ganz unmittelbar. Ein funktionierender marktlicher Wettbewerb sorgt dafür, dass sich leistungsgerechte Erlösstrukturen entwickeln und kosteneffizientes Verhalten der Marktakteure angereizt wird.

Als Anforderung an das in dem Gutachten zu erarbeitende zukünftige Marktdesign wird daher formuliert, dass möglichst umfassende Bereiche sowohl der Investitionssteuerung als auch der Einsatzsteuerung des Energiesystems durch markt- bzw. wettbewerbsbasierte Anreize gewährleistet werden sollen. Der Wettbewerb zwischen Akteuren, aber auch der zwischen Technologien, soll daher durch das zu entwickelnde Marktdesign soweit wie möglich befördert werden. Der Wettbewerb kann dabei sowohl technologieübergreifend als auch technologiespezifisch organisiert werden. Zentral für die produktive Nutzung wettbewerblicher Elemente ist jedoch, dass die dafür geschaffenen oder bereits existierenden Marktplätze eine ausreichende Liquidität aufweisen. Dies bedeutet, dass Anbieter, Nachfrager und ggf. Intermediäre in ausreichender Zahl und mit möglichst geringen Hürden Zugang zu den Marktplätzen haben (vgl. dazu auch nachfolgenden Punkt „Transparenz und Einfachheit“).

Die wettbewerbliche Ausgestaltung bzw. die Organisation als Markt ist dabei nicht als Selbstzweck zu verstehen, sondern nur dort sinnvoll, wo sie dauerhaft funktionierende Geschäftsmodelle für die Marktakteure ermöglicht und ein produktiver Wettbewerb für Kosteneffizienz sorgt. So bleibt das Netz als natürliches Monopol weiterhin als reguliertes Segment erhalten. Eine wettbewerbliche Organisation (im Sinne des Wettbewerbs zwischen einer Mehrzahl von Infrastrukturanbietern) erscheint hier nicht sinnvoll.

3.2.5 Transparenz und Einfachheit

Insbesondere aus Sicht kleinerer Marktakteure (z. B. der vielen vergleichsweise kleinen Stadtwerke in Deutschland) sollte das Marktdesign bzw. die Ausgestaltung der verschiedenen Marktplätze möglichst geringe Hürden für eine aktive Beteiligung an den Märkten darstellen. Gleiches gilt für die Möglichkeit zur Einbindung der Verbraucher, z. B. im Zuge einer zunehmenden Nachfrageflexibilisierung. Einer Vielzahl von Akteuren einen Marktzugang zu ermöglichen, ist einerseits Voraussetzung für eine hohe Liquidität und dient außerdem der Diversifizierung, dem Wettbewerb und damit dem Ziel der Kosteneffizienz.

Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn nicht nur der Energieerzeugungsbereich umfasst wird, sondern durch die gezielte Gestaltung des Marktdesigns auch die Möglichkeit zur Einbindung anderer Akteure (z. B. der Verbrauchsseite) geschaffen wird. Daher ist die Anforderung an das zukünftige Energiemarktdesign zu stellen, dass dieses möglichst transparent und einfach ausgestaltet sein sollte. Zur Transparenz gehört auch, dass die Wirkungsrichtung der Anreize aus dem EMD möglichst klar definiert ist und sich die Anreize nicht vermischen oder gar widersprechen.

3.2.6 Kompatibilität mit dem Europäischen Rahmen

Obwohl Entscheidungen, die die Ausgestaltung des Energiesystems betreffen, zu großen Teilen in den einzelnen Mitgliedsstaaten getroffen werden, stellen Vorgaben der EU auch im Energiebereich einen wichtigen Regelungsrahmen dar. Das gilt insbesondere für die übergeordneten und EU-weit verbindlichen Ziele Klimaschutz, Ausbau der EE und Energieeffizienz sowie das allgemeine Ziel eines wettbewerbsorientierten EU-Binnenmarktes im Energiesektor. Wettbewerbsfähigkeit ist damit ein Grundsatz des Marktdesigns, welcher für die Kompatibilität mit europäischen Vorgaben spricht und zukünftig eine Harmonisierung oder sogar Integration des EMD ermöglichen sollte.

Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklungsgeschwindigkeiten der Marktregularien und der teils unterschiedlichen Zielsetzung auf europäischer Ebene und der Nationalstaaten ist es nicht möglich, das deutsche sowie das europäische Energiemarktdesign für 2050 deterministisch zu bestimmen. Der Fokus des Gutachtens liegt zudem auf dem deutschen Energiemarktdesign. Jedoch muss sich das hier entwickelte Energiemarktdesign an den europäischen Langfristzielen orientieren; weiterhin soll es mit dem Ziel eines wettbewerbsorientierten Energiebinnenmarktes in der EU kompatibel sein (Zielkongruenz).

Kompatibilität mit dem Europäischen Rahmen bedeutet, dass die wesentlichen Elemente des nationalen Energiemarktdesigns für eine eventuelle spätere Erweiterung oder Zusammenfassung mit anderen EU-Märkten geeignet sind, bzw. einer solchen zumindest nicht grundsätzlich entgegenstehen. Vor allem betrifft dies bereits bestehende Mechanismen, wie z. B. den europäischen Emissionshandel, der auch in Zukunft eine Rolle in den nationalen Energiemärkten spielen wird. Ein Energiemarktdesign, welches heute für Deutschland entwickelt und umgesetzt wird, muss die wesentlichen EU-Elemente demnach integrieren.

Mit dieser Zieldefinition ist der allgemeine Rahmen für die Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Energiemarktdesign beschrieben. Daraus können, wie nachfolgend ausgeführt, die zentralen Erwartungen an das zukunftsfähige Energiemarktdesign abgeleitet werden.

3.3 Ableitung allgemeiner Anforderungen an ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign aus dem Zielsystem

Zusammenfassend sind die heutigen Rahmenbedingungen und Anreize des Energiemarktdesigns nicht ausreichend, um in ihrer Einzel- oder Gesamtwirkung die Ziele der Energiewende nachhaltig zu unterstützen. Dies macht die Entwicklung eines integrierten Energiemarktdesigns mit neuen und aufeinander abgestimmten Anreizmechanismen für die unterschiedlichen Marktsegmente notwendig, die für ein reibungsloses technisches und wirtschaftliches Funktionieren der Energiemärkte sorgen.

Nachfolgend werden daher für die in 2.3.2 identifizierten Problemfelder allgemeine Anforderungen aus dem zuvor dargestellten Zielsystem formuliert.

3.3.1 Konventionelle Erzeugung und Speicher

Wesentlicher Nachteil des heutigen Energiemarktdesigns ist, dass nur die Energie vergütet wird und nicht die Vorhaltung sicher verfügbarer Erzeugungskapazität, die bei schwankender Nachfrage (genauer: bei schwankender Residuallast) wesentlich für die Versorgungssicherheit ist. Anders ausgedrückt: Die Vorhaltung sicher verfügbarer Erzeugungskapazität stellt einen Wert dar, dem auch ein angemessener Preis zugeordnet werden sollte.

Um diesen Nachteil zu beseitigen, wird auch für den Bereich der konventionellen Erzeugung und Speicher ein Marktdesignvorschlag erarbeitet, der eine grundlegende Anpassung der

Marktregeln beinhaltet. Ziel ist es, dass die Versorgungssicherheit langfristig gewährleistet bleibt und verlässliche Rahmenbedingungen für Investoren geschaffen werden, welche die Wirtschaftlichkeit der notwendigen Investitionen ermöglichen. Dies erfordert eine Weiterentwicklung bestehender Marktplätze bzw. die Einführung neuer Mechanismen.

Für das im Bereich konventionelle Erzeugung und Speicher zu definierende Marktdesignelement können daher in Bezug auf die oben dargestellten Ziele folgende Anforderungen formuliert werden:

1. Der Mechanismus soll in der Lage sein, die Erreichung der politischen Ziele für den Klimaschutz auf europäischer und auf nationaler Ebene zu ermöglichen (Ziel: Umweltgerechtigkeit und Europäischer Zielrahmen). Dies kann im Bereich der konventionellen Erzeugung u.U. über den europäischen Emissionshandel (EU-ETS) erfolgen.
2. Der Mechanismus soll die Kosten des Zubaus und des Einsatzes konventioneller Anlagen und Speicher effizient gestalten (Ziel: Kosteneffizienz). Im Bereich des Einsatzes bietet der heutige Strommarkt (EOM) diesbezüglich bereits effiziente Anreize. Es sollte jedoch ein Mechanismus ergänzt werden, über den sicher verfügbare Erzeugungskapazität einen Preis bekommt, wenn er als zusätzlicher Erlös erforderlich – und seitens der Nachfrage gewünscht – ist, um eine Investition in Erzeugungskapazität anzureizen. Im vorliegenden Gutachten ist das der Marktplatz für gesicherte Leistungsbereitstellung.
3. Der Mechanismus soll dazu führen, dass konventionelle Erzeugung und Speicher, perspektivisch auch lastseitige Maßnahmen technisch und wirtschaftlich in die Lage versetzt werden, die Versorgungssicherheit des Energiesystems dauerhaft und auf gewohnt hohem Niveau zu gewährleisten (Ziel: Versorgungssicherheit). Dafür müssen sie auch zukünftig verlässlich gesicherte Leistung in jederzeit ausreichendem Maße zur Verfügung stellen.
4. Ein solcher Transfermechanismus für gesicherte Leistung ist wiederum – wo möglich und sinnvoll – marktlich zu organisieren (Ziel: Markt und Wettbewerb). Dies kann z. B. durch eine Allokation der Nachfrage direkt bei den Stromkunden bzw. bei den Vertrieben als den Agenten der Endverbraucher erfolgen.
5. Der Mechanismus soll weiterhin möglichst einfach und transparent gestaltet sein und damit Dezentralität, Diversität und die Beteiligung auch von kleineren Marktakteuren ermöglichen. Dies dient im Bereich der Leistungsbereitstellung z. B. auch der Einbindung der Lastseite und erhöht die Anzahl von Marktakteuren und die Liquidität des Marktplatzes (Ziel: Einfachheit und Transparenz).
6. Der Mechanismus ist so auszugestalten, dass er Planungssicherheit für Investitionen gewährleistet, in dem er für einen ausreichend langen Zeithorizont verlässliche Regeln für die Marktteilnehmer schafft. Planungssicherheit betrifft dabei den Rahmen für die Marktakteure, die Wirtschaftlichkeit einzelner Investitionen ist jedoch im Wettbewerb zu realisieren. Planungssicherheit ist daher nicht zu verwechseln mit einer „staatlichen Garantie“ für die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in konventionelle Kraftwerke oder Speicher.

3.3.2 Erneuerbare Energien

Um die Marktintegration der zunehmenden EE-Anteile gewährleisten zu können, wird in diesem Gutachten für den Bereich der EE ein Marktdesignvorschlag erarbeitet, der eine grundlegende

Anpassung des Fördermechanismus beinhaltet. Dieser EE-Anreizmechanismus soll einerseits sicherstellen, dass der EE-Ausbau weiter fortgeführt wird und die ambitionierten Ausbauziele erreicht werden. Dabei sollen aber zunehmend auch wettbewerbliche Elemente eine Rolle spielen, um die Kosteneffizienz der EE-Förderung zu erhöhen. Weiterhin ist es Ziel, die EE zunehmend als Leitsystem des Strommarktes zu etablieren. Dafür ist es notwendig, Anreize für ein systemunterstützendes Verhalten der Anlagen zu setzen und für eine angemessene Risikoübernahme bei weiterhin bestehender Planungssicherheit zu sorgen.

Für diesen zu entwickelnden Mechanismus können in Bezug auf die oben dargestellten Ziele die folgenden allgemeinen Anforderungen abgeleitet werden:

1. Der Mechanismus soll die Erreichung der politischen Ziele für den EE-Ausbau auf europäischer und auf nationaler Ebene ermöglichen (Ziel: Umweltgerechtigkeit und Kompatibilität mit dem europäischen Zielrahmen). Dafür ist es notwendig, dass in ausreichendem Umfang und über substantielle Zeiträume Förderung bereitgestellt wird. Dies betrifft auch die Technologiedifferenzierung der energiepolitischen Ausbauziele, welche auch in einem neuen Mechanismus umsetzbar bleiben sollen.
2. Der Mechanismus soll die Kosten des EE-Ausbaus (Investitionen) und des Einsatzes der Anlagen (Stromerzeugung) effizient gestalten (Ziel: Kosteneffizienz). Dafür soll ein Wettbewerb um die Förderung ausgelöst werden. Es ist sicherzustellen, dass der über die Zeit deutlich abnehmende Förderbedarf sich auch in einer Reduktion des Förderumfangs niederschlägt und die Förderung langfristig ausläuft, sobald EE sich über Erlöse an den Energiemärkten alleine finanzieren lassen.
3. Der Mechanismus soll Anreize dafür schaffen, dass sich erneuerbare Energien zunehmend an den Gesamtaufgaben des Energieversorgungssystems beteiligen (Zielsystem: Versorgungssicherheit). Dies ist im Kern über die Integration der EE in die Märkte für Arbeit und Leistung zu erreichen.
4. Der Mechanismus soll marktliche bzw. wettbewerbliche Aspekte im Rahmen der Förderung berücksichtigen (Ziel: Markt und Wettbewerb sowie Kosteneffizienz). Dafür sollte ein Wettbewerb um die Förderung ausgelöst werden.
5. Der Mechanismus soll transparent und einfach gestaltet sein und damit Dezentralität, Diversität und die Beteiligung auch von kleineren Marktakteuren ermöglichen (Ziel: Einfachheit und Transparenz).
6. Der Mechanismus soll eine optimierte Koordination des EE-Ausbaus ermöglichen. Dies gilt vor allem für die Entwicklung der EE-Menge (Leistung bzw. Arbeit), an der sich der Netzbau und Netzausbau ausrichten muss. Weitere Steuergrößen, die je nach Bewertung ihrer Priorität zu ermöglichen sind, sind eine Steuerung der Kosten des Ausbaus, der Technologiezusammensetzung sowie der regionalen EE-Mengen. Wie auch für den Bereich der konventionellen Erzeugung formuliert, muss der Mechanismus für die Investoren planungssicher sein.

3.3.3 Energienetze

Ausgehend von der Tatsache, dass das Übertragungs- und Verteilnetz für Strom ein natürliches Monopol darstellen, bezieht sich die Marktdesigndiskussion für den Bereich der Energienetze innerhalb des Gutachtens weniger auf Marktelemente, als auf Regulierungselemente. Jedoch können auch an diese grundlegende Anforderungen aus dem vorgestellten Zielsystem abgeleitet werden. Dies betrifft insbesondere die netzseitige Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit langfristiger Infrastrukturinvestitionen, die beide sichergestellt werden müssen.

Für die Weiterentwicklung des derzeitigen Regulierungsrahmens in Bezug auf die Investitionsanreize können in Bezug auf die oben dargestellten Ziele folgende Anforderungen formuliert werden:

1. Der Regulierungsmechanismus für das Energienetz muss in der Lage sein, die Energienetzinfrastruktur so zu ertüchtigen, dass die politischen Ziele für den Ausbau der EE auf europäischer und auf nationaler Ebene erreichbar werden (Ziel: Umweltgerechtigkeit und Europäischer Zielrahmen). Dies bedeutet, dass die Netzbetreiber Investitionen auch in neue Technologien sowie den Umbau der Netze zur Anpassung an die neuen Versorgungsbedingungen in ausreichendem Umfang tätigen und die Kapitalkosten ohne zeitlichen Verzug auf die Netznutzungsentgelte umlegen können.
2. Der Regulierungsmechanismus soll die Kosten des Ausbaus und der Optimierung der Netze effizient gestalten. Dazu dienen die bereits etablierten Mechanismen Kostenprüfung und Effizienzvergleich mit der anschließenden Festlegung der Erlösbergrenze (Ziel: Kosteneffizienz).
3. Der Regulierungsmechanismus soll sicherstellen, dass die Energienetze technisch und wirtschaftlich in der Lage sind, den sicheren Betrieb des Energiesystems dauerhaft und auf gewohntem Niveau zu gewährleisten (Ziel: Versorgungssicherheit).
4. Der Regulierungsmechanismus soll – sofern in diesem Bereich möglich und sinnvoll – wettbewerbliche Aspekte (z. B. Anreiz- und Qualitätselemente) berücksichtigen (Ziel: Markt und Wettbewerb). Nicht in Frage gestellt wird hingegen der grundsätzliche Regelungsbedarf für das Netz, welches ein natürliches Monopol ist.
5. Der Regulierungsmechanismus soll nicht zu komplex gestaltet sein und damit Dezentralität, Diversität und die Beteiligung auch von kleineren Netzbetreibern ermöglichen (Ziel: Einfachheit und Transparenz). Die ausgelösten Anreize sollen transparent und in ihrer Wirkrichtung eindeutig sein. Auch dieser Mechanismus muss für die Akteure planungssicher sein.

3.4 Eckpunkte eines zukunftsfähigen Energiemarktdesigns

Für den nachfolgend beschriebenen Entwurf eines zukunftsfähigen Energiemarktdesigns werden die folgenden Aussagen als gegeben angenommen, bzw. als Anforderung an das Marktdesign formuliert:

- Der EOM ist ein effizientes Dispatchinstrument und soll deshalb erhalten bleiben: Der EOM ist in seiner heutigen Form als kurzfristiger Handelsplatz für Strom (day-ahead und intra-day) ein effizienter Mechanismus, der den physikalischen Einsatz von Stromerzeugungsanlagen (Dispatch) kostenminimal organisiert. Der auf dieser Grundlage aufbauende Terminmarkt (Börse und OTC) bietet effiziente Möglichkeiten, sich gegen Preisschwankungen abzusichern. Daher bleibt der EOM für das hier vorgeschlagene Marktdesign als Koordinierungsmechanismus für den Kraftwerkseinsatz erhalten und wird möglichst gestärkt. Der EOM bietet jedoch voraussichtlich langfristig keine ausreichenden Investitionsanreize für Kraftwerksinvestitionen und bedarf daher einer Ergänzung.
- Aus der Fokussierung des EOM auf die Dispatchaufgabe leitet sich der Bedarf für einen flankierenden Mechanismus ab, der die absehbar entstehenden Differenzkosten der Bereitstellung gesicherter Leistung im Strombereich kompensiert. Ein solcher Mechanismus für die Vergütung gesicherter Leistung muss im Rahmen des hier vorgeschlagenen Marktdesigns neu entwickelt werden, um den Transfer des in Zukunft immer wichtiger werdenden Systemkostenträgers „Leistungsvorhaltung“ zu gewährleisten. Er soll dabei nicht als „Insellösung“ bestehen und nur einzelne Technologien oder Marktsegmente adressieren, sondern in das gesamte Marktdesign integriert werden. Das bedeutet, dass der Mechanismus für alle Marktakteure zugänglich sein muss, die längerfristig gesicherte Leistung anbieten können. Im Rahmen der Zielvorgaben des Gutachtens ist dieser Mechanismus wettbewerblich und liquide zu gestalten.
- Eine EE-Förderung soll weiterhin sichergestellt werden: Eine vollkostenbasierte Refinanzierung der EE alleine über Erlöse aus Energie- und ggf. Leistungsmärkten ist auf absehbare Zeit nicht oder nur eingeschränkt erreichbar. Denn die Vollkosten der derzeit geförderten EE liegen auch mittelfristig über den möglichen Markterlösen. Dies gilt aktuell für alle EE-Technologien, die durch das EEG gefördert werden und wird sich für einige Technologien nur sehr langfristig, für andere innerhalb des Betrachtungszeitraums bis 2050 voraussichtlich gar nicht verändern.²² Wird also ein weiterer Ausbau der EE angestrebt, wie anhand der EE-Ausbauziele unterstellt, so besteht weiterhin Förderbedarf. Dieser reduziert sich zwar durch Kostensenkungen der EE-Technologien sowie durch die ggf. steigenden Erlöse auf dem EOM- und ggf. dem Leistungs-Markt, jedoch gibt es auch mittel- bis langfristig Bedarf für eine Erstattung der Differenzkosten zwischen Markterlösen und Stromgestehungskosten für erneuerbar produzierte Energie.
- Der EU-ETS soll erhalten bleiben: Der europäische Markt für CO₂-Zertifikate (EU-ETS) ist in seiner grundlegenden Ausgestaltung kosteneffizient und beinhaltet bereits heute die notwendigen Elemente für seine Weiterentwicklung (z. B.: Anpassung der Emissionsmengen und eine internationale Erweiterung).

²² Die Fähigkeit, exemplarischer EE-Technologien, eine Vollkostendeckung alleine über die Erlösmärkte zu erreichen (Marktgängigkeit ohne Förderbedarf), wurde exemplarisch anhand von Modellrechnungen untersucht (vgl. hierzu Abschnitt 4.5.1).

Als etablierter europäischer Steuerungsmechanismus bleibt der EU-ETS daher für das hier vorgeschlagene Marktdesign in seiner grundsätzlichen Funktionalität erhalten und sollte perspektivisch gestärkt werden.

- Die Marktintegration der EE soll erhöht werden: Im Rahmen ihrer Leistungsfähigkeit sollen die EE zunehmend systemrelevante Aufgaben übernehmen (Leitsystem EE) und in die Energiemärkte integriert werden. Sie stehen dann in den verschiedenen Marktsegmenten mit der konventionellen Erzeugung im Wettbewerb. Dies betrifft nicht nur den EOM, sondern auch den zu entwickelnden Leistungsmarkt sowie die Märkte für Regel- und Ausgleichsenergie.
- Die Netze bleiben reguliert: Energienetze sind ein natürliches Monopol, sie unterliegen daher auch zukünftig einer Regulierung durch den Staat. Dies bedeutet, dass im Rahmen der Anreizregulierung die zulässigen Erlösbergrenzen auf Basis einer Kostenprüfung mit anschließendem Effizienzvergleich festgelegt werden. Um den erforderlichen, aber auch günstigen Netzausbau und Netzausbau voranzutreiben, sollten sich die Investitionen insbesondere in den Verteilnetzen im Rahmen der Anreizregulierung nicht nachteilig auswirken.

Basierend auf dem definierten Zielsystem kann auf Basis dieser Annahmen das folgende zukunftsfähige und integrierte Energiemarktdesign formuliert werden. Dabei werden die verschiedenen Bereiche des Energiesystems nicht isoliert betrachtet, sondern im Hinblick auf das Zielsystem möglichst integriert analysiert und optimiert.

4 Zentrale Erkenntnisse der Modellrechnungen

Im folgenden Abschnitt werden die zentralen Erkenntnisse der Modellierung mit direkter Relevanz für die Ausgestaltung des Marktdesigns dargestellt. Auf eine detaillierte Darstellung der verwendeten Modelle, der Prämissen und eine vertiefende Diskussion der Ergebnisse wird an dieser Stelle bewusst verzichtet; diese Informationen werden in einem separaten Datenanhang ausgewiesen. Ausgewählte Annahmen und Ergebnisse der Berechnungen sind im nachfolgenden Abschnitt dargestellt.

4.1 Kurzzusammenfassung der Modellergebnisse

• Konventionelle Kraftwerke

- Der Ausbau der EE führt nicht zu einer substanziellen Reduzierung der vorzuhaltenden gesicherten Erzeugungskapazitäten im System, bei gleichzeitig starkem Rückgang der erzeugten Arbeit aus konventionellen Kraftwerken. Im Ergebnis nimmt die durchschnittliche Einsatzdauer der konventionellen Kraftwerke stark ab; der Bedarf an Leistungsvorhaltung bleibt hingegen weitgehend bestehen.
- Der Bedarf an neuen flexiblen (konventionellen) Kraftwerkskapazitäten steigt über den Betrachtungszeitraum - insbesondere bis 2030 - stark an. Diese Anlagen sind zwar für die Erzeugungssicherheit notwendig, jedoch nicht in der Lage, im bestehenden Marktdesign (EOM) eine ausreichende Wirtschaftlichkeit zu erzielen. Sie benötigen deshalb weitere Erlösbestandteile aus einem Markt, der gesicherte Leistungsbereitstellung honoriert (Leistungsmarkt).

• Erneuerbare Energien

- Unter den Annahmen der Modellrechnungen werden wesentliche Anteile EE im Betrachtungszeitraum wettbewerbsfähig, sie erreichen die „Marktparität“ und können daher – ohne zusätzliche Förderung – vollständig in die Energiemärkte integriert werden. Der Zeitpunkt der Marktparität ist abhängig von der Entwicklung der Investitionskosten für die einzelnen Technologien und dem Marktpreisniveau, welches durch die Entwicklung der Brennstoffpreise und Emissionsrechte fundamental beeinflusst wird.
- Weiter zeigen die Ergebnisse, dass ein massiver Ausbau der EE auf einen Anteil von 80 Prozent an der Stromerzeugung ohne Synchronisation mit dem existierenden Erzeugungsmarkt und ohne flankierende Maßnahmen zu starken Ineffizienzen führt. Diese schlagen sich in erhöhten Systemkosten für die Stromversorgung nieder.
- Um die Ausbauziele zu erreichen und Ineffizienzen bei dem angestrebten Ausbau zu minimieren, müssen Maßnahmen getroffen werden, welche die regionalen Ungleichgewichte zwischen EE-Erzeugung, Nachfrage und konventioneller Erzeugung überwinden können. Hierfür stehen verschiedene Flexibilitätsoptionen zur Verfügung (z. B. Netzausbau und -ertüchtigung, Speicher, Methanisierung, Lastkappung, Kraftwerkszubauten).
- Unter den getroffenen Modellannahmen ist der Netzausbau und Netzausbau auf der Verteil- und Übertragungsnetzebene die kosteneffizienteste Lösung für die Integration der EE in das Stromversorgungssystem (vgl. Abschnitt 4.8).

So kann das Potential der EE möglichst vollständig integriert werden.²³ Andere Maßnahmen können dies nur technisch unvollständig oder zu höheren Gesamtkosten leisten.

- **CO₂-Reduktion und Klimaziele**

- Der unterstellte Ausbau der EE führt ohne die Erweiterung des bestehenden Systems (d. h. ohne weiteren Netzausbau oder die Einbindung von Flexibilitätsoptionen) zu umfangreichen systembedingten Abregelungen von EE-Produktion. Dies ist nicht kosteneffizient und führt außerdem dazu, dass trotz ausreichend verfügbarer EE-Leistung das angestrebte CO₂-Reduktionsziel (-80Prozent bis 2050) nicht erreicht wird.
- Das gesetzte CO₂-Ziel kann (bei gleichem Ausbau der EE-Leistung) durch einen synchronen Ausbau bzw. die Ertüchtigung der Verteil- und Übertragungsnetze erreicht werden.

- **Stromnetze**

- Um eine effiziente Systemintegration der EE zu ermöglichen und die Emissionsreduktionsziele zu erreichen besteht Bedarf für einen umfangreichen Ausbau bzw. eine Ertüchtigung der Verteil- und Übertragungsnetze. Dies betrifft insbesondere die Verteilnetze, in denen für die Aufnahme und den Transport von EE-Strom Investitionen im Umfang von rund 15 Mrd. € bis 2050 realisiert werden müssen.
- Eine Integration der EE in die Netze kann am kosteneffizientesten durch den Einsatz von innovativen Netzertüchtigungsmaßnahmen erfolgen. Diese sind ein optimierter Blindleistungsaustausch mit den Erzeugungsanlagen (cos-φ-Anpassung) und der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren auf der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene sowie das Freileitungs- und Auslastungs-Monitoring und Netzausbau auf der Hochspannungs-Ebene.
- Der Netzausbau ist deutlich günstiger als das Abregeln der erneuerbaren Erzeugung, weil die abgeregelte Energie aus anderen Quellen bereitgestellt werden muss. Weil die Kosten von Redispatch auf die Netzentgelte umgelegt werden, führt der Netzausbau in Summe zu sinkenden Netzentgelten.

4.2 Kurzdefinition der Marktszenarien

Bei den hier auszugsweise vorgestellten Analysen handelt es sich um modellgestützte Szenarioberechnungen (Fundamentalbetrachtungen) des europäischen Strommarktes sowie Berechnungen für generische Verteilnetze (≤ 110 kV) in einem Bottom-up-Ansatz. Es ergeben sich damit in Summe vier verschiedene Marktszenarien, die nachfolgend näher erläutert werden.

- Die Berechnungen wurden für zwei unterschiedliche Nachfrageentwicklungen durchgeführt: Szenario A: konstante Nachfrage, Szenario B: Rückgang der Stromnachfrage um rund 25 Prozent bis 2050.
- Zusätzlich wird zwischen dem Szenario „Status quo“ (kein Netzausbau gegenüber dem heutigen Zustand zzgl. der EnLAG-Maßnahmen) sowie dem Szenario „Netzausbau“

²³ In diesem Zusammenhang wurde anhand von Optimierungsrechnungen analysiert, mit welchen Flexibilitätsoptionen die Integration der EE-Produktion in das Versorgungssystem kostenminimal realisiert werden kann (vgl. Abschnitt 4.9).

(Beseitigung der Netzengpässe durch Ertüchtigung und Um- und Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze) unterschieden.

- Die Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen lehnen sich an den WEO 2012 („new policies scenario“) an, die unterstellten Entwicklungspfade der EE orientieren sich an der BMU Leitstudie 2011 mit einer regionalen Verteilung, die dem Netzentwicklungsplan Strom (Szenario B) entspricht.

4.3 Konventionelle Erzeugung

Im Ergebnis zeigen die durchgeführten Berechnungen, dass trotz des starken Zubaus an erneuerbarer Leistung, der Bedarf an konventionellen Kraftwerkskapazitäten über den gesamten Betrachtungszeitraum auf einem ähnlich hohen Niveau verharrt. Die konventionellen Kraftwerkskapazitäten decken mit 80 - 90 GW (Szenario A) und 70 - 80 GW (Szenario B) damit auch zukünftig und trotz des erheblichen EE-Ausbaus nahezu die vollständige Spitzenlast ab (vgl. Abbildung 16).

Einen deutlichen Einfluss auf den Bedarf an konventionellen Kraftwerkskapazitäten hat hingegen die Nachfrageentwicklung: ein sinkender Strombedarf, der mit einer proportionalen Absenkung der Spitzenlast einhergeht, senkt auch die notwendige Leistungsvorhaltung ab. Dies stellt den wesentlichen Unterschied zwischen den Szenarien A und B dar. Dies zeigt auch, dass die Absenkung der Spitzenlast sich direkt in einer Reduktion der Leistungsvorhaltung niederschlägt; dies kann nicht nur durch einen pauschalen Nachfragerückgang erreicht werden, sondern auch durch gezielte Nachfrageflexibilisierung – beispielsweise durch Anreize aus einem Leistungsmarkt.

Eine starke Veränderung vollzieht sich innerhalb der Struktur des konventionellen Kraftwerksparks, welche maßgeblich durch den Ausbau der EE ausgelöst wird. Während sich der Bedarf an konventionellen Kraftwerksleistungen, wie dargestellt, in etwa auf gleichem Niveau bewegt, steigt der Bedarf an gesicherter Spitzenleistung im Betrachtungszeitraum stetig an; dadurch ändert sich die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks nachhaltig. Der Bedarf an klassischen Grund- und Mittellastkraftwerken, die in der Vergangenheit den Erzeugungsmarkt prägten, geht hingegen stark zurück. Abbildung 16 macht diese Strukturveränderung deutlich. Die Grafik zeigt die Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten und hebt in diesem Zusammenhang die Entwicklung der benötigten gesicherten Spitzenleistung hervor, welche modellendogen durch eine „synthetische Gasturbine“ (sGT) dargestellt werden.

Die synthetische Gasturbine steht in den Modellrechnungen synonym für den Bedarf an gesicherter Spitzenleistung. Dies ist Leistung, die für das Funktionieren des Stromversorgungssystems notwendig ist, aber nur sehr geringe Einsatzstunden aufweist und daher betriebswirtschaftlich bei alleiniger Vergütung des produzierten Stroms nicht darstellbar ist. In der Modellierung wird dem Stromversorgungssystem durch das Konstrukt der sGT so viel gesicherte Spitzenleistung zur Verfügung gestellt, wie zur Deckung der Last benötigt wird. Im Rahmen der Analyse wird sodann überprüft, in welchem Umfang und in welcher Struktur diese Kapazitäten abgerufen worden sind. Die Preisstellung dieser Kapazitäten entspricht der Kostensituation einer Gasturbine, die sich am äußeren rechten Rand der Merit-Order-Kurve (Angebotsfunktion von Kraftwerkskapazitäten) befindet. Die Einsatzstruktur der sGT stellt daher die Anforderungen an die Leistungsbereitstellung dar.

Grundsätzlich stehen für die Erfüllung der Funktion der sGT diverse Flexibilitätsoptionen zur Verfügung, die technisch geeignet sind, den Spitzenleistungsbedarf angebotsseitig (Kraftwerke), lastseitig (Lastflexibilisierung) oder auch kombiniert (Netzausbau, Speicher, etc.) zu befriedigen.

Die für die Modellierung verwendete sGT stellt somit einen Platzhalter für Technologien dar, die die benötigten Flexibilitäten im System verlässlich bereitstellen können. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten und hebt in diesem Zusammenhang die Entwicklung der gesicherten Spitzenleistung (sGT) hervor. Diese Spitzenlastkapazitäten steigen im Betrachtungszeitraum in allen Modellbetrachtungen stark an.

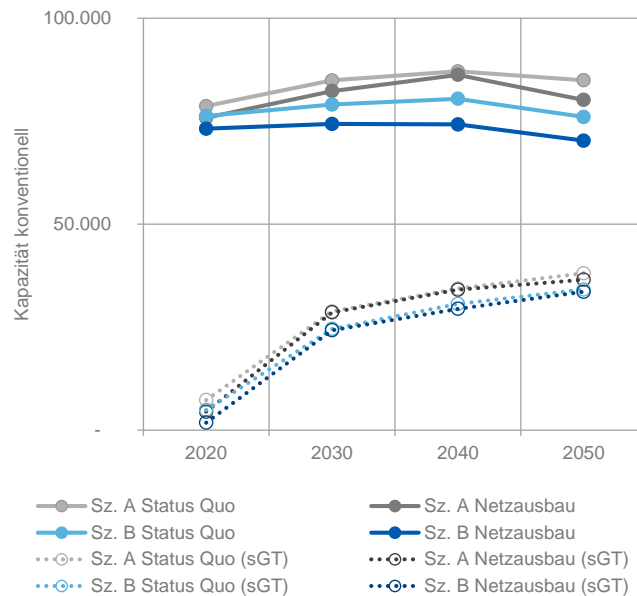


Abbildung 16: Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten im Vergleich zum wachsenden Bedarf an flexiblen Kraftwerkskapazitäten (symbolisiert durch synthetische Gasturbine „sGT“) [MW]

Unter den zugrunde gelegten Prämissen werden zukünftig an konventionellen Kapazitäten keine Kohle-, sondern ausschließlich Gaskraftwerke zugebaut. Dies entspricht der Kostenstruktur der konventionellen Erzeugung in den Szenarien, die zu diesem modellendogenen Kraftwerkszubau führt. Die abnehmende Stromnachfrage (Szenario B) und der Netzum- und -ausbau (Szenario A und B mit Netzausbau) reduzieren den Ausbaubedarf an konventionellen Kraftwerken gegenüber den Szenarien ohne der Netzum- und -ausbau (Status quo).

Der Zubau teilt sich dabei in konventionelle Kraftwerke (GuD/KWK) und den Bedarf an flexibler Kraftwerksleistung (sGT – vgl. obige Abbildung) auf. Der Zubau von zusätzlicher gesicherter Leistung wird ab den 2020er Jahren notwendig; vor allem im Zuge der Stilllegung größerer Anteile des konventionellen Bestandskraftwerksparks, insbesondere der Kernkraftwerke. Der Anteil der gasbefeuerten Kraftwerke (GuD, Gas-KWK) steigt in allen Szenarien auf rund 90 Prozent der installierten konventionellen Leistung an.

Wie in nachfolgender Abbildung dargestellt, gibt es einen stark wachsenden Bedarf an gesicherter, aber wenig eingesetzter Kraftwerksleistung (synthetische Gasturbine). Der größte Zuwachs erfolgt hier zwischen 2020 und 2030. Diese Anlagen erreichen jedoch in den Modellierungen keine ausreichende Wirtschaftlichkeit im bestehenden Marktdesign.²⁴ Bei sehr geringen Einsatzzeiten erzielen sie im EOM nahezu keine Deckungsbeiträge auf die Fix- und Kapitalkosten.

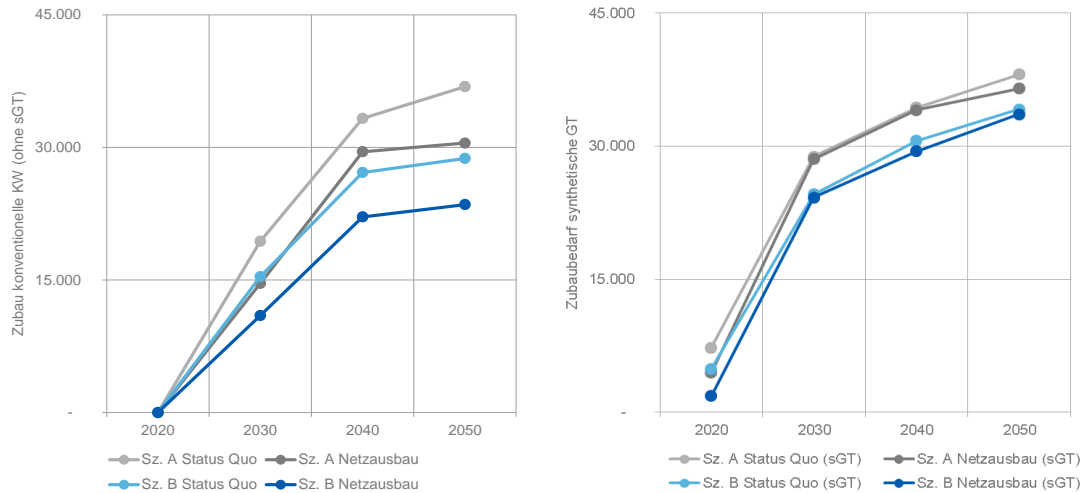


Abbildung 17: Zubau konventioneller Kraftwerke (ohne sGT; links) und Zubaubedarf synthetische Gasturbine (rechts) in MW

Diese Analysen unterstützen die Argumentation, dass das bestehende Marktdesign strukturell nicht in der Lage ist, den wachsenden Bedarf nach flexibler Kraftwerksleistung anzureizen und im Betrieb dann auch zu finanzieren und dass es vor diesem Hintergrund notwendig wird, ein zusätzliches Erlössegment im Erzeugungssektor zu etablieren, in dem die Bereitstellung gesicherter Leistung honoriert wird. Die Analyse unterstreicht somit die Notwendigkeit der Einführung eines Kapazitätsmechanismus, um den Bedarf an gesicherter Leistung in der Transformationsphase des Energiesystems – insbesondere im Zeitraum bis 2030 – aber auch danach zu realisieren.

Dem dargestellten Ausbaubedarf liegt die Annahme zugrunde, dass die Nachfrage nach Strom in der aktuellen Situation zu großen Teilen als unflexibel anzunehmen ist. Gleichermäßen wird damit deutlich, dass eine Flexibilisierung der Nachfrage erheblichen energiewirtschaftlichen Mehrwert durch die Vermeidung von Investitionen generieren kann. Dies ist ein wesentlicher Ansatzpunkt für den Vorschlag eines nachfragebasierten Leistungsmarktes im iEMD.

²⁴Modelltechnisch wurde innerhalb der Berechnungen dem Markt diese synthetische Gasturbine in dem Umfang zur Verfügung gestellt, wie dies zur Absicherung der Nachfrage notwendig war. Im Nachgang wurden die Einsatzstrukturen stundenscharf analysiert und daraus der Bedarf an flexiblen Kraftwerksleistungen ermittelt.

Wenn sich Spitzenlastkraftwerke (symbolisiert durch den Mechanismus der hier analysierten sGT) am EOM nicht refinanzieren können, so stellt sich die Frage, in wie weit der Strommarkt für den konventionellen Kraftwerkspark zukünftig überhaupt noch erlösrelevant ist. Dies wurde in der Modellierung ebenfalls untersucht und ist in nachfolgender Abbildung dargestellt. Die Abbildung zeigt eine Auswertung der Vollbenutzungsdauern des konventionellen Kraftwerksparks, der um die synthetische Gasturbine bereinigt ist.

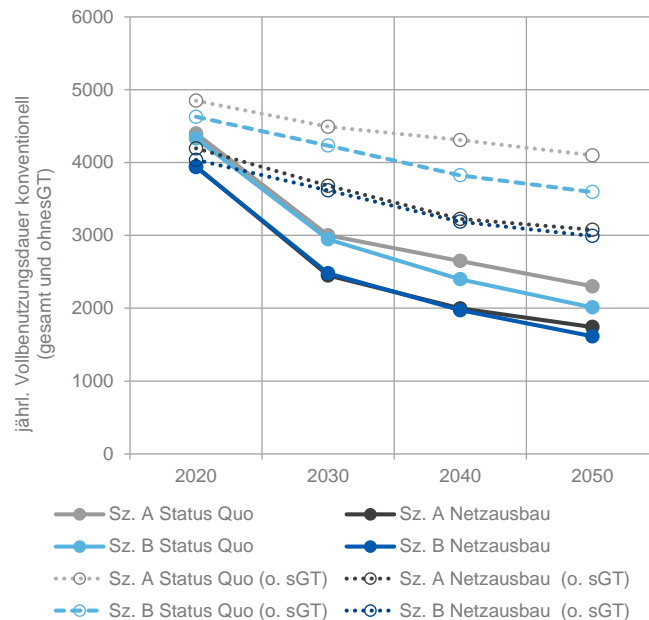


Abbildung 18: Auslastungsdauern konventioneller Kraftwerke

Es zeigt sich, dass die Einsatzdauern konventioneller Kraftwerke zwar nach wie vor über den Betrachtungszeitraum rückläufig sind, sich die Rückgänge aber in Bereichen bewegen, die mit modernen Kraftwerken noch wirtschaftlich darstellbar sind. Dies trifft zumindest für neue GuD-Anlagen zu, die im Gegensatz zu Kohlekraftwerken, deutlich weniger kapitalintensiv sind und daher mit einer geringeren Zahl von Volllaststunden eine Vollkostendeckung erreichen können. Weiterführende Analysen haben deutlich gemacht, dass der Strommarkt für effiziente GuD-Anlagen auch zukünftig die zentrale Erlösquelle darstellt und einen wesentlichen Deckungsbeitrag liefern kann.

4.4 Abschätzung des KWK-Potenzials

GuD und Biomasse-Anlagen weisen bei entsprechenden Vollbenutzungsdauern und dem Bestehen einer ausreichenden Wärmenachfrage in räumlicher Nähe Potenzial für die KWK-Nutzung auf. In den ausgewerteten Szenarien liegt die Stromerzeugung aus GuD und Biomasse im Jahr 2050 kumuliert bei rund 35 Prozent der gesamten Stromerzeugung. Ab Mitte der 2020er Jahre besteht somit das Potenzial, das Energiewendeziel von 25 Prozent KWK-Stromerzeugung zu realisieren und langfristig zu halten.

Voraussetzungen für diese Zielerfüllung sind (1) eine hinreichende Nachfrage nach in KWK erzeugter Wärme, (2) eine hinreichende Förderung der Erzeugung in effizienter KWK und (3) eine flexible Auslegung der KWK-Anlagen, insbesondere durch Wärme- und Kältespeicher.

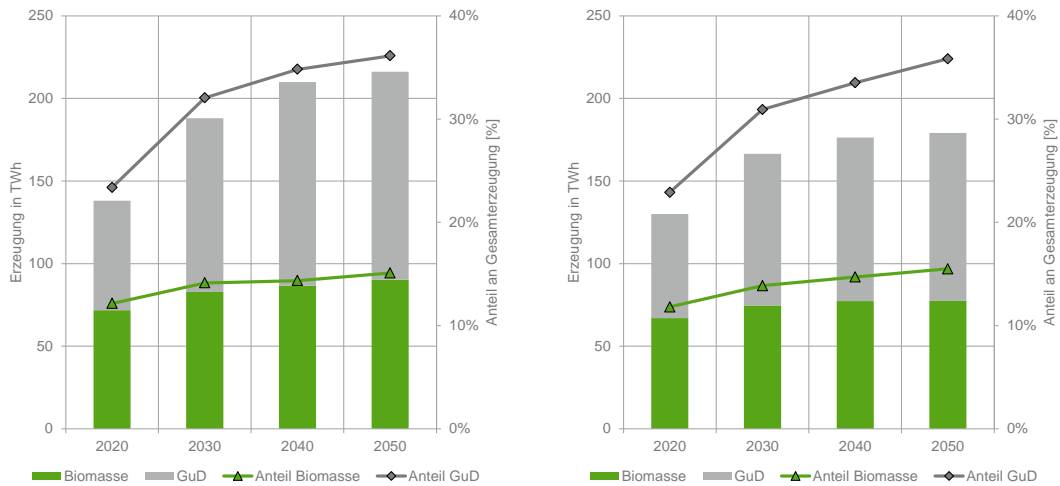


Abbildung 19: Erzeugung aus GuDs und Biomasse [TWh und Anteil an der Gesamterzeugung] im Szenario A mit Netzausbau (links) und im Szenario B mit Netzausbau (rechts)

4.5 Erneuerbare Energien

EE werden zukünftig durch den politisch gewollten Ausbau zum Leitsystem des Erzeugungsmarktes, sie stellen einen Großteil der installierten Kapazitäten dar. Nachfolgende Abbildung zeigt die Kapazitätsentwicklung der EE (gesamt), die in den vorliegenden Betrachtungen als Prämisse vorgegeben wurde.²⁵

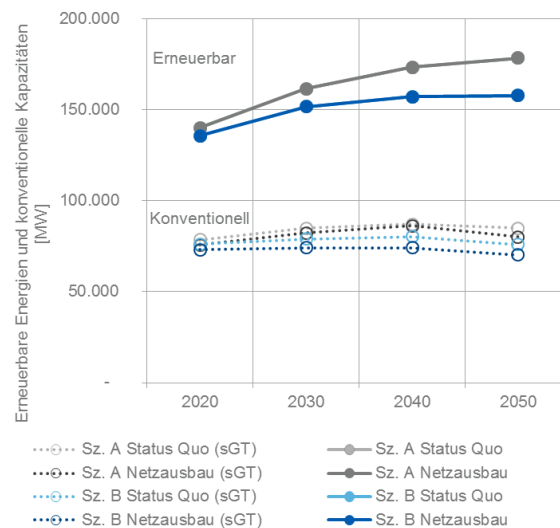


Abbildung 20: Entwicklung Erneuerbarer und konventioneller Kapazitäten [MW]

²⁵Der EE-Ausbaupfad wird in Hinsicht auf die Erreichung der EE-Ausbauziele exogen vorgegeben; er basiert auf den Ergebnissen der aktuellen BMU Leitstudie, ergänzt um die im EEG 2012 eingeführte Mengendeckelung der Photovoltaik (52.000 MW).

Demgegenüber gestellt werden die konventionellen Kapazitäten, die sich aus dem heutigen Kraftwerksbestand und den Modellberechnungen ergeben.

Bereits in 2020 übersteigt die installierte Leistung der EE die konventionellen Kapazitäten um ca. den Faktor 2. Um den Anteil von 80 Prozent Erzeugung zu erreichen, nimmt diese Überdeckung im Zeitverlauf weiter zu.

4.5.1 Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien

In diesem Abschnitt wird die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit und Marktfähigkeit der EE zusammengefasst; alle dargestellten Kosten- und Erlöswerte sind real (Basis 2012) angegeben. Die Analyse der Wirtschaftlichkeit der EE erfolgt anhand der EOM-Erlöse und stellt diesen annuitätische Fix- und Kapitalkosten gegenüber. Die angenommenen Kosten repräsentieren dabei jeweils Neuanlagen mit Inbetriebnahme in dem jeweiligen dargestellten Jahr. Negative Werte bedeuten, dass eine neue EE-Anlage, die in dem gezeigten Jahr in Betrieb geht, mit den hinterlegten Kosten- und Erlösannahmen ohne Förderung nicht wirtschaftlich ist und daher von einem rationalen Investor nicht realisiert würde. Die „Nulllinie“ repräsentiert damit das Erreichen der Wirtschaftlichkeit zu Großhandelsstrompreisen (Marktparität).

Auf dieser Basis kann ermittelt werden, wann die Marktparität erreicht wird und eine Förderung zur Deckung der Vollkosten (d. h. der Fix- und Kapitalkosten sowie der variablen Kosten) nicht mehr nötig ist. Standortunterschiede (diese sind vor allem relevant bei Wind-Onshore) werden in der Betrachtung an dieser Stelle nicht explizit ausgewiesen, zeigen aber eine deutliche Spannweite der Erlöse. Damit ist das Erreichen der Marktparität abhängig von der Kostenentwicklung der EE, der Entwicklung der Marktpreise sowie der anlagenspezifischen Erzeugungsmenge und -struktur der EE.

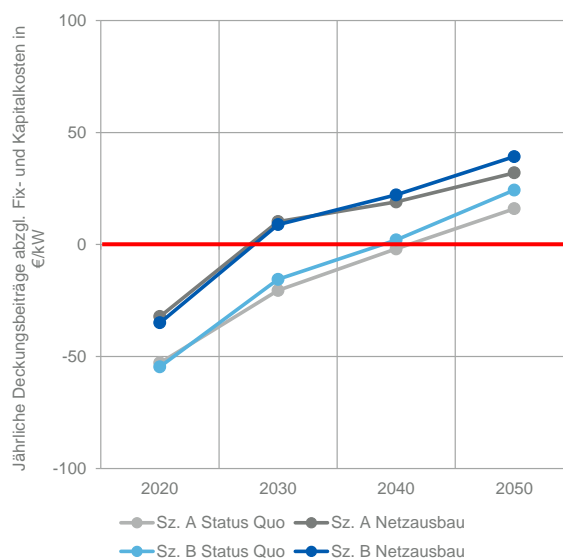


Abbildung 21: Marktwert Wind-Onshore

Die Erträge von Wind-Onshore liegen in Szenario B – Status quo deutlich unter denen der anderen Szenarien. Dies liegt an der vergleichsweise hohen Abregelung der Wind-Onshore Erzeugung auf Verteilnetzebene, die direkte Auswirkungen auf die absoluten Erträge hat.

Für Wind-Offshore hingegen liegen in demselben Szenario (Szenario B – Status quo) die Erträge über denen der anderen Szenarien. Dies liegt ebenfalls an der Abregelung der Wind-Onshore-Erzeugung auf der Verteilnetzebene, die zunächst die Netzengpässe auf der

Höchstspannungsebene für Wind-Offshore-Anlagen deutlich reduziert und damit einer Abregelung der Wind-Offshore-Erzeugung entgegenwirkt.

Zusätzlich haben die abgeregelten Wind-Onshore-Mengen, die erzeugungsseitig durch konventionelle Kraftwerke ersetzt werden müssen, preislich einen deutlichen Effekt, der auf den absoluten Ertrag der Wind-Offshore-Anlage steigernd wirkt. Die Status-quo-Betrachtung für das Szenario A zeigt die Auswirkungen der Wind-Onshore-Abregelung (auf der Verteilnetzebene) weniger deutlich. Ein Grund dafür ist die konstante Nachfrage (im Vergleich zu Szenario B mit einer Nachfragereduktion von 25 Prozent), wodurch die Abregelung weniger stark ausfällt (~10 Prozent im Vergleich zu ~20 Prozent). Die Erträge in einzelnen Regionen (bspw. Region Nord) unterscheiden sich durchaus zwischen der Status-quo-Betrachtung und dem Szenario mit Beseitigung der Netzengpässe, diese fallen bei einer deutschlandweiten Betrachtung allerdings weniger stark ins Gewicht. Die Wirtschaftlichkeit der EE auf Basis der EOM-Erlöse unterscheidet sich zwischen den Szenarien nicht grundsätzlich. Die Abregelung von Wind-Onshore (Szenario A und B ohne Beseitigung der Netzengpässe) reduziert deren Erträge jedoch, insbesondere in Szenario B.

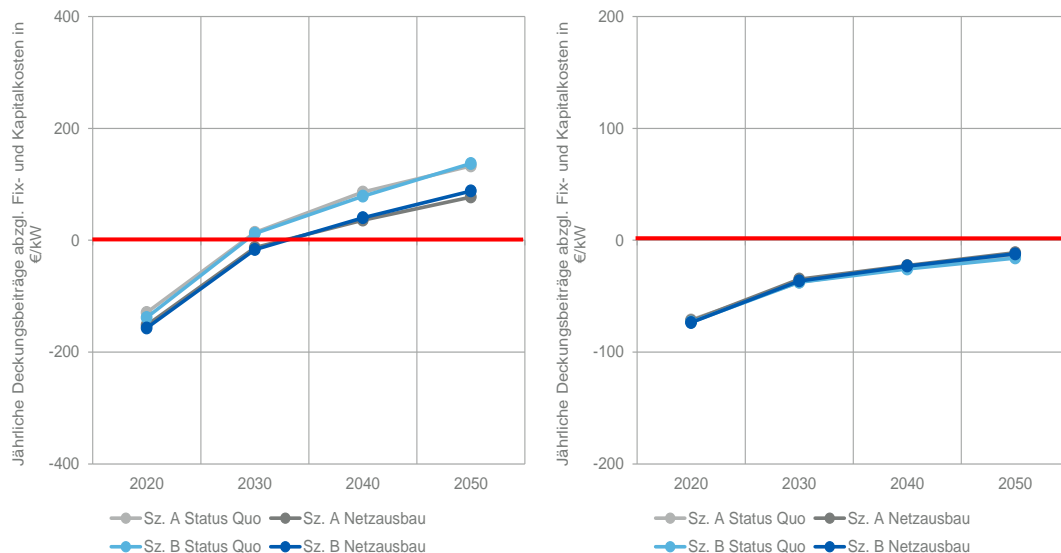


Abbildung 22: Marktwert Wind-Offshore (links) und Marktwert PV (rechts)

Die Abbildungen zeigen, dass alle EE-Technologien einen abnehmenden Förderbedarf haben. Wind (Onshore und Offshore) wird bei den unterstellten Kosten- und Marktentwicklungen gegen Mitte des Betrachtungszeitraumes ohne zusätzliche Förderung die Wirtschaftlichkeit erreichen, während die Wirtschaftlichkeit von PV im Betrachtungszeitraum erst zum Ende des Betrachtungszeitraumes absehbar wird.²⁶

Auf Basis der Prämissen führt das Erreichen der Wirtschaftlichkeit in den analysierten Marktszenarien zu keinem über die festgelegten Ausbaupfade hinausreichenden Zubau der EE.

²⁶Dies bezieht sich auf die am Großhandelsmarkt erzielbaren Erlöse. Zeitlich vor Erreichen der Marktparität können Technologien die Wettbewerbsfähigkeit zu Endkundenpreisen erreichen („Netzparität“). Das vorliegende Gutachten propagiert im Bereich der Kostenwälzung der EE-Förderung eine Reduktion der Umlageeffekte, die heute zu einer starken Abweichung zwischen Netz- und Marktparität führen, so dass die Marktparität (nicht die Netzparität) zur Leitgröße für die Wirtschaftlichkeit von EE werden kann. Bei dieser Betrachtung ist weiterhin zu berücksichtigen, dass die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Technologien sehr stark von den Kostenentwicklungen dieser Technologien sowie den Entwicklungen im Brennstoff- und CO₂-Bereich abhängig sind. Die Entwicklungen dieser Faktoren sind bei einem solch langen Betrachtungszeitraum natürlich mit Unsicherheiten behaftet.

Die Analyse der Wirtschaftlichkeit soll daher lediglich darstellen, ab welchem Zeitpunkt die betrachteten EE-Technologien, bei Zugrundelegung der Marktszenarien, wettbewerbsfähig wären.

Bei allen Unsicherheiten, die mit der Beurteilung eines solch langen Betrachtungszeitraumes verbunden sind, lässt sich dennoch festhalten, dass wesentliche Teile der Erneuerbaren zukünftig keinerlei Förderbedarf mehr besitzen und im Wettbewerb mit konventionellen Kraftwerken bestehen können. Das heißt auch, dass sie sich in ein wettbewerbles Marktdesign integrieren lassen.

4.5.2 Kostenentwicklung der Erneuerbaren Energien

Die unterstellten Kapital- und Fixkosten (vgl. Abbildung 23) der EE sowie Finanzierungsdauer und Zinssätze basieren auf der aktuellen BMU-Leitstudie.²⁷

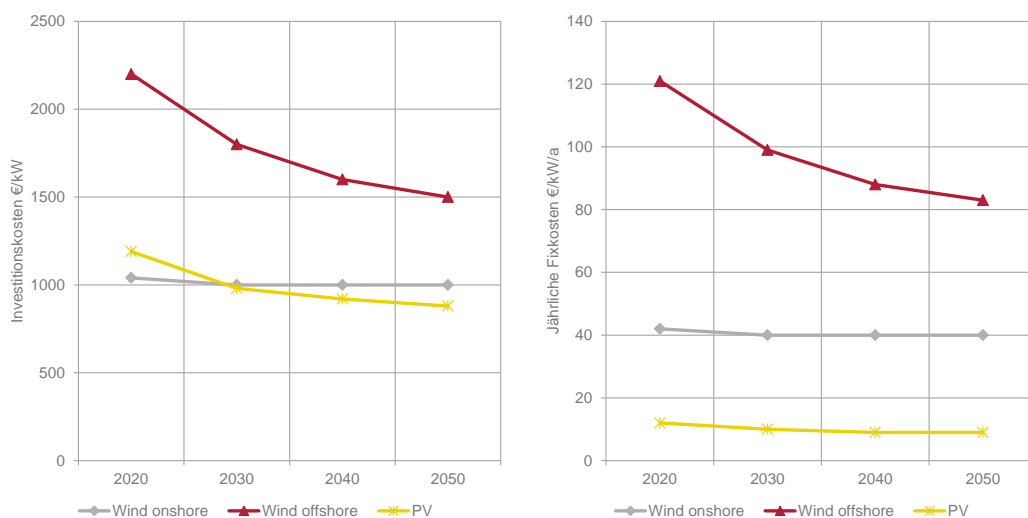


Abbildung 23: Spezifische Investitionskosten [€/kW] und jährliche Fixkosten [€/kW/a]

Es ist an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass Annahmen über die Kostenentwicklung von EE-Technologien über bis zu 40 Jahre in die Zukunft mit großen Unsicherheiten behaftet sind. So gibt es eine Vielzahl von Studien, die teils stärkere/schnellere bzw. langsamere/schwächere Kostensenkungen prognostizieren.

Das Erreichen der Marktparität hängt darüber hinaus von der unterstellten Strompreisentwicklung ab, so dass Aussagen zur Marktparität der EE tatsächlich nur einen zeitlichen Horizont aufzeigen können. An dieser Stelle sei auch darauf hingewiesen, dass den Berechnungen Annahmen hinsichtlich der Volllaststunden der Technologien zu Grunde liegen. Die Berechnungen repräsentieren daher typische Standorterträge, von denen es aber regional zu Abweichungen kommen kann.

Dennoch wird durch diese Herangehensweise, bei allen Unterschieden in den Kostenansätzen, folgendes deutlich: Es ist zu erwarten, dass ein Großteil der EE-Technologien allein auf Basis der Markterlöse wettbewerbsfähig wird. Ein neues Marktdesign muss dies in den auszugestaltenden Marktplätzen und -regeln berücksichtigen.

²⁷ Vgl. Nitsch et al., 2012.

4.6 CO₂-Emissionen

In nachfolgender Abbildung ist die Entwicklung der CO₂-Emissionen (Stromerzeugung) dargestellt. Demgegenüber gestellt sind die politisch angestrebten Reduktionen gemäß Energiekonzept 2010, die proportional auf den Strombereich übertragen wurden.

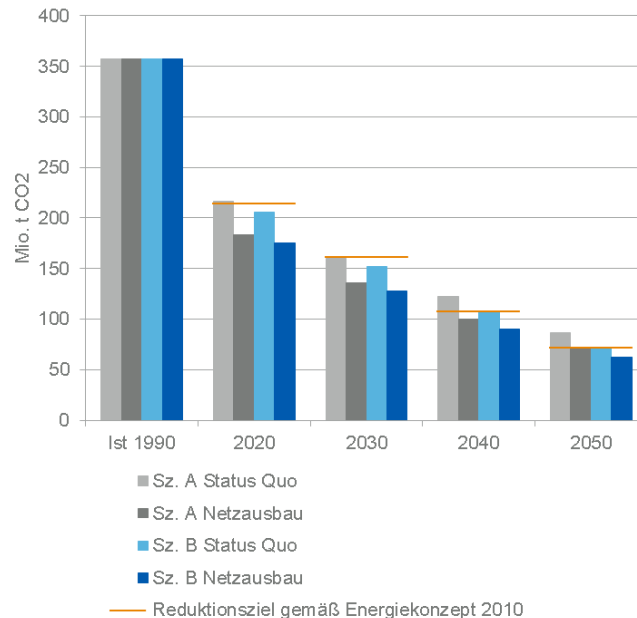


Abbildung 24: Entwicklung CO₂-Emissionen

Die angestrebten CO₂-Emissionsziele werden zunächst bis 2030 in allen ausgewerteten Szenarien aufgrund des hohen EE-Ausbaus (50 Prozent EE-Anteil an der Erzeugung in 2020) erreicht. Obwohl im Szenario B EE-Produktion wegen fehlender Übertragungskapazitäten im Netz abgeregelt werden müssen, kompensiert der Nachfragerückgang dies weitgehend. In der Konsequenz übersteigen die Emissionen in Szenario B gegen Ende des Betrachtungszeitraums die Reduktionsziele marginal.

Die Stromerzeugung in Szenario A Status quo (d. h. ohne Netzum- und -ausbau) emittiert aufgrund der hohen notwendigen EE-Abregelung und der Substitution mit konventioneller Erzeugung vor allem in den 2020er und 2030er vergleichsweise höhere CO₂-Mengen. In den Szenarien mit Netzausbau werden die Emissionsreduktionsziele für 2050 jeweils erreicht, am wenigsten Emissionen entstehen in der Kombination Nachfragerückgang und Netzausbau (Szenario B).

4.7 Stromnetze

4.7.1 Verteilnetze Strom

Im vorliegenden Gutachten wurde für die beiden Szenarien A (konstante Nachfrage) und B (Rückgang der Nachfrage) untersucht, welche Maßnahmen in den einzelnen Verteilnetzebenen ergriffen werden müssen, um die zukünftigen Anforderungen hinsichtlich der Aufnahmefähigkeit für dezentrale Erzeugung zu bewältigen. Als Vergleichsbasis wird zunächst unterstellt, dass weder der klassische Netzausbau noch alternative, die Übertragungskapazität erhöhende Flexibilisierungsmaßnahmen auf der Verteilungsnetzebene zum Einsatz kommen.

Damit verbleibt das Einspeisemanagement als einzige Option, um den stabilen Netzbetrieb aufrecht zu erhalten, d. h. die Einspeiser werden abgeregelt. In diesem Fall steigt im Szenario A

die pro Jahr abgeregelte EE-Energie deutschlandweit von knapp 60 TWh in 2020 auf knapp 95 TWh in 2050 (Abbildung 25). In Szenario B fallen die abgeregelten Mengen geringer aus, da aufgrund der geringeren Nachfrage auch eine geringere Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen erforderlich ist. Im Jahr 2050 ergibt sich für dieses Szenario eine jährlich abgeregelte EE-Energie von etwa 75 TWh (Abbildung 25).

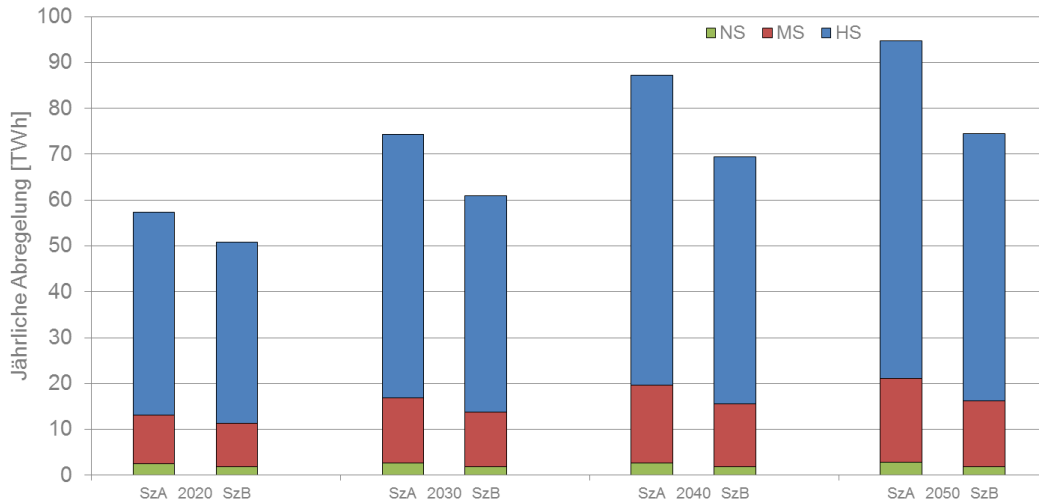


Abbildung 25: Szenarien A und B; Analyse ohne Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel und ohne NS- und MS-Ausbau; es erfolgt nur Abregelung

Die durch die Abregelung wegfallende elektrische Energie ergibt über die Jahre 2012 bis 2050 kumuliert eine beachtliche Energiemenge von gerundet 2.700 TWh für Szenario A und 2.200 TWh für Szenario B; dies entspricht jeweils etwa 20 Prozent der erzeugten Erneuerbaren Energie. Das führt dazu, dass die Ziele für den Anteil des EE-Stroms am Stromverbrauch nicht erreicht werden, wie folgende Abbildung verdeutlicht.

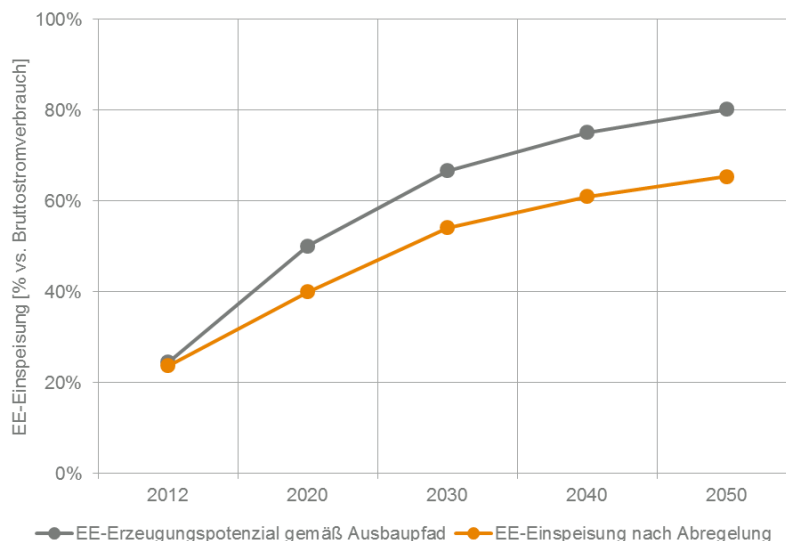


Abbildung 26: Vergleich des EE-Ausbaupfades und der tatsächlichen EE-Produktion nach Abregelung

Diese abgeregelten Energiemengen fehlen zur Deckung der Verbraucherlast und müssen somit aus anderen Quellen bereitgestellt werden. Die daraus entstehenden Mehrkosten für Szenario A mit rund 150 Mrd. € und für Szenario B mit rund 120 Mrd. € angegeben, jeweils wieder bezogen auf den gesamten Betrachtungszeitraum von 2012 bis 2050.

Durch den Einsatz von intelligenten Flexibilisierungsmaßnahmen auf der Verteilnetzebene reduziert sich der Abregelungsbedarf signifikant. Die nachfolgenden Maßnahmen werden in der angegebenen Reihenfolge eingesetzt:

1. Optimierter Blindleistungsaustausch mit den Erzeugungsanlagen (cos-φ-Anpassung) in der NS- und MS-Ebene
2. Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT) zwischen NS- und MS-Ebene
3. Freileitungs- und Auslastungs-Monitoring sowie Netzausbau auf der HS-Ebene
4. Klassischer Netzausbau durch Zubau von Leitungen

Mit diesen Maßnahmen können die wesentlichen Engpässe in den Verteilnetzebenen beseitigt werden. Durch den vorrangigen Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel (z. B. regelbare Ortsnetzstationen, Freileitungs-Monitoring, etc.) und erst einen daran anschließenden klassischen Netzausbau können die Kosten gering gehalten werden.

Unter diesen Prämissen ergeben sich Investitionskosten für die erforderlichen Um- und Ausbaumaßnahmen in der Verteilnetzebene im Bereich von rund 12 bis 13 Mrd. € bis 2020. Bis 2050 sind zusätzlich ca. 2 Mrd. € und damit insgesamt zwischen 13 und 15 Mrd. € zu investieren. Es wird deutlich, dass im Sinne des volkswirtschaftlichen Optimums (Vermeiden einer kostenintensiven EE-Abregelung) der bei weitem überwiegende Anteil der Investitionen bis 2020 erfolgen sollte.

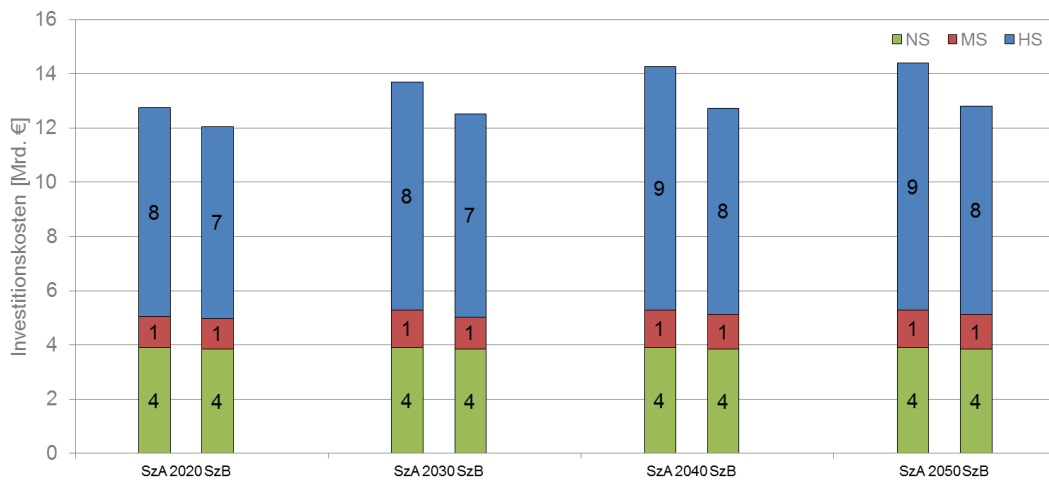


Abbildung 27: Kumulierte Investitionskosten bei Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel

Allerdings ist der Ausbaubedarf in den einzelnen Regionen Deutschlands sehr unterschiedlich, Abbildung 28 zeigt die kumulierten Investitionskosten in Szenario A für die beschriebenen Flexibilisierungsmaßnahmen. Dargestellt sind diese Kosten für die untersuchten Modellregionen 1 - 7 (jeweils von links nach rechts) über vier Stützjahre. Die Modellregionen entsprechen den folgenden Regionen: Region 1: Schleswig-Holstein und Hamburg, Region 2: Niedersachsen und Bremen, Region 3: Nordrhein-Westfalen, Region 4: Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland, Region 5: Baden-Württemberg, Region 6: Bayern, Region 7: Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt, und Thüringen.

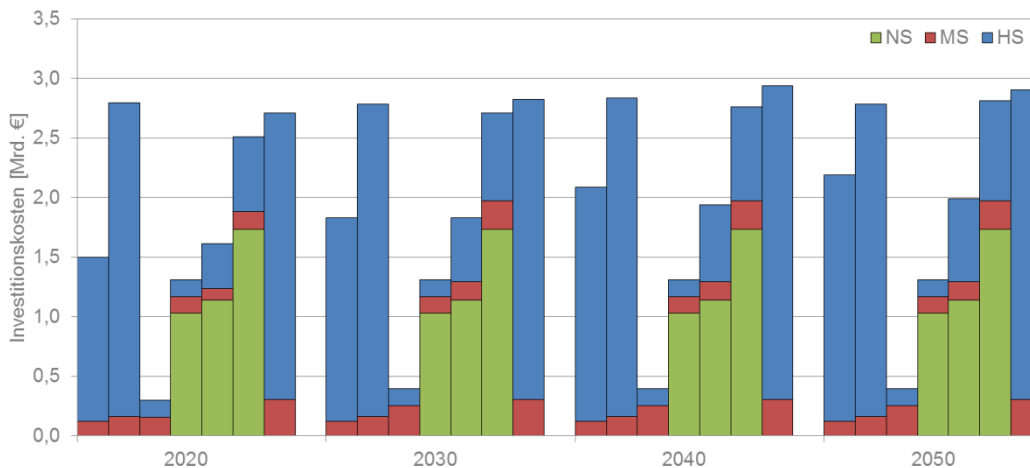


Abbildung 28: Szenario A: Investitionskosten bei Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel

Die Zusammensetzung der Investitionskosten mit Bezug zu HS, MS und NS variiert zwischen den Modellregionen zum Teil erheblich. In Nord- und Ostdeutschland dominieren die Investitionskosten auf der HS-Ebene. Dies resultiert vornehmlich aus der Tatsache, dass der überwiegende Großteil der Onshore-Windenergie, deren Anschluss bereits heute in erheblichem Maße auf HS-Ebene (und vor allem nicht auf der NS-Ebene) erfolgt, in Nord- und Ostdeutschland installiert ist (insgesamt über 70 Prozent). In Nordrhein-Westfalen sind die Verteilnetze zum einen aufgrund der hohen Lastdichte bereits sehr gut ausgebaut und zum anderen werden dort die Erneuerbaren in geringerem Umfang zugebaut, so dass hier ein deutlich geringerer Ausbau der Verteilnetze erforderlich ist. Im Süden Deutschlands dominieren die Kosten auf der MS- und NS-Ebene, was durch den signifikanten Zubau der PV-Anlagen bedingt ist.

Die Kosten der Flexibilisierungsmaßnahmen werden dabei nach einem bottom-up-Ansatz der den Ausbau verursachenden Netzebene zugewiesen. Dadurch ergibt sich für die Niederspannungsebene trotz eines geringen Abregelungsbedarfs ein großer Kostenanteil, da der regelbare Ortsnetztransformator als diskrete Maßnahme nicht von der Höhe der Überlastung oder Grenzwertverletzung abhängt.

Beim Investitionsbedarf in der Mittelspannungsebene wird anschließend der bereits durchgeführte Ausbau zur Behebung der Engpässe auf der Niederspannungsebene berücksichtigt. Die höhere Abregelung in der MS-Ebene resultiert aus einer im Vergleich zur NS-Ebene höheren Überlastung auf einer geringeren Anzahl MS-Abgänge. Aufgrund der daraus resultierenden geringeren Anzahl notwendiger regelbarer Ortsnetzstationen und aufgrund des bottom-up-Ansatzes mit der Berücksichtigung der bereits durch die NS-Ebene bedingten Maßnahmen fällt der Investitionsbedarf auf der MS-Ebene geringer aus.

Abbildung 29 zeigt die entsprechenden kumulierten Investitionskosten bei Einsatz der innovativen Netzbetriebsmittel für Szenario B. Dargestellt sind auch hier die Kosten für die untersuchten Modellregionen 1 - 7 über die Stützjahre.

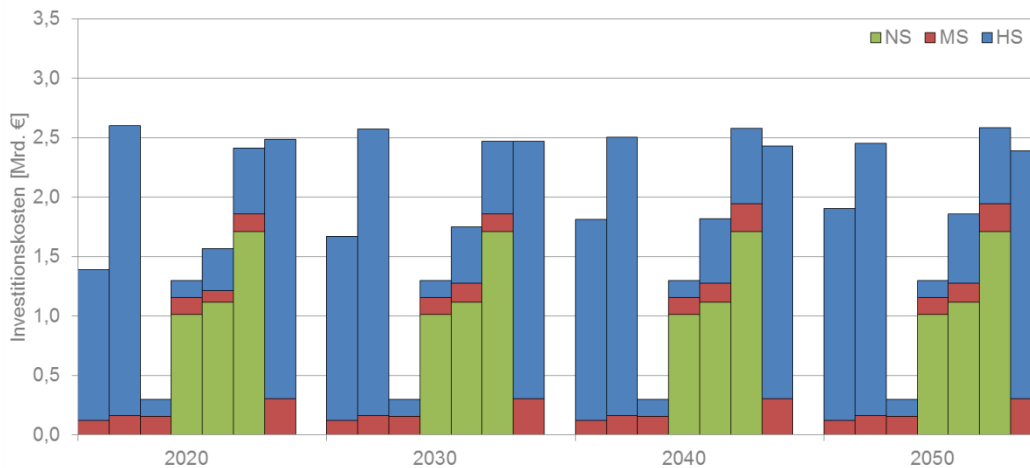


Abbildung 29: Szenario B: Investitionskosten bei Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel

4.7.2 Einordnung der Netzausbaukosten in den Kontext der dena-Verteilnetzstudie

Bei dem hier vorliegenden VKU-Gutachten und der dena-Verteilnetzstudie wurde sowohl methodisch als auch von den zugrunde liegenden Annahmen eine unterschiedliche Vorgehensweise gewählt. Gleichwohl kommen die Studien unter Berücksichtigung dieser Unterschiede schlussendlich zu sehr vergleichbaren Ergebnissen und ergänzen sich daher sehr gut, da die gleichen Rückschlüsse gezogen bzw. Aussagen getroffen werden können. Die Studien weisen bei zum Teil unterschiedlichen Annahmen einen signifikanten Netzausbaubedarf aus. Die Unterschiede im Ausmaß des Netzausbaus sind insofern plausibel, da die Basisparameter der dena-Verteilnetzstudie zum Teil signifikant anders gesetzt wurden. Dies gilt insbesondere hinsichtlich folgender Annahmen:

- Bei der dena-Verteilnetzstudie wird von höheren installierten Leistungen aus PV- und Biomasse -Anlagen auf der Verteilnetzebene ausgegangen. So wurde beispielsweise bezüglich der Photovoltaik von 62,8 GW ausgegangen, während in der VKU-Studie entsprechend des aktuellen PV-Deckels 52 GW unterstellt werden.
- Bei der dena-Verteilnetzstudie wird im Detail mit anderen Annahmen zu Investitionskosten für die Netzkomponenten auf MS- und NS-Ebene gerechnet. Es muss zum einen deutlich berücksichtigt werden, dass im Planungszeitraum bis 2050 die spezifischen Investitionskosten großen Bandbreiten unterliegen können. Insbesondere durch den zunehmenden Einsatz innovativer Betriebsmittel ist zudem die Aufteilung der Investitionskomponenten zu berücksichtigen sowie deren Preisentwicklung zu antizipieren.
- Im vorliegenden VKU-Gutachten erfolgt eine stärkere Berücksichtigung der Blindleistungsbereitstellung durch EE-Anlagen im Vergleich zur dena-Verteilnetzstudie
- Bei der dena-Verteilnetzstudie wird ein höherer Gleichzeitigkeitsfaktor der Einspeisung unterstellt (Auswirkungen HS).

Ein direkter Vergleich einzelner Parameter des VKU-Gutachtens mit der dena-Verteilnetzstudie ist wegen der beschriebenen unterschiedlichen Prämissen nicht möglich. Zur Einordnung der Ergebnisse des VKU-Gutachtens im Vergleich zur dena-Verteilnetzstudie kann jedoch gezeigt werden, dass die Ergebnisse des VKU-Gutachtens in vergleichbarer Höhe liegen. In der dena-Verteilnetzstudie wurde beispielsweise gezeigt, dass der Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel zu einer signifikanten Reduzierung der Investitionskosten gegenüber dem klassischen Netzausbau führt. Im Rahmen des VKU-Gutachtens wurden bereits als Basisannahme gezielt innovative Netzbetriebsmittel eingesetzt. Auch wenn zum Teil abweichende innovative

Netzbetriebsmittel eingesetzt werden, ermöglicht die Gegenüberstellung der Ergebnisse gemäß Abbildung 30 einen Vergleich der Ergebnisse beider Studien.

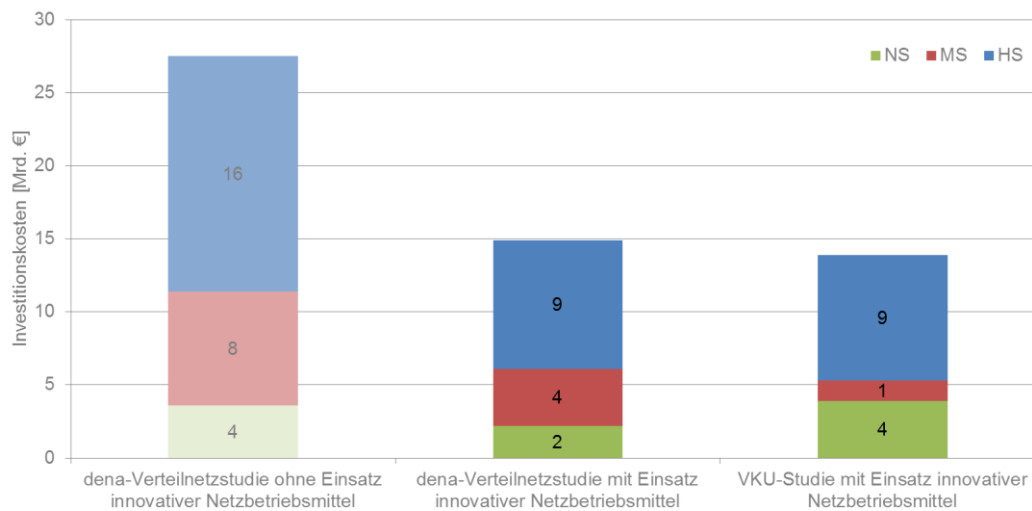


Abbildung 30: Vergleich der Investitionskosten der dena-Verteilnetzstudie bei Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel mit denen der VKU-Studie

Der hohe Kostenanteil der NS-Ebene in der VKU-Studie geht aus dem gewählten bottom-up-Ansatz hervor. Hierbei werden zunächst alle Engpässe in der NS-Ebene behoben und die entstehenden Kosten dieser Ebene zugeordnet. Beim Einsatz innovativer Betriebsmittel, wie beispielsweise dem regelbaren Ortsnetztransformator in der NS-Ebene, ergibt sich eine zusätzliche entlastende Wirkung in der MS-Ebene. Somit sind in der MS-Ebene weniger Maßnahmen erforderlich, was zu reduzierten Investitionskosten führt. Die in beiden Studien angesetzten Investitionskosten für die Netzbetriebsmittel in der MS- und NS-Ebene haben erhebliche Unsicherheiten bezüglich der Kostenentwicklung in den nächsten Jahren und Jahrzehnten. Berücksichtigt man die daraus resultierenden Bandbreiten der Kosten, so kommen beide Studien zu vergleichbaren Investitionskosten, obwohl die Untersuchungsmethodik sehr unterschiedlich ist.

4.7.3 Übertragungsnetz Strom

Der erforderliche Netzausbau bzw. die zugehörigen Investitionskosten auf HöS-Ebene sind ohne eine Lastflussstudie im Ausmaß der Untersuchungen zum Netzentwicklungsplan 2012 nicht abschließend zu bewerten. Die Abschätzung auf Basis der Untersuchungen mit dem Fundamentalmodell kann Indikationen hinsichtlich des Ausbaubedarfs geben. Daher ziehen die Gutachter zur Abschätzung der Investitionskosten für das Übertragungsnetz die Ergebnisse für den konsultierten Netzentwicklungsplan 2012 heran. Für das Jahr 2032 wurden im Ausblickszenario B2032 Investitionskosten von rund 22 Mrd. € ermittelt. Diese Zahl ist robust für 2030. Da in den Folgejahren jedoch vor allem auf der Höchstspannungsebene noch Ausbaubedarf durch die angenommene Entwicklung der Offshore-Windenergie entstehen wird, müssen Abschätzungen für 2040 und 2050 getroffen werden. Hier wird angenommen, dass die ab 2030 bis 2050 installierte Offshore-Leistung in Höhe von etwa 15 GW weiträumig mit HGÜ transportiert wird.

Diese erweiterte Transportaufgabe soll mit den im NEP 2012 beschriebenen HGÜ-Leitungen bewältigt werden. Bei der Dimensionierung dieser Leitungen bestehen Unsicherheiten hinsichtlich der Distanzen (erwartet werden hier 400 - 700 km) und hinsichtlich der Anzahl der

zusätzlich benötigten Systeme (dies ist abhängig von der pro System transportierbaren Leistung, die im NEP 2012 zwischen 1,3 und 2 GW angegeben wird).

Unter Berücksichtigung dieser Unsicherheiten ergeben sich im Jahr 2040 für das Onshore-Übertragungsnetz Investitionskosten in Höhe von etwa 25,5 – 27,5 Mrd. € (inkl. der vorher genannten Kosten für 2030) und für 2050 Investitionskosten von 27 – 30 Mrd. € (inkl. der vorher genannten Kosten). Bleibt der Netzausbau auf der Höchstspannungsebene aus, sind die gesteckten Ziele für die EE ebenfalls nicht zu erreichen. Zudem wäre der volkswirtschaftliche Nutzen der Investitionen in die Verteilnetze deutlich geringer. In diesem Fall müsste nämlich ein großer Teil der von den Verteilnetzen transportierten EE im Höchstspannungsnetz abgeregelt werden, da das Höchstspannungsnetz nicht über hinreichende Übertragungskapazitäten verfügt.

4.8 Entwicklung der Systemkosten

Es stellt sich als nächstes die Frage, wie sich die Kosten einer alternativen Erzeugung der aufgrund von Netzengpässen abgeregelt Energie zu den oben dargestellten Kosten des Netzausbaus verhalten, der diese Abregelung vermeidet. Ein Vergleich der Systemkosten²⁸ der jeweiligen Szenarien ergibt eine eindeutige Vorteilhaftigkeit (Kosteneffizienz) des Netzausbaus. Ohne Anrechnung der ermittelten Netzausbaukosten (s. o.) liegen die bis 2050 kumulierten Systemkosten der Szenarien ohne Netzausbau mit 150 Mrd. € (Szenario A) bzw. 120 Mrd. € (Szenario B) deutlich über den Systemkosten der Szenarien mit Netzaus- und -umbau. Die ermittelten Systemkostendifferenzen und die Kosten für Netzaus- und -umbau sind in nachfolgender Abbildung zusammengefasst.

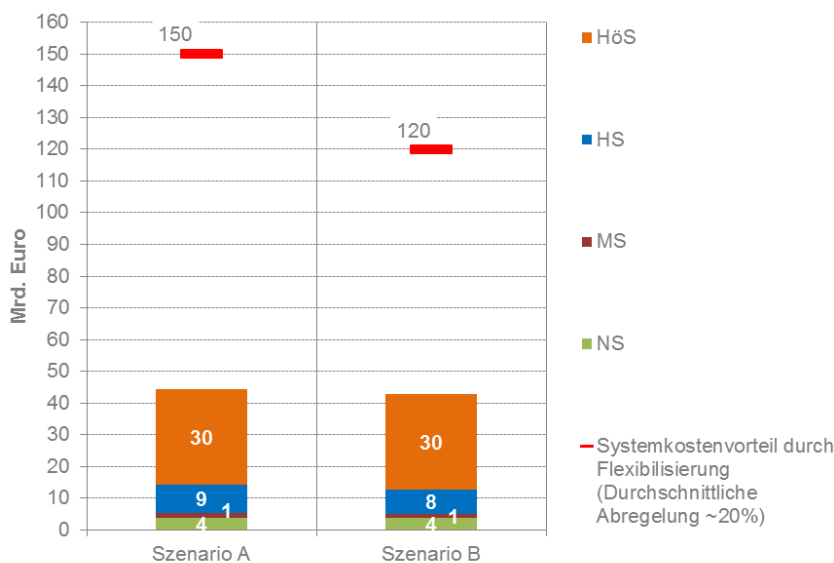


Abbildung 31: Abschätzung der Systemkostenvorteile eines Netzaus- und umbaus und des dafür notwendigen Mitteleinsatzes (Angaben in Mrd. €)

²⁸Die Systemkosten der Stromversorgung sind definiert als die Summe aus den Vollkosten der Stromerzeugung abzgl. Mittelzufluss durch Exporte zzgl. Mittelabfluss durch Importe. Die Vollkosten der Stromerzeugung setzen sich zusammen aus den Kapitalkosten sowie den variablen und fixen Kosten der im Kraftwerkspark vorhandenen Anlagen. Die Altersstruktur des Kraftwerksparks gibt dabei vor, zu welchen Teilen Erzeugungsanlagen noch Kapitalkosten haben, oder bereits abgeschrieben sind.

Die Analyse zeigt: die durch Netzaus- und -umbau erreichbare Reduktion der gesamten Systemkosten ist ausreichend hoch, dass sie die ermittelten Kosten des Netzaus- und umbaus in der Größenordnung von 45 Mrd. € deutlich überkompensiert. Es besteht damit eine belastbare Vorteilhaftigkeit (Kosteneffizienz) des Netzausbaus. Es ist deshalb - auch vor dem Hintergrund, dass diese Betrachtungen mit gewissen Unsicherheiten behaftet sind - von Vorteil für das Versorgungssystem, die Netze auf allen Ebenen so aus- und umzubauen, dass die EE-Produktion annähernd vollständig in das System aufgenommen und zum Verbraucher transportiert werden kann.

4.9 Flexibilitätsoptionen für das Stromversorgungssystem

Neben dem Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze stellen auch andere Flexibilitätsoptionen wie z. B. Speicher (Kurz- und Langzeitspeicher), Lastsenken (z. B. Methanisierung, Power-to-Heat) und Lastkappung Optionen dar, um im Versorgungssystem Erzeugung und Nachfrage flexibel auszugleichen und (zumindest anteilig) die identifizierten Netzengpässe zu vermindern. In Kombination sind auch diese Flexibilitätsoptionen technisch in der Lage, eine weitgehende Systemintegration der EE zu ermöglichen und Erzeugung und Nachfrage in Ausgleich zu bringen.

Ausschlaggebend ist jedoch, mit welchen Kosten dies verbunden ist und welche Kombination von Flexibilitätsoptionen einen kosteneffizienten Entwicklungspfad darstellt. Im Rahmen der für das Gutachten durchgeführten Optimierung wurde daher überprüft, ob ausgewählte Flexibilitätsoptionen eine wirtschaftliche Alternative zu den ermittelten Kosten des Netzausbaus (vgl. Abschnitt 4.7) darstellen. Das Optimierungsproblem dafür besteht in der Minimierung der nicht übertragenen Leistungen unter den technisch-wirtschaftlichen Nebenbedingungen der analysierten Flexibilitätsoptionen. Das Kostenverhältnis ausgewählter Flexibilitätsoptionen im Verhältnis zu den ermittelten Netzaus- und -umbaukosten ist in nachfolgender Abbildung schematisch dargestellt.

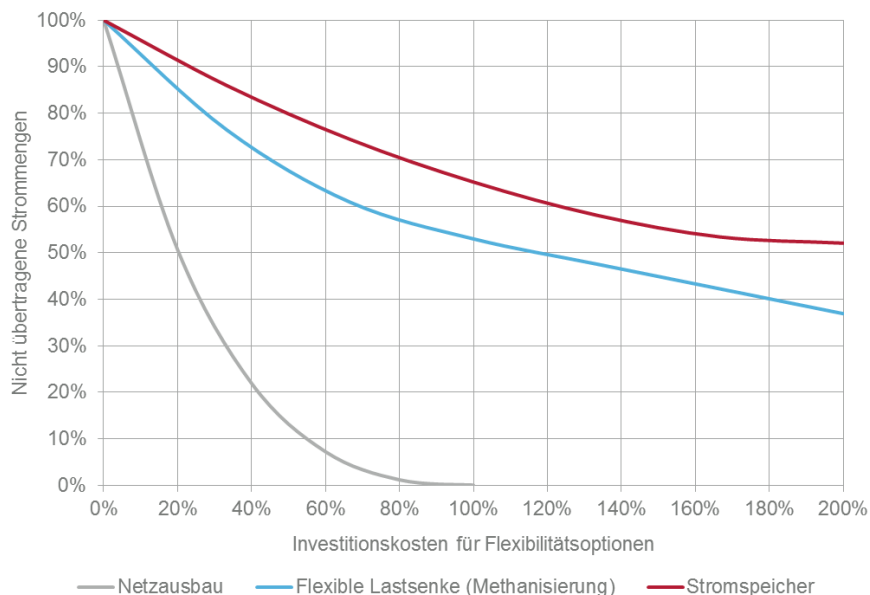


Abbildung 32: Kostenrelation verschiedener Flexibilitätsoptionen

Die Ergebnisse der Optimierung zeigen, dass durch Netzausbau die nicht übertragenen Energiemengen (Startwert 100 Prozent entspricht hier der engpassbedingt abgeregelten Energie) zwischen Stromquellen und -senken vollständig minimiert werden können, während andere Maßnahmen zwar die Problematik reduzieren, aber nicht vollständig beseitigen. Die Maßnahme Netzausbau stellt unter Berücksichtigung der angenommenen Kostenparameter die günstigste Alternative für die Systemintegration der EE dar.²⁹ Sensitivitätsbetrachtungen über die Kostenparameter haben gezeigt, dass dieses Ergebnis robust ist.

Die Kosteneffizienz des Netzausbaus gegenüber einem Aufbau von Speicherkapazitäten hängt u. a. mit der starken geographischen Verteilung von EE-Einspeisung und Stromnachfrage und der Funktion von Speichern als Nachfrager und Erzeuger zusammen. Speicher sind in ihrer Auslegung räumlich an denselben Ein- und Ausspeisepunkt gebunden – einem Standort mit hohem Einspeisepotenzial (bspw. in der Nordregion mit hoher EE-Einspeisung) stehen für Ausspeicherung (und Transport) dieser Stromerzeugung Netzengpässe aufgrund einer Überproduktion in der entsprechenden Region gegenüber. Ähnliches gilt für Standorte mit Stromsenken (bspw. Südregion). Die Überwindung der regionalen Disparitäten (Stromquellen/-senken) kann durch Speicher daher nur in einem begrenzten Umfang erfolgen; d. h. Netzausbau kann durch Speicher nur begrenzt substituiert werden. Zu diesem Ergebnis kommen auch andere Analysen zum gleichen Untersuchungsgegenstand.³⁰

Eine flexible Lastsenke (beispielhaft wurde hier Methanisierung/Power-to-Gas betrachtet) kann im räumlichen Zusammenhang mit Stromquellen zur Vermeidung von Überspeisungen bzw. EE-Abregelung eingesetzt werden. Im gleichen Maße könnten kontrollierte Lastsenkungsmaßnahmen zu Hochlastphasen erfolgen. Die Kombination aus diesen beiden Maßnahmen kann technisch zu einer Minimierung der nicht übertragenen Leistungen eingesetzt werden. Allerdings stehen dem vor allem im Vergleich mit dem Netzausbau deutlich höhere Kosten gegenüber (vgl. obige Abbildung).

Im begrenzten räumlichen und kapazitiven Umfang können diese Maßnahmen durchaus zur Optimierung des Netzausbaus eingesetzt werden, der grundsätzliche Bedarf an Netzum- und Netzausbau wird allerdings durch alternative Maßnahmen nicht obsolet.

Zwischenfazit: Die Modelluntersuchungen führen daher zu dem Schluss, dass die intelligente Ertüchtigung und der Ausbau der Stromnetze die kosteneffizienteste Flexibilitätsoption darstellt und aus diesem Grund als Handlungsoption erster Wahl für die Realisierung der Energiewende umgesetzt werden sollte.

²⁹ Die Kostenparameter des Netzausbaus und der alternativen Optionen für das Netz wurden auf Basis des Netzentwicklungsplans Strom 2012 sowie von branchenüblichen Werten abgeschätzt. Kosten anderer Flexibilitätsoptionen wurden auf Basis von Mittelwerten aus der Literatur (unter Berücksichtigung antizipierter Kostensenkungspotenziale und Lernkurven) unterstellt. Darüber hinaus wurden Sensitivitätsbetrachtungen der Kostenparameter durchgeführt.

³⁰ vgl. hierzu z. B. Adamek et al. 2012 sowie dena 2010.

5 Vorschlag für ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign – Übersicht

Im nachfolgenden Kapitel werden die wesentlichen Elemente des von den Gutachtern vorgeschlagenen integrierten Energiemarktdesigns vorgestellt, welches sich aus der Problembeschreibung, dem Zielsystem und der Bedarfsanalyse ableitet. Im Anschluss an den Überblick über die zentralen Elemente des iEMD wird eine zeitliche Einordnung der Marktdesignelemente vorgestellt.

5.1 Anreizmechanismen des iEMD

Abbildung 33 gibt einen Überblick über die verschiedenen Koordinierungs- und Anreizmechanismen, die gemeinsam das integrierte Energiemarktdesign bilden. Den Mechanismen wurden jeweils über Pfeile die direkt durch sie beeinflussten Marktakteure zugeordnet.

Die rechte Seite der Abbildung führt die Gruppen auf, die Anforderungen an die Ergebnisse des Marktdesigns stellen: dies sind Stromverbraucher und die Politik als Agenten des gesellschaftlichen Willens zur Reduktion der CO₂-Emissionen und zum Ausbau der Erneuerbaren Energien. Die linke Seite der Abbildung führt die verschiedenen Erzeugungsoptionen auf, die dem Strommarkt zur Verfügung stehen: konventionelle Kraftwerke, Erneuerbare Energien und Speicher. Diese Erzeugungsoptionen definieren das Angebotsportfolio zur Bereitstellung von Strom, gesicherter Leistung und Systemdienstleistungen, aus dem das Marktdesign eine energiewirtschaftlich effiziente Auswahl zu treffen hat. Zusätzlich sind die Netzbetreiber aufgeführt, die als Anbieter von Transport- und Verteilungsaufgaben agieren.

Zwischen diesen beiden Akteursgruppen vermittelt das Energiemarktdesign, indem es Angebot und Nachfrage in Einklang bringt und energiewirtschaftlich sinnvolle Investitions- und Einsatzanreize für die Erzeugungs- und Nachfrageseite generiert. Darüber hinaus werden auch die Investitions- und Betriebsentscheidungen der Netzbetreiber durch das Anreizregime koordiniert. Der mittlere Abschnitt der Abbildung führt die zentralen Elemente des iEMD auf, die durch wirtschaftliche Anreize auf die Marktakteure wirken und damit zwischen Angebot und Nachfrage vermitteln, dies sind die Kernfunktionen des vorgeschlagenen iEMD. Es setzt sich zusammen aus vier zentralen Marktdesignelementen, (Abbildung 33).

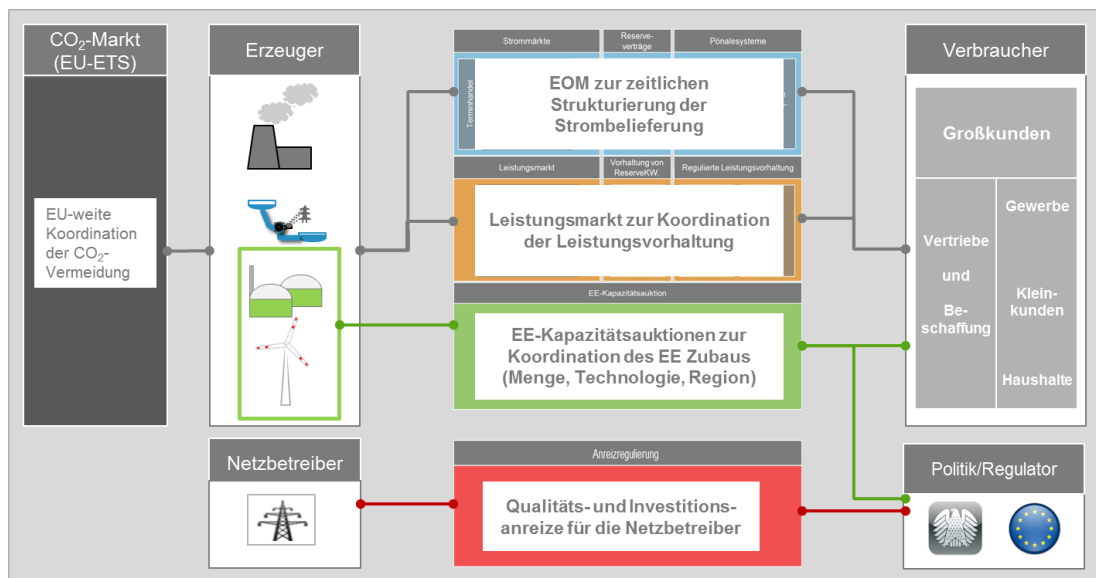


Abbildung 33: Übersicht der zentralen Koordinierungs- und Anreizmechanismen des iEMD (schematisch)

Die abgebildeten Marktdesignelemente werden nachfolgend in Bezug auf ihre Wirkung im iEMD beschrieben.

Strommarkt

Das iEMD umfasst verschiedene Mechanismen zur zeitlichen Strukturierung der Stromlieferung im Zusammenspiel aus Erzeugung und Nachfrage. Im Fokus des iEMD steht dabei der EOM, dessen Funktionsfähigkeit sichergestellt und gestärkt wird. Liquide und transparente Strommärkte auf Termin, day-ahead und intraday Ebene gewähren einen effizienten Einsatz der angebots- und nachfrageseitigen Flexibilitäten.

Für die Bereiche konventionelle und erneuerbare Erzeugung sowie großhandelsmarktorientierte Speicher stellt der EOM weiterhin den wesentlichen Marktplatz für den Stromverkauf dar, er wird aber auf seine Funktion der effizienten Einsatzsteuerung fokussiert. Gleichmaßen koordiniert der EOM auch zukünftig die Flexibilitätsentscheidungen der Stromverbraucher. Der EOM hat zukünftig nicht mehr die doppelte und alleinige Funktion, die Flexibilitätsentscheidungen der Marktakteure zu koordinieren und Investitionen anzureizen, sondern er wird auf die Einsatzkoordination fokussiert. Dazu wird der EOM durch den Leistungsmarkt flankiert (folgender Abschnitt). Auch für EE wird der EOM perspektivisch zu einer zentralen Erlös Komponente, das Ziel der Marktintegration wird insofern erreicht, als dass EE ihre Produktion zukünftig nach Können und Vermögen am EOM vermarkten (Direktvermarktung).

Dabei gelten die Marktregeln des EOM für alle Anbieter gleichermaßen („level-playing-field“), wobei sich die Produktdefinitionen zukünftig durchaus den steigenden EE-Anteilen anpassen sollten (z. B. durch kürzere Fristigkeiten und kleinere Losgrößen). Auch die Nachfrager von Strom (Vertriebe, Großkunden, Speicher) treten weiterhin am EOM auf. Der EOM wird zukünftig als Schnittstelle zum Leistungsmarkt genutzt; er fungiert als Signalgeber für Knappheit an gesicherter Leistung und löst im Knappheitsfall die Bereitstellung von gesicherter Leistung aus. Die Märkte für Ausgleichs- und Regelenergie werden als funktionale Bestandteile des Strommarktes nicht gesondert dargestellt. Es wird unterstellt, dass sie weiterhin notwendig sind und daher in bekannter Form – ggf. mit angepassten Produktstrukturen – auch zukünftig existieren.

Die vorgeschlagene Ausgestaltung des Strom- und Leistungsmarktes ist unter Punkt 6.1 näher beschreiben.

Leistungsmarkt

Das iEMD ergänzt das bisher bestehende Marktdesign um einen Leistungsmarkt als zentrales Element für nachhaltige Investitionsanreize zur Bereitstellung gesicherter Leistung (dies ist Leistung, die planbar und gesichert auch für längere Vorlaufzeiten – z. B. ein Jahr – zur Verfügung steht). Der Leistungsmarkt stellt einen heute nicht vorhandenen Marktplatz für Erzeugungssicherheit dar und richtet sich an alle Anbieter und Nachfrager von gesicherter Leistung: Gesicherte Leistung erhält damit einen Preis.

Der Leistungsmarkt bündelt die Nachfrage aller Stromkunden, die einen Bedarf an gesicherter Leistung haben. Die Nachfrage nach gesicherter Leistung ist naturgemäß bei den Stromkunden angesiedelt, denn diese haben eine Zahlungsbereitschaft für eine gesicherte Belieferung mit Strom, zukünftig wird diese über eine Produktdifferenzierung eindeutig ermittelt und damit preiswirksam. Großkunden, Handel und Vertriebe (als Agenten kleiner Nachfrager) beschaffen zukünftig gesicherte Leistung in Form von Leistungszertifikaten in dem Umfang, in dem sie Strom gesichert beziehen wollen. Nachfrager, die technisch dazu in der Lage sind, können auf

vertraglicher Basis Nachfrageflexibilität zur Verfügung stellen; sie sind dann nicht verpflichtet, Zertifikate zu beschaffen und reduzieren so effektiv den Bedarf an vorzuhaltender Leistung.

Anbieter, die gesicherte Leistung vorhalten, erhalten ein Leistungszertifikat. Dieses Zertifikat macht Leistung zu einem handelbaren Gut („Commodity“) und verpflichtet bei Veräußerung zur Vorhaltung der dahinter stehenden Leistung für Zeiten mit hoher Stromnachfrage. Die Veräußerung von Leistungszertifikaten stellt für Anbieter gesicherter Leistung zusätzlich zum Stromverkauf am EOM eine Erlösquelle dar. Durch die Diversifizierung der Erlössituation wirkt die Einführung des Leistungsmarktes daher für die Investoren in konventionelle Kraftwerke tendenziell risikodämpfend. Das Angebot und die Nachfrage nach Leistung sind auch über längere Zeiträume vergleichsweise stabil. Die Preise für Leistungszertifikate am Terminmarkt werden daher vergleichsweise stabil und darüber hinaus (im Vergleich zum Strommarkt mit seinen volatilen Preisstrukturen) deutlich besser prognostizierbar sein. Der Leistungsmarkt ermöglicht eine Vollkostendeckung der vom System benötigten Kraftwerke im Wettbewerb. Es ist dabei nicht das Ziel des Leistungsmarktes Kraftwerksinvestoren und –Betreiber vollständig risikofrei zu stellen, sondern ein angemessenes Rendite-Risikoverhältnis zu erreichen. Auch regenerative Erzeugung, Speicher sowie Kombinationen aus beidem können im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten Leistung auf diesem Markt anbieten.

Der Leistungsmarkt ist als umfassender Kapazitätsmechanismus ausgestaltet und bindet daher alle nachfrage- und angebotsseitigen Optionen zur Bereitstellung von gesicherter Leistung oder zur Reduktion des Bedarfs an gesicherter Leistung ein. Eine weitgehend marktbasierende und vor allem dezentrale Organisation des Kapazitätsmarktes stellt sicher, dass eine effiziente Vorhaltung von gesicherter Leistung für die Strommärkte gewährleistet ist. Leistung wird dadurch zu einem weiteren „Systemkostenträger“ neben der erzeugten Stromeinheit. Dieser Kostenträger wird über die gesamte Wertschöpfungskette der Stromwirtschaft intensiv bewirtschaftet und optimiert (Erzeugung, Handel, Strukturierung, Verbrauch). Insbesondere stellt der Leistungsmarkt eine optimale Anreizstruktur für die Erschließung von nachfrageseitigen Flexibilitätspotenzialen dar. Eine Vielzahl von dezentralen Akteuren kann damit ein Maximum an gleichermaßen dezentral im Markt existierenden Flexibilitätspotenzialen heben. Durch die dezentrale Markorganisation können dezentrale, verbrauchsnahe Marktakteure Wertschöpfungsanteile hinzugewinnen.

Die aus dem Wettbewerb der Marktakteure resultierenden Innovationsvorteile führen zu einem effizienten Gesamtsystem und kommen perspektivisch den Stromkunden zugute. Die vorgeschlagene Ausgestaltung des Strom- und Leistungsmarktes ist unter Punkt 6.1 näher beschrieben.

EE-Kapazitätsauktion

Der Förderung der EE, derzeit über das EEG geregelt, wird grundlegend weiterentwickelt. Ein Ersatz der Differenzkosten ist weiterhin notwendig, da die Kosten (insbesondere die Investitionskosten) der EE noch nicht niedrig genug sind, um allein über den Strommarkt ihre Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Letzteres bleibt jedoch das langfristige Ziel. Solange dieses Ziel jedoch noch nicht erreicht ist, wird zur Erreichung der EE-Ausbauziele weiterhin ein Fördermechanismus aufrechterhalten. Im vorgeschlagenen Marktdesign erfolgt der Ersatz der Differenzkosten über eine mengengesteuerte Anreizstruktur, die auf der Ausschreibung von nach Technologie differenzierten Leistungsprämien für EE-Projekte basiert (€/MW) werden.

Durch die mengenbasierte Anreizstruktur wird einerseits eine verbesserte Steuerung und Umsetzung der Ausbauziele erreicht und es entsteht andererseits ein Kostenwettbewerb zwischen den Anbietern von EE-Leistung. Alle geförderten EE-Anlagen werden direkt vermarktet, eine zentrale Vermarktung sowie die Gewährung garantierter Einspeisevergütungen entfallen. Es besteht darüber hinaus keine arbeitsbasierte Förderung, die Erlöse werden vollständig durch Direktvermarktung ohne weitere Prämienzahlungen erwirtschaftet. Der Förderbedarf reduziert sich mit steigenden Markterlösen der EE sukzessive, was sich in abnehmenden Förderkosten bemerkbar macht. Die Förderung reduziert sich damit „automatisch“, und entfällt, sobald eine kosten- und erlösbasierte Marktintegration der EE erreicht wird.

Die EE-Ausschreibung ist technologiendifferenziert und kann regional aufgelöst erfolgen. Die verbleibenden Differenzkosten werden bundesweit über den Stromverbrauch auf die Stromverbraucher umgelegt. Die vorgeschlagene Ausgestaltung der EE-Förderung ist unter Punkt 6.2 näher beschreiben.

EE-Kapazitätsauktionen setzen die notwendigen Anreize für den zur Erfüllung der politischen Ziele notwendigen Ausbau der EE-Stromerzeugung. Die Einführung wettbewerblicher Elemente in Form einer Auktionierung von Vergütungsrechten vor der Inbetriebnahme verbindet Kosteneffizienz mit einer weitgehenden (d. h. soweit produktiven) Investitionssicherheit für die EE-Investoren. Die Vergabe von Vergütungsrechten ist technologisch und regional differenzierbar und entspricht damit den zukünftigen Anforderungen eines auf EE basierenden Systems. Energiewirtschaftlich sinnvolle Risiken werden den EE-Anlagenbetreibern zugeordnet und nicht weiterhin sozialisiert. Die Auszahlung der Förderung in Form eines Investitionskostenzuschusses in €/MW ermöglicht ein Höchstmaß an Integration der EE in die anderen Marktsegmente. Die Mengensteuerung, auf der die Auktionierung beruht, verbessert die Planbarkeit des EE-Ausbaus für alle Marktteilnehmer sowie die Netzbetreiber und macht die Kosten besser antizipierbar.

Europäischer Emissionshandel (EU-ETS)

Der EU-ETS, als ein potenziell effizienter Mechanismus zur EU-weiten Koordination der CO₂-Vermeidung, steht vor dem Hintergrund der europäischen Rahmgebung nicht zur Disposition. Er bleibt daher im iEMD vollumfänglich erhalten und sollte durch geeignete politische Maßnahmen gestärkt werden.

Der EU-ETS wird auch zukünftig der zentrale Markt für CO₂ sein, mindestens europaweit, ggf. auch darüber hinaus. Daher bleibt er als Element des vorgeschlagenen Marktdesigns bestehen.

Er fördert die kosteneffiziente Emissionsvermeidung. Im Fall, dass sich am EU-ETS zukünftig deutlich höhere Preise einstellen sollten, als momentan, beschleunigt der EU-ETS außerdem die Marktintegration der EE in den Strommarkt, indem durch die steigenden Preise des Strommarktes die Differenzkosten der EE reduziert werden.

Die grundsätzliche Funktionsfähigkeit und Effizienz des EU-ETS wird durch die aktuelle Diskussion um eine Mengenanpassung der Emissionsgrenzen im Zuge der Stilllegung („set-aside“) von Zertifikaten bzw. einer zeitlich beschränkten Verknappung („back-loading“) nicht in Frage gestellt. Vielmehr zeigen diese im EU-ETS bereits enthaltenen Anpassungsoptionen, dass er zukunftsfähig ist. Langfristig kann der EU-ETS über seine Preiswirkung dazu beitragen, die EE an die Marktparität heranzuführen.

Die vorgeschlagene Ausgestaltung des EU-ETS ist unter Punkt 6.3 näher beschrieben.

Kosten- und Erlösregulierung der Netze

Die Kosten- und Erlösregulierung der Netze hat die Aufgabe, Infrastrukturinvestitionen sowie Innovation und die Qualität der Netze zu steuern. Da für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ein Ausbau der Netze erforderlich ist, die Gestaltung des heutigen Regulierungsregimes aber infolge des Zeitverzugs zwischen Investition und Anpassen der Erlösobergrenzen einer Investition eher entgegensteht, ist diese Regulierung anzupassen. Darüber hinaus wandelt sich die Nutzung der Netze: Zum einen speisen die Erzeuger mit wachsendem Anteil dezentral statt wie bisher zentral ein. Und zum anderen wechselt die Aufgabe der Verteilnetze infolge der dargebotsabhängigen dezentralen Erzeugung dynamisch zwischen der Verteilung der Energie zu den Verbrauchern und dem Abtransport der dezentralen Erzeugung.

Erst eine Erweiterung der Anreizregulierung ermöglicht auch den Verteilnetzbetreibern die Investition in den Aus- und Umbau der Netze, um sie zügig an die Anforderungen der Energiewende anzupassen und zukunftsfähig auszugestalten.

Die vorgeschlagene Ausgestaltung der Netzregulierung ist unter Punkt 6.6 näher beschrieben.

5.2 Zusammenwirken der Marktdesignelemente

In diesem Abschnitt des Gutachtens wird dargestellt, wie die zuvor beschriebenen Marktdesignelemente zusammenwirken und als Gesamtheit ein integriertes Energiemarktdesign (iEMD) bilden.

Nachfolgende Abbildung beschreibt anhand einer Übersicht der Wertschöpfungskette (von links nach rechts beginnend mit der Energieumwandlung) die zentralen Elemente des im vorliegenden Gutachten vorgeschlagenen Energiemarktdesigns und verdeutlicht damit auch die integrierte Wirkung des Marktdesigns auf die Entscheidungen der Marktakteure. Hierbei wurde die Abbildung auf die Marktakteure fokussiert, die physikalisch tatsächlich Stromflüsse verursachen. Das heißt insbesondere, dass Intermediäre (z. B. Händler) und Akteure aus vorgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette (z. B. Banken oder Hersteller von Anlagentechnik), nicht aufgeführt sind. Stromspeicher werden dabei gleichzeitig hälftig als Stromverbraucher und als Stromerzeuger erfasst. Die Abbildung korrespondiert mit der Abbildung 3, welche in der gleichen Systematik den Status quo des aktuellen Energiemarktdesigns zeigt.

Die Einträge in den Zellen führen jeweils die Wirkung eines Marktdesignelements auf die zugeordneten Marktakteure aus. Dabei gilt es zu beachten, dass Marktdesignelemente Transfermechanismen sind, das heißt, sie verursachen Zahlungsströme zwischen den Marktakteuren. Daraus folgt, dass ein Marktdesignelement jeweils zwei Wirkungskomponenten

hat: Ein Marktakteur hat durch einen Transfermechanismus Kosten, die einem anderen Marktakteur in Form von Erlösen zufließen. Mittelzuflüsse (Erlöse) sind mit grünen, Mittelabflüsse (Kosten) mit roten Feldern gekennzeichnet. Die Abbildung zeigt die Steuerungswirkung und die Zahlungsflüsse der fünf zentralen Elemente des vorgeschlagenen Energiemarktdesigns.

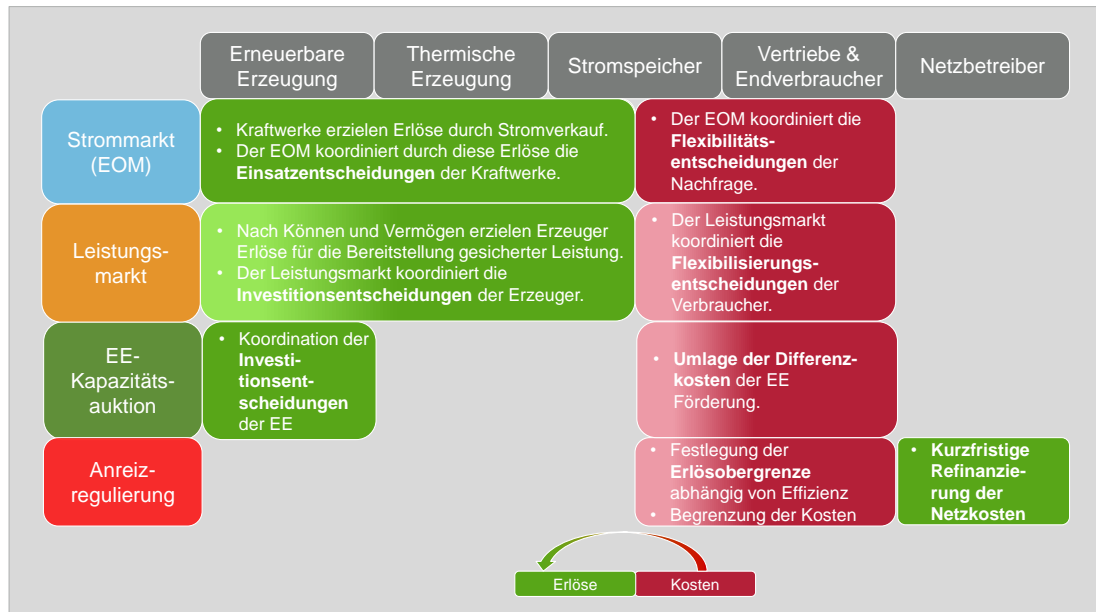


Abbildung 34: Vereinfachte Übersicht der zentralen zukünftigen Transfermechanismen (CO₂-Markt wirkt integriert über den Strommarkt, ohne Systemdienstleistungsmärkte) und ihrer Koordinationsaufgaben

Im Folgenden werden zusammenfassend die zentralen Wirkungen der Marktdesignelemente im iEMD ausgeführt, insbesondere in ihrer Wirkung als Transfermechanismus zwischen den verschiedenen Marktakteuren:

- Der **EOM** führt über den Großhandelsstrompreis zu einem Zahlungsfluss von den Stromverbrauchern (bzw. ihren Vertrieben) an die Stromerzeuger. Der EOM wird dabei fokussiert auf die Koordination der erzeugungs- und nachfrageseitigen Flexibilitäten, also des Kraftwerkseinsatzes und der Aktivierung von Nachfrageflexibilitäten im Bedarfsfall.
- Der **Leistungs- markt** ergänzt den EOM in Hinsicht auf Kapazitätsentscheidungen. Bei Kapazitätsentscheidungen handelt es sich primär um Investitionsentscheidungen. Durch den Marktpreis für Leistungszertifikate kommt es zu einem Zahlungsfluss von den Nachfragern zu den Anbietern gesicherter Leistung, ergo steuerbaren Kraftwerken und Speichern. Auch regenerative Erzeugung ist grundsätzlich teilnahmeberechtigt, es ist jedoch davon auszugehen, dass ungesicherte Erzeugung (ohne Poolung mit anderen Technologien) nur geringe Erlöse am Leistungsmarkt erzielen kann. Erzeugungsseitig koordiniert der Leistungsmarkt daher die Bereitstellung von gesicherter Leistung, nachfrageseitig wird die Flexibilisierung von Verbrauchern angereizt.
- **EE-Kapazitätsauktionen** werden als ein gezielter Fördermechanismus für die regenerative Stromerzeugung etabliert. Die EE-Auktion koordiniert damit den Zubau der EE nach Höhe, Technologie und gegebenenfalls auch Region und löst einen Wettbewerb um den Zugang zur Förderung aus (Auktion von Vergütungsrechten). Die Kosten der EE-Förderung werden über eine Umlage auf den Stromverbrauch

finanziert. Bei Erreichen der Marktparität der EE, die mit steigenden Brennstoff- und CO₂-Kosten der konventionellen Erzeugung erreicht werden kann, kann auch hier eine sukzessive Marktintegration durch Abbau der Förderung erfolgen.

- Die **Anreizregulierung** wird so erweitert, dass auch in der Mittel- und Niederspannungsebene Investitionen in innovative und intelligente Netztechniken ermöglicht werden. Dazu werden Maßnahmencluster eingeführt und Kriterien definiert, unter denen eine Investition in eines der Cluster fällt. Solche Investitionen können einfach beantragt werden und haben keine negativen Auswirkungen auf die Erlösobergrenze. Insbesondere entsteht kein Zeitverzug zwischen Investition und Mittelrückfluss beim Netzbetreiber.

Die Marktdesignelemente des iEMD sind jeweils so konzipiert, dass sie ihre Koordinationsaufgabe zielgerichtet und effektiv erreichen. Für die jeweiligen Koordinationsaufgaben wurden separate Marktdesignelemente vorgesehen, d. h. sie wirken auch nur in einem Bereich, sind dort aber so umfänglich ausgestaltet, dass es keiner anderen Mechanismen mehr bedarf. Bei den vorgeschlagenen Mechanismen handelt es sich um weitgehend integrierte Marktdesignelemente in dem Sinne, dass die Mechanismen jeweils möglichst breit über die energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette, Marktakteure gleichberechtigt einbeziehen („horizontale Marktintegration“ in Abbildung 34).

Dies gilt für den Strommarkt und den Leistungsmarkt, die umfassend alle beteiligten Akteure als Anbieter oder Nachfrager umfassen. In diesen Segmenten sind alle Technologien des Marktes, regenerative und konventionelle Erzeugung, Speicher, Verbraucher sowie sinnvolle Kombinationen verursachungsgerecht einbezogen. Die Kombination verschiedener fokussierter Mechanismen ermöglicht eine höhere Effizienz in der Zielerfüllung hinsichtlich der Koordinationsaufgabe sowie Transparenz und eine gute Steuerbarkeit.

Die EE-Auktion des iEMD ist in diesem Sinne kein integrierter Mechanismus, sondern ist fokussiert auf die regenerative Stromerzeugung. Dies resultiert aus der Notwendigkeit, den Ausbau der EE vor Erreichen der Marktparität, im politisch und gesellschaftlich gewünschten Umfang sicher zu stellen. Bei Erreichen der Marktparität der EE, die mit steigenden Brennstoff- und CO₂-Kosten der fossilen Erzeugung erreicht werden kann, kann auch hier eine sukzessive Marktintegration durch Abbau der Förderung erfolgen. Dies geschieht je nach Technologie im Zeitverlauf durch ein „automatisches“ Abschmelzen der Förderung in Form sich reduzierender Differenzkosten.

Die Anreize der Marktdesignelemente wirken integriert auf die Marktakteure. Die Marktakteure wägen aus ihrer spezifischen Marktsituation heraus zwischen den verschiedenen Erlös- und Kostenpositionen des Marktdesigns ab und treffen aus ihrem betriebswirtschaftlichen Kalkül heraus Entscheidungen. Die Anreizwirkungen der Mechanismen sind dabei so konzipiert, dass sie energiewirtschaftlich effiziente Anreizstrukturen für die betriebswirtschaftlichen Entscheidungen der Marktakteure bereitstellen.

5.3 Zeitliche Einordnung der Marktdesignelemente des iEMD

Das im Fokus des vorliegenden Gutachtens stehende Energiemarktdesign beschreibt ein aus Sicht der Gutachter sinnvoll integriertes und effizientes Zielmarktdesign mit einer sehr langfristigen Perspektive (Zieljahr 2050). Der Übergang aus dem Status quo in das vorgeschlagene zukunftsfähige Energiemarktdesign muss daher langfristig geplant und instrumentiert werden. Vor dem Hintergrund der langfristigen Investitionszyklen der Energiemärkte muss während der Transformationsphase das richtige Maß aus notwendiger Veränderung einerseits und die Wiederherstellung von Planungssicherheit sowie politischer Verlässlichkeit andererseits gefunden werden. Eine wesentliche Prämisse für die

Transformation des Energiemarktdesigns sollte darüber hinaus die Gewährleistung des Vertrauensschutzes sein, d. h. dass Investoren auf den Bestand der zum Zeitpunkt ihrer Investitionsentscheidung bestehenden Rechtsordnung vertrauen können.

Wie einführend bereits erläutert, wird unter den Rahmenannahmen des iEMD-Vorschlags davon ausgegangen, dass der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung weiter politisch forciert wird. Dabei wird von einem starken Ausbau der EE, insbesondere bis zum Beginn der 2030er Jahre ausgegangen. In diesem Zeitraum konzentrieren sich daher die Auswirkungen durch den Ausbau der EE auf die verschiedenen Märkte, insbesondere den Strommarkt. Der Ausbau der EE führt in diesem Zeitraum zu massivem Anpassungsdruck im konventionellen Kraftwerksbereich, resultierend insbesondere in einem hohen Investitionsbedarf (vgl. Abschnitt 4.3), dieser wird noch verstärkt durch den Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernenergie. Gleichzeitig erreichen zentrale EE-Technologien die Marktparität und die Förderung der EE kann deutlich reduziert werden bzw. ist nicht mehr notwendig (vgl. Abschnitt 4.5). Im Anschluss verlangsamt sich der Zubau der EE deutlich und die Märkte können sich auf einem neuen Niveau stabilisieren. Unter diesen Annahmen fokussiert sich die Transformationsphase des Marktdesigns insbesondere auf den Zeitraum bis 2030.

Nachfolgende Abbildung verdeutlicht die zentralen Phasen des energiewirtschaftlichen Transformationsprozesses hin zum Ziel des in diesem Gutachten beschriebenen iEMD. Die dargestellten Zeitabschnitte sind schematisch zu verstehen und nicht maßstäblich zu interpretieren. Die Abbildung gliedert sich in drei Zeitabschnitte:

1. Der **Status quo** mit den bekannten Elementen, die seit der Liberalisierung des Strommarktes (EOM), der EE-Förderung (EEG), dem Emissionshandel (EU-ETS) und der Anreizregulierung eingeführt wurden.
2. Die **Transformationsphase**, die von grundlegenden Veränderungen geprägt ist und mit dem heutigen EMD nicht zielgerichtet zu bewältigen sein dürfte. Bestimmte Marktdesignelemente verlieren mit dem Ende der Transformationsphase an Relevanz; mit ihrem Auslaufen endet auch die Transformationsphase.
3. Das **Zielsystem**, in dem die skizzierten Marktdesignelemente integriert wirken und über ihre Anreize die Zielerreichung sicherstellen.

Die Überführung des Ist-Marktdesigns hin zum Zielsystem wird in der Transformationsphase instrumentell begleitet. Den Phasen (in den „Spalten“ der folgenden Abbildung) werden die zentralen in diesem Gutachten diskutierten Marktdesignelemente zugeordnet. Dabei werden die Marktdesignelemente in drei Gruppen (in den „Zeilen“ der Abbildung) untergliedert. Es handelt sich dabei um die zentralen Marktdesignelemente zur Koordination der Strombereitstellungs- und Leistungsvorhaltung, des EE-Ausbaus sowie der Bereitstellung der Netzinfrastruktur.

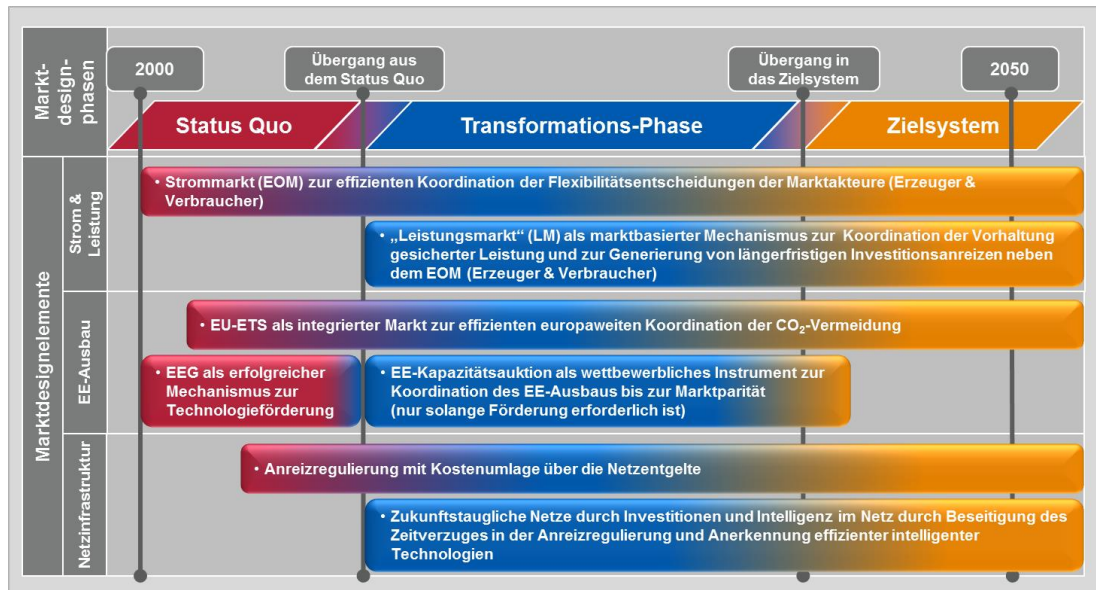


Abbildung 35: Schematische Einteilung des energiewirtschaftlichen Transformationsprozesses in Zeitphasen und Zuordnung der zentralen Marktdesignelemente des iEMD zu den Zeitphasen

Die Abbildung fokussiert sich auf die zentralen Elemente des iEMD, KWK- und ggf. Technologieförderung sind darüber hinaus notwendig. Im Folgenden werden die in der Abbildung skizzierten Marktdesignelemente in ihrer Zuordnung zu den Marktdesignphasen kurz erläutert.

Koordination der Strombereitstellung und Leistungsvorhaltung:

- Seit der Liberalisierung des Strommarktes dient der **EOM zur effizienten Koordination der kurzfristigen Flexibilitätsentscheidungen** der Marktakteure (d. h. Entscheidungen über Erzeugung und Verbrauch von Strom). In dieser Funktion bleibt der Strommarkt bis in das Zielsystem hinein erhalten. Es ist jedoch absehbar, dass der EOM in Hinsicht auf die Generierung von Investitionssignalen ergänzt werden muss.
- Dazu wird der **EOM in der Transformationsphase bis in das Zielsystem hinein durch einen Leistungsmarkt flankiert**. Dabei handelt es sich um einen Markt, der das Produkt „gesicherte Leistung“ zwischen den Verursachern der Leistungsvorhaltung und den Anbietern gesicherter Leistung handelbar und bewertbar macht.³¹

Koordination des EE-Ausbaus:

- Im Ist-System wird seit dem Jahr 2000 der EE-Ausbau insbesondere durch den preisbasierten Fördermechanismus des EEG angereizt. **Das EEG als ein erfolgreicher Mechanismus zur Technologieförderung weist jedoch Defizite in Hinsicht auf die Marktintegration der EE und die Ausbausteuerung auf**. Diese Defizite gilt es im Hinblick auf die geplanten EE-Anteile im Energiesystem (80 Prozent bis 2050) zu beseitigen.

³¹Der Leistungsmarkt wird flankiert durch eine Kraftwerksreserve („Sicherheitsreserve“). Zusätzlich kann die Rolle eines dezentralen / zentralen Market-Makers optional den nachfragebasierten Leistungsmarkt in der Transformationsphase des Energiesystems flankieren, diese ist gekennzeichnet durch den starken Ausbau der EE bis 2030. Seine Aufgabe ist, eine stabile Nachfrage nach gesicherter Leistung mit längeren Vorlaufzeiten (z. B. 10 bis 15 Jahre in die Zukunft) sicherzustellen.

- Das EEG wird in der Transformationsphase durch **die EE-Kapazitätsauktion als ein wettbewerbliches Instrument zur Koordination des EE-Ausbaus abgelöst**. Der Mechanismus ermöglicht ein Maximum an Marktintegration der geförderten EE-Projekte sowie eine gute Steuerbarkeit des Zubaus. Mit dem Erreichen der Marktparität der Erneuerbaren Energien, läuft der Fördermechanismus technologieabhängig aus (vgl. Abschnitt 6.2).
- Der **EU-ETS** hat, trotz der im aktuellen Marktumfeld niedrigen CO₂-Preissignale, das **Potenzial als integrierter Markt die effiziente europaweite Koordination der CO₂-Vermeidung** sicherzustellen. Dies wird durch die derzeit diskutierten Anpassungen („set-aside“/„back-loading“), die in der Transformationsphase umgesetzt werden könnten, unterstützt. Mit dem perspektivischen Erreichen der Marktparität der EE kann der EU-ETS diese Koordinationsaufgabe auch auf den Ausbau der EE als ein zentrales Instrument der Emissionsvermeidung ausweiten.³²

Koordination der Bereitstellung von Netzdienstleistungen:

- Energienetze sind ein natürliches Monopol, sie unterliegen daher im aktuellen Marktdesign einer Anreizregulierung durch den Staat mit Kostenumlage über die Netznutzungsentgelte. **Die Anreizregulierung wird als Instrument der Kostenkontrolle in das Zielsystem überführt.**
- Für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist ein massiver Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze erforderlich. Die Gestaltung des heutigen Regulierungsregimes steht dem aber infolge des Zeitverzugs zwischen Investition und Anpassung der Erlösbergrenzen eher entgegen. Dieser **Zeitverzug ist daher zeitnah aufzuheben**. Darüber hinaus sind **effiziente zukunftstaugliche Technologien** im Rahmen der Regulierung anzuerkennen.

Ergänzend zu den dargestellten Mechanismen ist zur Erreichung der politischen Ziele weiterhin eine KWK-Förderung notwendig. Darüber hinaus kann ggf. eine ergänzende Technologieförderung (z. B. für einzelne Speichertechnologien) sinnvoll sein.

Zusätzlich zu dieser schematischen Angabe in Marktdesignphasen ist eine detaillierte instrumentelle Ausgestaltung der Übergänge zwischen den Marktdesignelementen notwendig. Diese Ausgestaltung ist nicht Schwerpunkt des vorliegenden Gutachtens und muss in weiteren Untersuchungen detailliert betrachtet werden. Dennoch sollen im Folgenden Eckpunkte der Ausgestaltung des Überganges aus dem Status Quo beschrieben werden.

5.4 Übergang aus dem Status quo in das iEMD

Die Marktakteure müssen in der Transformationsphase insbesondere darauf vertrauen können, dass anzupassende Rahmenbedingungen – welche die Basis für Investitionsentscheidungen darstellen – geordnet umgestellt werden. Dies sicherzustellen ist Aufgabe des Staates, der die Ausgestaltung des zukünftigen Energiemarktdesigns und vor allem auch die Geschwindigkeit der Transformation gestaltet. Hierfür steht ausreichend Zeit zur Verfügung, allerdings müssen die notwendigen Weichen frühzeitig gestellt werden. Nur so kann verhindert werden, dass die Marktakteure heute Entscheidungen treffen, die sich langfristig unter anderen Rahmenbedingungen als „stranded investment“ herausstellen.

³²Indirekt über die Wirkung der CO₂-Preise auf die Strompreise.

Dies ist auch nicht im Interesse der Gesellschaft, denn es mindert direkt die Fähigkeit der Marktakteure zur Umsetzung der notwendigen umfangreichen Investitionen und behindert deshalb den gewünschten Umbau des Energiesystems.

Der nachfolgende Abschnitt beschreibt zusammenfassend, welche Schritte absehbar in den kommenden Jahren zu tun sind, wenn das vorgeschlagene integrierte Energiemarktdesign umgesetzt werden soll. Bezugnehmend auf die vorangestellte Abbildung 35 beziehen sich die nachfolgenden Ausführungen insbesondere auf den Übergang aus dem Ist-System in die Transformationsphase (mittelfristige Sicht) und diskutieren Fragen, die sich bei der Umstellung des heute bestehenden EMD auf das vorgeschlagene iEMD stellen. Dies wird für die jeweiligen Marktdesignelemente beschrieben und es werden wesentliche Meilensteine für die Transformationsphase genannt.

Strom- und Leistungsmarkt

Wie die Ausführungen unter Abschnitt 4.3 zeigen, besteht Bedarf an zusätzlicher gesicherter Leistung spätestens ab Anfang/Mitte der 2020er Jahre, nach Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke. Diverse Analysen zeigen jedoch, dass ein relevanter Anteil des Kraftwerksbestands im aktuellen Marktumfeld und absehbar nicht wirtschaftlich ist; sollten die betroffenen Kraftwerke frühzeitig stillgelegt werden, so könnte sich die Kapazitätssituation bereits deutlich frühzeitiger verknappen.

Es wird ein zeitlicher Vorlauf für die Schaffung der notwendigen gesetzlichen Rahmenbedingungen, die institutionelle Ausgestaltung und die Etablierung bzw. Einübung der Prozesse benötigt. Hier kann ein Zeitraum von einigen Jahren notwendig sein. Nimmt man beispielweise an, dass gesetzliche Rahmenbedingungen im Jahr 2014 geschaffen werden, so könnte der Leistungsmarkt im Laufe des Jahres 2015 etabliert werden. Geht man von einem Zeitraum von zwei bis drei Jahren aus, in dem sich Institutionen und Prozesse herausbilden und einüben, so könnte der Leistungsmarkt ab 2017/2018 liquide Preissignale generieren. Gegebenenfalls könnte eine Einführungsphase vorgesehen werden, die es den Marktteilnehmern ermöglicht, sich an die notwendigen Prozesse zu gewöhnen, beispielweise durch Führung eines sogenannten „Schattenportfolios“, also die Einübung der Prozesse in einem bereits ausgestalteten Abwicklungssystem, das nach Ende der Einübungsphase in Funktion gebracht wird.

Ab 2017/2018 würde der Leistungsmarkt Anreize zu einer effizienzorientierten Bewirtschaftung des Leistungsportfolios setzen. Beispielweise könnten kurzfristig unwirtschaftliche Bestandskraftwerke gesichert und Lastflexibilitäten erschlossen werden. Mittelfristig würde der Leistungsmarkt durch Terminpreissignale primär kurzfristig und dezentral im Markt befindliche Ressourcen (z. B. BHKW, Lastflexibilisierung in der Industrie) erschließen. Erst nachrangig aktiviert der Leistungsmarkt weitere zentrale Kraftwerksoptionen (z. B. offene Gasturbinenkraftwerke mit einem zeitlichen Vorlauf von ca. 2 Jahren).

Aufgrund des zeitlich dringenden Handlungsbedarfs könnte es sinnvoll sein, die Transformationsphase hin zum iEMD mit spezifischen Kapazitätsmechanismen zu flankieren. Dies insbesondere auch unter Berücksichtigung der primär regional ausgeprägten Erzeugungsengpässe im Zeitraum bis 2020. Hierfür wird aktuell insbesondere die Einführung einer Kraftwerksreserve diskutiert. Für die Ausgestaltung eines solchen Reserveinstruments bestehen bereits verschiedene, detaillierte Vorschläge, die sich aktuell in der energiewirtschaftlichen Diskussion befinden.³³ Eine solche Kraftwerksreserve ließe sich nach

³³ Vgl. beispielweise Consentec, 2012

Einführung des iEMD in das vorgeschlagene Marktdesign integrieren. So können die kontrahierten Reservekraftwerke in die als Teil des iEMD geführte Sicherheitsreserve überführt werden (vgl. Abschnitt 6.1.4). Der vorgeschlagene Leistungsmarkt kann darüber hinaus bei Bedarf optional durch dezentrale/zentrale „Market-Maker“ mit zusätzlicher Liquidität versehen werden.

Emissionshandel

Der europäische Emissionshandel wird als Bestandteil in den vorgeschlagenen integrierten EMD übernommen und bleibt damit in seiner heutigen Form grundsätzlich erhalten. Die aktuell laufende Diskussion zu einer Reduktion der zugeteilten Emissionsmengen betrifft nicht den grundsätzlichen Marktmechanismus, sondern dessen Kalibrierung. Daher besteht in Bezug auf den Mechanismus an sich kein Umgestaltungsbedarf und es sind keine wesentlichen Meilensteine für den Übergang zu einem neuen EMD zu benennen.

EE-Kapazitätsauktion

Für die Einführung des vorgeschlagenen EE-Mechanismus ist grundsätzlich eine Stichtagsregelung sinnvoll: das EEG gilt grundsätzlich solange weiter, bis die Anlagen aus der ersten Auktion nach dem neuen Fördermechanismus in Betrieb gehen.

Bevor die Einführung des mengenbasierten Fördermechanismus erfolgt, sind jedoch mit ausreichend zeitlichem Vorlauf die folgenden Meilensteine umzusetzen:

- Festlegung des zukünftigen EE-Vergütungssystems. Dies sollte im Rahmen einer grundlegenden Entscheidung über die zentralen Elemente des zukünftigen Energiemarktdesigns erfolgen (integriertes Energiemarktdesign);
- Ausgestaltung des gesetzlichen Rahmens;
- Einrichtung einer zentralen Koordinierungsstelle;
- Festlegen und Veröffentlichung der Auktions- und Vergütungsregeln;
- Durchführung der ersten Auktion mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf vor dem betreffenden Inbetriebnahmejahr (z. B. 3 Jahre im Voraus). Der zeitliche Vorlauf kann dabei nach Technologien gestaffelt werden (so benötigt z. B. PV vermutlich nur einen deutlich geringeren zeitlichen Vorlauf);
- Erstmalige Zuteilung von Vergütungsrechten und Kontrolle des Zubaus.

Die Entscheidung über das zukünftige EE-Fördersystem sollte möglichst zeitnah erfolgen, realistisch nach der Bundestagswahl 2013. Nach der ersten Auktion, möglichst bereits im Jahr 2014, erfolgt eine rollierende Auktionierung und Zuteilung von Vergütungsrechten und ggf. ein Nachsteuern zur Sicherstellung der Zielerreichung mit kürzer werdenden Zeiträumen bis zum Inbetriebnahmezeitpunkt. Für die ersten Auktionen könnte dabei eine reduzierte Vorlaufzeit eingeplant werden, da davon ausgegangen werden kann, dass sich bereits hinreichende EE-Kapazitäten in der Projektierung befinden. Danach erfolgt eine rollierende Auktionierung und Zuteilung von Vergütungsrechten (jährlich) und ggf. ein Nachsteuern zur Sicherstellung der Zielerreichung mit kürzer werdenden Zeiträumen bis zum Inbetriebnahmezeitpunkt.

Das EEG gilt grundsätzlich solange weiter, bis die Anlagen aus der ersten Auktion nach dem neuen Fördermechanismus in Betrieb gehen. Ab diesem Zeitpunkt läuft das EEG aus, da keine neuen Anlagen mehr über das Gesetz gefördert werden. Die während des Übergangs (als der Phase zwischen der ersten Auktion und der Inbetriebnahme der auktionierten Kapazitäten) auftretenden Opportunitätserwägungen der Investoren (EEG vs. neuer Fördermechanismus)

sind erstens zeitlich sehr begrenzt und können zweitens durch flankierende Regelungen im auslaufenden EEG (z. B. Mengendeckel analog heutiger PV-Vergütung) gesteuert werden.

Die Umstellung betrifft ausschließlich Neuanlagen, für Altanlagen gilt das EEG weiter (Bestands- bzw. Vertrauensschutz); ggf. mit den derzeit diskutierten Anpassungen.

Regulierungsmodell Stromnetze

Die Lücke zwischen dem um- und ausbaubedingten Netzkostenanstieg (Kapitalkosten) und der Erlösobergrenze sollte kurzfristig geschlossen werden. Dazu schlagen die Gutachter die Definition von Maßnahmenclustern vor; jede Investition, welche die Kriterien eines Clusters erfüllt, wird als effizient anerkannt, so dass die Kosten unmittelbar in die Erlösobergrenzen einfließen. Diese Weiterentwicklung der Anreizregulierung sollte mit hoher Priorität vorangetrieben werden. Der neue Mechanismus wird auf alle neuen Investitionen angewendet. Eine weitere Übergangsregelung erscheint aus Sicht der Gutachter nicht erforderlich zu sein, weil niemand benachteiligt wird.

6 Beschreibung der Elemente eines zukunftsfähigen Energiemarktdesigns

Das nachfolgende Kapitel beschreibt jeweils in einzelnen Abschnitten die Ausgestaltung des von den Gutachtern vorgeschlagenen integrierten Energiemarktdesigns.

Das vorliegende Gutachten beschreibt als eines der ersten energiewirtschaftlichen Gutachten im deutschen Markt ein integriertes Energiemarktdesign in dem Sinne, dass alle Stufen der Wertschöpfungskette integriert adressiert werden (insb. konventionelle und regenerative Erzeugung, Netzbetrieb, Handel, Vertrieb, Endverbrauch). Vor dem Hintergrund dieser umfassenden Aufgabenstellung können nicht alle Elemente des Marktdesigns detailliert beschrieben werden. Vielmehr handelt es sich im Folgenden um eine Skizze eines möglichen Umsetzungsszenarios, welches insbesondere auch als Ausgangspunkt weiterer Entwicklungen und als Basis für Diskussionen und Verbesserungen dienen kann.

6.1 Strom- und Leistungsmarkt

Die nachfolgenden Abschnitte beschreiben die Ausgestaltung des Strom- und Leistungsmarktes, welches unter der Zielsetzung einer möglichst marktwirtschaftlichen und wettbewerblichen Organisationsform erarbeitet wurde. Es wurde das Ziel verfolgt, regulatorische Eingriffe weitgehend zu vermeiden.

6.1.1 Kurzzusammenfassung des Vorschlags, der Marktrollen und -aufgaben

Der **Strommarkt (EOM) bleibt als effizienter kurzfristiger Koordinator** des Kraftwerkseinsatzes und der Nachfrageflexibilität erhalten, seine Funktionsweise in Zeiten von Stromknappheit wird sichergestellt. Alle Anbieter von Strom, insbesondere auch EE, nutzen den day-ahead EOM als zentralen Erlösmarkt. Kurzfristige **Knappheit im Strommarkt dient als Signalgeber für den Leistungsmarkt**; im integrierten EMD ist Knappheit daher ein wichtiges ökonomisches Signal, das aufgrund der angepassten Marktregeln jedoch ausdrücklich nicht zu einem Versorgungssicherheitsproblem führt. Hierfür wird ein Leistungsmarkt etabliert, der ein **neues Marktsegment für das Produkt gesicherte Leistung** darstellt. Dies erfolgt in Form eines **umfassenden Kapazitätsmarktes**, an dem alle Kraftwerke teilnehmen können, die längerfristig im Voraus gesicherte Leistung garantieren können.

Anbieter von Strom und zukünftig auch Leistung auf den Großhandelsmärkten sind primär Erzeugungsanlagen. Sie bieten Strom im Termin-, day-ahead und intra-day-Markt an. Dies erfolgt je nach Produktdefinition mit unterschiedlichen Fristigkeiten, die dem zeitlich planbaren Einsatz der zugrundeliegenden Erzeugungsanlage entsprechen und umfasst von Kontrakten mit mehreren Jahren Vorlaufzeit (Terminhandel) alle Fristigkeiten bis zur kurzfristigen Erfüllung (day-ahead und intra-day).

Gesicherte Leistung wird durch die Einführung handelbarer Zertifikate verbrieft und in Form dieser Leistungszertifikate zur **Commodity**. Erzeuger, die in der Lage sind ihre Leistung für längere Zeiträume (z. B. ein Jahr) im Voraus gesichert zuzusagen, bekommen standardisierte Leistungszertifikate in Höhe ihrer gesicherten Leistung zugeteilt. Sie können diese veräußern und generieren dadurch im vorgeschlagenen Leistungsmarkt Zusatz Erlöse. Leistungszertifikate sind handelbar und geben gesicherter Leistung einen Preis, der auch in den Endkundenprodukten preiswirksam wird.

Durch die Marktprozesse wird ein **energiewirtschaftlich effizientes Portfolio von Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen** für die Leistungsvorhaltung bestimmt. Dieses Portfolio ist umfassend, es kann Bestands- und Neuanlagen, Nachfrageflexibilität und Speicher umfassen. Zertifizierte Anbieter auf dem Leistungsmarkt können somit konventionelle Anlagen,

dargebotsunabhängige EE, aber auch dargebotsabhängige EE in Kombination mit anderen Erzeugern oder Speichern sein. Die Erlöse jedes einzelnen Anbieters entsprechen dem Wert seines spezifischen Beitrags zur gesicherten Leistung. Im Gegenzug sichern die Anbieter von Leistungszertifikaten zu, basierend auf den Knappheitssignalen des day-ahead Marktes (EOM) ihre Erzeugungskapazität zur Verfügung zu stellen. Im Markt für Leistungszertifikate bildet sich analog zum Strommarkt auch eine Terminhandelsstufe. Kraftwerke erhalten dadurch am Leistungsmarkt perspektivisch eine **investitionsflankierende Erlös Komponente** für ihren Beitrag zur Erzeugungssicherheit. Dabei handelt es sich um einen Mechanismus, der Marktrisiken zwar begrenzt, aber im gewissen Umfang im Markt belässt. Der Leistungsmarkt ermöglicht damit eine **wettbewerbliche Vollkostendeckung** in Ergänzung zum EOM.

Nachfrager nach Strom sind natürlicherweise auch Nachfrager nach gesicherter Leistung. Dies sind indirekt die Endabnehmer von Strom; sie werden auf den Großhandelsmärkten vertreten durch die sie versorgenden Handels- und Vertriebsseinheiten, welche dort als direkte Nachfrager auftreten. Um jederzeit, d. h. auch in Zeiten, in denen Erzeugungskapazität knapp ist, eine gesicherte Stromlieferung zu erhalten, muss die Nachfrageseite eine Leistungsabsicherung erwerben. Dies erfolgt in Form von vorab zu beschaffenden Leistungszertifikaten, die von den die Endkunden versorgenden Einheiten Handel und Vertrieb eingekauft werden. Der sich durch diese Nachfrage einstellende Preis für Leistungszertifikate stellt den Wert der gesicherten Leistung dar.

Für jeden Abnehmer, der eine **nichtunterbrechbare Belieferung** mit Strom erhält, ist somit sichergestellt, dass jederzeit – mindestens im Umfang seiner spezifischen Nachfrage – gesicherte Leistung zur Verfügung steht. Bei Verträgen, die eine teilweise Besicherung beinhalten, gilt das für den zu besichernden Anteil, so dass insgesamt die Leistungsbilanz des Stromversorgungssystems jederzeit gedeckt ist. Alle Endkunden werden zuerst auf eine Vollversorgung mit Leistung umgestellt, dies generiert eine ausreichend hohe Nachfrage nach Leistung und gewährleistet Versorgungssicherheit.

Für den optional möglichen Abschluss einer **unterbrechbaren Belieferung** müssen zwei Voraussetzungen erfüllt sein: erstens muss die technische Möglichkeit zur Messung und Steuerung des Abnehmers bzw. seiner Aggregate bestehen und zweitens muss eine vertragliche Regelung zwischen Kunde und Vertriebsseinheit existieren. In diesem Fall ist der Kunde im Anforderungsfall durch seinen Versorger (Vertrieb/Handel) kontrolliert flexibilisierbar und es ist für diese Absatzmenge keine Beschaffung von Leistungszertifikaten notwendig.

Der daraus entstehende Kostenvorteil bietet eine **optimale Anreizstruktur für die Flexibilisierung der Nachfrage** und reduziert energiewirtschaftlich effizient und mit verursachergerechter Zuteilung der Kosten und Nutzen den Umfang der Leistungsvorhaltung im System, ohne die Versorgungssicherheit zu verringern. Es entwickeln sich flexible Vertragsstrukturen und technische Flexibilitätspotenziale bei den Endkunden werden erschlossen. Damit kann die Höhe der Leistungsvorhaltung effizient gesteuert und reduziert werden. Die vorgeschlagene Ausgestaltung der Einbindung der Verbraucher ermöglicht außerdem ein hohes Maß an **Verursachungsgerechtigkeit** und bietet Anreize für eine Produktdifferenzierung.

Aufgabe des Handels und der Vertriebe ist es in diesem Zusammenhang, Großhandelsprodukte für Strom und Leistung in verschiedenen Fristigkeiten einzukaufen und in Endkundenprodukte zu transformieren. Für die Abwicklung werden Angebot und Nachfrage nach Leistung stetig durch ein Leistungsbilanzkreissystem verteilt und überwacht, welches analog zum bereits bestehenden Bilanzkreissystem für Strom funktioniert. Es stellt die Vertragserfüllung im Leistungsmarkt sicher und pönalisiert etwaige Abweichungen analog zum Ausgleichensystem für Strom. Damit wird der Handel oder Vertrieb als Portfoliomanager

zukünftig nicht nur für die reibungslose Abwicklung der Beschaffung und Strukturierung von Strom, sondern auch von Leistungszertifikaten über alle Fristigkeiten in seinem Bilanzkreis verantwortlich sein.

Die Wertschöpfungsstufe „Handel & Vertrieb“ ist damit zentral für die Umsetzung des nachfragebasierten Leistungsmarktes. Für eine effektive Umsetzung dieses marktlichen Lösungsansatzes sollte auf der Beschaffungsseite und vor allem der Absatzseite daher grundsätzlich **Produktfreiheit** bestehen. Dies ist insbesondere für die wettbewerbliche Generierung von dezentraler Lastflexibilität förderlich. Für Händler und Vertriebe, aber auch Dienstleister, die z. B. dezentrale Lastflexibilitätpotenziale erschließen und bündeln, bietet diese Produktdifferenzierung zukünftig eine wettbewerbliche Erlöschance.

Nachfolgende Abbildung fasst die wesentlichen Akteure und Marktrollen des vorgeschlagenen Strom- und Leistungsmarktes zusammen und zeigt, von wem Strom und Leistungszertifikate angeboten, nachgefragt und die entsprechenden Produkte strukturiert werden.

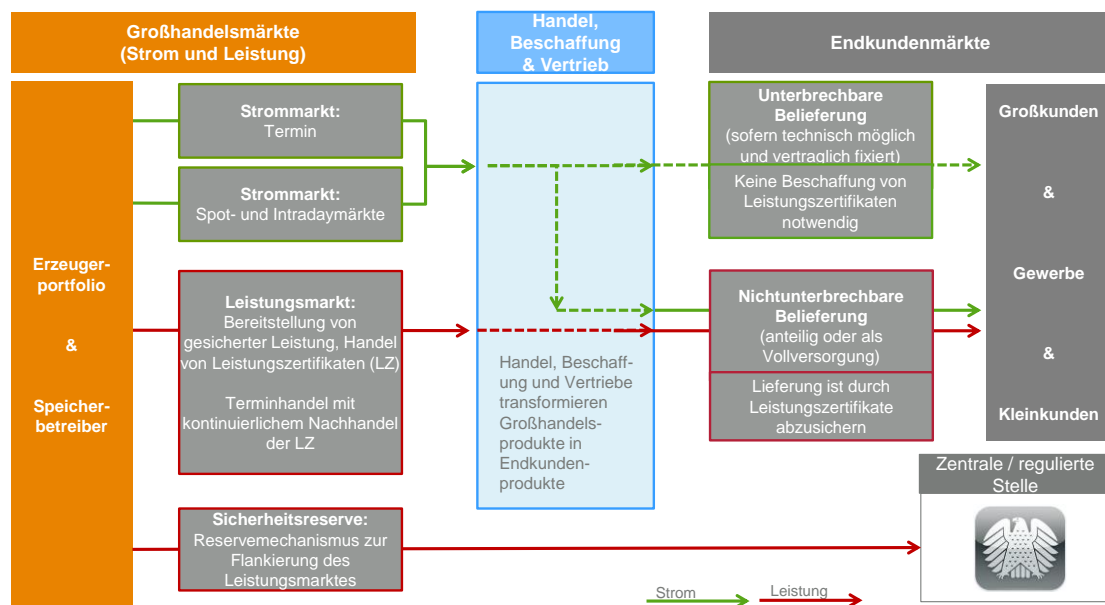


Abbildung 36: Übersicht der Marktakteure und Marktrollen im Strom- und Leistungsmarkt

Die Abbildung verdeutlicht nochmals die ausschlaggebende Produktdifferenzierung, die durch die Einführung eines Leistungsmarktes entsteht: die Kosten der Leistungsvorhaltung auf der einen und ihr Wert für den Endkunden auf der anderen Seite werden preiswirksam. Damit sind alle Voraussetzungen erfüllt, um die tatsächliche Nachfrage und Zahlungsbereitschaft des Endkunden dafür offenzulegen. Hierfür sind auf der Absatzseite nahezu beliebige Kombinationen aus der Belieferung mit Strom und Leistung und der Einbindung lastseitiger Flexibilitäten möglich. Diese Integration wird maßgeblich durch die Handels- und Vertriebsstufe gewährleistet, die hierdurch zukünftig aufgewertet wird.

Börslich organisierte Marktplätze greifen (vor allem in Einführungsphasen) häufiger auf „Market-Maker“ zurück, um die Liquidität des Handels, insbesondere für längere Fristigkeiten zu erhöhen. Market-Maker sind meist größere Marktakteure, die als Käufer und/oder Verkäufer agieren und von kleineren Preisdifferenzen („bid-offer-spread“) profitieren. Sie stehen als Handelspartner für andere Akteure bereit und garantieren damit die Liquidität der Handelsprodukte. Vergleichbare Konstruktionen sind auch für den vorgeschlagenen Leistungsmarkt wahrscheinlich, die Ausgestaltung obliegt jedoch primär dem Markt.

Zur Flankierung der weiter unten skizzierten Transformationsphase kann in das vorgeschlagene iEMD optional auch die Marktrolle eines dezentralen/zentralen Market-Makers integriert werden. Hierbei handelt es sich um eine Stelle, die als Teilnehmer im Leistungsmarkt längerfristig Leistungszertifikate ankauft und damit die Investitionssignale des Leistungsmarktes über den Zeitraum des Terminmarktes hinaus stabilisiert (vgl. dazu auch Abschnitt 6.1.7).

6.1.2 Zielstellung für den Strom- und Leistungsmarkt

Im heutigen Marktdesign ist der Endverbraucher Nachfrager für die Belieferung mit Strom in einer zeitlich aufgelösten Struktur. Die Nachfrage der Endverbraucher wird über Agenten (z. B. Vertriebe, Handel, Beschaffer) gebündelt und in den Strommarkt hinein artikuliert, größere Stromverbraucher treten direkt als Marktakteure in Erscheinung. Die Nachfrage der Endverbraucher nach Strom trifft im Strommarkt auf das Angebot an Strom, bereitgestellt durch das Erzeugungsportfolio.

Der Strommarkt führt Angebot und Nachfrage zusammen, es bilden sich Marktpreise. Der Strommarkt koordiniert dabei energiewirtschaftlich effizient die Dispatchentscheidungen der Marktakteure und generiert zusätzlich Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazitäten. Aktuell bestehen jedoch Zweifel, ob die durch den Strommarkt generierten Anreize für gesicherte Leistung langfristig ausreichen (vgl. 2.3).

Sollte die einführend beschriebene Problematik fehlender Investitionsanreize aus dem EOM eintreten, so würde dies zukünftig zu einer Knappheit von Strom führen. D. h., Angebot und Nachfrage nach Strom würden in einem Zeitraum (beispielsweise in einer Stunde) nicht überein gebracht werden können, da die Nachfrage das Angebot übersteigt. In einer solchen Situation wäre eine Rationierung von Strom notwendig; es käme zu einer unfreiwilligen Reduktion des Stromverbrauchs bei den Endverbrauchern. Eine solche Situation ist insbesondere aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht gewünscht und muss daher vermieden werden. Hierfür ist in der Ausgestaltung des zukünftigen EMD Sorge zu tragen.

Aufgrund der auskömmlichen Kapazitätssituation nach Einführung der Liberalisierung und weiterer Sondereffekte war diese Sachlage bisher relativ unproblematisch, es war (und ist momentan noch)³⁴ ein ausreichend hoher Kapazitätssockel von Bestandskraftwerken vorhanden, die die Versorgung jederzeit technisch sicherstellen könnten (dass diese ggf. nicht wirtschaftlich betrieben werden können, wurde bereits dargestellt). Für die Zukunft besteht jedoch das Risiko von Knappheit durch (teilweise regionale) Erzeugungseingpässe, die durch den Abbau von Kraftwerksleistung bei fehlenden Signalen für Neuinvestitionen hervorgerufen werden. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit gebietet daher eine Anpassung des Marktdesigns. Neben dem Strommarkt wird ein flankierender (Markt-)Mechanismus benötigt, der eine effiziente Bereitstellung gesicherter Leistung im energiewirtschaftlich sinnvollen Umfang ermöglicht („Kapazitätsmechanismus“).

Diesen Zielen kann ein marktlicher Mechanismus gerecht werden, der die Zahlungsbereitschaft der Endkunden für gesicherte Leistung offenlegt und in eine marktwirksame Nachfrage transformiert. Damit ist nicht nur die Angebotsseite für gesicherte Leistung marktlich organisiert (wie bei vielen Kapazitätsmarktorschlägen), sondern **auch die Nachfrage nach gesicherter Leistung bildet sich anhand der Entscheidung der Marktakteure**³⁵ und damit entsprechend

³⁴ Durch zunehmende Netzengpässe ist in Süddeutschland die gesichert verfügbare Kapazität gerade noch ausreichend.

³⁵ Das heißt nicht, dass an den in anderen Vorschlägen formulierten Kapazitätsmechanismen keine nachfrageseitigen Flexibilitäten teilnehmen können, sondern dass üblicherweise eine Teilung der Kapazitätsmärkte in unterschiedliche Marktsegmente vorgesehen ist. Dabei werden üblicherweise in einem Marktsegment Ausschreibungen mit langer Verpflichtungsdauer und Vorlaufzeit durchgeführt. Derartige Marktsegmente sind bezüglich der Teilnahmebedingungen auf zentrale Großkraftwerke zugeschnitten, was dezentralen, insbesondere lastseitigen, Optionen den Zutritt zumindest erschwert.

des Zielsystems des vorliegenden Gutachtens. Somit ist ein Marktplatz zu gestalten, an dem sich ein Marktpreis für gesicherte Leistung bildet, welcher energiewirtschaftlich effiziente Anreize für die Bereitstellung von gesicherter Leistung schafft. Die Rahmenbedingungen und Regelungen eines solchen Marktdesigns für einen Leistungsmarkt werden im Folgenden ausformuliert.

Im vorliegenden Gutachten wird unter dem Begriff "gesicherte Leistung", Leistung verstanden, die über längere Zeiträume und im Voraus (insbesondere auch year-ahead) gesichert mit hoher Wahrscheinlichkeit zur Verfügung steht. Relevant ist dabei jedoch nicht zwangsläufig, dass die Leistung über das gesamte Jahr durchgängig verfügbar ist, sondern, dass die gesicherte Leistung in der Lage ist, dann Strom zu erzeugen, wenn Strom auch real knapp ist.³⁶ In den Zeiträumen mit hoher Last muss gesicherte Leistung vorgehalten werden, um Strom zu erzeugen.

6.1.3 Zentrale Elemente des Strom- und Leistungsmarktes

Ziel von sogenannten Kapazitätsmechanismen ist es, für Anbieter gesicherter Leistung eine zusätzliche Erlösponente zu generieren. Die Erlöse sollen dabei den energiewirtschaftlichen Mehrwert der gesicherten gegenüber der ungesicherten Erzeugung widerspiegeln und damit Anreize für die Schaffung gesicherter Leistung setzen. Um eine energiewirtschaftlich effiziente und marktlich organisierte Anreizstruktur für gesicherte Leistung zu schaffen, sind Produkte zu gestalten, welche die Charakteristika der gesicherten Leistung erfassen und einem Markt zugänglich machen. Ein solches Produkt kann sodann über Marktmechanismen gehandelt und damit auch bewertet werden.

Differenzierung zwischen gesicherter und ungesicherter Leistung

Zentraler Unterschied zwischen gesicherter und ungesicherter Erzeugung ist, dass gesicherte Erzeugung in der Lage ist, **über längere Zeiträume durchgängig und planbar** (d. h. mit hoher Wahrscheinlichkeit) Strom erzeugen zu können. Die Höhe dieses gesicherten und planbaren Erzeugungspotenzials wird durch die gesicherte Leistung angegeben. Eine Gasturbine kann z. B. (von kürzeren Wartungs- und Ausfallzeiten abgesehen) über ein Kalenderjahr auf Termin Strom im Umfang der Nennleistung der Anlage erzeugen, wohingegen eine Windturbine dies nicht kann. Die Nennleistung der Gasturbine stellt daher in erster Näherung gesicherte Leistung dar, die Nennleistung einer Windturbine nicht. Die Eigenschaft, gesicherte Leistung zur Verfügung stellen zu können, ist dabei grundsätzlich unabhängig von den Kosten, mit denen die Stromerzeugung im Falle des Abrufes erfolgt.

Relevant sind für das hier verwendete Verständnis von gesicherter Leistung insbesondere die zu Grunde gelegten Erbringungs- und Vorlaufzeiträume. So kann eine Windturbine z. B. day-ahead (für den Folgetag) für einen Zeitraum von einer Stunde durchaus mit hoher Wahrscheinlichkeit „Leistung“ (relativ) gesichert anbieten und dann auch in Form von Stromerzeugung erbringen. Bei der Verwendung des Begriffs gesicherte Leistung ist also zu definieren, über welche Zeiträume die Leistung gesichert vorgehalten werden soll (z. B. über ein Jahr, einen Monat, eine Stunde), und wie lange im Voraus diese Leistung gesichert feststehen soll (z. B. day-ahead, month-ahead, year-ahead).

Es lässt sich folgende Definition von gesicherter Leistung zusammenfassen:

³⁶ So lange hinreichend andere Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen, also z. B. in einer Sommerstunde mit niedriger Last und hoher Sonneneinstrahlung, muss die gesicherte Leistung hingegen nicht zwangsläufig in Bereitschaft sein, so lange zum Zeitpunkt der Knappheit ihre Verfügbarkeit sichergestellt ist.

Unter gesicherter Leistung verstehen die Gutachter im Folgenden grundsätzlich die Option über einen Zeitraum, jeweils in den Stunden, in denen Strom knapp ist, Strom mit hoher Wahrscheinlichkeit erzeugen bzw. beziehen zu können. Der zu Grunde zu legende Zeitabschnitt für die Laufzeit der Option ist dabei grundsätzlich ein Kalenderjahr. Diese Option wird zum jetzigen Zeitpunkt assetbasiert insbesondere durch die Betreiber von konventionellen Kraftwerken, dargebotsunabhängigen Erneuerbaren und ggf. auch Stromspeichern gehalten.

Jeder assetbasierte Anbieter einer solchen Option leistet einen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Dieser Beitrag wird im Folgenden als Erzeugungssicherheit bezeichnet.³⁷ Der Beitrag eines Anbieters zur Erzeugungssicherheit stellt einen energiewirtschaftlichen Wert dar, der jedoch zum jetzigen Zeitpunkt nicht explizit monetarisiert wird. Ein zentrales Ziel des vorgeschlagenen Marktdesigns ist es daher, gesicherte Leistung in ein handelbares Produkt zu überführen und damit durch Märkte bewertbar zu machen, so dass durch den neu eingeführten Leistungsmarkt effiziente Anreize für Erzeugungssicherheit gesetzt werden.

Einführung von Leistungszertifikaten

Dies wird durch die Einführung von Leistungszertifikaten (LZ) erreicht. Diese Zertifikate verbriefen den Anbietern ihren spezifischen Beitrag an gesicherter Leistung und damit ihr Angebot an Erzeugungssicherheit. Denkbare Leistungsgrößen für diese Zertifikate sind 1 MW Einheiten, aber auch andere Leistungsgrößen sind möglich, um Markteintrittsbarrieren für kleinere Anbieter zu vermeiden. Die Gutachter schlagen für die Ausgabe der Leistungszertifikate grundsätzlich eine Laufzeit von einem Kalenderjahr vor. Auf Basis dieser Leistungszertifikate wird das Gut gesicherte Leistung zu einem handelbaren Produkt, für das sich ein Markt und damit ein Marktwert („Preis“) bilden kann. Die Zertifikate stellen weiterhin sicher, dass ein standardisierter Handel mit LZ erfolgen kann. Die Leistungsbeschaffung kann durch bilaterale Verträge oder über andere Handelswege (z. B. Börse, Plattformen) erfolgen.

Eine zentrale Frage bei der Umwandlung von gesicherter Leistung in ein handelbares Produkt ist der Nachweis, dass die gesicherte Leistung auch geliefert worden ist (durch Stromerzeugung in Zeiten der Stromknappheit). Dies wird durch die Einführung eines Nachweissystems sichergestellt (vgl. S. 96). Der Aufwand in diesem Zusammenhang wird durch die Gutachter als begrenzt eingeschätzt, da in Form des Bilanzkreissystems bereits ein erweiterbares System besteht. Darüber hinaus ist eine vergleichbare Nachweisführung grundsätzlich in jeder Ausgestaltungsvariante von Kapazitätsmechanismen notwendig.

Die vorgeschlagenen Leistungszertifikate zielen darauf ab, die Charakteristika der gesicherten Leistung als „Commodity“ abzubilden, d. h. als einheitliches Produkt und damit unabhängig von der jeweiligen Technologie, die die gesicherte Leistung zur Verfügung stellt. Dies wird erreicht, indem die Bereitstellung gesicherter Leistung vollständig von den Kosten der Stromerzeugung („€/MWh“) entkoppelt wird. Ein Leistungszertifikat stellt daher die Option dar, Strom zu erzeugen, unabhängig davon, zu welchen Kosten dies geschieht.

Damit sich ein Markt für Leistungszertifikate bilden kann, ist neben der Etablierung eines Angebots von gesicherter Leistung, welches über die ausgeführte Zertifizierung geschaffen

³⁷Erzeugungssicherheit umfasst nur eine Teilmenge der Versorgungssicherheit. Um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss zusätzlich zur Erzeugungssicherheit auch die Erfüllung der Transport- und Verteilungsaufgabe in den Netzen umfassend gewährleistet sein (Transportsicherheit).

wird, die Schaffung (bzw. die Offenlegung) einer Nachfrage nach Leistungszertifikaten notwendig.

Nachfrage nach Leistungszertifikaten

In der vorliegenden Untersuchung wird ein möglichst marktwirtschaftlich organisiertes „Marktdesign“ vorgeschlagen, in dem die Marktakteure die zentrale Funktion als Nachfrage selber übernehmen. Ziel ist es dabei, insbesondere die Stromverbraucher über ihre Intermediäre als Counterparts der Anbieter gesicherter Leistung einzubinden. Dies führt langfristig zu einer energiewirtschaftlich effizienten Koordination der Vorhaltung gesicherter Leistung und ermöglicht das marktliche Erschließen von Potenzialen der Nachfrageflexibilisierung.

Die Verbraucher treten in aller Regel (d. h. außer bei Großverbrauchern) nicht direkt als Nachfrager nach Leistungszertifikaten auf, sondern nur indirekt über die Energievertriebe (ggf. mit Beschaffung, Handel). Im Energiemarkt transformieren die Vertriebe die Produkte des Endkundenmarktes (Verbrauchprofil) in die Produkte des Großhandelsmarktes (base- und peak-Produkte). Diese erfolgt analog im Leistungsmarkt: Die typischen Endkundenprodukte sind Vollversorgung und unterbrechbare Lieferung. Die Vertriebe ermitteln aus diesen Endkundenprodukten ihren Bedarf an gesicherter Leistung und decken diesen im Großhandelsmarkt für Leistungszertifikate ein. Unbenommen können natürlich große Verbraucher auch direkt im Großhandelsmarkt agieren.

Die Großkunden sowie die Vertriebe kaufen für ihre Kunden nicht mehr nur Strom in einer zeitlichen Struktur ein, sondern erwerben zusätzlich auch Leistungszertifikate für den Bedarf an gesicherter Leistung in ihrem Portfolio. Dies entspricht in erster Näherung (d. h. solange nicht andere Nachfragesignale seitens der Verbraucher vorliegen) dem prognostizierten Jahresbedarf der dem Portfolio zugeordneten Verbraucher in den Stunden des Jahres mit der höchsten Last.

Die Vertriebe bzw. auch andere dienstleistende Marktrollen (z. B. im Handel), poolen und strukturieren die ihnen zugeordneten Verbraucher und sorgen damit dafür, dass nicht mehr Leistung kontrahiert wird, als zur sicheren Versorgung der (nicht flexibilisierten) Verbraucher erforderlich ist. Strukturell vergleichbare Anreize hin zu einer Poolung in größeren Portfolios bestehen z. B. auch bereits im heutigen Ausgleichsenergiesystem, ohne dass dies zu einer übermäßigen Verengung des Wettbewerbsfeldes im Vertriebsmarkt geführt hätte.

Ggf. entstehen weitere Marktrollen, die die Poolung des Leistungsbezugs für die kleineren Marktakteure übernehmen und die Vorhaltung strukturieren. Um die Leistungsbedarfsprognose der Verbraucher/Vertriebe zu unterstützen, ist eine transparente Veröffentlichung der dafür relevanten Daten notwendig. Dies betrifft insbesondere eine Systemleistungsprognose durch die Übertragungsnetzbetreiber oder eine alternative koordinierende Stelle.

Aus der Perspektive von dezentral aufgestellten Marktakteuren, hat das vorgeschlagene Marktdesign insbesondere den Vorteil, dass durch die Nähe zum Stromverbraucher das Potenzial besteht, intelligente Lösungen zur nachfrageseitigen Flexibilisierung zu aktivieren und damit zusätzliche Wertschöpfung zu generieren. Eine intensive Nutzung der Kundenschnittstelle, beispielweise durch Stadtwerke, ermöglicht gegenüber den anderen Marktakteuren im Vertriebssegment Wettbewerbsvorteile, der sich in Wertschöpfungsanteilen niederschlägt.

Relevant ist dabei, dass die Vertriebe und Großverbraucher in Summe ein angemessenes Maß an Leistungszertifikaten vorhalten. Es ist davon auszugehen, dass die Vertriebe, als Schnittstelle zum Verbraucher, gemeinsam über eine optimale Ausstattung mit Informationen für diese Aufgabe verfügen, so dass die Prognosegüte vergleichsweise hoch ist. Die Vertriebe

sind daher, im Vergleich zu anderen denkbaren regulatorischen Stellen, vergleichsweise am besten für die Prognoseaufgabe geeignet. Sie kennen den Bedarf ihrer Kunden nach gesicherter Leistung bzw. können diesen am ehesten identifizieren. Darüber hinaus können sie am ehesten darauf einwirken, dass die Verbraucher ihren Bedarf an gesicherter Leistung reduzieren (vgl. Folgeabschnitt).

Seitens der Stromverbraucher besteht bisher grundsätzlich ein Wunsch nach der Fixierung von Preisen über längere Zeiträume ("Preisgarantien"). Bleibt diese Präferenz bestehen, so schlägt sich dies in Verträgen zwischen Verbrauchern und Vertrieben nieder, die eine längerfristige Preisfixierung beinhalten. Die Vertriebe wiederum sichern sich auf Terminmärkten gegen das damit verbundene Beschaffungsrisiko ab. Es ist daher von einer liquiden Nachfrage nach Leistungszertifikaten auch auf den Terminmärkten auszugehen, also einem Markt für die Beschaffung gesicherter Leistung für einige Jahre im Voraus. In Analogie zu den liquiden börslichen Terminzeiträumen am Strommarkt wären beispielweise etwa drei Jahre denkbar. Aus Sicht der Kraftwerksinvestoren stellt dies eine Verbesserung der marktlichen Rahmenbedingungen durch Diversifizierung und Stabilisierung der Erlössituation dar.

Das unternehmerische Risiko der Investition wird dadurch gedämpft, aber nicht aus dem Markt genommen. Vielmehr ist es das Ziel, dass sich ein angemessenes Verhältnis von Rendite und Risiko am Markt einstellt. Das Risiko einer Investition in neue Kraftwerke kann dabei über den Markt strukturiert werden, indem ergänzende Marktrollen am Risiko der Investition und im Gegenzug an der erwarteten Rendite partizipieren. So zeigt die Erfahrung mit liberalisierten Strommärkten, dass sich auch für längere Terminzeiträume im Rahmen von nicht börslichen, insbesondere assetbasierten Termingeschäften langfristige Kontrakte entwickeln.

Eine ähnliche Entwicklung könnte sich auch auf dem Leistungsmarkt einstellen, so dass Anbieter von Zertifikaten diese auch längerfristiger vermarkten können, beispielweise im Rahmen von langfristigen Abnahmeverträgen mit Marktakteuren, wie sie sich in ähnlicher Form auch für Strom etabliert haben. Um insbesondere in der Transformationsphase des Energiesystems längerfristig liquide Preissignale zu generieren, kann das System des Leistungsmarktes optional zusätzlich durch einen dezentralen/zentralen „Market-Maker“ ergänzt werden (vgl. Seite 104).

Schnittstelle zum Endverbraucher

Stromverbraucher, deren Verbrauch weder mess- noch regelbar ist (z. B. Standardlastprofilkunden (SLP), Haushalts- und Kleinkundensegment), unterliegen einer Vollversorgung mit Strom und gesicherter Leistung. Die Versorgung mit gesicherter Leistung muss demnach nicht extra „beauftragt“ werden, sondern besteht als Grundannahme; sie kann aber auf vertraglicher/technischer Basis aufgelöst werden.

Dies entspricht einem „Opt-in-Verfahren“ für die Teilnahme an einer flexibilisierten Versorgung von Endkunden. Zum Zeitpunkt der Einführung des Leistungsmarktes, wird für einen Großteil der Stromverbraucher eine solche Vollversorgung mit Strom und Leistung notwendig. Die Kosten für die Absicherung der gesicherten Leistung ihrer Verbraucher durch Leistungszertifikate werden die Vertriebe über die Vertragsstrukturen ihrer Endkundenprodukte an ihre Verbraucher weiterreichen.

Kunden und Vertriebe haben aber grundsätzlich die Möglichkeit, den Bedarf an gesicherter Leistung durch geeignete Maßnahmen zu senken und damit eine kostengünstigere Beschaffung umzusetzen. Sind Verbraucher technisch in der Lage, ihren Bedarf an gesicherter Leistung abzusenken, indem Sie ihren Stromverbrauch in den Zeiträumen von Knappheit reduzieren, so müssen sie (bzw. ihre Vertriebe) weniger Leistungszertifikate zur Absicherung ihres Strombezugs erwerben.

Einzel- und energiewirtschaftlich rational ist es demnach, dass alle Endverbraucher, die ihren Bedarf an gesicherter Leistung zu (Opportunitäts-)Kosten reduzieren können, die unterhalb der Marktpreise für Leistungszertifikate liegen, dies tun. Die durch die Reduktion des Bedarfs an gesicherter Leistung entstehenden Einsparungen werden zwischen Vertrieb und Verbraucher aufzuteilen sein³⁸. Die Kosten für Leistungszertifikate stellen daher einen Anreiz dar, den Bezug an gesicherter Leistung zu optimieren und möglichst zu reduzieren. Die Marktpreise für Leistungszertifikate repräsentieren für die Einbindung der Endkunden in den Leistungsmarkt (Aktivierung von Nachfrageflexibilität) eine optimale Anreizstruktur. Die Erschließung und Aktivierung entsprechend der marktlichen Signale verbleibt dabei in der Sphäre des Marktes; insbesondere im Aufgabenbereich der Vertriebe.

Durch die ggf. höheren Kosten einer Vollversorgung (mit gesicherter Leistung und Strom) ist davon auszugehen, dass im Zeitraum bis 2050 starke Anreize entstehen, auf eine auf Messung basierende und bedarfsgerechte Versorgung umzustellen.³⁹ Beispielweise dadurch, dass sich vermehrt Verträge mit einer Unterbrechbarkeit für einen Teil des Verbrauchs (z. B. für einzelne Aggregate) herausbilden. Hierbei muss sichergestellt sein, dass für die Verbrauchsanteile eines Vertriebsportfolios, die keine Leistungszertifikate vorweisen, in allen Zeiträumen einer Knappheit (siehe Abschnitt zur Integration mit dem EOM) unterbrochen werden können. Diese Zeiträume können je nach zukünftiger Entwicklung in ihrer Länge verschieden sein. Dies basiert insbesondere auf einer Alternative zu SLP für diese Kunden und einen Einbau intelligenter Messtechnik (z. B. Smart Meter). Für die Ausgestaltung der Verträge zu Endkunden werden seitens des Marktdesigns keine Vorgaben gemacht, es besteht daher also Produktfreiheit im Endkundenverhältnis. Im Spiel der Marktkräfte auf den Endkundenmärkten werden sich daher geeignete Produkte herausbilden, die Akzeptanz bei den Endkunden mit energiewirtschaftlicher Effizienz verbinden.

³⁸ Der Wettbewerb mit anderen Vertriebeinheiten stellt sicher, dass keine übermäßigen Margen anfallen.

³⁹ Wie diese Entwicklungen genau verlaufen werden, kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht vorhergesagt werden und ist z. B. von der Kostenentwicklung der verschiedenen für eine Flexibilisierung notwendigen technischen Komponenten abhängig. Entscheidend ist jedoch, dass ein zukunftsfähiges Marktdesign offen für derartige Geschäftsmodelle ist und hierfür im energiewirtschaftlich sinnvollen Umfang eine Anreizstruktur vorsieht. Dies ist hier aus Sicht der Gutachter der Fall.

Eine Flexibilisierung von Verbrauchern stellt im Sinne des Gutachtens keine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit dar. Denn Verbraucher, deren Strombezug in Knappheitszeiträumen reduziert wird, erfüllen die technischen Voraussetzungen für eine Unterbrechbarkeit mindestens eines Teils ihres Verbrauchs (z. B. einzelner Aggregate) und stellen die daraus resultierenden Flexibilitäten aktiv und aus ökonomischem Kalkül den Märkten zur Verfügung.

Es handelt sich dabei also nicht um eine unfreiwillige Leistungsreduktion (Lastabwurf oder „Black-Out“), sondern um die Aktivierung von marktlich bepreister und vergüteter Lastflexibilität auf einer vertraglichen Basis.

Angebot von Leistungszertifikaten

Welche Optionen erzeugungsseitig für die Bereitstellung gesicherter Leistung genutzt werden und in welcher Höhe gesicherte Leistung angeboten wird, wird im vorgeschlagenen Marktdesign nicht marktfern durch einen Regulierer, sondern durch die Marktakteure selber entsprechend der marktlichen Anreize festgelegt.

Die Anbieter von Leistungszertifikaten erhalten ihre Zertifikate kostenfrei im Rahmen einer Qualifikation zugeteilt. Die Ausgabe der Leistungszertifikate erfolgt an geeignete Kraftwerke, Speicher und Portfolios aus diesen Optionen. Die Zusammensetzung des Gesamtportfolios der Leistungsvorhaltung (in Deutschland) ergibt sich entsprechend der Marktsignale. Lastseitige Flexibilitäten (z. B. Demand-Side-Management) müssen nicht angebotsseitig zertifiziert werden, da sie die eventuell zur Verfügung stehenden Flexibilitätsspielräume dazu nutzen werden, ihren Bedarf an Leistungszertifikaten zu senken. Lastseitige Flexibilitäten reduzieren daher die Nachfrage nach gesicherter Leistung am Leistungsmarkt und müssen nicht Leistungszertifikate als Angebot am Leistungsmarkt anbieten.

Die Zertifizierung erfolgt durch eine zentrale Stelle, die jedoch – im Gegensatz zu anderen Vorschlägen für Kapazitätsmechanismen – die vorrangige Aufgabe hat, die Eignung von Anbietern von gesicherter Leistung zu plausibilisieren. Die Eignung wird primär durch die Marktakteure bewertet und garantiert, dies wird durch eine geeignete Pönalisierung von Fehlverhalten sichergestellt (vgl. auch nachfolgender Abschnitt zu den Qualifikationsbedingungen). Die Stelle legt z. B. explizit nicht fest, in welcher Gesamthöhe Zertifikate benötigt oder ausgegeben werden, dies erfolgt auf Basis der Marktmechanismen (vgl. hierzu auch S. 94).

Grundsätzlich erfolgt die Ausgabe von Leistungszertifikaten in Jahreseinheiten. Für Anlagen, die unterjährig in Betrieb gehen, ist darüber hinaus für das laufende Jahr auch eine Ausgabe von Restjahresprodukten vorgesehen. Die Ausgabe von Leistungszertifikaten soll dabei auch für Terminzeiträume erfolgen.⁴⁰ Somit sind Anlagenbetreiber in der Lage, Leistungszertifikate auch auf Termin anzubieten. Die Zertifikate können unterjährig nachgehandelt werden.

Darstellungsabhängige Erzeugungstechnologien (z. B. Wind und PV) sind grundsätzlich nur im geringen Umfang in der Lage, gesicherte Leistung year-ahead anzubieten. Sie können daher, ohne die Ergänzung durch andere Technologien, kaum Leistungszertifikate veräußern.⁴¹ Dargebotsunabhängige regenerative Erzeuger sind jedoch in der Lage an einem Markt für Leistungszertifikate als Anbieter zu partizipieren und dort Erlöse zu erzielen. Entsprechend der

⁴⁰ Die Ausgabe könnte dabei grundsätzlich über die erwartete Lebensdauer der Kraftwerke erfolgen. Ggf. kann hier auch eine Obergrenze vorgegeben werden (z. B. 20 Jahre). Die Ausgabe kann auf Wunsch auch für in der Zukunft liegende Terminzeiträume erfolgen, z. B. dann, wenn die Inbetriebnahme eines Kraftwerkes noch einige Jahre in der Zukunft liegt.

⁴¹ Denkbar wäre es maximal, dass Marktteilnehmer durch geeignete Poolung der EE den so genannten „Kapazitätskredit“ der EE auf dem Leistungsmarkt anbieten.

Anreizhöhe an diesem Markt werden sie dies tun und haben damit Anreize, den potenziellen Beitrag ihrer Anlagen zur Erzeugungssicherheit zu maximieren.

Qualifikationsbedingungen

Der Verkäufer eines Leistungszertifikates muss sicherstellen, dass er im Umfang der verkauften Leistungszertifikate und über den zugrunde liegenden Zeitraum Strom am Strommarkt anbieten kann. Relevant ist dabei insbesondere, dass der Verkäufer eines Leistungszertifikates Strom im Knappheitsfall am Strommarkt anbietet. Da im Knappheitsfall alle verfügbaren Anbieter von Strom auch abgerufen werden, impliziert dies, dass ein Verkäufer von Leistungszertifikaten im Knappheitsfall Strom erzeugen können muss.

Falls Erzeuger im Knappheitsfall nicht in der Lage sind, soviel Strom zu erzeugen, wie sie über die Leistungszertifikate gesichert verkauft haben, muss ein Dritter einspringen können. Die Absicherung der angebotenen Leistung für den Fall von unvorhersehbarer Nichtverfügbarkeit, z. B. aufgrund von technischen Defekten, ist Aufgabe der jeweiligen Anbieter. Außerhalb der Knappheitszeiten steht es dem Betreiber frei, Wartungen usw. anzusetzen. Alternativ wäre es auch möglich, dass die Anbieter ihre Leistungszertifikate kurzfristig zurückkaufen, wenn sie eine Nichtverfügbarkeit erkennen. Hierfür können z. B. die heute üblichen Reserveverträge verwendet werden, die eine sinnvolle Poolgröße beinhalten. Die als Reservekraftwerke kontrahierten Anlagen können selbst keine Leistungszertifikate anbieten.⁴²

Der Anreiz zur Erfüllung dieser Anforderungen entsteht über zwei verschiedene Mechanismen:

- Zum Zeitpunkt der Höchstlast werden die Strompreise am EOM vermutlich hoch sein, so dass diese Preise aus sich selbst heraus Anreize für die Erzeugung von Strom bieten.
- Ein Erzeuger, der zum Zeitpunkt der Knappheit weniger Strom erzeugt als über den Verkauf von Leistungszertifikaten zugesichert, muss die Kosten des Ausgleichs der Mindererzeugung übernehmen (vgl. auch nachfolgender Abschnitt zum Reserve- und Ausgleichssystem).

Durch die zuvor beschriebenen Anreizkomponenten wird sichergestellt, dass die Anbieter von Leistungszertifikaten bestmöglich die Verfügbarkeit ihrer Anlagen gewährleisten – insbesondere zu Hochpreis- und Knappheitszeiten.

Es sollte im Rahmen einer Zertifizierung plausibilisiert werden, dass Erzeugungskapazitäten vorhanden bzw. geplant sind, die den Umfang der ausgegebenen Leistungszertifikate tatsächlich bereitstellen können. Im Rahmen der Zertifizierung des Angebotes an gesicherter Leistung können zusätzlich bestimmte Präqualifikationsbedingungen hinterlegt werden. Grundsätzlich sind aus Sicht der Gutachter jedoch keine detaillierten technischen Präqualifikationsbedingungen zu erfüllen.

⁴²Dies ist nicht zwangsläufig regulatorisch zu prüfen; Anreize zur Vorhaltung von Reserve für Ausfallsituationen ergeben sich bereits aus der Pönalisierung im Fall der Nichterzeugung. Kraftwerke, die eine „Doppelvermarktung“ (Verkauf von Leistungszertifikaten und Kontrahierung als Reservekraftwerk) durchführen, gehen damit das Risiko ein, zum Zeitpunkt der Stromknappheit eine der beiden Verpflichtungen nicht erfüllen zu können und dann ggf. pönalisiert zu werden.

Eine Steuerung der Anbieter gesicherter Leistung durch marktliche Anreize (Erlöschancen und ein Pönalsystem) hat gegenüber der Aufstellung strikter technischer Bedingungen den Vorteil, dass die Anbieter in der Lage sind, verschiedenste Optionen zur Bereitstellung gesicherter Leistung zu bewerten und zu nutzen. Dies betrifft z. B. die Einbindung von Speichern und dezentralen KWK-Anlagen, die – soweit wirtschaftlich effizient – auf Basis der Anreize des Leistungsmarkts erschlossen werden.

Regulatorisch vorgegebene Anforderungen der technischen Bedingungen bergen das Risiko, dass diese zu starr formuliert sind und damit kleinere und nicht standardisierte Anbieter von gesicherter Leistung nicht umfassen. Die Empfehlung der Gutachter lautet daher, weitgehende Produktfreiheit zuzulassen. Die Marktregeln sorgen sodann dafür, dass die Marktakteure diese Optionen bewerten. Die Sicherstellung der Einsatzbereitschaft der in Form von Leistungszertifikaten verbrieften und an Nachfrager verkauften gesicherten Leistung liegt dann im Eigeninteresse der Marktakteure, um im Knappheitsfall eine Pönalezahlung zu vermeiden.

Die Pönale in Hinsicht auf die Vertragserfüllung stellt darüber hinaus sicher, dass die Anlagen auch bestimmte Flexibilitätsbedingungen erfüllen. Im aktuellen Marktumfeld ist der day-ahead Markt für Strom der zentrale Signalgeber für Stromknappheit. Die Anbieter von Leistungszertifikaten sichern daher zu, basierend auf den Knappheitssignalen des day-ahead Marktes ihre Erzeugung zur Verfügung stellen zu können. Dies impliziert, dass die Anbieter von Leistungszertifikaten innerhalb der day-ahead Fristigkeiten ihre Leistung im Umfang der abverkauften Leistungszertifikate bereitstellen können und damit gewisse Mindestanforderungen an ihre Regelbarkeit und insbesondere ihren Leistungsgradienten erfüllen. Damit sollten sich detailliertere Präqualifikationsanforderungen weitgehend erübrigen. Grundsätzlich wäre jedoch eine detaillierte Vorgabe von z. B. Mindestverfügbarkeiten und Flexibilitätsbedingungen möglich.

Zwischenfazit

Als Zwischenfazit lässt sich festhalten: Handelbare Leistungszertifikate sind die Voraussetzung, damit der ökonomische Mehrwert von gesicherten Erzeugungsoptionen im Verhältnis zu ungesicherten Erzeugern offengelegt wird. Gesicherte Erzeuger stellen planbare Stromerzeugung in Höhe ihrer gesicherten Leistung zur Verfügung und können daher Leistungszertifikate anbieten. Sie verpflichten sich zum Anbieten dieser Leistung im Knappheitsfall und erhalten im Gegenzug zusätzliche Erlöse durch den Verkauf der Zertifikate am Markt, unterliegen jedoch bei Nichtlieferung einer Pönale. Ungesicherte Erzeuger, deren Produktion nicht langfristig planbar ist, erhalten keine Leistungszertifikate und partizipieren daher an diesen Erlösen nicht. Sie haben jedoch Anreize, ihren Beitrag zur Leistungsbilanz zu steigern – z. B. durch eine Kombination mit Speichern oder flexiblen Erzeugungseinheiten, sofern dies wirtschaftlich ist.

Organisation eines Marktes für Leistungszertifikate

Angebot von und Nachfrage nach Leistungszertifikaten treffen sich an einem Markt: dem Leistungsmarkt. Entscheidend ist es dabei vor allem, den regulatorischen Rahmen zu schaffen, der die Offenlegung eines Angebotes und insbesondere einer Nachfrage nach Leistungszertifikaten ermöglicht. Die genaue Organisationsform des Leistungsmarktes und die Ausgestaltung der einzelnen Transaktionsmechanismen sind demgegenüber vorerst nachrangig. Möglich sind hier verschiedene Marktorganisationsformen, beispielsweise börslicher oder OTC Handel, Auktion oder kontinuierlicher Handel der Zertifikate. Die Entscheidung zur genaueren Ausgestaltung und ggfs. Kombination der endgültigen Marktorganisationsformen erfordert jedoch eine tiefgehende Abwägung, die im Rahmen dieses Gutachtens nicht im Detail erfolgt. Bei erfolgreicher Parametrierung der Angebots- und Nachfrageseite und im Betrachtungshorizont bis 2050 wird sich die Organisationsform eines

solchen Marktes entsprechend den Bedürfnissen der angebots- und nachfrageseitigen Marktakteure entwickeln, wie dies auch auf anderen Commodity-Märkten der Fall war und ist.

Daher soll im Folgenden nur ein beispielhaftes Umsetzungsszenario beschrieben werden, um eine bessere Anschaulichkeit für die Funktionsweise des vorgeschlagenen Leistungsmarktes zu vermitteln.

Die Ausgabe von Leistungszertifikaten an die Erzeuger in Form von Jahresprodukten führt dazu, dass Leistungszertifikate primär in Form von Jahresprodukten am Leistungsmarkt angeboten werden. Hier lassen sich zwei Fälle unterscheiden: entweder sind die Leistungszertifikate auf ein noch nicht begonnenes Folgejahr bezogen (year-ahead) oder sie beziehen sich auf den Rest des laufenden Jahres (rest-of-year). Es ist davon auszugehen, dass sich zumindest in der Phase der Einführung primär entsprechend dieser Produktdefinitionen ein Handelsmarkt entwickeln wird.

Darüber hinaus haben die Marktakteure grundsätzlich einen Bedarf an einem Produktzuschnitt äquivalent zum Zuschnitt der Großhandelsprodukte für Strom. Dies würde es den Verbrauchern, Händlern und Erzeugern z. B. ermöglichen, Stromlieferung und Absicherung durch Leistungszertifikate in parallelen Produkten zu strukturieren. Es könnte den Zertifikathaltern- und Händlern daher freigestellt werden, das Jahresprodukt in beliebige Zeitscheiben aufzuteilen. Falls der Markt eine Nachfrage nach kurzfristigeren Produkten generiert (z. B. für Monats, Tages- oder Stundenprodukte) ist daher auch die Einführung derartiger Leistungsprodukte grundsätzlich möglich. Dabei ist zu vermuten, dass - analog zu den Fristigkeiten im Strommarkt - der Schwerpunkt auf dem Handel von Terminprodukten liegen wird. Längerfristige Produkte weisen dabei vermutlich stabilere Preise auf, wohingegen kürzere Produktlaufzeiten eine optimierte Strukturierung der Leistungsvorhaltung ermöglichen. Es ist davon auszugehen, dass der Markt entsprechend seines Bedarfs, ggf. auch regulatorisch begleitet, hierfür geeignete und den Gegebenheiten angepasste Festlegungen trifft.

Für die beschriebenen Produkte etablieren sich Handelsplätze. Hier ist ein kontinuierlicher Handel sinnvoll, der eine gleichermaßen kontinuierliche Reallokation der Leistungszertifikate gewährleistet. Dies ist beispielsweise dann relevant, wenn Kunden den Vertrieb wechseln oder wenn sich der Leistungsbedarf eines Industriekunden unterjährig verändert. Aus Gründen der Transparenz ist ein börslicher Handel der LZ wünschenswert, ggf. flankiert von OTC-Handelsplattformen, die sich in der Preisbildung jedoch vermutlich an den transparenten börslichen Leitmarkt anlehnen würden. Dies entspricht weitgehend der heutigen Situation am EOM, wo der börsliche Handel auch für OTC-Mengen weitgehend preissetzend ist. Leistungszertifikate verfallen grundsätzlich am Ende ihrer Gültigkeitsdauer; d. h. sie sind rollierend neu auszugeben und von den Nachfragern zu beschaffen.

Marktpreisbildung an einem Markt für Leistungszertifikate

Nachfolgend soll die Funktion des vorgeschlagenen Leistungsmarktes verdeutlicht werden. Am Leistungsmarkt treffen Angebot und Nachfrage nach Leistungszertifikaten aufeinander:

- Anbieter sind dabei insbesondere konventionelle Kraftwerke. Aber auch andere Erzeugungsoptionen, die Strom in den Zeiträumen der deutschen Jahreshöchstlast bereitstellen können, sind teilnahmefähig. Kraftwerke bieten grundsätzlich mit den „Differenzkosten“ der Vorhaltung gesicherter Leistung in diesen Markt, d. h. mit den Kosten, die nicht allein durch Erlöse am Markt für Strom (EOM) und ggf. für Systemdienstleistungen gedeckt werden.
 - Für Bestandskraftwerke bezieht sich dies grundsätzlich nur auf den Anteil der fixen Betriebskosten, der nicht über andere Markterlöse gedeckt werden kann.

D. h., unwirtschaftliche Bestandskraftwerke bleiben dann am Markt, wenn sie mindestens ihre fixen Betriebskosten Erlösen können.

- Neue Kraftwerke treten dann in den Markt ein, wenn sie ihre Differenzkosten (d. h. erwartete Kapitalkosten und fixe Betriebskosten abzüglich der erwarteten Stromerlöse) durch die antizipierten Erlöse am Leistungsmarkt decken können. Das bedeutet, es werden neue Kraftwerke gebaut, wenn das Marktpreisniveau am Leistungsmarkt und am Markt für Strom eine risikoangemessene Mindestrendite für Kraftwerksprojekte erwarten lässt. Der Leistungsmarkt dient demnach zur Deckung der Differenz der Vollkosten einer Neuinvestition abzüglich der Erlöse auf dem EOM, Reservemärkten, und den Märkten für Systemdienstleistungen.
- Alle Vertriebe und Großverbraucher treten am Leistungsmarkt als Nachfrager auf, sofern sie ihren Strombezug durch Leistungszertifikate absichern wollen. Dies ist immer dann notwendig, wenn Verbraucher eine Nachfrage nach gesicherter Leistung haben, was praktisch immer der Fall ist, denn ein Großteil der Verbraucher wird keine vollständige Unterbrechung wünschen, sondern allenfalls einige Aggregate zur Unterbrechung freigeben. Die Zahlungsbereitschaft der Nachfrage für Leistungszertifikate ergibt sich anhand von zwei Einflussgrößen:
 - Wird in Zeiträumen der Knappheit mehr Strom bezogen, als durch Leistungszertifikate abgesichert ist, so wird eine wirksame Pönale angesetzt (vgl. Abschnitt zum Reserve- und Ausgleichssystem). Die Pönale induziert auch kurzfristig eine Zahlungsbereitschaft seitens der Vertriebe zur Vermeidung der Pönalezahlung. Gleichermaßen erfolgt eine Pönalisierung von Verkäufern von Leistungszertifikaten (z. B. konventionelle Kraftwerke), die in Zeiten der Knappheit weniger Strom erzeugen, als vertraglich zugesichert.
 - Die Zahlungsbereitschaft der Vertriebe bemisst sich darüber hinaus (insbesondere auch mittelfristig) an dem Wert, den die zugeordneten Endverbraucher bereit sind, für eine gesichert zur Verfügung stehende Leistung zu zahlen. Dies entspricht dem Wert, den es aus Sicht der Endkunden hat, nicht bei Knappheit flexibilisiert zu werden. Größere Industriekunden könnten z. B. bereit sein, ab einem bestimmten Preis für Leistungszertifikate vorübergehend auf einen Teil ihres Bezugs zu verzichten, ihren Bezug also um einen Anteil an gesicherter Leistung vorübergehend kontrolliert zu reduzieren. Andere Verbraucher werden hingegen weiterhin im vollen Umfang ihrer Anschlussleistung einen gesicherten Bezug nachfragen. Derartige Verbraucher haben tendenziell eine hohe Zahlungsbereitschaft für gesicherte Leistung, die über die Produktgestaltung der Vertriebe offengelegt und damit auch preiswirksam wird. Es kommt somit zu einer Preisdifferenzierung zwischen Kunden mit vollumfänglich gesichertem Leistungsbezug und Kunden, welche zu gewissen Konditionen und in vertraglich festgelegtem Rahmen bereit sind, ihren Leistungsbezug reduzieren zu lassen.

Es kann zum jetzigen Zeitpunkt davon ausgegangen werden, dass die Zahlungsbereitschaft der Kunden und ihrer Vertriebe zumindest zu großen Anteilen über den Kosten der Leistungsbereitstellung liegt. Für diese Nachfrager werden daher regelbare Kraftwerke als Anbieter gesicherter Leistung vorgehalten werden. Das bedeutet, dass der Marktpreis für Leistungszertifikate sich auf einem Niveau stabilisieren würde, welches den Zubau von Kraftwerken ermöglicht.

Damit übernimmt der Leistungsmarkt langfristig genau die Aufgabe, die ihm im vorgeschlagenen Marktdesign zukommt: er gibt gesicherter Leistung einen Preis und bietet ergänzend zum EOM Anreize für die Vorhaltung und den Zubau gesicherter Leistung. Der Bedarf an gesicherter Leistung wurde in den Modellrechnungen nachgewiesen (vgl. Abschnitt 4). An den Märkten wird parallel nicht nur ein Produkt mit einer bestimmten Gültigkeit (z. B. für ein Jahr) gehandelt und bepreist, sondern es wird auch eine gewisse Terminfristigkeit abgedeckt (z. B. drei Jahre im Voraus mit jeweils verschiedenen Produkten). Besteht in diesem Zeitraum das Risiko, dass gesicherte Leistung knapp wird (und sei es nur in einer Stunde), kann der Leistungsmarkt direkt Preissignale senden, um einen Zubau von gesicherter Leistung anzureizen.

Marktpreisbildung an einem Beispiel

In Abbildung 37 ist die Funktion des Leistungsmarktes schematisch dargestellt. Aufgetragen ist einerseits das Angebot von gesicherter Leistung als Merit-Order der Differenzkosten, also der Kosten, die zur Deckung der Vollkosten eines Anbieters von gesicherter Leistung fehlen. Andererseits ist die Nachfrage nach Leistung aufgetragen, differenziert nach gesicherter und ungesicherter Leistung. Das handelbare Produkt auf dem Leistungsmarkt sind Leistungszertifikate. Am Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage nach Leistungszertifikaten bildet sich ein Marktpreis für die Leistungszertifikate. Zu diesem Marktpreis bezieht ein Teil der Verbraucher Leistungszertifikate (grüner Abschnitt der Nachfragefunktion in Abbildung 37) und zahlt dafür den Marktpreis für LZ. Ein Teil der Verbraucher entscheidet sich gegen den Bezug von LZ, zahlt keinen Preis und stellt dem Energiesystem damit Flexibilität zur Verfügung (roter Abschnitt der Nachfragefunktion in Abbildung 37). Es entsteht eine Differenzierung (Ausschließbarkeit) in besicherten und unbesicherten Stromabsatz.

Daraus folgt auch, dass sich die Preise von Strom und Leistung tendenziell gegenläufig verhalten. Steigt der Strompreis, so sinken tendenziell die Differenzkosten der Leistungsvorhaltung und der Leistungspreis sinkt. Für Anbieter von Strom und Leistung (also Kraftwerke) ist dies tendenziell positiv, da sich gegenläufige Preisentwicklungen ausgleichen und das Erlösniveau stabilisieren.

Eine Teilmenge der Optionen, gesicherte Leistung zur Verfügung zu stellen, wird bei der gegebenen Nachfrage zu dem ermittelten Marktpreis erschlossen (hellblaue Flächen in Abbildung 37). Andere Optionen sind weniger effizient (teurer) und werden daher bei der gegebenen Nachfrage nicht bezuschlagt (orange Flächen in Abbildung 37). Für die Absicherung ihrer Bezugsleistung zahlen im Ergebnis nur die Verbraucher, welche real auch eine Vorhaltung von gesicherter Leistung verursachen. Es erfolgt also eine verursachungsgerechte Verteilung der durch die Vorhaltung von gesicherter Leistung entstandenen Kosten auf die tatsächlichen Nachfrager.

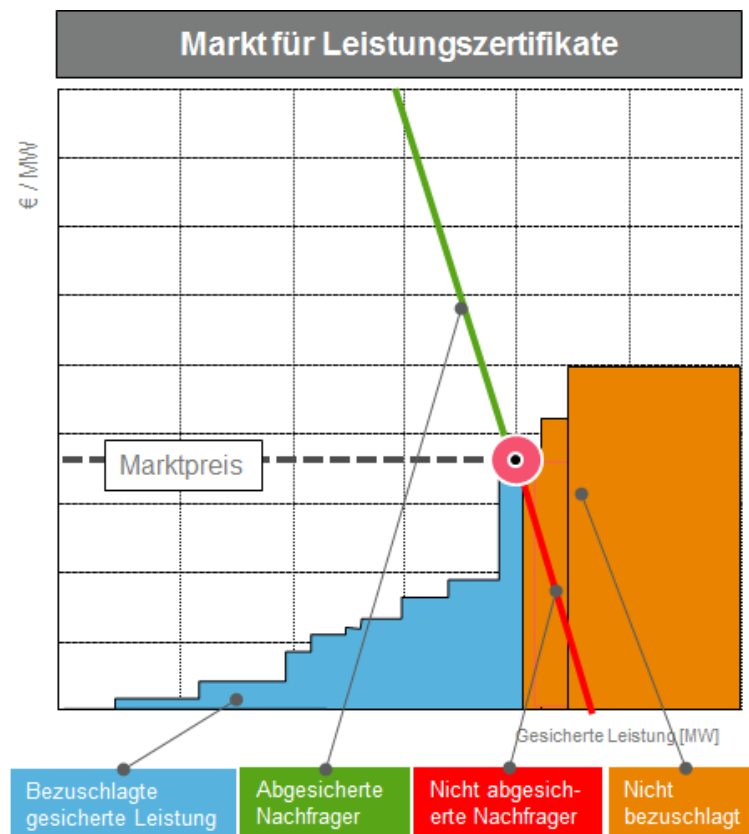


Abbildung 37: Schematische Darstellung eines Marktes für Leistungszertifikate

Abbildung 37 illustriert darüber hinaus schematisch, dass sich ein Marktpreis für Leistungszertifikate ausbildet, wenn Leistung ökonomisch knapp ist. Das heißt:

- Wenn die Vorhaltung von gesicherter Leistung mit Differenzkosten verbunden ist (d. h. im Fall, dass Kraftwerke gebaut werden, die am Strommarkt allein nicht wirtschaftlich wären oder Bestandsanlagen aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden sollen).
- Wenn ein Risiko besteht, dass in einigen Stunden des Jahres die Erzeugungskapazitäten nicht genügen, um vollumfänglich die gesamte (ungesicherte) Nachfrage nach Strom zu befriedigen. Daraus folgt nicht, dass es in diesen Stunden zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit kommt, sondern, dass für diesen Fall nachfrageseitig vorgehaltene Flexibilität aktiviert wird, und zwar bei denjenigen Verbrauchern, die keine Leistungszertifikate vorhalten. In dieser Situation stellen Leistungszertifikate einen ökonomischen Mehrwert dar, der zu einer Zahlungsbereitschaft für die Leistungszertifikate führt.

In Summe über die Vorhaltung der Vertriebe / Großverbraucher wird daher kein Übermaß an gesicherter Leistung vorgehalten. Dies ergibt sich aus der ökonomischen Logik des Gutes gesicherter Leistung. Der (Termin-)Marktpreis für Leistungszertifikate spiegelt auf Großhandelsebene die Knappheit von Leistung über das gesamte System wieder. Würden alle Nachfrager ein Übermaß an Leistung vorhalten, wo würde der Marktpreis für Leistung und gleichermaßen die Anreize für Neuinvestitionen absinken, bis sich wieder ein Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage nach gesicherter Leistung einstellt.

Organisation der Nachweisführung

Um einen funktionsfähigen Markt für Leistungszertifikate zu gewährleisten, muss ein System etabliert werden, das eine Nachvollziehbarkeit der Strom- und Leistungsflüsse ermöglicht. Die Nachweisbarkeit der Leistungsvorhaltung stellt eine Grundvoraussetzung dafür dar, dass Leistungszertifikate einen Mehrwert für Verbraucher darstellen, der zu einer Zahlungsbereitschaft seitens der Verbraucher bzw. ihrer Vertriebe führt.

Es muss nachvollziehbar sein:

- welche Verbraucher sich durch Leistungszertifikate abgesichert haben und ob diese Verbraucher in den Zeiten der Stromknappheit auch weniger Strom bezogen haben, als sie in Form von Leistungszertifikaten abgesichert haben und
- welche Erzeuger Leistungszertifikate veräußert haben und ob diese Erzeuger in Zeiträumen der Stromknappheit die damit verbundene Verpflichtung zur Stromerzeugung erfüllt haben.

Abweichungen von den Vorgaben sind geeignet auszugleichen und zu pönalisieren (vgl. auch Abschnitt zum Ausgleich und Reservesystem). Für die Organisation der Nachweisführung sind verschiedene Umsetzungsszenarien denkbar. Im Folgenden soll ein aus Sicht der Gutachter plausibles Szenario für die Umsetzung der Nachweisführung kurz beschrieben werden, um zu verdeutlichen, dass ein sinnvoller organisatorischer Rahmen geschaffen werden kann. Bevor endgültige Empfehlungen in Hinsicht auf die detaillierte Ausgestaltung ausgesprochen werden können, sind jedoch weitere Analysen notwendig, die im vorliegenden Gutachten nicht erfolgen können.

Ein aus Gutachtersicht plausibles Umsetzungsszenario zur Organisation der Nachweisführung stellt die Integration der Nachweisführung in das etablierte System der Bilanzkreise dar. Die Bilanzkreise für Strom (im Folgenden Energie-Bilanzkreise/EBK) werden dazu ergänzt mit einem Leistungsbilanzkreissystem (im Folgenden Leistungs-Bilanzkreise/LBK). Damit wird sichergestellt, dass die Systembilanz für gesicherte Leistung zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen ist, also das Erzeugungspotenzial die abzusichernde Nachfrage übersteigt und genau so viel gesicherte Leistung geliefert wird, wie beschafft wurde. Dies ist analog zum System der Strombilanzkreise, wie es heute besteht. Die Verantwortung für die Bilanzkreisführung verbleibt wie bisher auch bei den jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen. Das System muss eine Zuordnung von Leistungszertifikaten zu den Stromflüssen, wie sie den verschiedenen Energie-Bilanzkreisen zugewiesen sind, ermöglichen. Relevant ist dies dann zum Zeitpunkt der Stromknappheit (s. o.). Im Ergebnis wird nachvollziehbar, welche Stromerzeugung und welcher Stromverbrauch gesichert ist oder nicht.

Der Aufwand für die Nachweisführung in Hinsicht auf gesicherte Leistung ist, da ein etabliertes und bewährtes System erweitert wird, inkrementell beherrschbar. Zudem besteht in jedem Kapazitätsmechanismus der Bedarf der Nachweisführung und Kontrolle der Leistungsvorhaltung und -bereitstellung, so dass dies keine spezifische Anforderung des hier formulierten Vorschlags darstellt. Es ist darüber hinaus absehbar, dass sich im Zuge der Transformation des Energiesystems „Leistung“ als ein zweiter zentraler „Systemkostenträger“ neben den Kosten des erzeugten Stroms etabliert. Für eine verursachungsgerechte Nachweisführung der Beiträge zur Leistungsbilanz fällt aus Gutachtersicht ein Aufwand an, der deutlich kleiner ist als für die bisherige Bilanzkreisführung, weil sich die neuen LBK nahtlos in das bestehende EBK-System integrieren.

Der obige Absatz hat den Rahmen eines Regelwerks für die Erfassung und Abwicklung von Stromflüssen in Knappheitszeiten skizziert. Offen blieb dabei, wie diese Knappheitszeiten

definiert sind. Im Folgenden wird ausgeführt, wie eine Definition von Knappheit aus dem EOM abgeleitet werden kann. Dies verdeutlicht auch die Schnittstelle des bestehenden Strommarktes (EOM) mit dem vorgeschlagenen Leistungsmarkt, die zentral ist für die integrierte Funktion beider Märkte.

Integration mit dem (day-ahead) Markt für Strom (EOM)

Der EOM ist bei statischer Betrachtung der effizienteste Mechanismus zur Koordination des Kraftwerkseinsatzes und der kurzfristigen nachfrageseitigen Flexibilitäten. In dieser Funktion sollte der EOM daher erhalten bleiben, bzw. gestärkt werden. Die dynamische Wirkung des EOM, d. h. seine Investitionssignale, gilt es soweit wie möglich zu erhalten. Aufgrund der eingangs dargestellten Schwächen des EOM soll dieser jedoch durch den Leistungsmarkt flankiert werden.

In den folgenden Erläuterungen wird auf die Integration des Leistungsmarktes mit einem Strommarkt als börslichem day-ahead Markt für Strom eingegangen. Der day-ahead Markt dient dabei als Signalgeber für Strom- und Leistungsknappheit; dies beispielweise analog den diskutierten Vorschlägen einer strategischen Reserve.⁴³ Die Integration des im Folgenden ausformulierten Modells mit anderen Handelsplätzen wird im Anschluss beschrieben.

Aktuell könnte die EPEX Spot diesen day-ahead Handelsplatz darstellen, im Betrachtungszeitraum bis 2050 können sich die Strukturen des börslichen Stromhandels für das deutsche Marktgebiet jedoch verändern. Beispielweise könnten sich andere Handelsplätze etablieren oder sich die Fristigkeiten des Handels vom Strom verändern.⁴⁴ Insbesondere zur verbesserten Systemintegration der EE-Anlagen sind kürzere Fristigkeiten zukünftig anzustreben (z. B. dadurch verbesserte Wetterprognosen). Es wird jedoch davon ausgegangen, dass über den Betrachtungszeitraum weiterhin ein liquider börslicher Handelsplatz existiert, dessen Transaktionsstruktur und Liquidität geeignet ist, um als Indikator für Stromknappheit im deutschen Markt herangezogen zu werden. Die EPEX Spot wird im Folgenden stellvertretend als Beispiel für einen solchen Strommarkt verwendet.

Die Integration des Leistungsmarktes mit dem Strommarkt wird anhand der nachfolgenden Abbildung schematisch verdeutlicht. Die Abbildung (linker Abschnitt) zeigt den EOM in einer Stunde der Stromknappheit. Knappheit stellt sich ein, wenn mehr Strom nachgefragt wird (rot/grüne Linie ganz rechts), als durch den Kraftwerkspark zeitgleich bereitgestellt werden kann (orange und hellblaue Flächen links). Rote Linienabschnitte der Nachfragefunktion stehen dabei für Bilanzkreise, deren Nachfrage nach Strom nicht mit Leistungszertifikaten hinterlegt ist, während die grünen Linienabschnitte der Nachfragefunktion für die Nachfrage aus Bilanzkreisen steht, deren Stromnachfrage durch Leistungszertifikate abgesichert ist.

⁴³ vgl. beispielweise Consetec, 2012

⁴⁴ Dies drückt sich auch bereits in den zunehmenden Volumina des Intraday-Handels aus.

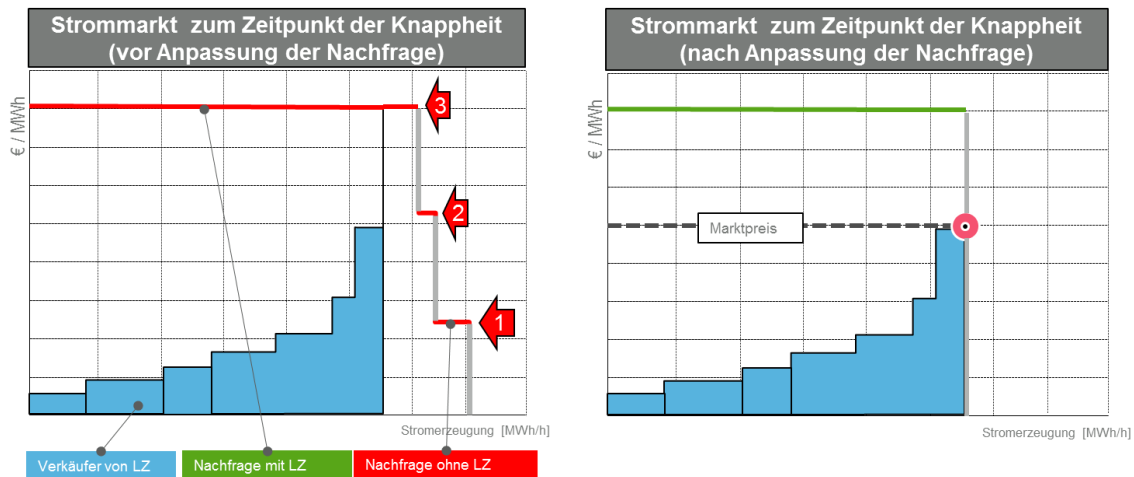


Abbildung 38: Schematische Darstellung der Integration von Leistungszertifikaten mit dem Strommarkt

Hellblau eingefärbte Blöcke repräsentieren Angebote von Strom von Anbietern, die Leistungszertifikate zugeteilt bekommen und veräußert haben. Es handelt sich dabei also um Kraftwerke, die in Knappheitszeiträumen vertraglich verpflichtend Strom anbieten müssen. Orange eingefärbte Blöcke stehen für ein Angebot von Strom, das aus MW-Bilanzkreisen stammt, die keine Leistungszertifikate verkauft haben. Strom aus solchen Bilanzkreisen könnte beispielweise von EE-Erzeugungsanlagen stammen, die keine gesicherte Leistung vermarkten konnten, aber im Knappheitsfall trotzdem Strom anbieten. Diese Arbeit war jedoch nicht langfristig prognostizierbar und wurde daher nicht mit Leistungszertifikaten ausgestattet.

Im aktuellen Marktdesign wäre in der schematisch skizzierten Marktsituation (Knappheit am EOM) eine Rationierung von Strom und damit eine indifferente Einkürzung des Strombezugs der Verbraucher notwendig (z. B. pro rata/anteilig), damit es zur Markträumung kommen kann. Das System der Leistungszertifikate ermöglicht hier jedoch eine differenzierte und damit verursachungsgerechte Aktivierung von Nachfrageflexibilität, die den Verbrauchern/Vertrieben, die Leistungszertifikate erworben haben, eine vorrangige Versorgung mit Strom zusichert (grüne Abschnitte der Nachfragefunktion in obiger Abbildung). Die Nachfrageanpassung zur Beseitigung der Knappheit trifft damit nur Bilanzkreise, welche keine oder nur anteilig Leistungszertifikate beschafft haben und damit signalisieren, dass sie in der Lage sind, im Knappheitsfall ihren Bezug anzupassen (rote Abschnitte der Nachfragefunktion in obiger Abbildung).

Die technische Umsetzung dieser Reduktionen (durch Reduktion des Strombezugs einzelner Verbraucher) ist Aufgabe der betroffenen Vertriebe, die Organisation der technischen Schnittstellen hierfür bleibt daher auch grundsätzlich den Vertrieben freigestellt. Am Beispiel der Abbildung 38 lässt sich das Vorgehen im Knappheitsfall wie folgt erläutern:

1. Im Knappheitsfall am Strommarkt sind zuerst die Nachfrager des roten Linienabschnitts mit der Nummer 1 verpflichtet, ihre Nachfrage zu reduzieren. Danach werden – aufsteigend nach ihrer Gebotshöhe im EOM (niedrigere Gebote zuerst) – die unbesicherten Nachfragepositionen 2 und 3 kontrolliert reduziert.
2. Das Ergebnis der differenzierten Nachfrageflexibilisierung im Knappheitsfall ist in der rechten Abbildung oben dargestellt: Es bildet sich nach Anpassung der dazu vertraglich verpflichteten Nachfrager ein Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage (Marktpreis).

In allen Stunden, in denen keine Knappheit besteht, kommt es zu keiner Anpassung der Abwicklung des EOM, so dass die gesamte Nachfrage (besichert und unbesichert) bedient wird.

Das heißt, dass die Funktionsweise des EOM erhalten bleibt und als Signalgeber für Knappheit fungiert. Dies stellt die wesentliche Schnittstelle zum Leistungsmarkt dar.

Im Ergebnis (siehe Beispiel in Abbildung 38) erhalten auch in der Knappheitssituation die Anteile der ungesicherten Nachfrage mit der höchsten Zahlungsbereitschaft Strom, jedoch nur in dem Umfang, wie zeitgleich ungesicherte Erzeugung Strom abgegeben hat oder gesicherte Nachfrage freiwillig auf den Bezug von Strom verzichtet hat. Unbesicherter Bedarf, dem im Knappheitsfall keine ungesicherte Erzeugung gegenübersteht, wird flexibilisiert.

Aufgrund der Gleichgewichtsbedingungen des Leistungsbilanzsystems können nicht mehr Leistungszertifikate für die Absicherung von Verbrauchern genutzt werden, als zuvor auch an gesichert zur Verfügung stehende Erzeugungskapazitäten ausgegeben wurden. Die besicherte Nachfrage (grüne Linienabschnitte) liegt also in jeder Stunde unterhalb des Angebots aus der gesicherten Erzeugung (hellblaue Blöcke). Dies bedeutet, dass die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet ist und alle Kunden stets im Umfang ihrer beschafften Leistung beliefert werden. Im Knappheitsfall wird ausschließlich die Nachfrage nicht abgesicherter Verbrauchern nicht vollständig bedient.

Abbildung 38 veranschaulicht weiterhin, dass die Strompreisfindung in der bisherigen Funktionsweise durch die Einführung des Leistungsmarktes nicht grundsätzlich verändert wird, es erfolgt lediglich eine erweiternde Differenzierung der Produktdefinition nach flexibler und nicht flexibler Nachfrage. Damit gilt auch, dass sich weiterhin in Knappheitszeiten durchaus hohe Strompreise einstellen können. Die ökonomische Effizienz des EOM bleibt also erhalten und in Hochpreisstunden besteht weiterhin ein großer Anreiz für alle Erzeuger (gesicherte und ungesicherte), Strom anzubieten. Knappheitspreise in einer Höhe, wie sie durch Nachfrageflexibilität gesetzt werden, werden jedoch durch die Wirkungen des Leistungsmarktes auf das Investitionsverhalten der Kraftwerksinvestoren weniger wahrscheinlich (gilt grundsätzlich für alle Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmechanismen). Soll aus verteilungspolitischen Gründen eine Einschränkung der Verteilungseffekte der Strompreise am EOM erfolgen, so sind grundsätzlich verschiedene Ergänzungen im System der Leistungszertifikate denkbar, die jedoch nicht im Fokus des vorliegenden Gutachtens stehen.⁴⁵

Der EOM wird instrumentell so erweitert, dass seine vollständige Funktionsfähigkeit als Dispatchinstrument und Marktplatz für Strom (MWh) auch in Zeiten von Kapazitätsknappheit sichergestellt wird. Andererseits stellt er Ausschließbarkeit her, d. h. Verbraucher, die keine Leistungszertifikate vorhalten, profitieren nicht von der durch diese Anlagen zur Verfügung gestellten Erzeugungssicherheit.

Der Leistungsmarkt ermöglicht daher – ergänzend zum EOM – in diesem Rahmen eine verursachungsgerechte Rückführung der Differenzkosten der Vorhaltung gesicherter Leistung auf die verursachenden Stromverbraucher.

Integration mit OTC-Marktplätzen für Strom

Neben dem börslichen EOM wird Strom über diverse OTC-Plattformen gehandelt. Bei den Strommengen, die über diese Plattformen gehandelt werden, ist eine Differenzierung von gesicherter und ungesicherter Nachfrage ggf. nicht so transparent möglich, wie dies an der Börse der Fall ist. Eine sinnvolle Integration dieser Handelskanäle kann jedoch auf Basis des Leistungs-Bilanzkreissystems und des Nachweisverfahrens für LZ sichergestellt werden.

⁴⁵ Beispielweise kann der börsliche Maximalpreis für Strom abgesenkt werden. Alternativ ist auch eine Kombination der Leistungszertifikate mit einem Optionsmechanismus möglich, der die Verteilungswirkung von Strompreisen über einem zu definierenden Preisniveau beschneidet (vgl. hierzu ewi, 2012).

Für die Organisation der Nachweisführung sind verschiedene Umsetzungsszenarien denkbar. Ein aus Sicht der Gutachter plausibles, einfaches Szenario für die Integration mit den OTC-Marktplätzen für Strom soll im Folgenden kurz beschrieben werden, um zu verdeutlichen, dass ein sinnvoller organisatorischer Rahmen geschaffen werden kann. Bevor endgültige Empfehlungen in Hinsicht auf die detaillierte Ausgestaltung ausgesprochen werden können, sind jedoch weitere Analysen notwendig, die im vorliegenden Gutachten nicht erfolgen können.

Ein Umsetzungsszenario läge darin, den ungesicherten Bezug von Strom in Zeiträumen der Knappheit grundsätzlich über die Börse abzuwickeln (nicht zwangsläufig direkt, sondern ggf. auch über Intermediäre / Händler). Dies entspricht der Annahme, dass börsliche Knappheit die Systemknappheit widerspiegelt. Damit ist sichergestellt, dass kein ungesicherter Nachfrager einen abgesicherten Nachfrager „verdrängt“, d. h. dass eine notwendige transparente Begrenzung des Strombezugs, wie in Abbildung 38 beispielhaft dargestellt, ausschließlich auf Seiten der nicht abgesicherten Nachfrage erfolgt. OTC Stromlieferungen könnten dann grundsätzlich nur erfolgen, wenn Erzeuger (Verbraucher) Leistungszertifikate veräußert (erworben) haben. Der gesicherte Verkauf / Ankauf von Strom und Leistung (d. h. Strom, für den gleichzeitig auch Leistungszertifikate übertragen werden) ist damit ohne Einschränkungen wie bisher über OTC möglich, für ungesicherten Strombezug bestände jedoch eine Verpflichtung zum Börsenbezug.

Grundsätzlich gilt: In allen Stunden, in denen keine Knappheit besteht, kommt es zu keiner Anpassung der Funktionsweise des OTC Handels im Verhältnis zum heutigen Zustand.

Integration mit dem Intraday-Markt

Auf Basis der day-ahead abgegebenen Fahrpläne ist durch das eingeführte System der MW-Bilanzkreise eine ausgeglichene Leistungsbilanz sichergestellt, die Erzeugungssicherheit ist umfänglich gewährleistet. Es besteht darüber hinaus ein energiewirtschaftlicher Bedarf, erzeugungs- und nachfrageseitige Prognoseabweichung in Intraday-Zeiträumen nachzuhandeln. Knappheitszeiträume sind dadurch definiert, dass die Nachfrage die Erzeugungskapazität day-ahead überschritten hat. In der im Fahrplan resultierenden Mengenallokation wurden dabei die abgesicherten Erzeugungskapazitäten vollständig ausgeschöpft, gleichzeitig wurden (bei effizienter Reallokation der Leistungszertifikate) alle Halter von Leistungszertifikaten (mindestens) entsprechend ihrer abgesicherten Leistung bedient.

Sollten nun nach Fahrplanabgabe Mengenreallokationen erfolgen, so dienen diese der energiewirtschaftlichen Effizienz und sind daher wünschenswert. Insbesondere gilt dabei, dass für die Halter von Leistungszertifikaten eine Reduktion ihres Strombezugs durch freiwilligen Abverkauf von Mengen im Intraday-Handel, möglich sein sollte. Auch für den Intraday-Handel in Knappheitszeiten sind daher aus Sicht der Gutachter keine Anpassungen notwendig.

Im Rahmen der weitergehenden Marktintegration der EE werden sich die Marktregeln (z. B. Fristigkeiten, Produkte) der Strommärkte eventuell den Einsatz- und Gebotsbedingungen der EE weiter anpassen, ggf. könnte beispielsweise der Intraday-Markt weiter an Bedeutung gewinnen. Die hierfür notwendigen Anpassungen sind wichtig, liegen nicht im Fokus des vorliegenden Gutachtens.

Integration mit dem Regelleistungs- und Ausgleichsenergiesystem

Für den Ausgleich von Fahrplanabweichungen auf einer zeitlichen Ebene unterhalb einer Stunde wird im Grundsatz das aktuell bestehende System nicht verändert. Es bestehen effiziente Märkte für die Bereitstellung der notwendigen Systemdienstleistungen, so dass aus heutiger Perspektive kein grundsätzlicher Anpassungsbedarf gesehen wird. Die durch die

Bereitstellung von Systemdienstleistungen anfallenden Kosten können im Grundsatz weiterhin verursachungsgerecht über die Ausgleichsenergiekosten bzw. per Sozialisierung über die Netzentgelte kompensiert werden.

Dabei sind über den Betrachtungszeitraum bis 2050 vermutlich Änderungen sinnvoll, die vor allem die zeitliche Auflösung der Produkte in diesen Märkten betreffen, zum heutigen Zeitpunkt aber nicht detailliert absehbar sind. Im Rahmen der weitergehenden Marktintegration der EE werden sich die Marktregeln (z. B. Fristigkeiten, Produkte) der Regelleistungsmärkte eventuell den Einsatz- und Gebotsbedingungen der EE weiter anpassen, ggf. könnten beispielweise die EE im Bereich der negativen Regelleistung Beiträge erbringen. Ein verstärkter Handel im Bereich der unterstündigen Produkte könnte den Bedarf an regulatorischer Vorhaltung reduzieren helfen. Die hierfür notwendigen Anpassungen sind wichtig, liegen nicht im Fokus des vorliegenden Gutachtens.

Für die Vorhaltung von positiver Regelleistung gilt es dabei zu beachten, dass die kontrahierten Leistungen nicht mehr für die Bereitstellung gesicherter Arbeit für den day-ahead Strommarkt zur Verfügung stehen. Gleichwohl tragen diese Kraftwerke zur Versorgungssicherheit bei. Für die kontrahierten Kraftwerke ist daher sicherzustellen, dass sie, aufgrund der Zurückhaltung ihrer Stromerzeugung aus dem Strommarkt, nicht unter die vorgesehenen Pönaleregeln im Leistungsmarkt (vgl. folgender Abschnitt) fallen. Damit gesamtsystemisch eine ausgeglichene Leistungsbilanz besteht, ist es beispielsweise denkbar, dass die Übertragungsnetzbetreiber im Umfang ihrer positiven Regelleistungsvorhaltung auch Leistungszertifikate vorhalten. Wie bisher auch, werden über die Zeit unterschiedliche Kraftwerke real zu Vorhaltung der Regelleistung kontrahiert (entsprechend der Regelleistungsausschreibungen).

Ergänzendes Ausgleichs- und Reservesystem

Durch den Verkauf von Leistungszertifikaten sichern Portfolios von Erzeugungseinheiten zu, in Knappheitszeiträumen mindestens im Umfang ihrer Verpflichtung Strom in ihren day-ahead Fahrplan einzustellen und diesen Fahrplan (ggf. nach Anpassung durch Intraday-Transaktionen) zu erfüllen. Verbraucher haben im Knappheitsfall über den day-ahead Markt Strom entsprechend ihrer Vorhaltung an Leistungszertifikaten erhalten.

Es ist jedoch grundsätzlich möglich, die vertragliche Leistung, die durch den Marktpreis für Leistungszertifikate abgegolten wurde, erzeugungsseitig über den Bezug von Ausgleichsenergie zu substituieren. Auch seitens der Nachfrager kann in Knappheitszeiträumen der Einkauf von Leistungszertifikaten durch den Bezug positiver Ausgleichsenergie vermieden werden. Dies wäre jedoch nicht im Sinne des Funktionsprinzips bzw. der Anreize des Leistungsmarktes.

Daher ist ein Fehlverhalten angemessen zu pönalisieren, um ein regelkonformes Verhalten der Marktakteure sicherzustellen bzw. Abweichungsanreize zu minimieren. Durch das Pönalsystem ist insbesondere sicherzustellen, dass es nicht zu Situationen kommt, in denen Marktakteure bewusst missbräuchlich Arbitrageoptionen durch den Bezug von Ausgleichsenergie nutzen. Sollte also ein Verbraucherportfolio in Knappheitszeiträumen mehr Strom beziehen, als es durch Leistungszertifikate abgesichert hat oder sollte ein Erzeuger seine Leistungszusagen nicht einhalten, so fällt grundsätzlich eine Ausgleichszahlung (Pönale) an. Die Pönalehöhe sollte über den Marktpreisen für Leistungszertifikate liegen, um ein bestimmungsgemäßes Agieren der Marktakteure durch wirtschaftliche Anreize zu flankieren.

Bei mehrmaligem oder ggf. gravierendem Fehlverhalten wären als zusätzliche Strafregelung auch weitergehende Maßnahmen möglich. Dieses Verfahren ist ähnlich zu den heutigen Vorschriften für die Kündigung eines Bilanzkreisvertrages im Falle des Missbrauchs. Zeigt die Pönale hinreichend Wirkung, so prognostizieren die Marktakteure ihren Leistungsbedarf nach

Können und Vermögen bzw. Anbieter von Leistungszertifikaten stellen die Verfügbarkeit der von Ihnen angebotenen Leistung umfassend sicher.

Auch bei Ausschluss missbräuchlichen Verhaltens kommt es jedoch zu Abweichungen zwischen Fahrplan und Messung (Prognosefehler). Üblicherweise wird sich ein Großteil der Prognosefehler aufgrund der unterschiedlichen Vorzeichen gegenseitig aufheben. Hierfür werden in erster Näherung weiterhin Regelleistungsreserven durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgehalten. Erst wenn es zu weitergehenden Abweichungen kommt, d. h. die Regelleistungsreserven nicht mehr ausreichen, besteht das Potenzial für eine in Hinsicht auf die Versorgungssicherheit kritische Situation. In Abwesenheit missbräuchlichen Verhaltens und bei hinreichender Dimensionierung der Regelleistungsreserven sollte sich jedoch keine kritische Situation einstellen.

Um jedoch auch nicht bestimmungsgemäßes Verhalten der Marktakteure mit hinreichenden Reserven abfedern zu können, ist die Vorhaltung einer weiteren Reserve anzuraten. Für diese Reserve wird ein Vorhaltungs- und Abrufsystem analog zu den Regelleistungsqualitäten vorgeschlagen⁴⁶. Diese Reservequalität wird nachfolgend ergänzend zur Primär-, Sekundär- und Minutenreserve als „Sicherheitsreserve“ beschrieben und wie folgt eingesetzt:

Überschreiten die Fahrplanabweichungen die positiven Regelleistungsreserven, so kommt es zum Einsatz der Sicherheitsreserve. Die Aktivierung dieser Reserve wird im Folgenden als „Ausgleichsleistung“ bezeichnet. Auf Ebene der (Leistungs-)Bilanzkreise lässt sich folgende Zuordnung treffen:

- Verursacher sind alle Verkäufer von Leistungszertifikaten, die in Knappheitszeiten entweder nicht vertragsgemäß Fahrplanmengen eingestellt haben oder physikalisch (im relevanten Maßstab) hinter den Fahrplänen zurückgeblieben sind.
- Gleichermaßen sind Verbraucher Reservenutzer, wenn deren Strombezug in Knappheitszeiten physikalisch (im relevanten Maßstab) über ihren Fahrplänen lag. Die Fahrpläne berücksichtigen dabei bereits die Stromzuteilung entsprechend der vorgehaltenen Leistungszertifikate.

Die Kosten für die Vorhaltung der Sicherheitsreserve sollten soweit wie möglich verursachungsgerecht umgelegt werden, d. h. in die Pönale für den Bezug von Ausgleichsleistung einfließen. Die Kosten des Reserveeinsatzes wirken als Regulativ gegen Abweichungen vom zugesicherten Einsatz bzw. Leistungsbezug. Fehlprognosen des Leistungsbedarfs seitens der Verbraucher oder erzeugungsseitige Erbringungsmängel werden erst dann im relevanten Maßstab kostenintensiv pönalisiert, wenn die Reserven an positiver Regelleistung ausgeschöpft werden und die Sicherheitsreserve aktiviert wird. In einer solchen Situation ist von einem nicht mehr bestimmungsgemäßen Agieren der Marktakteure (in Summe) auszugehen und eine Pönalisierung erscheint gerechtfertigt. Die Kosten der Pönalisierung entsprechen dabei in erster Näherung den Kosten der zentralisierten Reservevorhaltung. Eine Abweichung wird daher mit den systematischen Opportunitätskosten belegt, was grundsätzlich als angemessen erscheint.

Nachfolgende Abbildung illustriert diesen Sachverhalt schematisch. Der day-ahead Fahrplan (linker Abschnitt) ist in der skizzierten Situation unter Einkürzung ungesicherter Nachfrage zu Stande gekommen. Der rechte Abschnitt der Abbildung zeigt den physikalischen Strombezug in diesem Zeitabschnitt. Abweichungen zum Fahrplan werden durch Ausgleichsenergie beglichen.

⁴⁶ Dies impliziert, dass analog zu den Vorschlägen für die Regelleistungsvorhaltung, auch für die Sicherheitsreserve Leistungszertifikate vorgehalten werden.

Erst wenn die Regelleistungsreserven ausgeschöpft sind (rote Fläche) wird die Sicherheitsreserve aktiviert und eine wirksame Pönale fällt an.

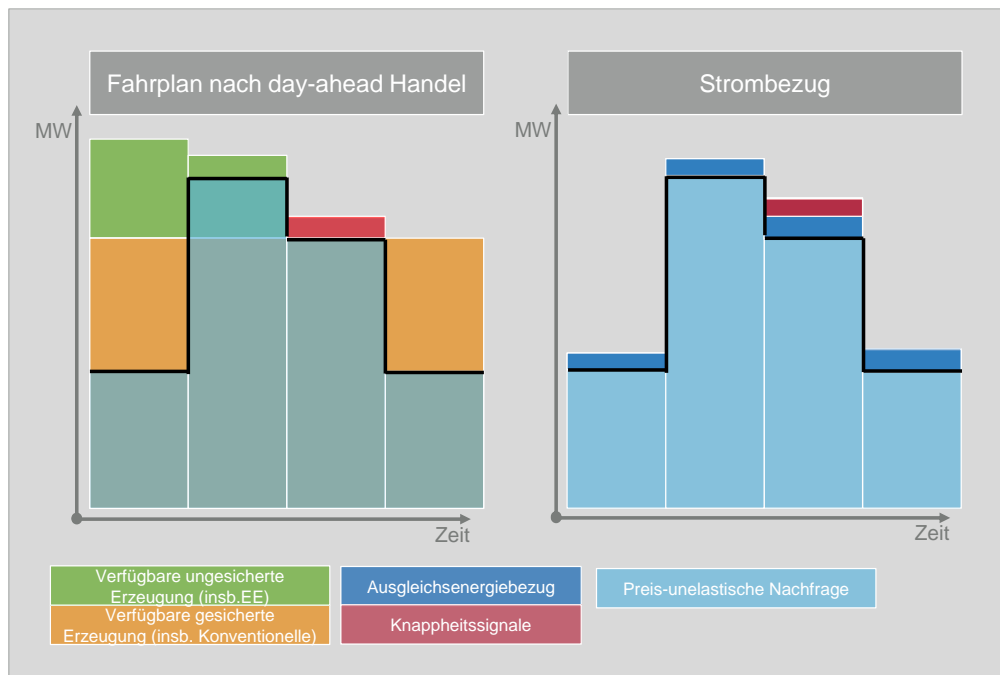


Abbildung 39: (Stark) schematische Illustration des Grundprinzips des Leistungsmarktes, insb. ohne Berücksichtigung von Intraday-Handel

Eine solche Reservequalität ermöglicht es z. B. auch Reserven für Auslegungsfälle vorzuhalten, für die der Markt allein keine Nachfrage entwickelt. Beispielsweise kann über eine regional differenzierte Vorhaltung der Sicherheitsreserve durch die Netzbetreiber ein hinreichender Umfang von Redispatchleistung sichergestellt werden.

Die Kraftwerke der Sicherheitsreserve bleiben dem Leistungsmarkt (angebotsseitig) vorenthalten. Sie tragen jedoch (physikalisch) zur Erzeugungssicherheit bei. Die Sicherheitsreserve sorgt damit dafür, dass das Gut gesicherte Leistung ökonomisch knapp wird (d. h., der Leistungsmarkt entwickelt ein Preisniveau, welches zusätzliche Kraftwerke anreizt) bevor Leistung physikalisch knapp ist.

Die Rolle von Reserveverträgen

Im iEMD haben auch EE, die ihren Strom am day-ahead Markt veräußern, ihre Erzeugung zuverlässig zu erbringen (Fahrplantreue). Alle EE agieren somit gleichberechtigt, entsprechend ihres Leistungsvermögens, an den Märkten (vgl. 6.2.4). Das impliziert auch, dass EE-Erzeuger day-ahead Fahrpläne einzuhalten haben. Um dies zu erreichen, ist ein Intraday-Nachhandeln der day-ahead Fahrpläne sinnvoll und energiewirtschaftlich gewünscht, um Prognoseabweichungen auszugleichen. Analog zu den konventionellen Kraftwerken erfolgt darüber hinaus auch eine Strukturierung der EE bei Prognosefehlern, durch den Bezug von Ausgleichsenergie.

Als Absicherung gegen einen Bezug von Ausgleichsenergie, insbesondere über Zeiträume, die über den Dimensionierungszeitraum der Regelleistungsvorhaltung hinausgehen (vier Viertelstunden), steht es den EE frei, eine eigenständige Ablösung des Ausgleichsenergiebezuges durch vertraglich vorgehaltene Reserven sicherstellen.

Dazu müssen sie ggf. Reserveleistung kontrahieren und (ggf. gepoolt) vorhalten. Gleichmaßen können konventionelle Kraftwerke, die Strom abverkauft haben, sich durch Reserveverträge gegen die damit einhergehenden Risiken (Ausgleichsenergie) absichern. Kraftwerke die Leistungszertifikate verkauft haben, können sich durch Reserveverträge gegen den Bezug von Ausgleichsleistung absichern.

Kraftwerke, die in diesen Reserveverträgen kontrahiert sind, stehen dem day-ahead Strommarkt nicht mehr zur Verfügung und können daher keine Leistungszertifikate veräußern. Sie dienen stattdessen der Absicherung der Prognosefehler der EE und leisten somit auch einen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Europäische Integration

Die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen ist europaweit nicht einheitlich gelöst. Vielmehr bestehen zwischen den EU-Mitgliedsstaaten erhebliche Unterschiede bzgl. des gewählten Mechanismus und der spezifischen Ausgestaltung. Die Europakompatibilität von Kapazitätsmärkten ist, insbesondere vor dem Hintergrund des Betrachtungszeitraumes, aus heutiger Sicht nur schwer einzuschätzen.

Grundsätzlich lassen sich aber bezüglich der EU-Kompatibilität folgende Punkte festhalten, die der im Gutachten vorgestellte Vorschlag erfüllt:

- Der Strommarkt bleibt als Basis des europäischen Energiebinnenmarktes erhalten und wird in seiner Koordinationsfunktion gestärkt.
- Ein dezentraler und marktbasierter Mechanismus steht grundsätzlich im Einklang mit den europäischen Zielen hinsichtlich Wettbewerbsfähigkeit.
- Das Konzept des Leistungsmarktes ist grundsätzlich europäisch integrierbar. Hinsichtlich der Umsetzung des Leistungsmarktes wäre eine europäische Koordination sinnvoll.

Kuppelkapazitäten zu benachbarten europäischen Strommärkten können als Nachfrager aber insbesondere auch als Anbieter von Strom in Knappheitszeiträumen fungieren, sie können daher grundsätzlich auch Anbieter oder Nachfrager von Leistungszertifikaten sein. Daher bietet der Leistungsmarkt in seiner Struktur grundsätzlich ein hohes Potenzial für eine Integration der Kuppelkapazitäten zum Ausland, die damit den Bedarf an gesicherter Leistung im System entsprechend reduzieren können.

Handelsfristigkeiten und „Market-Maker“

Wie in den vorherigen Abschnitten detailliert ausgeführt, basiert das iEMD darauf, dass die Nachfrage der Stromverbraucher nach dem Produkt gesicherte Leistung über die Vertriebe in den Leistungsmarkt artikuliert wird. Die daraus resultierenden Marktpreise für Leistungszertifikate ergänzen den Strommarkt als Anreizstruktur für angebots- und nachfrageseitige Investitionsentscheidungen. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass viele Vertriebe Strom nur in den Fristigkeiten auf Termin einkaufen, die sie auch in den Verträgen mit ihren Verbrauchern festgelegt haben. Das führt dazu, dass der börsliche Terminhandel etwa über einen Terminzeitraum von bis zu drei Jahren im Voraus liquide ist und Preissignale liefert. Dieser Zeitraum könnte daher auch den liquiden Terminhandelszeitraum eines börslichen Handels für Leistungszertifikate repräsentieren.

Größere konventionelle Kraftwerksblöcke weisen deutlich längere Projektierungsdauern auf, darüber hinaus erstreckt sich die Refinanzierungsdauer solcher Infrastrukturinvestitionen über ggf. mehrere Jahrzehnte. Die vergangenen, signifikanten Investitionsentscheidungen im

konventionellen Kraftwerksbereich haben gezeigt, dass die begrenzten Vorlaufzeiten des Terminhandels nicht grundsätzlich Investitionen mit deutlich längeren Refinanzierungsdauern (wie Kraftwerke) unmöglich machen, wenn die Höhe der Marktpreissignale hinreichend ist. Basierend auf stabilen und damit prognostizierbaren Rahmenbedingungen haben sich zwischen den Marktakteuren in der Vergangenheit Vertragsstrukturen gebildet, die eine angemessene Risikostrukturierung von Kraftwerksprojekten ermöglicht haben.

Es sei darauf hingewiesen, dass größere konventionelle Kraftwerksblöcke nicht die einzigen Optionen darstellen, um gesicherte Leistung anzubieten und verbrauchsseitig freizusetzen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass zukünftig zunehmend Optionen mit deutlich kürzeren Vorlaufzeiten und deutlich kürzeren Refinanzierungsdauern zur Aufgabe der Leistungssicherung beitragen. Insbesondere nachfrageseitige Flexibilisierungsmaßnahmen sind hier als Optionen zu nennen, die kurzfristig erschlossen werden können und im beachtlichen Umfang Leistung freisetzen können. Auch BHKW, Notstromaggregate, steuerbare EE und offene Gasturbinenkraftwerke können deutlich kurzfristiger zur Bereitstellung gesicherter Leistung beitragen. Auch die Sicherung von stilllegungsbedrohten Bestandskraftwerken (ggf. auch durch Ertüchtigung/Retrofit) ist eine kurzfristig verfügbare Option zur Aktivierung von Leistungsreserven.

- In der Vergangenheit haben Kraftwerksinvestoren langfristige Stromabnahmeverträge mit anderen Marktakteuren schließen können, die ihnen das gewünschte Maß an Investitionssicherheit geboten haben. Vergleichbare „Leistungsabnahmeverträge“ können unter stabilen Rahmenbedingungen auch für das Produkt gesicherte Leistung am Markt herausbilden.
- Dies gilt insbesondere, da zunehmend ein verstärkter Zubau von Technologien erwartet wird, die einen geringeren Bedarf an langfristiger Absicherung haben (vgl. oben). Dabei handelt es sich primär um dezentrale Technologien, die durch dezentrale Marktakteure erschlossen werden können und dort Wertschöpfung generieren.
- Darüber hinaus bietet der Markt für Leistungszertifikate, im Gegensatz zu hochvolatilen Strompreisen, angebots- und nachfrageseitig deutlich stabilere und besser prognostizierbare Rahmenbedingungen, so ist der Bedarf und das Angebot an gesicherter Leistung über Jahresfristigkeiten relativ stabil. Im Vergleich zum Strommarkt deutlich stabileren Preissignalen ausgegangen werden kann. Dies verbessert die Rahmenbedingungen für (potenzielle) Investoren in Einheiten zur Bereitstellung gesicherter Leistung deutlich.
- Im heutigen Marktumfeld greifen börslich organisierte Marktplätze auf so genannte „Market-Maker“ zurück, um die Liquidität des Handels über längere Fristigkeiten zu erhöhen. Dabei handelt es sich beispielweise um größere Marktakteure, die langfristig als Käufer und Verkäufer agieren und darüber vom „bid-offer spread“ profitieren. Vergleichbare „Markttrollen“ werden auch im Leistungsmarkt eine Rolle spielen. Die Ausgestaltung dieser Rollen obliegt primär dem Markt.

Der Leistungsmarkt ist in der Lage, durch eine intensive Bewirtschaftung und Optimierung des Kostenträgers gesicherte Leistung über die gesamte Wertschöpfungskette Leistungspotenziale durch innovative und dezentrale Lösungen zu heben. Die Fristigkeitsstruktur des Leistungsmarktes stellt dabei direkt einen Wettbewerbsvorteil für dezentrale Lösungen im Verhältnis zu zentralen und sehr langfristig ausgerichteten Optionen dar. Es sei an dieser Stelle auch darauf hingewiesen, dass durch die „Sicherheitsreserve“, insbesondere in der Transformationsphase, eine regulatorische Flankierung vorgesehen ist, die jedoch die marktlichen Innovationskräfte weitgehend erhält.

Zur Flankierung dieser Transformationsphase kann in das vorgeschlagene iEMD auch optional die Marktrolle eines dezentralen/zentralen „Market-Makers“ integriert werden. Hierbei handelt es sich um eine zentrale Stelle, die als Teilnehmer im Leistungsmarkt längerfristig Leistungszertifikate ankauft und damit die Investitionssignale des Leistungsmarktes über den Zeitraum des Terminmarktes hinaus stabilisiert. Die Notwendigkeit und Ausgestaltung einer solchen Marktrolle liegt eher im Bereich der kurz- und mittelfristigen Betrachtungsperspektive und steht daher weniger stark im Fokus des vorliegenden Gutachtens. Die Option, einen solchen Akteur flexibel und modular, basierend auf den im obigen Abschnitt ausgeführten Rahmenbedingungen einzuführen, stellt jedoch einen Vorteil des vorliegenden Marktdesignvorschlages dar.

6.1.4 Integration der Marktdesignelemente EOM und Leistungsmarkt

Das Marktdesign lässt sich unterscheiden in Mechanismen zur zeitlichen Strukturierung der Strombelieferung und in Mechanismen zur Koordination der Leistungsvorhaltung für diese Aufgaben. Nachfolgende Abbildung zeigt eine Übersicht der zentralen Elemente des integrierten Energiemarktdesigns in Hinsicht auf die Koordination von Stromerzeugung (oberer Abschnitt) und Leistungsvorhaltung (unterer Abschnitt).

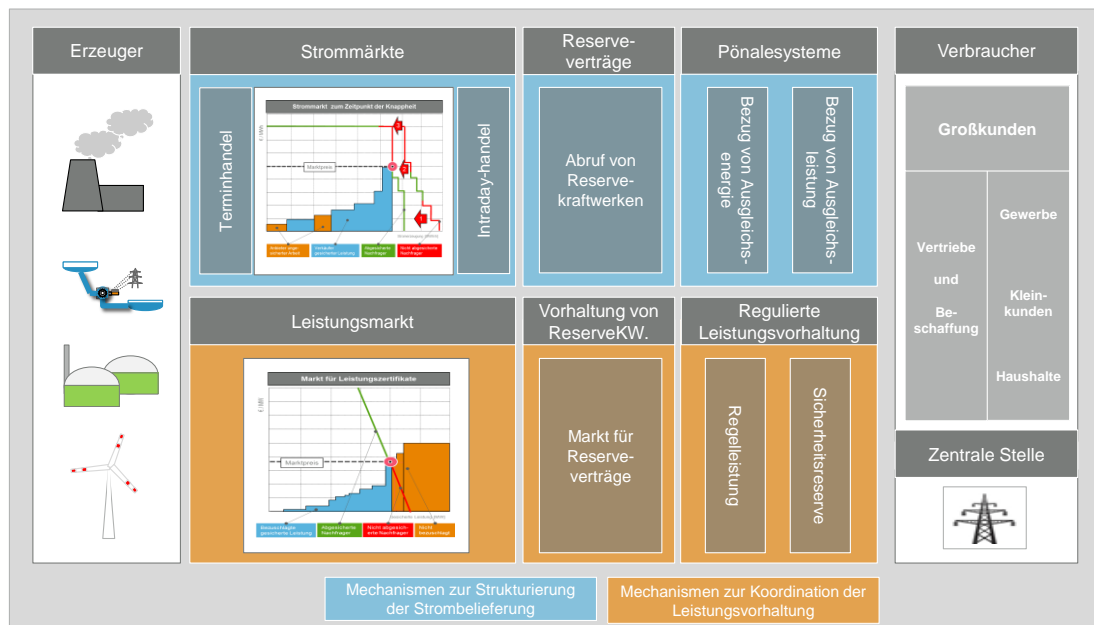


Abbildung 40: Übersicht der Mechanismen zur Strukturierung der Strombelieferung und Leistungsvorhaltung

Durch die verschiedenen Märkte und flankierenden Mechanismen werden Produkte nachgefragt, die durch das gesamte Portfolio an Erzeugungsoptionen gleichermaßen (links in obiger Abbildung) nach Können und Vermögen bereitgestellt werden. Als Nachfrager dieser Produkte treten die Verbraucher von Strom, ggf. durch Intermediäre repräsentiert, auf und zusätzlich die Netzbetreiber (rechts in obiger Abbildung).

Für die Strukturierung der Strombelieferung an die Endkunden und die dazugehörige Leistungsvorhaltung sind die folgenden Mechanismen vorgesehen:

- Der Stromhandel (Termin, day-ahead, intraday) dient der grundsätzlichen zeitlichen Strukturierung der Strombelieferung durch Koordination von Erzeugung und Verbrauch. Von zentraler Bedeutung für diese Koordinationsaufgabe ist der day-ahead Markt vor der Fahrplanabgabe und verstärkt der Intraday-Markt. Die Leistungsvorhaltung für diese

Strommärkte wird durch den Leistungsmarkt effizient koordiniert. Die Mechanismen koordinieren gemeinsam die Strukturierung der Stromlieferung und Leistungsvorhaltung bis zum Zeitpunkt des Handelsschlusses im Intradayhandel (aktuell 45 min vor dem Beginn der physikalischen Lieferung).

- Im iEMD sind alle Erzeugungseinheiten (regenerativ und konventionell) zur Fahrplantreue verpflichtet. Soweit ein liquider Intraday-Handel besteht und noch nicht geschlossen wurde (aktuell 45 min vor dem Beginn der physikalischen Lieferung) können Prognoseabweichungen gegenüber der Fahrplanmeldung (auch durch Ausfall) energiewirtschaftlich effizient zwischen den Marktakteuren durch Handel ausgeglichen werden. Gerade in Zeiträumen der Stromknappheit ist jedoch nicht zwangsläufig gewährleistet, dass der Intraday-Handel die notwendigen Leistungsreserven mobilisieren kann. Der Mechanismus der Reserveverträge bleibt daher erhalten und steht auch den EE offen. Reserveverträge dienen der Absicherung gegen Pönalezahlungen, wie sie durch den Bezug von Ausgleichsenergie oder Leistung entstehen. Die Leistungsvorhaltung für die Fahrplanabsicherung wird an einem Markt für Reserveverträge koordiniert, der sich entsprechend Angebot und Nachfrage nach diesen Produkten herausbildet und nicht regulatorisch begleitet werden muss.
- Für die kurzfristigen Prognoseabweichungen bleibt das Ausgleichs- und Regelenergiesystem erhalten. Die Vorhaltung für die Lieferung von Regelenergie in Form von Regelleistungsauktionen wird weiterhin durch die Übertragungsnetzbetreiber organisiert. Alle Erzeuger (erneuerbar und konventionell) partizipieren gleichberechtigt in diesem System.
- Zusätzlich wird ein Pönalesystem implementiert („Ausgleichsleistung“), welches ein bestimmungsgemäßes Agieren der Marktakteure sicherstellt. Hierfür wird eine weitere regulierte Reservequalität vorgehalten („Sicherheitsreserve“). Gleichzeitig etabliert die Sicherheitsreserve eine zusätzliche „Sicherheitsmarge“ für die gesicherte Leistung des Systems und damit für die Aufrechterhaltung der Erzeugungssicherheit.

Alle zur Stromerzeugung zur Verfügung stehenden Optionen (Speicher, regenerative und konventionelle Erzeugung, flexible Nachfrage) können an allen Marktplätzen gleichberechtigt teilnehmen, das iEMD ermöglicht damit ein hohes Maß an Marktintegration.

Nachfolgende Abbildung zeigt die zeitliche Interaktion der verschiedenen, zuvor bereits beschriebenen Strukturierungsmechanismen. Die verschiedenen Marktplätze wurden dabei in ihrer zeitlichen Reihenfolge auf der Zeitachse angeordnet.

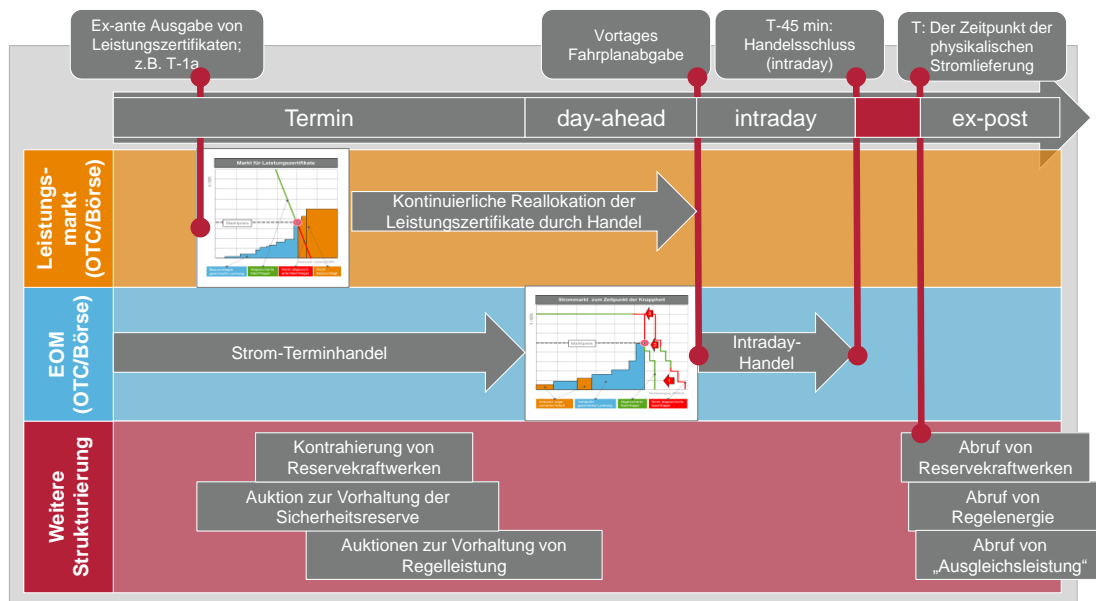


Abbildung 41: Zeitliche Integration der Marktplätze für Strom und Leistung

6.1.5 Zusammenfassung EOM und Leistungsmarkt

- Produktdefinition: Leistungszertifikate

Leistungszertifikate erfassen per Produktdefinition den inkrementellen Beitrag der verschiedenen Erzeugungstechnologien zur Erzeugungssicherheit. Sie bilden daher die Basis einer marktlichen und energiewirtschaftlich effizienten Bewertung gesicherter Erzeugung durch die Stromverbraucher.

- Nachfrage nach Leistungszertifikaten

Die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher für gesicherte Leistung wird offengelegt, hierfür ist eine Produktdifferenzierung nach gesicherter und ungesicherter Leistung notwendig, die über die Vertriebe erfolgt. Die Verbraucher bzw. ihre Agenten artikulieren die Nachfrage nach Leistungszertifikaten in den Markt. Durch die Einbindung der Endkunden in den Leistungsmarkt ist eine optimale Anreizstruktur für die Aktivierung von Nachfrageflexibilität sichergestellt, die sich mindestens langfristig entwickelt.

- Schnittstelle zum Endverbraucher

Im iEMD agieren die Endverbraucher über ihre Agenten als Nachfrager von Leistungszertifikaten. Alle Verbraucher, die nicht technisch flexibel agieren können, sind durch die jeweiligen Vertriebseinheiten durch den Kauf von Leistungszertifikaten abzusichern. Verbraucher, deren Nachfrage in Knappheitszeiträumen nicht vollständig gedeckt wird, erfüllen die technischen Voraussetzungen für diese Abregelung und stellen die daraus resultierenden Flexibilität aktiv und aus ökonomischem Kalkül den Märkten zur Verfügung. Es handelt sich dabei also nicht um eine unfreiwillige Leistungsreduktionen („Black-Out“), sondern um die Aktivierung von marktlich bepreister und vergüteter Lastflexibilität.

- Angebot an Leistungszertifikaten

Anbieter gesicherter Leistung erhalten Leistungszertifikate zugeteilt. Durch die Marktprozesse wird ein energiewirtschaftlich effizientes Portfolio von Erzeugungsoptionen für die Leistungsvorhaltung bestimmt. Alle Erzeugungsoptionen stehen am Markt für Leistungszertifikate miteinander im Wettbewerb. Dieses Portfolio kann insbesondere Bestands- und Neuanlagen sowie dargebotsunabhängige Erneuerbare und Speicher umfassen.

- Handel und Marktpreisbildung

Der Leistungsmarkt ergänzt flankierend die Investitionssignale des EOM. Angebot und Nachfrage nach Leistungszertifikaten treffen sich an einem gemeinsamen, transparenten Markt. Es entstehen stabile Preissignale für die Bereitstellung gesicherter Leistung. Die Erzeugungssicherheit wird umfassend gewährleistet.

- Das Leistungsbilanzkreissystem

Das etablierte System der Bilanzkreise wird um ein transparentes System zur Sicherung der Leistungsbilanz erweitert. Leistung etabliert sich als ein zweiter „Kostenträger“ des Systems, neben der Stromeinheit MWh.

- Integration mit dem EOM

Der EOM wird als effizienter Koordinator des Kraftwerkseinsatzes erhalten, seine Funktionsweise wird sichergestellt. Der EOM wird als Signalgeber für Knappheit erschlossen und genutzt, um eine transparente, effiziente und marktliche Kostentragung für die Bereitstellung gesicherter Leistung zu organisieren.

- Reserve- und Ausgleichssystem

Fehlverhalten der Marktakteure wird angemessen pönalisiert, um ein regelkonformes Verhalten sicherzustellen bzw. Abweichungsanreize zu minimieren. Das bewährte System der Bereitstellung von Reserve- und Regelleistung bleibt erhalten und wird ergänzt um eine weitere Reservequalität („Sicherheitsreserve“), die den veränderten Rahmenbedingungen Rechnung trägt. Die Kosten hierfür werden weitgehend von den Verursachern getragen.

6.1.6 Übergang aus dem Status quo

Eine zentrale Frage im Zusammenhang mit der Einführung eines Leistungsmarktes ist der Umgang mit den Bestandskraftwerken. Darüber hinaus gilt es, die Ausgestaltung der Transformationsphase instrumentell auszugestalten.

Behandlung des Kraftwerksbestands

Die Wirtschaftlichkeit vieler Bestandsanlagen, insbesondere von erdgasgefeuerten Anlagen, ist momentan kritisch zu beurteilen. Viele Anlagen erreichen keine angemessene Rendite auf das eingesetzte Kapital, d. h., die Investitionen amortisieren sich nicht. Häufig sind die Anlagen derzeit auch nicht in der Lage ihre fixen Betriebskosten am Strommarkt zu verdienen (vgl. Abschnitt 2.3). Diese Situation kann durch den vorgeschlagenen Leistungsmarkt teilweise behoben werden. Auch der Bestand an Kraftwerken trägt zur gesicherten Leistung bei; dies ist unabhängig davon, ob noch Kapitalkosten zu tragen sind. Dass Bestandsanlagen im integrierten Leistungsmarkt Leistungszertifikate zugeteilt bekommen und an den Erlösen des Leistungsmarktes teilhaben, wird daher von den Gutachtern als angemessen beurteilt; dies stellt sicher, dass energiewirtschaftlich effiziente Optionen zur Sicherung von Leistung im Bestand erschlossen werden.

Die Wirkung der Einführung eines Leistungsmarktes auf die Erlössituation von Bestandskraftwerken ergibt sich einerseits aus den zusätzlichen direkten Erlösen am Markt für Leistungszertifikate, andererseits sind Rückwirkungen auf die Erlöse am Strommarkt zu berücksichtigen. D. h., die Beurteilung der wirtschaftlichen Konsequenzen eines Leistungsmarktes für Bestandskraftwerke basiert auf dem Vergleich von zwei Szenarien (jeweils eines mit und ohne Leistungsmarkt). Der Leistungsmarkt garantiert diesen Anlagen nicht etwa eine Wirtschaftlichkeit (d. h. dass Erreichen einer Mindestrendite), stellt aber eine zusätzliche Erlösquelle dar, die im Gegensatz zum EOM längerfristig ein stabileres und prognostizierbareres Erlösniveau darstellt. Eine solche Besserstellung ist für viele im aktuellen Marktdesign unwirtschaftliche Bestandskraftwerke gerechtfertigt und notwendig. Zu berücksichtigen ist auch, dass durch den Leistungsmarkt tendenziell Knappheitspreise am EOM reduziert werden. Dies reduziert die Erlöse am EOM und stellt einen gegenläufigen Effekt zu den Erlösen der Leistungszertifikate dar.

Es existieren auch Anlagen im Bestand, die unter dem aktuellen EMD bereits auskömmliche Erlöse erzielen (insbesondere sind dies Grundlast-Kraftwerke). Auch diesen Anlagen könnten durch die Einführung eines Leistungsmarktes Erlöse zufließen. Falls verteilungspolitische Eingriffe gewünscht werden, so sollte dies durch separate Mechanismen geschehen, die neben den Marktmechanismen stehen. Hierbei gilt es darauf zu achten, dass durch einen solchen Mechanismus die grundsätzlich effiziente Allokationssteuerung des iEMD nicht eingeschränkt wird.

Ausgestaltung der Einführungsphase

Die Komplexität der Einführung eines Leistungsmarktes ist aufsetzend auf dem heutigen Energiemarktdesign beherrschbar, da auf etablierten und bewährten Systemen und Prozessen aufgesetzt werden kann. Wie unter Abschnitt 6.1 ausgeführt, wird gesicherte Leistung zu einem zentralen Kostenträger des Energiesystems, zusätzlich zur erzeugten Stromeinheit, aber mit schnell wachsender Bedeutung. Daher erscheint auch ein gewisser prozessualer Mehraufwand für den Nachweis und die Bewertung dieses Kostenträgers in Form des Handels mit Leistungszertifikaten und der Einführung eines entsprechenden Nachweissystems über Bilanzkreise angemessen.

Dennoch wird ein zeitlicher Vorlauf für die Schaffung der notwendigen gesetzlichen Rahmenbedingungen, sowie die Einführung und Einübung der Prozesse benötigt. Hier kann ein Zeitraum von einigen Jahren notwendig sein. Gegebenenfalls könnte eine Einführungsphase vorgesehen werden, die es den Marktteilnehmern ermöglicht, sich an die notwendigen Prozesse zu gewöhnen. Vorstellbar wäre beispielsweise eine Einführungsphase von einem Jahr, in welcher der Leistungsmarkt und die zu Grunde liegenden Prozesse als ein Schattensystem parallel zur Verfügung stehen und von den Marktakteuren getestet werden können. Ein ähnliches Vorgehen wurde auch bei Einführung des EU-ETS exerziert.

Reserveinstrumente zur Flankierung der Transformationsphase

Wie die Ausführungen unter 4 zeigen, besteht Bedarf an zusätzlicher gesicherter Leistung spätestens ab Mitte der 2020er Jahre. Unter diesen Voraussetzungen und bei üblichen Projektierungsphasen neuer Kraftwerke, erscheint aus Sicht der Gutachter eine zeitnahe Einführung notwendig (vgl. auch 5.4).

Aufgrund des zeitlich dringenden Handlungsbedarfs könnte es sinnvoll sein, die Transformationsphase hin zum iEMD mit spezifischen Kapazitätsmechanismen zu flankieren. Dies insbesondere auch unter Berücksichtigung der primär regional ausgeprägten Erzeugungsempässe im Zeitraum bis 2020. Hierfür wird aktuell insbesondere die Einführung einer Kraftwerksreserve („Winterreserve“) vorbereitet. Eine Kraftwerksreserve ließe sich nach

Einführung des iEMD in das vorgeschlagene Marktdesign integrieren. So können die kontrahierten Reservekraftwerke in die als Teil des iEMD geführte Sicherheitsreserve überführt werden. Der vorgeschlagene Leistungsmarkt kann darüber hinaus bei Bedarf durch „Market-Maker“ mit zusätzlicher Liquidität versehen werden.

Ausgabe von Leistungszertifikaten

Es ist eine verantwortliche Stelle für die Ausgabe von Leistungszertifikaten und die damit verbundene Präqualifizierung zu schaffen; diese hat ausschließlich koordinierende Aufgaben. Die Zertifizierungsstelle ist vor Einführung des Leistungsmarktes zu schaffen; ihre Einrichtung stellt damit einen der ersten Schritte für die Einführung des Marktes dar.

Nachfrage nach Leistungszertifikaten

Im iEMD agieren die Endverbraucher über ihre Agenten als Nachfrager von Leistungszertifikaten. Alle Verbraucher, die nicht technisch flexibel agieren können, sind durch die jeweiligen Vertriebseinheiten durch den Kauf von Leistungszertifikaten abzusichern. Das impliziert, dass ein deutlicher Großteil aller Stromverbraucher in Deutschland nach Einführung eines Leistungsmarktes durch die Vertriebe abzusichern ist.⁴⁷ Erst im weiteren Verlauf werden sich Verbraucher technisch flexibilisieren (wenn dies effizient ist) und dadurch Leistungszertifikate freisetzen (vgl. Abschnitt zur Rolle des Endverbrauchers auf Seite 96). Daher ist davon auszugehen, dass direkt nach der Einführung eines Leistungsmarktes eine substantielle Nachfrage nach Leistungszertifikaten besteht. Grundsätzlich ist daher auch in der Phase nach der Einführung von einem stabilen Preisniveau für Leistungszertifikate auszugehen.

6.1.7 Abwägung hinsichtlich der Ausgestaltung des Leistungsmarktes

Im Abschnitt 4 wurde gezeigt, daß insbesondere für die zur Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit erforderlichen – erheblichen – Kapazitäten/Flexibilitätsoptionen der Energy-Only-Market voraussichtlich keine ausreichenden Preissignale generiert, und somit von den Gutachtern die Einführung eines zusätzlichen Kapazitätsmechanismus empfohlen wird. Der hier vorgeschlagene Leistungsmarkt entspricht dem für das Gutachten formulierten Zielsystem, insbesondere einer weitgehend marktlichen Ausgestaltung. Neben dem vorgelegten Vorschlag für den Leistungsmarkt, bestehen auch noch diverse andere Vorschläge zur Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland, auf die im Folgenden kurz Bezug genommen werden soll.

Alle diskutierten Kapazitätsmechanismen ähneln sich insofern, dass sie einen Zahlungsfluss vom Endverbraucher von Strom, hin zu den Anbietern gesicherter Leistung implementieren. Der in diesem Gutachten beschriebene Leistungsmarkt teilt diese Eigenschaft grundsätzlich, jedoch unterscheidet er sich deutlich in Bezug auf die Form, in der dieser Mittelfluss organisiert ist.

Bei den für Deutschland diskutierten Kapazitätsmechanismen können in Bezug auf die Allokation der Nachfrage nach Leistung grundsätzlich zwei Ansätze unterschieden werden:

1. Modelle mit Kapazitätsauktionen durch eine zentrale Instanz. Hierunter fallen wiederum zwei Arten von zentralen Kapazitätsauktionen, nämlich selektive Mechanismen, die z. B. nur für neue Anlagen und umfassende Mechanismen, die den gesamten Kraftwerkspark adressieren. Die Kosten, die durch die zentrale Kapazitätsbeschaffung

⁴⁷ Die Möglichkeit der Umlage dieser Kosten durch die Vertriebe auf die Verbraucher ist sicherzustellen.

entstehen, werden über einen Umlagemechanismus auf die Stromverbraucher gewälzt. Dies kann beispielsweise über die Netzentgelte oder eine separate Umlage auf den Strombezug geschehen.

2. Modelle, in denen Angebot und Nachfrage nach gesicherter Leistung weitgehend marktlich (d. h. ohne einen zentralen Nachfrager) organisiert werden. Die Nachfrage nach Leistung geht dabei von Marktakteuren aus und ist dezentral organisiert. Es können grundsätzlich verschiedene Marktakteure als Nachfrager vorgesehen werden. Die Kosten werden über Marktpreise an die Endverbraucher weitergegeben.

Beide Modellansätze weisen spezifische Vor- und Nachteile auf und können aus Sicht der Gutachter das Kapazitätsproblem nachhaltig lösen. Vor dem Hintergrund des Zielsystems des Gutachtens soll jedoch ein integriertes Marktdesign mit möglichst marktwirtschaftlichen bzw. wettbewerblichen Elementen entworfen werden. Aus diesem Grund wird die Nachfrage nach gesicherter Leistung auf seiten der Nachfrager angesiedelt und es wird ein marktliches Modell unter Einbezug der Marktakteure entwickelt.

Der nachfolgende Abschnitt stellt eine Kurzfassung der erfolgten Diskussion und Abwägung zur Ausgestaltung des vorgeschlagenen Leistungsmarktes für die Erarbeitung des Gutachtens dar. Sie dient der Erläuterung der zentralen Argumente, die zur Auswahl des Leistungsmarktes und seiner Ausgestaltung geführt haben. Die aufgeführten Punkte stellen dabei ausdrücklich keine umfassende Diskussion alternativer Marktdesignoptionen dar, sondern begründen aus Sicht des Gutachtens selektiv die getroffene Instrumentenwahl.

Bei vielen in der Diskussion stehenden zentralen Mechanismen handelt es sich um umlagebasierte Mechanismen bei denen eine zentrale Stelle („central buyer“) weitgehend über Maßnahmen zur Bereitstellung gesicherter Leistung sowie deren Umfang entscheidet. Den bisherigen Vorschlägen ist damit gemein, dass es sich in ihrem Kern nicht um Märkte handelt, bei denen die Stromverbraucher als Verursacher des Bedarfs an gesicherter Leistung und die Anbieter gesicherter Leistung direkt miteinander in Interaktion treten. Damit wird die entscheidende Funktion der Bedarfsfestlegung und Kapazitätsbeschaffung in diesen Märkten durch zentrale (d. h. staatliche oder regulierte) Akteure und explizit nicht durch Marktakteure wahrgenommen.

Aus energiewirtschaftlicher Perspektive können derartige „zentrale“ Mechanismen Ineffizienzen aufweisen, die insbesondere langfristig wirksam werden und daher für das Marktdesign mit einem Zeithorizont bis 2050 große Relevanz haben. Insbesondere besteht die Gefahr, dass eine regulatorische Definition des Produkts „gesicherter Leistung“ und der Teilnahmebedingungen an dem zentralen Kapazitätsmechanismus viele dezentral im Markt befindliche Optionen zur Bereitstellung gesicherter Leistung oder zur nachfrageseitigen Freisetzung von Leistungsbedarf aufgrund ihrer Kleinteiligkeit und der dadurch schwierigen Standardisierung per se ausschließen könnte.

So legen die bisher diskutierten „zentralen“ Kapazitätsmechanismen einen Fokus auf die Bereitstellung von gesicherter Leistung durch Erzeugungskapazitäten, insbesondere in großen Einheiten.⁴⁸ Das heißt nicht, dass an diesen Märkten keine nachfrageseitigen Flexibilitäten teilnehmen können, sondern dass üblicherweise eine Teilung der Kapazitätsmärkte in unterschiedliche Marktsegmente vorgesehen ist. Dabei werden üblicherweise in einem Marktsegment (tendenziell liegt hier das Hauptaugenmerk der Vorschläge) Ausschreibungen

⁴⁸ Zwar sehen auch zentrale Kapazitätsmechanismen z. T. eine Teilnahme von Nachfrageflexibilität vor, jedoch erschweren Marktsegmente mit einer langen Verpflichtungsdauer und Vorlaufzeit dezentralen Optionen den Zutritt. Teilweise sind auch größere Leistungssegmente in den Vorschlägen explizit nur für neue Kraftwerke vorgesehen.

mit langer Verpflichtungsdauer und Vorlaufzeit durchgeführt. Derartige Marktsegmente sind bezüglich der Teilnahmebedingungen auf zentrale Großkraftwerke zugeschnitten, was dezentralen und insbesondere lastseitigen Optionen den Zutritt erschwert. Durch den regulatorische Zuschnitt von Ausschreibungsbedingungen und die Definition von Produkten, kann daher in einem zentralen Mechanismus die Erschließung flexibler, dezentraler und atypischer Potenziale behindert werden, Innovationspotenziale und ggf. kosteneffiziente Lösungen werden dann nicht oder nicht in dem eigentlich möglichen Umfang genutzt.

Aus diesen Gründen wird in der vorliegenden Untersuchung ein Marktdesign erarbeitet und beschrieben, in dem die Marktakteure die zentrale Funktion als Nachfrage selber übernehmen. Damit wird die Menge der gesicherten Leistung langfristig (Zielsystem 2050) nicht zentral festgelegt, sondern bildet sich soweit wie möglich auf Basis einer **dezentralen Nachfrage im Markt** aus. Darüber hinaus können die Marktakteure selbstständig den Beitrag verschiedener Optionen zur Bereitstellung oder „Freisetzung“ (d. h. Nichtbezug) von gesicherter Leistung anhand ökonomisch transparenter Anreize und Signale bewerten und damit ein optimales Feld von Optionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit kombinieren. Der Kostenträger gesicherte Leistung kann so über die gesamte Wertschöpfungskette der Stromwirtschaft (Erzeugung, Handel, Strukturierung, Verbrauch) intensiv bewirtschaftet und optimiert werden. Es handelt sich also um **ein über die Wertschöpfungskette integriertes Marktdesign**.

Eine Vielzahl von dezentralen Akteuren kann damit ein Maximum an gleichermaßen dezentralen und innovativen im Markt existierenden Flexibilitätspotenzialen heben.

Ein zentraler Leitgedanke des vorliegenden Marktdesigns ist außerdem die Verursachungsgerechtigkeit. Verursachungsgerechtigkeit beschreibt einen Zustand, in dem nach dem Verursacherprinzip alle Kosten, die infolge eines Tuns oder Unterlassens entstehen, von den Verursachern getragen werden. Da sich der Umfang der notwendigen Leistungsvorhaltung (vereinfacht) anhand der Hochlastphasen dimensioniert, skalieren sich die Kosten der Leistungsvorhaltung an den Hochlastphasen des Systems. Der notwendige Umfang der Vorhaltung von gesicherter Leistung ergibt sich aus der Bezugsentscheidung der Stromverbraucher, im Speziellen: wie ihr Verbrauch zu Hochlastphasen beiträgt. **Die Stromverbraucher (ggf. über ihre Agenten) sollten daher möglichst direkt die Kosten der Leistungsvorhaltung tragen.**

Eine verursachungsgerechte Form der Kostenzuordnung ist über einen Marktmechanismus möglich, der die Kosten des Leistungsbezugs transparent macht; die pauschale Umlage der Vorhaltungskosten von Leistung hat diesbezüglich eine Schwäche. Die Hochlastphasen und damit Gesamtbedarf an gesicherter Leistung sind weitgehend unabhängiger Ausbau der EE. Aus diesem Grund erscheint es im Vergleich zu anderen Organisationsformen weniger zielführend, die Betreiber von EE mit den Kosten der Leistungsvorhaltung zu belasten, wie dies zum Teil diskutiert wird.

Ein weiteres Argument für den vorgeschlagenen Mechanismus ist, dass eine verursachungsgerechte Kostenumlage der Leistungsvorhaltung eine optimale Anreizstruktur für die Erschließung von nachfrageseitigen Flexibilitätspotenzialen bietet. So ist es einzel- und energiewirtschaftlich rational, dass alle Endverbraucher, die ihren Bedarf an gesicherter Leistung zu (Opportunitäts-)Kosten reduzieren können, die unterhalb der Marktpreise für Leistungszertifikate liegen, dies tun. Die Kosten für Leistungszertifikate stellen daher einen direkten ökonomischen Anreiz dar, den Bezug an gesicherter Leistung zu optimieren und möglichst zu reduzieren.

Dies führt im Übrigen nicht dazu, dass andere Verbraucher, die weiterhin gesicherte Leistung beziehen, dann höhere Kosten zu tragen haben, wie es derzeit z. B. durch die Eigenverbrauchsregelung in Bezug auf die EEG-Umlage der Fall ist. Es ist vielmehr so, dass im

Leistungsmarkt Verbraucher, die ihre Nachfrage flexibilisieren und daher keine Leistungszertifikate beschaffen, tatsächlich zur Reduktion des Bedarfs an gesicherter Leistung beitragen. Der verbleibende Bedarf an gesicherter Leistung liegt damit niedriger und wird auf weniger Nachfrage verteilt. Dies ist fair und verursachungsgerecht.

Auch in einem zentralisierten Kapazitätsmechanismus kann auf der Nachfrageseite anstelle eines Umlagesystems eine wettbewerbliche Vermarktung inkl. eines umfangreichen Sekundärmarktes mit diversifizierten Produkten vorgesehen werden. In der weiteren öffentlichen Diskussion ist insbesondere für die Transformationsphase die Notwendigkeit und Ausgestaltung einer ergänzenden dezentralen / zentralen Instanz, im iEMD optional vorgesehen als Market-Maker, noch vertieft zu beleuchten. Hierbei ist zu beachten, dass die vorgeschlagene zentral organisierte Reserve (Sicherheitsreserve) bereits die Option beinhaltet, Leistung längerfristig zu kontrahieren.

Bei der Ausgestaltung der Kapazitätsprodukte und der Abwicklungsmechanismen ist besonderes Augenmerk auf die Wirkung langfristiger Kapazitätsprodukte insbesondere für kleinere Portfolien zu richten. Ein funktionsfähiger Sekundärmarkt mit diversifizierten Kurzfristprodukten kann hier etwaigen unerwünschten Wirkungen entgegenwirken.

Bei dem vorliegenden Vorschlag handelt es sich um einen **umfassenden Kapazitätsmarkt**, der sowohl die Sicherung von Bestandskraftwerken, neue Kraftwerke sowie lastseitige Maßnahmen anreizt. Dies erscheint langfristig sinnvoll, da selektive Mechanismen zu Marktverzerrungen führen.⁴⁹ Bereits definitionsgemäß schließt eine selektive Förderung Optionen aus, die potenziell effizient wären, so schließt z. B. die Förderung von Neuanlagen kosteneffiziente Maßnahmen im Bestand aus und umgekehrt.

Die potenziell mangelhafte Integrationsfähigkeit in Bezug auf dezentrale Maßnahmen und lastseitige Flexibilitätspotenziale wurde bereits oben erläutert. Sie ist tendenziell auch nicht durch eine potenzielle Kombination von selektiven Mechanismen (z. B. für Bestands- und Neuanlagen) zu beheben.

Diese Marktverzerrungen aufgrund einer nicht optimalen Kombination von Flexibilitätsoptionen führen tendenziell zu langfristigen Fehlallokationen. Dem stehen die potenziellen Vorteile einer Reduktion von Verteilungseffekten gegenüber. Insbesondere, da das vorliegende Gutachten eine sehr langfristige Perspektive einnimmt, sind Allokationseffekte aus Sicht der Gutachter stärker zu gewichten als Verteilungseffekte, die sich insbesondere auf die Einführungsphase beziehen und daher eher vorübergehend auftreten. So kommt eine kosteneffiziente Allokation jenseits von kurzfristigeren Verteilungseffekten langfristig auch den Endverbrauchern zu Gute.

⁴⁹ Vgl. beispielweise auch Consentec, 2012a

6.2 EE-Fördermechanismus

Die Problembeschreibung für den Bereich der EE-Förderung (vgl. 2.3.2.2) zeigt den Bedarf für eine Anpassung der Förderung in Hinsicht sowohl auf die Investitionssteuerung (Verbesserung der Plan- und Steuerbarkeit des Zubaus und dessen Kosteneffizienz) sowie die Einsatzsteuerung der EE (Verbesserung der Integration der Anlagen in die Energiemärkte). Ebenfalls wurde in Abschnitt 4.5 dargelegt, dass für die Erreichung der EE-Ausbauziele mittelfristig weiterhin eine Förderung notwendig sein wird.

Für die Entwicklung eines Lösungsvorschlags im Rahmen des Gutachtens wurde darüber hinaus die Anforderung des Wettbewerbs bzw. der marktlichen Gestaltung der Förderung als Leitlinie formuliert. Weiterhin ist sicherzustellen, dass die Ausbauziele durch eine ausreichende Förderung erreichbar sind. Dem Kapitel zum EE-Fördermechanismus ist eine kurze Zusammenfassung des Vorschlags zur zukünftigen EE-Förderung vorangestellt. Darauf folgend wird der Vorschlag genauer ausformuliert.

6.2.1 Kurzzusammenfassung des Vorschlags

Der nachfolgend ausformulierte Vorschlag einer angepassten EE-Förderung gilt nur für **Neuanlagen**. Bestehende EE-Anlagen erhalten weiterhin die gesetzlich bei ihrer Inbetriebnahme zugesagte EEG-Förderung (**Vertrauensschutz**). Damit läuft das heutige EEG langfristig aus, eine Förderung wird über den angepassten Mechanismus weiter bereitgestellt.

Die neue EE-Förderung basiert auf einem **mengenbasierten Modell**, d. h. es wird im Voraus bestimmt, welche Menge an EE gefördert werden soll. Dies stellt eine **Verbesserung der Steuerbarkeit und Vorhersehbarkeit** des EE-Zubaus über längere Zeiträume dar und sichert die **langfristige Zielerreichung**. Hierfür **auktioniert** ein zentraler **Koordinator Förderrechte für EE-Projekte** mit ausreichend zeitlichem Vorlauf vor deren Inbetriebnahme. Die Zuteilung von Vergütungsrechten ist **regional steuerbar** und **technologiespezifisch** zu differenzieren. Die Auktion löst einen **kostenorientierten Wettbewerb zwischen EE-Investoren** um den Zugang zur Förderung aus, da diese mengenlimitiert ist. Nach der Auktion steht die Förderung fest und ist für die EE-Investoren daher belastbar kalkulierbar.

In der Auktion erfolgreiche Investoren erhalten **leistungsbasierte Vergütungsrechte (€/MW)**, die über eine längere Dauer während des Betriebs der EE-Anlage ausgezahlt werden. Im Gegenzug dazu besteht die Verpflichtung, die angebotene Leistung – wie in der Auktion angeboten – zu errichten und danach nachhaltig zu betreiben.

Im Betrieb erfolgt eine **direkte Vermarktung der EE-Anlagen** an den relevanten Energiemärkten, d. h. vorwiegend am Strommarkt, wenn möglich an weiteren Märkten, die grundsätzlich allen EE-Anlagen offen stehen. Die leistungsbasierte Vergütung stellt sicher, dass das **Gebotsverhalten** der EE-Anlagen **im Strommarkt nicht verzerrt** wird. Damit orientieren sich zukünftig alle Anbieter auf dem Strommarkt an den Marktpreissignalen und bieten ihre Produktion zu Grenzkosten an. Es herrscht dann ein level-playing-field im EOM, bei paralleler Gewährung einer verlässlichen EE-Förderung. Die Direktvermarktung führt starke **Anreize** für EE-Anlagenbetreiber ein, ihre **Markterlöse zu maximieren**. Dieses Verhalten ist auch aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive wünschenswert und führt dazu, dass gute Anlagenstandorte entwickelt und dadurch die EE-Potenziale in Deutschland effizient genutzt werden.

Bevor der Marktdesignvorschlag nachfolgend detailliert ausgeführt wird, fasst nachfolgende Abbildung zusammen, welche wesentlichen Elemente der Vorschlag enthält und in welcher zeitlichen Struktur die EE-Förderung organisiert werden soll.

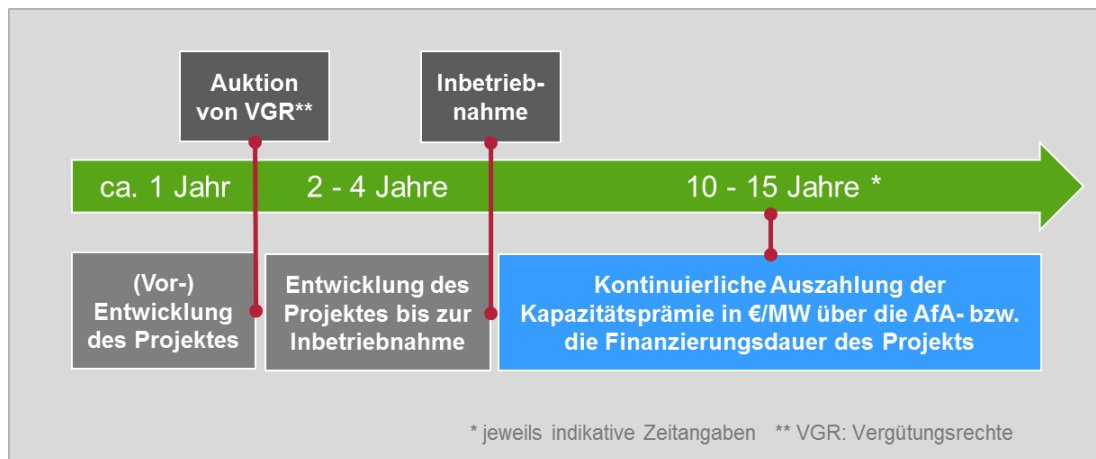


Abbildung 42: Übersicht der wesentlichen Elemente und des Ablaufs der EE-Förderung

Nachdem eine (Vor-)Entwicklung des Projektes erfolgt ist, ist absehbar, welche Leistung das Projekt hat und wann es in Betrieb gehen kann. In der Auktion wird die Leistung des EE-Projektes angeboten. Darin findet ein Wettbewerb zwischen EE-Projekten statt; es werden mindestens die für die Erreichung der jeweiligen Ausbauziele notwendigen Anlagen gefördert. Bei Zuschlagung mit einer Kapazitätsprämie (€/MW) aus der Auktion wird die Projektentwicklung bis zur Inbetriebnahme vorangetrieben. Mit der Inbetriebnahme beginnen die Stromerzeugung und die Auszahlung der Förderung. Die Förderung wird kontinuierlich anteilig über die AfA- bzw. die Finanzierungsdauer des Projekts ausgezahlt. Der Anlagenbetreiber ergänzt die Förderung durch eine Maximierung seiner Erlöse aus der Direktvermarktung an allen relevanten Märkten (Strom, Wärme, Leistung und ggf. Systemdienstleistungen). Durch die Direktvermarktung in der Betriebsphase existieren sehr starke wirtschaftliche Anreize, die Anlage nachhaltig in Betrieb zu halten und effizient einzusetzen.

6.2.2 Zielstellung

Deutschland hat sich ambitionierte Ziele für den Ausbau der EE gegeben, welche wesentliche Leitplanken für die Entwicklung der Energiewirtschaft bis 2050 darstellen. Viele EE-Erzeugungstechnologien (z. B. Windkraft, Photovoltaik und Biomasse/Biogas) weisen in Deutschland jedoch aktuell unter Einbezug ihrer Investitions- und Kapitalkosten (d. h. vollkostenbasiert) Energieerzeugungskosten auf, die höher sind als die marktlich internalisierten Kosten der konventionellen Kraftwerkstechnologien. Daraus resultiert, dass die Marktpreise, wie sie sich im Wettbewerb der Technologien anhand ihrer Kosten bilden, also insbesondere die Marktpreise für Strom, auf einem Niveau liegen, welches zu niedrig ist, als das ein Zubau der EE ohne Förderung darstellbar wäre (vgl. Abschnitt 4). Die EE sind daher für eine ausreichende Refinanzierung derzeit auf zusätzliche Förderung angewiesen.

Mit steigenden Brennstoff- und CO₂-Preisen, aber auch durch die Kostendegression auf Seiten der EE, ist absehbar, dass sich eine Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren basierend auf Marktpreisen einstellen kann. Dies definiert den Zeitpunkt der Marktparität, ab dem eine spezifische EE-Technologie grundsätzlich keine Förderung mehr benötigt.

Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass der Ausbau der Erneuerbaren die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten, Primärenergiebrennstoffen und auch konventioneller Kraftwerkstechnik reduziert, so dass das Preisniveau auf diesen Märkten durch einen subventionierten Ausbau der EE auf europäischer und globaler Ebene tendenziell unter Druck gesetzt wird.

Der Übergangszeitraum bis zur Marktparität der EE ist durch einen geeigneten Fördermechanismus zu gestalten. Zentrale Aufgabe des Fördermechanismus ist es dabei, die Differenzkosten der Erneuerbaren zu kompensieren. Also den Anteil der Gesamtkosten der Erneuerbaren, die nicht aus den verschiedenen wettbewerblichen Teilmärkten gedeckt werden können, durch eine Förderung sicherzustellen. Der EU-ETS (vgl. Abschnitt 2.3.1 und 6.3) bietet langfristig das Potenzial, eine energiewirtschaftlich effiziente Reduktion der CO₂-Emissionen zu erreichen und indirekt über seine Wirkung auf die Strompreise den Zubau vieler EE-Technologien auch marktlich attraktiv zu machen.

Als alleiniges Instrument zur Markteinführung wachsender EE-Anteile reichen Marktpreisreize durch Strommarkt und EU-ETS jedoch absehbar nicht aus. Sie bedürfen daher der Ergänzung durch einen EE-Fördermechanismus. Ziel muss es dennoch sein, auch in der Phase der Förderung, die EE zunehmend in die Energiemärkte zu integrieren. Das bedeutet, dass einerseits eine Förderung gewährt wird, andererseits im Rahmen des Fördermechanismus für eine angemessene Übernahme von Marktrisiken zu sorgen ist. Dabei gilt es ein Übermaß an Risikowälzung auf die EE-Investoren und Anlagenbetreiber zu vermeiden, um eine angemessene Investitionssicherheit sicherzustellen.

Weiterhin spielt die Steuerbarkeit des EE-Fördermechanismus in Bezug auf das Mengenwachstum der EE energiewirtschaftlich eine zentrale Rolle, da der Ausbau der EE der wesentliche Treiber der Energiewende ist und mittelbar die Anforderungen an das die EE flankierende Energiesystem determiniert. Dies betrifft insbesondere den Bedarf an Netzausbau, konventioneller Kraftwerksleistung und ggf. Flexibilitätsoptionen. Der Anteil der EE im System hat außerdem starken Einfluss auf die Geschäftsmodelle anderer Akteure, z. B. der Betreiber konventioneller Erzeugungsanlagen. Aus diesem Grund ist es zentral, dass der EE-Fördermechanismus als Element eines integrierten Marktdesigns energiewirtschaftlich plan- und steuerbar ausgestaltet wird. Nur so können auch die anderen Akteure ihre Investitionen auf Basis belastbarer Annahmen planen und mit angemessenen Risikoaufschlägen realisieren.

Da, wie bereits ausgeführt, eine Vollkostendeckung der EE alleine über die Märkte für Energie und Leistung derzeit nicht zu erwarten ist, muss für die Realisierung der Ausbauziele auch zukünftig ein zusätzliches Anreizsystem zur Verfügung stehen. Dieses Anreizsystem muss integriert wirken mit den anderen Elementen des Energiemarktdesigns. Das EEG hat in Deutschland seit dem Jahr 2000 diese Funktion wahrgenommen.

Das EEG soll zeitnah durch einen neuen Anreizmechanismus abgelöst werden, der so weit wie möglich die Marktintegration der EE befördert und sicherstellt, dass der EE-Ausbau weiter fortgeführt wird und die ambitionierten Ausbauziele zielgenau erreicht werden. Dabei gilt es, zunehmend wettbewerbliche Elemente zu implementieren, um die Kosteneffizienz der EE-Förderung zu erhöhen.

6.2.3 EE-Ausschreibung

Zentrale Beschaffung von EE-Kapazitäten über eine mengenbasierte Ausschreibung

Für den hier vorgelegten Marktdesignvorschlag werden die geplanten EE-Mengen in Form von zu installierenden Leistungen (Megawatt) durch die Politik vorgegeben und durch eine **zentrale Stelle** beschafft. Die Wahl eines zentralen Modells für die Festlegung der über den EE-Fördermechanismus angereizten Menge ist wie folgt begründet: Stromverbraucher zeigen (im Gegensatz zu ihrer Nachfrage nach gesicherter Leistung) keine explizite Nachfrage nach großen Mengen von erneuerbar erzeugtem Strom. Sie haben in der Gesamtheit keine ausreichende Zahlungsbereitschaft, um die notwendige Vollkostendeckung der EE vor der Marktparität sicherzustellen. Damit ist eine Offenlegung der Verbraucherpräferenzen im EE-Bereich nicht zielführend und vor allem auch nicht ausreichend für die Realisierung der

EE-Ausbauziele vor der Marktparität. Es bedarf daher für die kommenden Jahre (vgl. Abschnitt 4.5.1) einer politisch induzierten Nachfrage nach regenerativer Erzeugung. Ein zentraler Koordinator übernimmt im vorliegenden Vorschlag diese Aufgabe. Er artikuliert die gewünschten EE-Kapazitäten als Nachfrage in den Markt für EE-Projekte.

Ziel dieser zentral organisierten Nachfrage ist die Menge an installierter EE-Leistung (Megawatt). Die zu beschaffenden EE-Mengen werden auf Basis der Ausbauziele des Bundes ermittelt und sollten mit den Zielen der Bundesländer koordiniert werden. Die gewünschten Mengen werden regelmäßig jahresscharf in einer zentral organisierten Ausschreibung mit ausreichend langem Vorlauf beschafft. Mindest- oder Maximalgrößen der Lose in der Ausschreibung sollten nicht festgelegt werden, um einen breiten Marktteilnehmerkreis zu ermöglichen und explizit auch kleinere EE-Projekte anzusprechen. EE-Projekte können nur einmal an der Ausschreibung teilnehmen, sie erhalten sodann eine Förderung über einen längeren zuvor definierten Zeitraum.

Ermittlung der Förderhöhe in einer Auktion

Die Ermittlung der Förderhöhe aus Angebot und Nachfrage erfolgt in Form einer Ausschreibung, die als Auktion von Vergütungsrechten für die auktionierten EE-Mengen (d. h. Megawatt installierte Leistung) ausgestaltet wird. Die Förderung erfolgt in Form eines Investitionskostenzuschusses mit Auszahlung in €/MW, was den Vorteil hat, dass im Betrieb das Gebotsverhalten von EE-Anlagen nicht verzerrt wird und sich an deren Grenzkosten orientiert. Die Auszahlung der Förderung wird zeitlich gestreckt. Interessierte Investoren legen in der Auktion offen, zu welchem Förderbetrag (€/MW) sie eine bestimmte EE-Leistung zubauen würden. Es entsteht damit ein kostenorientierter Wettbewerb um den Zugang zu Vergütungsrechten. In der Auktion bekommen diejenigen Investoren einen Zuschlag, die zu den in Summe günstigsten (Differenz-)Kosten die ausgeschriebene EE-Leistung errichten und betreiben können.

Für die Ausgestaltung der Auktion von Vergütungsrechten gibt es grundsätzlich verschiedene Optionen. Vorschlag der Gutachter ist es, die Auktion als rundenbasierte Auktion (RBA) auszugestalten. Ein solches Auktionsdesign ist insbesondere dann sinnvoll, wenn ein zuvor bekanntes Volumen (Ausschreibungsvolumen) bei erwartetem Überangebot vom Auktionator kosteneffizient beschafft werden soll.⁵⁰

Die RBA weist außerdem Vorteile in Märkten auf, wo das Auftreten von Marktmacht befürchtet wird, was insbesondere bei einer regionalisierten Auktion von Vergütungsrechten der Fall sein könnte. Die RBA besteht aus einer geordneten Abfolge von Auktionsrunden, bei denen der Preis, den der Auktionator aufruft, von Runde zu Runde ansteigt.⁵¹ Nachfolgend wird zur Verdeutlichung des Vorgehens ein Umsetzungsszenario einer solchen RBA mit ansteigendem Preis ausgeführt.

In der RBA nennen die Bieter dem Auktionator in jeder Runde und ohne Kenntnis der Gebote der anderen Bieter die Menge an EE, die sie zu dem vom Auktionator aufgerufenen Preis bereit

⁵⁰Eine RBA wird u. a. von ewi, 2012 und Achner et al., 2011 im Zusammenhang mit der Ausgestaltung von Leistungsmärkten vorgeschlagen. Beispiele für die Anwendung einer RBA sind u. a. auch die Zinstender der Europäischen Zentralbank zur Organisation des Hauptrefinanzierungsgeschäfts sowie Überlegungen zur Beschaffung von EE-Mengen in den USA. Vgl. hierzu Gabler Wirtschaftslexikon, abrufbar unter: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/5764/zinstender-v7.html> sowie NYSERD, 2004.

⁵¹Möglich ist weiterhin ein Auktionsdesign, bei dem die Auktion mit einem hohen Preis beginnt, der von Runde zu Runde reduziert wird (rundenbasierte Auktion mit fallendem Preis). Beide Varianten, RBA mit ansteigendem Preis und RBA mit fallendem Preis, sind jedoch ohne die exakte Kenntnis der Auktionsorganisation, insbesondere Umfang der Regionalisierung und Technologiedifferenzierung sowie der daran beteiligten Anbieter aus heutiger Sicht nicht abschließend gegeneinander abzuwägen. Die Gutachter geben daher an dieser Stelle keine dezidierte Empfehlung in Bezug auf das detaillierte Auktionsdesign, sondern stellen beispielhaft eine RBA mit ansteigendem Preis dar.

und in der Lage sind zu installieren. Die in rascher Abfolge ablaufenden Auktionsrunden führen dazu, dass Bieter keine Kenntnis von den Geboten ihrer Wettbewerber haben und sich nicht absprechen können. So werden die Möglichkeiten für Absprachen und strategisches Bietverhalten eingegrenzt. Bieter sind außerdem verpflichtet, nach erstmaliger Nennung eines Gebotes auch in jeder Folgerunde ein Mengengebot abzugeben. Dieses kann gleich groß oder größer, jedoch nicht kleiner als in einer vorangegangenen Runde sein. Damit ist die Planbarkeit der in der Auktion zu beschaffenden Menge sicherstellt.

In der hier vorgeschlagenen RBA bieten potenzielle EE-Investoren auf das Recht, für eine von ihnen angebotene EE-Menge an installierter Leistung (MW) eine Vergütung zu erhalten, die als Zuschuss während der Betriebsphase ausgezahlt wird und zwar zu dem von der Koordinierungsstelle in dieser Auktionsrunde angebotenen Preis in €/MW. Dabei beginnt die Auktion in Runde 1 mit einem sehr niedrigen Preis, welcher von Runde zu Runde ansteigt. Damit steigt über die Runden auch das Angebot an EE (Menge an installierter Leistung). Die Auktion wird mit ansteigenden Preisen solange fortgeführt, bis in Summe über die teilnehmenden Bieter die vom Koordinator geplante EE-Menge angeboten wird. Dann erfolgt der Zuschlag. Alle interessierten Bieter legen im Rahmen der RBA die EE-Menge offen, die sie bereit und in der Lage sind, zu dem jeweils genannten Preis zu installieren. So entsteht über die Runden der Auktion eine Angebotsfunktion (Menge) und der zugehörige Preis aus einem Wettbewerb um die EE-Förderung.

Schematisch kann der Ablauf der vorgeschlagenen RBA wie folgt dargestellt werden:

- Vor Beginn der Auktion: Ein zentraler Koordinator definiert eine gewünschte EE-Menge, die sich auf einen Zeitraum in der Zukunft bezieht, sich aus den politischen EE-Ausbauzielen ableitet und ggf. technologisch und/oder regional differenziert wird.
- Runde 1:
 - Zentraler Koordinator ruft einen Startpreis, Preis₁ auf (in €/MW), der niedrig liegt (nahe Null).
 - Interessierte EE-Investoren bieten eine Menge₁ von EE an, die sie zu Preis₁ bereit und in der Lage sind zu realisieren. Diese Menge liegt deutlich unter der gewünschten Menge (nahe Null).
 - Zentraler Koordinator prüft die von den Investoren angebotene Gesamtmenge (Summe Menge₁). Liegt diese unter der gewünschten Zielmenge (was zu Beginn der Auktion regelmäßig eintreten sollte), so erhöht der Auktionator den Preis₁ auf den höheren Preis₂.
- Runde 2:
 - Zentraler Koordinator ruft einen höheren Preis₂ auf.
 - Interessierte EE-Investoren bieten eine (erhöhte) Menge₂ von EE an, die sie bereit und in der Lage sind, zu Preis₂ zu realisieren.
 - Zentraler Koordinator prüft die von den Investoren angebotene Gesamtmenge (Summe Menge₂). Liegt diese unter der gewünschten Zielmenge, so erhöht der zentrale Koordinator den Preis₂ erneut.

- Dieses Procedere wird in kurzen Abständen bis zur Runde n wiederholt. Dadurch erfolgt eine Abfrage der Angebotsfunktion (Menge) und der zugehörigen Preise aus einem Wettbewerb um die EE-Förderung.
- Runde n (letzte Runde):
- Zentraler Koordinator ruft einen angepassten höheren Preis auf.
- Interessierte EE-Investoren bieten eine erhöhte Mengen von EE an, die sie zu Preis bereit und in der Lage sind zu realisieren.
- Zentraler Koordinator prüft die von den Investoren angebotene Mengen, die mindestens der gewünschten Zielmenge entspricht.
- Es erfolgt ein Zuschlag an alle in der Runde n von den beteiligten EE-Investoren angebotenen EE-Mengen. Diese erhalten das Recht, die Vergütung in Höhe des Preis für ihre EE-Projekte abzurufen und verpflichten sich, die angebotene Leistung zu errichten und zu betreiben.

Damit stellt sich in der letzten Runde der Auktion ein Zustand ein, in dem genau die vom Koordinator gewünschte Menge an EE angeboten wird. Der zugehörige Zuschlagspreis ergibt sich im Wettbewerb zwischen allen noch in der Auktion befindlichen Anbietern. Die Abwicklung der vorgeschlagenen Auktion zur Preisfindung einer zu beschaffenden EE-Menge (MW installierte Leistung) ist in nachfolgender Abbildung dargestellt.

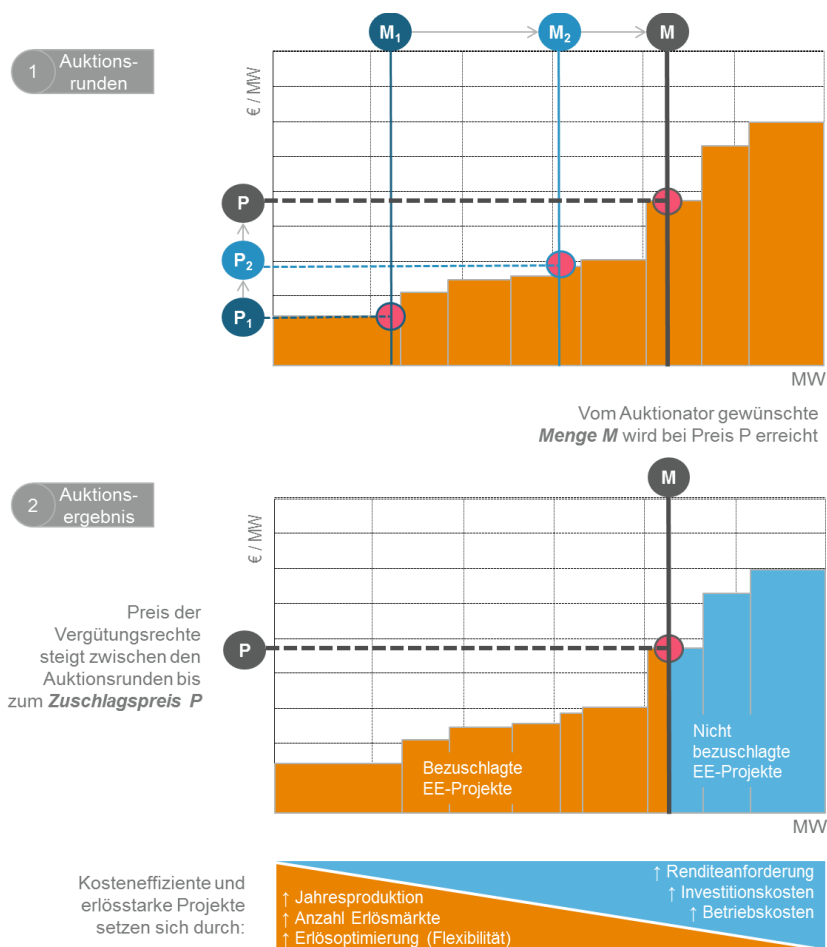


Abbildung 43: Preisfindung für eine EE-Zielmenge in einer rundenbasierten Auktion

In der Auktion bildet sich eine „Merit-Order des Förderbedarfs“ von EE-Projekten heraus. Das bedeutet: es entsteht eine Reihenfolge zwischen den teilnehmenden EE-Projekten, die aufsteigend nach ihrem Förderbedarf geordnet werden. Bezuschlagt werden vom Auktionator die EE-Projekte mit dem niedrigsten Förderbedarf bis zur ausgeschriebenen Menge M . Der zugehörige Preis P wird in Form von Vergütungsrechten an die bezuschlagten Projekte ausbezahlt.

Die Systematik der hier beschriebenen RBA mit ansteigendem Preis führt dazu, dass die günstigsten Projekte (d. h. die Projekte mit geringstem Förderbedarf) zuerst angeboten werden und in jedem Fall einen Zuschlag erhalten. Im Ergebnis haben die Projekte, die einen Zuschlag erhalten, in Summe den niedrigsten Förderbedarf (orangene Fläche in Abbildung 43, unten). Projekte, die später in der Auktion angeboten wurden und höhere Förderkosten aufweisen, werden nur wenn sie benötigt werden oder ggf. auch gar nicht bezuschlagt (blaue Fläche in Abbildung 43, unten).

Einen Zuschlag erhalten somit jene Projekte, die im Vergleich spezifische Erlös- und/oder Kostenvorteile realisieren (z. B. in Form geringerer Investitions- und Betriebskosten und/oder reduzierter Renditeanforderung) oder die ein höheres Erlöspotenzial auf den Zielmärkten haben (z. B. in Form einer Erlösoptimierung durch Flexibilitätspotenziale und/oder Zugang zu weiteren Erlösmärkten).

In beiden Fällen ergibt sich durch das vorgeschlagene Vorgehen eine effektive Reduktion des volkswirtschaftlich relevanten Förderbedarfs. Dies stellt den wesentlichen Effizienzvorteil des vorgeschlagenen Ausschreibungsverfahrens aus gesamtwirtschaftlicher Sicht dar. Erläutern lässt sich dies beispielhaft an der zu erwartenden Auswirkung der vorgeschlagenen EE-Auktion bei regionaler Ausschreibung: hierbei dürften sich in ertragsreichen Regionen (d. h. bei Wind im Norden, bei PV im Süden) tendenziell niedrigere Förderbedarfe durchsetzen als bei einer deutschlandweiten Auktion. Die zur Realisierung der Projekte benötigte Förderhöhe wird hierdurch effizient und unter Berücksichtigung regionaler Gegebenheiten angepasst. Eine Überförderung wird vermieden, in ertragsärmeren Regionen, in denen trotzdem ein EE-Zubau erwünscht ist, wird im Umkehrschluss die notwendige höhere Förderung gewährt – jedoch wiederum im Wettbewerb der regional realisierbaren EE-Projekte.

Zuteilungspreis aus der Auktion

Für die Zuteilung der in der RBA ermittelten Förderhöhe (Preis) an die einzelnen erfolgreichen Bieter bestehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten: das Einheitspreisverfahren oder das „pay-as-bid“-Verfahren.⁵² Damit ergeben sich zwei Umsetzungsszenarien für die Preisfestsetzung in der vorgeschlagenen RBA:

1. RBA mit Einheitspreisverfahren: das Einheitspreisverfahren zeichnet sich dadurch aus, dass der Zuschlag nicht zu den individuell angebotenen Preisen der Anbieter erfolgt, sondern zu einem in der Auktion bestimmten einheitlichen Preis, dem Marktträumungspreis (MCP). Dieses Verfahren ist analog zur Preisbildung im day-ahead Strommarkt der EPEX.

⁵² Voraussetzung für das pay-as-bid-Verfahren ist die differenzierte Offenlegung der Gebotspreise der einzelnen Anbieter gegenüber dem Auktionator auch unterhalb des Zuschlagspreises. Diese können grundsätzlich im Rahmen der vorgeschlagenen RBA ermittelt werden, in dem über eine breite Spanne der Preis (d. h. der Förderungsbedarf) abgefragt wird.

2. RBA im pay-as-bid-Verfahren: im pay-as-bid-Verfahren wird jedem Anbieter, der einen Zuschlag in der Auktion erhält, genau der von ihm nachgefragte Preis in Form der Förderung ausgezahlt. Dieses Verfahren ist analog zur Preisbildung in den durch die Übertragungsnetzbetreiber organisierten Märkten für Regelleistung.

Eine Umsetzung im pay-as-bid-Verfahren lässt erwarten, dass in gewissem Umfang die Renten der bezuschlagten Anbieter reduziert werden, wodurch der Förderbedarf geringer ausfällt. Insofern kann mit dem Ziel der Minimierung von Umverteilungseffekten eine Präferenz für das pay-as-bid-Verfahren abgeleitet werden.

Dennoch ist zu beachten, dass beide Verfahren aufgrund des Verhaltens der Bieter in Bezug auf das Marktergebnis letztendlich weitgehend vergleichbar ausfallen dürften.⁵³ Im Rahmen der genauen Ausgestaltung des EE-Mechanismus (z. B. Entscheidung zur Regionalisierung und den Größen der Regionen) sollte die Wahl der Preisbildung daher zuerst noch genauer abgeschätzt werden.

Jährliche Auktion mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf

Im Interesse der Planungssicherheit aller Marktteilnehmer wird eine langfristige Ausschreibungsmenge vom Koordinator veröffentlicht. Das bedeutet z. B., dass veröffentlicht wird, wie viel MW pro Jahr über die kommenden Jahre mindestens beschafft werden sollen (ggf. pro EE-Technologie). Diese Mengen werden abgeleitet aus den langfristigen politischen Zielstellungen für den EE-Ausbau, wie er z. B. in den jährlich aktualisierten Zielszenarien des BMU ausgearbeitet wird. Aus Sicht der Gutachter weist eine mindestens mittelfristige Mengenvorgabe Vorteile in Hinsicht auf die Planbarkeit des EE-Ausbaus im Vergleich zu preisbasierten Mechanismen auf.

Die Marktakteure können bei richtiger Umsetzung des vorgeschlagenen Auktionsmechanismus sicher sein, das über die durch die Vorgabe abgedeckten Zeiträume wirtschaftliche Projekte in der Lage sind, eine auskömmliche Förderung zu erzielen. In der Planungs- und Investitionsphase verbessert sich durch die vorab durchgeführte Auktion von Vergütungsrechten die Risikoposition der EE-Investoren: bisher war die Höhe der Vergütung bis zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme unsicher, kurzfristige Änderungen des Vergütungssystems (wie z. B. mehrfach im PV-Bereich geschehen) stellten eine wirtschaftliche Unsicherheit über die gesamte Planungs- und Investitionsphase bis zur Inbetriebnahme dar. Dies gilt insbesondere für das Vorhandensein von Mengendeckeln, die auf einem Windhund-Prinzip basieren. Im vorgeschlagenen Auktionsmechanismus ist die Vergütung für bezuschlagte Anlagen bereits früh in der Projektentwicklungsphase verlässlich bekannt. Dies bedeutet gerade für die risikoreiche Phase der Projektentwicklung eine Risikoreduktion gegenüber der heutigen Situation. Außerdem wird durch den Auktionsmechanismus ein Kosteneffizienzwettbewerb ausgelöst; dies ist explizit keine Förderung nach dem Windhund-Prinzip.

Eine verbesserte Planbarkeit des EE-Zubaus wirkt sich zudem auch positiv in den anderen Marktsegmenten, z. B. im konventionellen Bereich, aus. Auch die Auktion selber ist mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf durchzuführen. Den Zeitrahmen dafür stellen die typischen Realisierungszeiträume von EE-Projekten dar (Standortsuche, Planung, Genehmigung, Bau, Inbetriebnahme). Sinnvoll erscheint eine jährliche Wiederholung der Ausschreibung/Auktion. Denkbar sind zudem rollierende Auktionen für mehrere Jahre im Voraus, ergänzt durch weitere Auktionsrunden mit kürzer werdendem Vorlauf.

⁵³ Für eine energiewirtschaftliche Abwägung von Einheitspreis- und pay-as-bid-Verfahren vgl. Achner et. al, 2012, S. 44 ff.

Beispielsweise wird im Jahr t eine bestimmte EE-Kapazität ausgeschrieben, welche im Jahr $t+4$ in Betrieb genommen wird und eine Förderung erhält. Im Jahr $t+3$ werden dann eventuelle Mehr- oder Mindermengen für $t+4$ nachbeschafft, wenn notwendig. Dies trägt einerseits den unterschiedlichen Realisierungsgeschwindigkeiten verschiedener EE-Technologien Rechnung und ermöglicht dem Koordinator andererseits eine Nachsteuerung bei stärkerem, bzw. geringerem Ausbau als erwartet. In diese Mengenkorrektur kann ebenfalls der EE-Zubau eingehen, der ggf. parallel zum Fördersystem ohne Förderung erfolgt. Dieser trägt ebenfalls zur Erfüllung der EE-Ziele bei und reduziert die zu fördernde EE-Menge. Mit einem solchen rollierenden Beschaffungsmechanismus wird eine hohe Planbarkeit der zu installierenden EE-Leistung und damit die langfristige Zielerreichung sichergestellt.

Nachfolgende Grafik fasst den zeitlichen Ablauf der vorgeschlagenen Auktion von Vergütungsrechten zusammen. Illustriert werden auch die Vorlaufphasen, die es dem Koordinator und den EE-Investoren ermöglichen, zur Erfüllung ihrer Installationsverpflichtungen bzw. mit dem Ziel einer Mengenerreichung, nachzusteuern. Beispielhaft werden hier vier Phasen dargestellt.

Die Länge des Vorlaufs wird jedoch je nach EE-Technologie unterschiedlich sein, in Abhängigkeit der typischen Dauer der Projektentwicklung. Damit haben EE-Projekte, die schnell realisierbar sind, einen höheren Wert für den Investor, als Projekte, die lange Vorlaufzeiten haben. Dies entspricht weitgehend der heutigen Situation (Degression der EEG-Vergütung mit späterem Inbetriebnahmejahr).

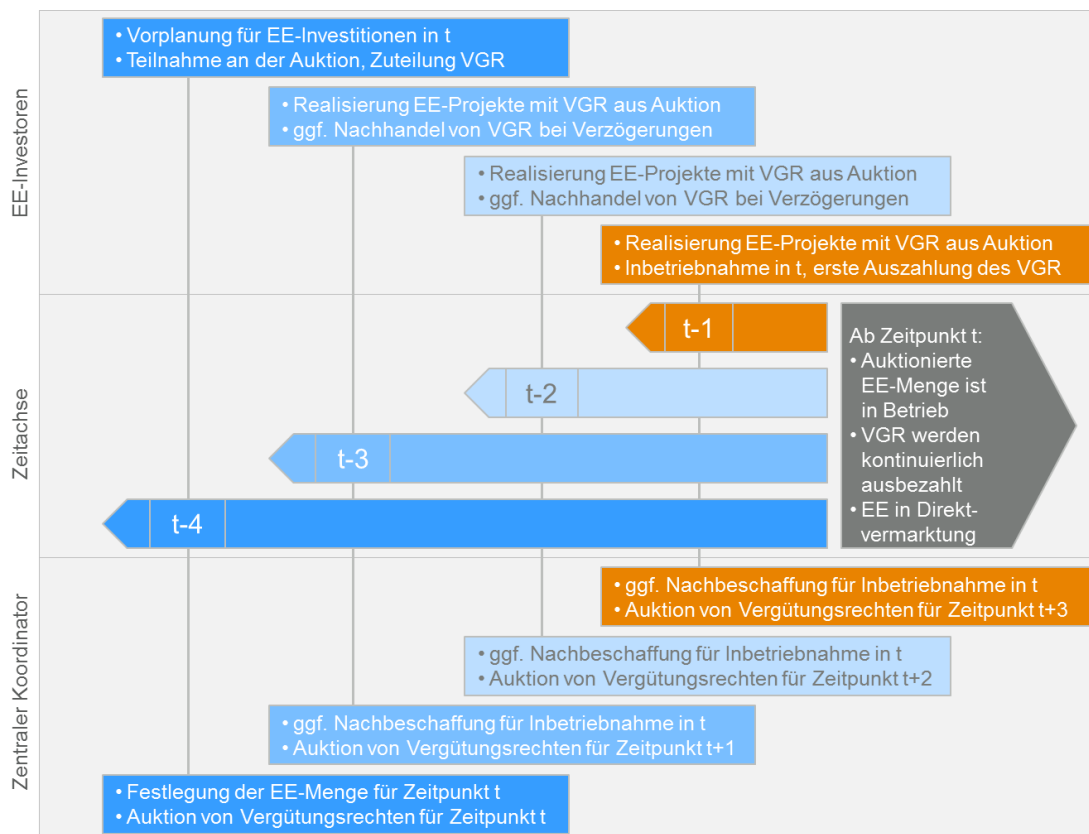


Abbildung 44: Schematische Darstellung des zeitlichen Ablaufs für die Realisierung von EE-Installationen

Auszahlung der Förderung über längeren Zeitraum

Investoren, die in der letzten Runde der RBA ein Gebot platzieren konnten, haben damit das Recht auf eine EE-Förderung erworben. Diese Förderung ist in €/MW bestimmt und wird in der Höhe gewährt, wie sie in der letzten Runde der RBA (Preis_n) festgelegt wurde. Die Zuteilung der Förderung erfolgt entweder über Einheitspreis- oder pay-as-bid-Verfahren, was das Auktionsergebnis nicht grundlegend verändert (vgl. dazu obige Ausführungen).

Die Auszahlung der Förderung erfolgt erstmalig mit der Inbetriebnahme und wird danach über einen längeren und vorab definierten Zeitraum gestreckt. Dieser orientiert sich an der Finanzierungs- bzw. Abschreibungsdauer der EE-Anlage (d. h. 10 - 20 Jahre). Bei Erhalt der Vergütungsrechte verpflichten sich die Investoren im Gegenzug, die angebotenen EE-Projekte im vereinbarten Erfüllungszeitraum zu installieren und danach langfristig zu betreiben. Die Auszahlung des Investitionskostenzuschusses über einen längeren Zeitraum ist analog zur heutigen Regelung des EEG, das eine Förderung über bis zu 20 Jahre zusichert. Mit der zeitlich gestreckten Auszahlung wird – zusätzlich zum Anreiz aus der Direktvermarktung – ein Anreiz geschaffen, geförderte EE-Anlagen in Betrieb zu halten. Denn sollte eine geförderte Anlage vorzeitig stillgelegt werden, so wird auch keine Förderung mehr gewährt. Dies reduziert für die Stromverbraucher das Risiko, dass durch einmal geförderte Anlagen später keine EE-Erzeugung generiert wird.

Förderung verpflichtet zur Installation und zum dauerhaften Betrieb

Das in der Auktion erworbene Recht auf Bezug einer EE-Förderung verpflichtet zur Installation der angebotenen EE-Leistung zum vereinbarten Erfüllungszeitraum. Eine Auszahlung der Förderung erfolgt also nur, wenn die Leistung installiert wurde. Die Inbetriebnahme muss auch heute schon gegenüber dem Netzbetreiber angezeigt werden und wird beispielsweise durch das Inbetriebnahmeprotokoll nachgewiesen, dieses Vorgehen kann beibehalten werden.

Zur Sicherstellung der Inbetriebnahme im vereinbarten Zeitraum soll eine Regelung eingeführt werden, die eine Nicht-Realisierung von Projekten pönalisiert.⁵⁴ In der Auktion erfolgreiche Anbieter wären dann verpflichtet, bei Nicht-Inbetriebnahme eine Ersatzzahlung an den zentralen Koordinator zu leisten. Die Zahlung kann sich an den Kosten für die Realisierung der Fehlmengen in der letzten Ausschreibungsrunde unter Berücksichtigung eines Mindestwertes bemessen. Der Mindestwert (in €/MW) wird durch den Koordinator bereits im Rahmen der Ausschreibung festgelegt, so dass er im Voraus bekannt ist.

Sofern es die Marktstruktur der Projektplanung und -realisierung erfordert, kann der zentrale Koordinator eine Sicherheit von den in der Auktion erfolgreichen EE-Investoren einfordern. Diese müssten dann eine Bürgschaft in Höhe der Mindestpönale hinterlegen, um sicherzustellen, dass im Fall einer Nicht-Inbetriebnahme die anfallende Zahlung geleistet werden kann. Hierbei ist aber abzuwägen, in wie weit die Sicherstellung der mit geringer Wahrscheinlichkeit eintretenden Pönalezahlung tatsächlich den mit einer Bürgschaftsverpflichtung einhergehenden Markteintrittsbarrieren vorzuziehen ist. Notwendig erscheint hier mindestens eine Differenzierung nach Projektgrößen, so dass kleinere EE-Projekte nicht durch transaktionskostenintensive Bürgschaftsanforderungen benachteiligt werden.

Weiterhin ist sicherzustellen, dass die geförderten Anlagen nachhaltig betrieben werden und ihre erneuerbar erzeugte Arbeit dem System zur Verfügung stellen. Der Anreiz zum Betrieb

⁵⁴Erfahrungen aus anderen Energiemärkten zeigen, dass das Fehlen von klaren Realisierungsverpflichtungen von auktionierten EE-Projekten eine Hürde für die Umsetzung der Ausbauziele darstellen kann (vgl. Frontier Economics, 2011). Dies wird im vorliegenden Vorschlag durch die beschriebene Regelung einer Ersatzzahlung vermieden.

ergibt sich im vorgeschlagenen Modell nicht über eine arbeitsbasierte Förderung, sondern durch die Pflicht zur Direktvermarktung. Direktvermarktung bedeutet, dass arbeitsbasierte Erlöse alleine am Strommarkt generiert werden, der verbleibende Förderbedarf wird durch die leistungsorientierten Vergütungsrechte abgedeckt. Hierüber ergibt sich ein starker wirtschaftlicher Anreiz, die Erlöse aus der EE-Ausschreibung durch möglichst hohe Stromerlöse aus dem Strommarkt zu flankieren. Denn erst diese Erlöse ermöglichen (1) die Kostendeckung und (2) darüber hinaus das Erreichen einer Rendite für die Betreiber. Sie werden daher ihre Anlage alleine aus wirtschaftlichen Interessen heraus verfügbar halten und die Stromerzeugung (und damit ihre Erlöse) maximieren.

Es bedarf daher grundsätzlich keiner weiteren regulatorischen Auflagen zur Sicherstellung der Betriebsfähigkeit der Anlage bzw. deren Einsatzes. Die Kontrolle in der Betriebsphase kann sich auf die Sicherstellung der Einsatzbereitschaft beschränken und sollte ausdrücklich keine Eingriffe in die Einsatzweise der geförderten Anlagen bedingen.

Präqualifikation bzw. Voraussetzungen für die Auktionsteilnahme

Analog zum bisherigen Vorgehen im EEG sind im Rahmen der Auktion technische Anforderungen an die bezuschlagten Anlagen hinterlegbar. Dabei kann es sich insbesondere um Anforderungen handeln, die der technischen Systemintegration der EE förderlich sind (z. B. die Fähigkeit zur Blindleistungsregelung) oder aber auch Anforderungen an den Wirkungsgrad der Anlagen, um ergänzende industrie- oder umweltpolitische Ziele umzusetzen. Grundsätzlich sollten in der Auktion, so wie heute im EEG, nur Neuanlagen (Stand der Technik), förderberechtigt sein.

Strikte Präqualifikationsanforderungen an EE-Projekte im Rahmen der Ausschreibung (z. B. Vorweisen einer bereits erteilten Genehmigung) stellen ein alternatives Vorgehen für die möglichst genaue Erreichung der auktionierten Mengen dar. Sie wirken allerdings einschränkend auf den Umfang der Anbieter. Ein ausreichender zeitlicher Vorlauf der Auktionierung in Kombination mit einer wirksamen Pönaleregulation erlaubt demgegenüber eine eher marktliche Ausgestaltung mit niedrigeren Zugangshürden. So überlässt die vorgeschlagene Regelung beispielweise dem Anbieter die Einschätzung der Realisierungswahrscheinlichkeit weitgehend selbst: er kann über den geplanten bzw. in der Auktion benannten Realisierungszeitraum seiner EE-Projekte das Risiko von Verzögerungen und damit auch potenzielle Strafzahlungen bewerten und aktiv reduzieren.

EE-Vergütungsrechte sind nach der Auktion handelbar

EE-Vergütungsrechte sind nicht projektspezifisch ausgestaltet. Daher besteht nach der Auktion die Möglichkeit, dass der Investor das ihm in der Auktion zugeteilte Vergütungsrecht weiter veräußert. Dies ist z. B. für den Fall relevant, dass ein mit Vergütungsrechten ausgestattetes EE-Projekt sich verzögert und nicht zum zugesagten Zeitpunkt ans Netz geht. Um in diesem Fall keine Pönale zu zahlen, kann der Halter das Vergütungsrecht an einen anderen Investor veräußern, welcher ein zusätzliches EE-Projekt entwickelt hat und das Vergütungsrecht dann erwirbt. So wird ein alternatives EE-Projekt (bei Technologiedifferenzierung ein Projekt gleicher Technologie) gefördert und zum vereinbarten Zeitpunkt ans Netz gebracht.

Damit ist aus Sicht des Marktes und des zentralen Koordinators die Zielerreichung gesichert und es fällt keine Zahlung wegen Nichterfüllung an. Der Investor, dessen Projekt sich verzögert hat, kann seine Projektentwicklung trotzdem weiter vorantreiben, müsste sich dann jedoch in der nächsten (ggf. kurzfristigeren) Auktion wieder um den Zuschlag für das Vergütungsrecht bewerben. Die vorgeschlagene Handelbarkeit von EE-Vergütungsrechten nach der Zuteilung stellt sicher, dass einmal erteilte Vergütungsrechte bei Verzögerungen eines Projektes nicht verloren gehen, sondern anderweitig realisiert werden können. Die mit dem gehandelten

Vergütungsrecht verknüpften Pflichten zur Investition und zum Betrieb bleiben erhalten. Dies stellt die weitgehende Erreichung der Ausbauziele sicher und reduziert aus Sicht der Auktionsteilnehmer das Risiko von Pönalezahlungen.

6.2.4 Marktintegration der EE

EE-Betreiber erhalten eine leistungsbasierte Förderung aus der vorgeschlagenen EE-Ausschreibung. In Hinsicht auf diese Förderung stehen die EE-Projekte demnach im Wettbewerb mit anderen EE-Projekten in der Ausschreibung. Eine EE-Förderung ist so lange notwendig, wie der weitere Ausbau der Anlagen gewünscht ist, sie aber auf Basis von Marktpreisen alleine nicht wirtschaftlich sind, d. h. an den Energiemärkten die Vollkosten nicht decken können („Marktparität“).

Wegen steigender Brennstoff- und CO₂-Preise auf der einen Seite und der Kostendegression der EE-Anlagen auf der anderen Seite ist jedoch absehbar, dass sich in Zukunft eine Wirtschaftlichkeit von EE-Projekten basierend alleine auf Marktpreisen einstellen kann, zumindest für einzelne EE-Erzeugungstechnologien. Der Übergangszeitraum bis zur Marktparität der EE ist durch den beschriebenen Fördermechanismus zu gestalten.

Um eine energiewirtschaftlich effiziente Ausgestaltung des Energiesystems zu erreichen, ist eine sinnvolle Integration der EE in die Märkte zu gewährleisten; dies kann durch eine konsequente Direktvermarktungsverpflichtung für EE erreicht werden.

Unter dem Begriff **Marktintegration** wird im Folgenden verstanden, dass die EE nach Können und Vermögen an den gleichen Märkten agieren, wie die konventionellen Erzeugungstechnologien (Kraftwerke, Speicher usw.), dort Erlöse im Wettbewerb erzielen und auch die Marktpreisrisiken tragen. Eine „vollständige Marktintegration“ (d. h. das Entfallen jeglicher Förderung) ist erst bei Erreichen der Marktparität der EE möglich, die sich jedoch für die meisten EE-Technologien über den Betrachtungszeitraum bis 2050 einstellt (vgl. Abschnitt 4.5). Diese Marktintegration der EE bedeutet eine produktive Risikoallokation, da die Gutachter davon ausgehen, dass die Marktpreise eines jeden Gutes (Strom, gesicherte Leistung, Wärme, Regelenergie, etc.) bzw. die Opportunitätskosten für dessen Bereitstellung grundsätzlich volkswirtschaftlich effiziente Anreize darstellen. Effiziente Anreize implizieren, dass die EE ihren Wertbeitrag zum Energiesystem maximieren und damit vice versa ihren Förderbedarf minimieren.

Die Übersetzung dieser Anreize in den EE-Bereich – bei Sicherstellung einer ausreichend hohen Förderung für die Realisierung des gewünschten EE-Ausbaus – ist daher das Ziel des vorgeschlagenen Mechanismus. Nachfolgend wird beschrieben, wie der Einsatz der EE an den relevanten Erlösmärkten erfolgen soll. Eine Übersicht der relevanten Märkte mit ihren Erlöspotenzialen aus Sicht von EE-Anlagen ist in nachfolgender Abbildung dargestellt.

	Nicht dargebots- abhängige EE	dargebots- abhängige EE	EE-Kombi- kraftwerk*
Strommarkt	+	+	+
Leistungsmarkt	+		+
EE-Vergütungsrecht	+	+	+
Märkte für Regelenergie	+		+
Märkte für System- dienstleistungen	+	(+)	+
Wärmemarkt	+		+

* dargebotsabhängige EE in Kombination z.B. mit Speichern

Abbildung 45: Übersicht relevanter Erlösmärkte für dargebotsabhängige und nicht dargebotsabhängige EE sowie für "EE-Kombikraftwerke" (schematisch)

Es wird deutlich, dass die Produktdefinition der einzelnen Erlösmärkte festlegt, welche Anbieter auf den jeweiligen Märkten agieren können. So sind dargebotsabhängige EE z. B. nicht in der Lage, auf dem Leistungsmarkt oder den Märkten für Regelenergie anzubieten, da die entsprechenden langfristigen Produkte nicht der Erzeugungscharakteristik entsprechen. In Form eines Kombikraftwerks ist dies jedoch technisch grundsätzlich möglich, sofern wirtschaftlich umsetzbar. Nicht dargebotsabhängige EE entsprechen weitgehend den Einsatzmöglichkeiten der konventionellen Anlagen und sind in der Lage, auf allen zur Verfügung stehenden Erlösmärkten zu agieren.

Der Strommarkt und die Auktion von Vergütungsrechten stehen allen EE-Technologien offen. Die Auktion von Vergütungsrechten ist relevant, solange EE-Anlagen Förderbedarf haben. Sobald sich der Förderbedarf entsprechend verringert hat, kann bzw. sollte auf eine Auktionierung von Vergütungsrechten verzichtet werden. Der Bedarf an Förderung ist im Rahmen des vorgeschlagenen Monitorings zu analysieren und zu einem geeigneten Zeitpunkt zu beenden.

Teilnahme der EE am Strommarkt

Der beschriebene Fördermechanismus kann und soll nur zur Deckung der Differenzkosten dienen, die zwischen den Vollkosten der EE und den von ihnen an den Energiemärkten erzielbaren Erlösen bestehen. Diese Differenzkosten werden von den Anlagenbetreibern antizipiert und in der EE-Ausschreibung als Förderbedarf offengelegt. Um die antizipierte Rendite zu erwirtschaften, müssen zusätzlich zur gewährten Förderung an den Energiemärkten mindestens die im Gebot eingeplanten Erlöse generiert werden. Die in der Auktion ermittelte Förderung ist dabei für die Betriebsphase gesichert, wohingegen die Markterlöse der EE-Anlage Schwankungen ausgesetzt sind. Damit erfolgt eine energiewirtschaftlich sinnvolle Risikoallokation. Das vorgeschlagene Marktmodell für die EE-Förderung bedeutet daher eine weitgehende Marktintegration der EE und das Marktdesign setzt starke Anreize für eine Erlösmaximierung an den Energiemärkten. Es gibt in dem vorgestellten Vorschlag also keine regulatorische Vergütungskomponente für erzeugte Arbeit, was dem Prinzip der Direktvermarktung ohne zusätzliche Prämien entspricht. Dies erfordert, dass die EE-Betreiber

Zugang zu energiewirtschaftlichem Know-how haben, das es ihnen ermöglicht, die zukünftige Erlössituation ihrer Anlagen einschätzen und bewerten zu können. Dies kann durch Aufbau eigenen Know-hows oder durch die Nutzung von Dienstleistungsprodukten der Energiewirtschaft oder Dritter geschehen.

Da die Stromerlöse in der Investitionsphase durch die Anlagenbetreiber antizipiert werden, wird gleichermaßen sichergestellt, dass Anlagen mit höheren Stromerlösen einen Wettbewerbsvorteil in den Ausschreibungen der Vergütungsrechte haben.

In den Auktionen setzten sich tendenziell EE-Anlagen durch, die ihre Produktion den Preissignalen des Marktes anpassen können und daher nicht nur eine möglichst große Menge von EE-Strom erzeugen können, sondern dies auch zu Zeiten mit hohen Strompreisen tun, d. h. die einen hohen Ertragswert an den Märkten generieren. Dies regt explizit **energiewirtschaftlich sinnvolles Verhalten der Anlagenbetreiber** an.

Es bleibt den Betreibern überlassen, Anlagenkonzepte zu entwickeln, die hier einen effizienten Mehrwert generieren können. Beispielsweise bestehen Anreize, die Anlagenauslegung anzupassen und Standorte zu erschließen, die tendenziell weniger stark im Gleichtakt mit anderen EE einspeisen (z. B. PV in Ost- oder Westausrichtung) oder auch Stromspeicher zu bauen – jeweils dann, wenn dies betriebs- und energiewirtschaftlich sinnvoll ist.

Damit besteht zukünftig für alle EE-Anlagen nur noch die Option zur Direktvermarktung des erzeugten Stroms. Neben Modellen einer Direktversorgung, die eher als Nischen einzuschätzen sind, wird der Strommarkt (EOM) damit zum Kernmarkt für die Stromvermarktung von EE-Anlagen. Analog zum konventionellen Kraftwerkspark erlösen EE-Anlagen dort für ihre Erzeugung den Marktpreis (Grenzpreis in €/MWh). Der vorgeschlagene leistungsorientierte Fördermechanismus (€/MW) führt somit zu einer strikt grenzkostenbasierten Einsatzweise von EE-Anlagen im Strommarkt. Weiterhin sorgt die Direktvermarktung für einen nachhaltigen Betrieb der Anlagen durch ihren Anreiz zur Erlösmaximierung.

Die leistungsorientierte Förderung verzerrt das Einsatzverhalten der EE-Anlagen nicht – im Gegensatz zu einer arbeitsorientierten Förderung (€/MWh), wie sie heute besteht.⁵⁵ Damit bleiben die Marktanreize des EOM in energiewirtschaftlich effizienter Höhe erhalten, die statische und dynamische Verzerrung der Großhandelsstrompreise durch eine arbeitsorientierte EE-Förderung (z. B. die Entstehung negativer Strompreise) wird weitgehend aufgehoben.

Die Direktvermarktung verpflichtet alle EE im vorgeschlagenen Energiemarktdesign zur Fahrplantrou. Am Strommarkt melden alle Anbieter von Strom einen Fahrplan für den Folgetag (day-ahead) an. Dieser legt fest, in welcher Höhe in den kommenden 24 Stunden Strom bereitgestellt wird. Im vorgeschlagenen Modell soll die Direktvermarktung und damit die Verpflichtung zur Fahrplantrou auf alle EE-Anlagen ausgeweitet werden. Das bedeutet, dass

⁵⁵ Ziel muss es aus Effizienzgründen sein, dass alle Erzeuger im Strommarkt (konventionell und erneuerbar) ihre Produktion an den Preissignalen des grenzkostenbasierten EOM ausrichten und nur dann Strom erzeugen, wenn sie die dafür entstehenden variablen Erzeugungskosten aus den Strommarkterlösen decken können. Eine solche strikt grenzkostenbasierte Anreizstruktur stellt sicher, dass immer die günstigsten Kraftwerke eingesetzt werden. Die arbeitsorientierte Förderung der EE-Erzeugung (€/MWh) – im Gegensatz zur vorgeschlagenen Förderung der EE-Leistung – führt jedoch heute dazu, dass EE-Anlagen am Strommarkt auch zu negativen Preisen Strom anbieten, da sie die Förderung für ihr Bietverhalten antizipieren. Dies stellt eine Verzerrung des Gebotsverhaltens dar und ist aus Gutachtersicht ineffizient. Die Umstellung auf eine leistungsorientierte Förderung mit ausschließlicher Direktvermarktung soll diese Ineffizienzen zukünftig vermeiden. Aus der Marktintegration der EE in den Strommarkt folgt, dass diese ihre Erzeugung zu Grenzkosten am Markt anbieten. EE-Technologien mit sehr hohen Grenzkosten (z.B. Technologien im Bereich der Bioenergie mit hohen Substrat-/Brennstoffkosten) werden über den Strommarkt daher nur relativ selten, nämlich in Hochpreisphasen, aktiviert. Dies entspricht grundsätzlich einem effizienten Einsatz der Anlagen, bzw. einem effizienten Einsatz der zur Stromerzeugung eingesetzten hochpreisigen Brennstoffe. D. h., diese Anlagen werden nicht eingesetzt, wenn günstigere Erzeugungsoptionen zur Verfügung stehen. Sollte für die betroffenen EE-Technologien ein Einsatz gewünscht sein, der von den Einsatzsignalen der Direktvermarktung abweicht, so gilt es hierfür separate Regelungen vorzusehen.

auch EE-Anlagen, die am Strommarkt agieren, das Prognoserisiko und eventuell anfallende Kosten für Ausgleichsenergie zu tragen haben oder ihre geplante Erzeugung anderweitig absichern. Prognoseabweichungen, die über die Viertelstundenebene hinausgehen, sind durch die Anlagenbetreiber selbstständig zu kompensieren. Dies setzt starke Anreize für die Nutzung von Intraday-Handelsplattformen und ggf. für die Absicherung durch konventionelle Reservekraftwerke. Gleichzeitig wird hierdurch die Vorhaltung und ggf. der Abruf von Regelleistungskraftwerken entlastet.

Die Pflicht zur EE-Direktvermarktung wird von den Gutachtern daher als eine produktive Risikoallokation angesehen. Das Kostenrisiko für Prognoseabweichungen, welches von den EE-Betreibern im vorgelegten Vorschlag zu tragen ist, resultiert zwar in Risikoprämien und damit tendenziell einem höheren Förderbedarf als bei regulierter Abnahme der EE-Erzeugung. Jedoch fördert und belohnt die Direktvermarktung explizit ein marktkonformes Verhalten der EE-Erzeuger. Risiken, die im Bereich der EE-Erzeuger liegen sollten und vor allem von diesen direkt beeinflussbar sind, werden also auch dort verortet. Durch die Direktvermarktung entstehen so beispielsweise Anreize, die Prognosegüte zu erhöhen, Flexibilitätspotenziale zu heben und dadurch die volkswirtschaftliche Effizienz zu verbessern. Darüber hinaus bestehender Förderbedarf wird trotzdem gewährt, so lange wie notwendig.

Die Prognose und Absicherung der Markterlöse für EE-Anlagen erfordert energiewirtschaftliches Know-how und stellt damit gewisse Anforderungen an die Marktakteure. Aufgrund der Struktur des europäischen Energiemarktes und den Erfahrungen bzgl. der erfolgreich eingeführten Direktvermarktungsoption im EEG 2012 kann jedoch davon ausgegangen werden, dass diese Anforderungen von den relevanten Marktakteuren (Stadtwerken, regionalen und großen Energieversorgern, Handelshäusern sowie einigen Akteuren der EE-Branche) geleistet werden können.⁵⁶

Auch die erforderliche Bündelung von Kleinanlagen kann so gewährleistet werden. Die Bündelung von EE-Projekten in der Auktion aber vor allem auch in der Direktvermarktung stellt zukünftig ein wachsendes Geschäftsfeld für Dienstleister mit energiewirtschaftlicher Erfahrung und entsprechendem Know-how dar. Es bestehen daher Chancen für Stadtwerke und regionale Versorger, die in den sich entwickelnden Wettbewerb um diese Marktrollen (Bündler, Strukturierer, Vermarkter) eintreten.

Herkunftsnachweise und derzeitiges Doppelvermarktungsverbot

Sobald auf Verbraucherseite oder induziert durch regulatorische Auflagen für die Nachfrageseite (z. B. eine Vertriebsquote) eine Nachfrage nach emissionsfrei erzeugtem („grünem“) Strom besteht, können EE-Anlagen den von ihnen erzeugten Strom grundsätzlich zu einem Mehrwert veräußern. Die diesem Wert zugrundeliegende „Grünheit“ wird durch sogenannte Herkunftsnachweise zertifiziert. Sie sind handelbar, stellen eine zusätzliche Erlösquelle für EE-Anlagen dar und können dafür genutzt werden, eine Produktdifferenzierung in der Endkundenversorgung herzustellen. Im aktuell gültigen EEG gilt diesbezüglich jedoch das Doppelvermarktungsverbot (§56 EEG), welches im Rahmen der gewährten Förderung eine zusätzliche Vermarktung von Herkunftsnachweisen ausschließt.

⁵⁶ So hat sich für die Direktvermarktung nach Marktprämienmodell innerhalb kurzer Zeit eine Vielzahl von Marktakteuren positioniert, welche die gesamte Abwicklung sowohl für das eigene Portfolio als auch als Dienstleistung für Dritte anbieten. Hierdurch ist die Marktintegration auch kleinerer Anlagen innerhalb kurzer Zeit realisiert worden und es entstand auch auf Seiten der Bündler/Vermarkter ein Wettbewerb.

Grundsätzlich existiert für das hier vorgeschlagene EE-Fördermodell eine Kombinierbarkeit mit Herkunftsnachweisen. Die Fortführung des Doppelvermarktungsverbot aus dem EEG ist damit zwar möglich, stellt jedoch eindeutig keine Funktionsvoraussetzung für den Vorschlag dar. Sofern ein Markt (d. h. ein Wert) für Herkunftsnachweise besteht, ist vielmehr davon auszugehen, dass deren Wert in die Preisstellung der Auktion von Vergütungsrechten einfließt und damit tendenziell den Förderbedarf entsprechender EE-Projekte reduziert. Aus Kosteneffizienzgründen sind das Ausstellen von Herkunftsnachweisen und das Zulassen ihrer Vermarktung – parallel zur Direktvermarktung – daher grundsätzlich zielführend. Die Gutachter machen an dieser Stelle jedoch keinen detaillierteren Ausgestaltungsvorschlag.

Teilnahme der EE am Leistungsmarkt

Eine Teilnahme am Leistungsmarkt steht grundsätzlich allen EE-Anlagen offen. In Abhängigkeit der sich dort einstellenden Produktdefinitionen für gesicherte Leistung (Präqualifikation, Zeitraum der Lieferverpflichtung, Pönalregelung, etc.) kommen jedoch neben den konventionellen Anlagen vorwiegend nicht dargebotsabhängige EE (d. h. Bioenergie-Anlagen, Geothermie, Wasserkraft) als Anbieter gesicherter Leistung in Frage. Rein technisch besteht zusätzlich die Möglichkeit, dass dargebotsabhängige EE in Kombination mit Speichertechnologien und/oder konventioneller Erzeugung gesicherte Leistung anbieten. Wirtschaftlich attraktiv werden diese Kombinationen allerdings nur dann, wenn sich längerfristig ein ausreichend hohes Preisniveau am Leistungsmarkt einstellt und entsprechende Kostendegressionen bei den notwendigen „Tandem-Technologien“ (insbesondere Speichern) realisiert werden. Solche Kombinationen werden demnach im vorgeschlagenen Marktdesign nicht regulatorisch (z. B. über spezifische Förderprogramme) angereizt, sondern bei Vorliegen der Wirtschaftlichkeit marktlich umgesetzt. Dies führt dazu, dass eine (ggf. die EE ergänzende) Vorhaltung von gesicherter Leistung zielgenau dort stattfindet, wo es energiewirtschaftlich effizient ist und nicht regulatorisch vorgegeben wird.

Analog zu den Erlösen am Strommarkt werden EE-Anlagenbetreiber, die Erlöse am Leistungsmarkt generieren können, diese Erlöse in Art und Höhe antizipieren und als Wettbewerbsvorteil in ihrem Gebot in der EE-Ausschreibung berücksichtigen. Die EE-Ausschreibung wählt also tendenziell Anlagen aus, die einen möglichst hohen Beitrag zur gesicherten Leistung beitragen und damit einen energiewirtschaftlich hohen Wertbeitrag leisten.

Teilnahme der EE an Wärmemärkten

Der Wärmemarkt stellt auch zukünftig eine Erlösquelle für alle EE-Anlagen dar, die auch Wärme erzeugen. An der grundlegenden Abwägung zwischen den zur Verfügung stehenden Erlösmärkten, die auf Basis von Opportunitätskosten erfolgt, ändert sich durch die Einführung des vorgeschlagenen EE-Mechanismus nichts. Der Betreiber einer EE-Anlage wird weiterhin die Erlösmärkte gegeneinander optimieren. Die Verpflichtung zur Direktvermarktung im neuen Marktdesign reizt einen flexiblen, strommarktorientierten Einsatz der EE-KWK-Anlagen an. Eine ähnliche Wirkung können potenzielle Erlöse im neu eingeführten Leistungsmarkt entfalten, die dazu führen, dass EE-Erzeugung zusätzlich flexibilisiert wird. Der Aufbau der für die zeitliche Entkoppelung von Strom- und Wärmeenergieerzeugung oder die Bereitstellung gesicherter Leistung nötigen Speicher- und/oder Steuerungstechnik ist energiewirtschaftlich sinnvoll und gewünscht. Sie wird im vorgeschlagenen Marktmodell jedoch über die Märkte selbst und nicht über regulatorische Vorgaben angereizt. Die EE-Ausschreibung wählt tendenziell Anlagen aus, die hohe Wärmeenergieerlöse erzielen können und damit einen energiewirtschaftlich und ökologisch hohen Wertbeitrag leisten.

Teilnahme der EE an Märkten für Regelernergie/-Leistung

Wie bereits beschrieben, gehen alle EE-Erzeuger in der Direktvermarktung eine Prognoseverpflichtung ein und stehen damit - wie konventionelle Erzeuger heute bereits - im Ausgleichsenergieerisiko. Daher werden alle EE-Erzeuger nach Können und Vermögen ihren Ausgleichsenergiebezug minimieren, d. h. ihre Energie möglichst fahrplangenau produzieren. Sie liefern damit einen positiven Systembeitrag, indem sie den Regelernergiebedarf absenken. Darüber hinaus steht allen EE-Anlagen auch eine aktive Teilnahme an den Märkten für Regelernergie grundsätzlich offen. Anlagen, die hier relevante Wertbeiträge erwirtschaften können, realisieren einen Wettbewerbsvorteil in der EE-Ausschreibung. Der Regelleistungsmarkt wird entsprechend in Abhängigkeit der sich dort zukünftig einstellenden Produktdefinitionen (Zeitraum der Lieferung, technische Anforderungen, Präqualifikation, etc.) bewerten, welche Technologie in welchem Segment einen sinnvollen Wertbeitrag liefern kann.

Im Gegensatz zu einer arbeitsbasierten Förderung (€/MWh), wie sie heute besteht, verzerrt die leistungsorientierte Förderung (€/MW) das Einsatzverhalten von EE auch in den Märkten für Regelernergie in Hinsicht auf die Merit-Order der Arbeitspreise nicht. Der vorgeschlagene Fördermechanismus führt somit auch hier zu einer energiewirtschaftlich effizienten Einsatzweise von EE-Anlagen, sofern diese technisch in der Lage sind, an den Regelernergiemärkten teilzunehmen. Dazu ist – wie auch im Leistungsmarkt – eine gewisse Steuerbarkeit für EE-Anlagen eine Zugangsvoraussetzung und es bestehen verstärkte wirtschaftliche Anreize für EE-Anlagen, solche Flexibilitäten anzubieten.

Systemstützendes Verhalten der EE

Auch für die Erbringung weiterer Systemdienstleistungen können und sollten alle diesbezüglich leistungsfähigen EE-Anlagen herangezogen werden. Dies gilt umso mehr, als dass zukünftig die EE zu einer tragenden Säule des Energiesystems werden. Falls für die Systemstabilität sinnvoll, können die dafür notwendigen Voraussetzungen auch als Präqualifikationsanforderung für die Teilnahme an den Auktionen von Vergütungsrechten verpflichtend ausgestaltet werden. Dies betrifft insbesondere die Spannungsregelung und Blindleistungsbereitstellung (PQ- und PU-Kennlinie) der erneuerbaren Einspeiser.

Im vorgeschlagenen Modell ist daher eine pauschale Vergütung für Systemdienstleistungen seitens der EE-Anlagen nicht vorgesehen.⁵⁷ Vielmehr sollen die EE-Anlagen Systemdienstleistungen nach technischem Vermögen anbieten und in diesem Fall auch marktübliche Erlöse dafür erhalten, sofern diesbezüglich Märkte existieren.

Risikübernahme durch EE-Investoren und EE-Betreiber

Die Auszahlung der Förderung erfolgt erstmalig mit Inbetriebnahme der EE-Anlage und danach für einen längeren Zeitraum, der sich in der Größenordnung der Finanzierungs- bzw. Abschreibungsdauer der EE-Anlage bewegt; dies sind üblicherweise rund 15 Jahre. Risiken und Kosten in der Planungs- und Investitionsphase (z. B. Planungs- und Zwischenfinanzierungskosten) vor der Inbetriebnahme sind damit – so wie heute auch – von den Investoren bzw. Projektentwicklern selbst abzudecken. Diesbezüglich tritt also durch das vorgeschlagene EE-Marktdesign keine Schlechterstellung der Investoren ein. Die Möglichkeit zum Nachhandeln von einmal in einer Ausschreibung zugeteilten Vergütungsrechten reduziert für EE-Investoren zudem das Risiko einer verzögerten Inbetriebnahme.

⁵⁷ Systemdienstleistungen durch EE-Anlagen werden heute z. B. im Windbereich mit dem SDL-Bonus pauschal vergütet, der jedoch im Rahmen des EEG zu Ende 2014 ausläuft.

Deutlich unterscheidet sich das Risikoprofil für EE-Betreiber zwischen dem iEMD-Vorschlag und dem Status quo für die Betriebsphase. Entgegen der heutigen Regelung, bei der über den EEG-Bilanzkreis eine regulierte Abnahme, Strukturierung und Vermarktung der EEG-Strommengen erfolgt, tragen EE-Betreiber im iEMD das volle Marktrisiko (Strom und Wärme sowie ggf. Leistung und Systemdienstleistung) sowie das Risiko von Prognoseabweichungen am Strommarkt. Das Marktrisiko manifestiert sich in den mit dem Strompreis schwankenden Erlösen. Wie oben bereits ausgeführt, sehen die Gutachter in diesen Risikokomponenten jedoch eine volks- und energiewirtschaftlich sinnvolle Risikoallokation, die zu Anreizen für ein energiewirtschaftlich effizientes Verhalten führt.

Beispielhafte Auswirkung des Wettbewerbs um die Förderung

In der Auktion erhalten nur die Anbieter mit dem niedrigsten Bedarf an Förderung entsprechende Vergütungsrechte. Der dadurch ausgelöste Wettbewerb um eine Förderung führt dazu, dass Margen aus der Entwicklung und dem Betrieb von EE-Projekten auf ein auskömmliches Maß reduziert werden. Diese Reduktion erfolgt jedoch nicht zwangsläufig nur beim Investor oder Betreiber der Anlage, sondern wirkt sich über die gesamte Wertschöpfungskette eines EE-Projekts aus und betrifft auch bisher vergleichsweise margenstarke Bereiche. Dies ist unter dem Gesichtspunkt einer kosteneffizienten EE-Förderung gewünscht und kann am Beispiel der Wertschöpfungskette eines exemplarischen EE-Projektes verdeutlicht werden.

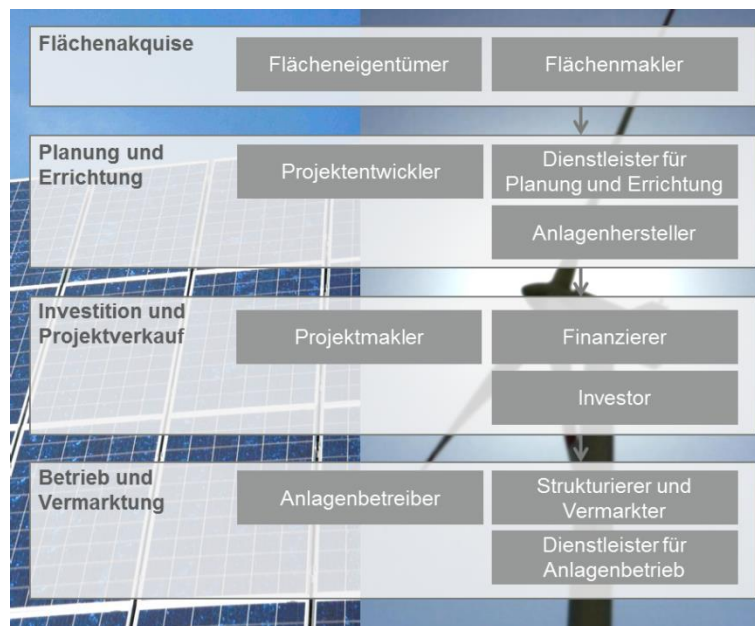


Abbildung 46: Übersicht typischer Elemente der Wertschöpfungskette bei einem EE-Projekt

Die Wertschöpfungskette von EE-Projekten umfasst typischerweise die Flächenakquise, Planung und Errichtung, Investition, Projektverkauf und Betrieb sowie die Vermarktung des erzeugten Stroms, wie oben dargestellt.

Der Wettbewerbsdruck führt dazu, dass Margen in allen Bereichen der Wertschöpfungskette überprüft werden. Dies beginnt bei den Flächeneigentümern und -maklern, die z. B. im Windenergiebereich in den letzten Jahren eine deutliche Steigerung ihrer Erlöse durchsetzen konnten. Hier ist daher ein gewisses Margenreduktionspotenzial zu vermuten. Auch im Bereich der Projektentwicklung, der dafür notwendigen Dienstleistungen, der Anlagenherstellung und der Projektvermarktung ist von gewissen Kostensenkungspotenzialen auszugehen, die das

vorgeschlagene Marktdesign über den Wettbewerb der Projekte um eine Förderung heben kann. Investoren und Finanzierer werden ihre Renditeanforderungen unter einem veränderten EE-Marktdesign ebenfalls auf den Prüfstand stellen, wobei das veränderte Risikoprofil des vorgelegten Vorschlags im Vergleich zur heutigen Festvergütung ggf. zu Risikoaufschlägen führt.

Die Betriebsphase wird in Hinsicht auf die Bewertung und Beherrschung unternehmerischer Chancen und Risiken und damit das notwendige energiewirtschaftliche Know-how deutlich aufgewertet. Die im Verhältnis zum Status quo gestärkten Marktrollen im Bereich des Anlagenbetriebs und der Vermarktung können dadurch auskömmliche und risikogerechte Renditen erwirtschaften. Diese Renditen bilden sich jedoch im Gegensatz zu heute im Wettbewerb. Dies führt – wie jede Margenreduktion in der Wertschöpfungskette – im vorgeschlagenen Modell letztendlich zu einer Reduktion des Förderbedarfs und damit der EE-Kostenumlage.

Investorenverhalten in der Ausschreibung von Vergütungsrechten

Unabhängig vom EE-Marktdesign führt jeder Investor eine Renditeberechnung durch, in die alle wesentlichen Kosten- und Erlösbestandteile eines EE-Projektes eingehen. In der heutigen Situation werden die Erlöse alleine durch die EEG-Vergütung der Anlage bestimmt. Dies ändert sich im vorgeschlagenen Marktdesign, dort muss der Investor die wahrscheinliche Erlösentwicklung auf den relevanten Erlösmärkten antizipieren.

Diese Erlöse (heute aus dem EEG, zukünftig aus der Direktvermarktung) stellt der Investor in seiner betriebswirtschaftlichen Betrachtung (z. B. Barwertberechnung) den Kosten für Investition, Betrieb, Steuern, etc. gegenüber. Anhand dieser Kosten- und Erlösbetrachtung und unter Berücksichtigung der investorenspezifischen Renditeerwartung werden sodann die verbleibenden Differenzkosten ermittelt.

Diese definieren den zusätzlichen Förderbedarf zur Realisierung des Projektes und stellen den „Preis“ dar, mit dem der EE-Investor in die Auktion von Vergütungsrechten geht. Bei einem Zuschlag in der Auktion wird das EE-Projekt realisiert. Die beschriebenen betriebswirtschaftlichen Abwägungen eines EE-Investors im vorgeschlagenen Marktmodell der EE-Förderung illustriert die nachfolgende Abbildung.

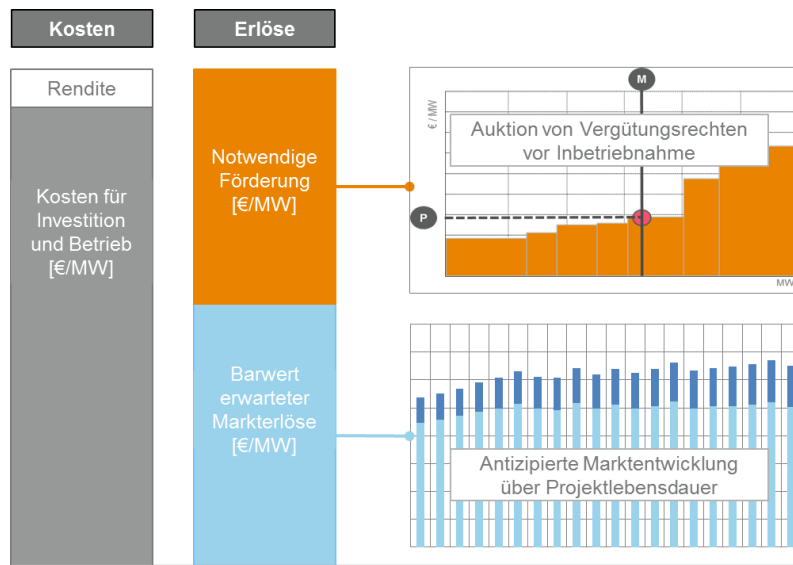


Abbildung 47: Betriebswirtschaftliche Abwägung von EE-Investoren für die Auktion von Vergütungsrechten

Die Differenzkosten eines EE-Projektes ergeben sich damit aus den Projektkosten einerseits und aus der Erlöserwartung für die Lebensdauer des Projektes andererseits.

Auf Basis steigender Primärenergie- und vor allem auch CO₂-Preise nähern sich viele EE-Technologien langfristig der Marktfähigkeit; sie profitieren von steigenden Preisniveaus an den relevanten Erlösmärkten. Hierdurch reduziert sich der Förderbedarf kontinuierlich, der Zeitpunkt der endgültigen Marktparität ist jedoch technologiespezifisch sehr unterschiedlich. Das vorgeschlagene Fördermodell gewährleistet die Anpassung der Förderung an den Förderbedarf auf wettbewerblicher Grundlage (siehe Erläuterungen zur Abbildung 47) und sorgt so dafür, dass eine Förderung nur so lange gewährt und nachgefragt wird, wie sie tatsächlich notwendig ist.

Behandlung von Bestandsanlagen

Der vorgestellte Vorschlag einer angepassten EE-Förderung gilt für Neuanlagen. Anlagen, die auf Basis des EEG errichtet wurden, erhalten weiterhin die bei ihrer Inbetriebnahme gesetzlich gültige EEG-Förderung bis zum Auslaufen der gesetzlichen Regelung.⁵⁸ Dies erfordert den Vertrauensschutz und die Investitionssicherheit, die grundsätzlich für alle Teilnehmer an den Energiemärkten gelten müssen.

Neue EE-Anlagen erhalten bei Zuschlag die in der entsprechenden Auktion ermittelte Förderung. Diese ist damit verlässlich für ausreichend lange Zeit festgelegt. Es erfolgt keine sich periodisch (rückwirkend) verändernde Preissetzung für Bestandsanlagen, wie es beispielsweise in klassischen Quotenmodellen der Fall ist. Eine wiederkehrende retroaktive Preissetzung für den Bestand an EE-Anlagen würde dazu führen, dass die Erlöse über die gesamte Betriebsdauer von regulatorischen Rahmenbedingungen und der zukünftigen Kostenentwicklung von EE-Vergleichstechnologien abhängig sind. Dies stellt aus Sicht des

⁵⁸ Dies bedeutet, dass Anlagen bis maximal 20 Jahre nach ihrer Inbetriebnahme (zzgl. der Monate des Inbetriebnahmejahres) in der EEG-Vergütung verbleiben. Somit läuft der gesamte derzeit installierte EE-Anlagenpark bei zeitnaher Umstellung bis Anfang der 2030er Jahre aus dem Bestandsschutz. Ab Einführung des neuen Mechanismus werden somit alle Neuanlagen, ab ca. 2030 alle existierenden EE-Anlagen mit Förderbedarf, über den neuen Mechanismus gefördert.

Investors ein nur sehr schwierig zu kalkulierendes Risiko dar, welches in der Auktion eingepreist würde und zu höherem Förderbedarf führt (zusätzliche Risikoprämien). Diesen Risikoprämien steht aus Gutachtersicht kein wesentlicher Effizienzgewinn gegenüber, weshalb eine retroaktive Preissetzung für den Bestand nicht vorgeschlagen wird.

Eine weitere Frage ist die der Behandlung von EE-Investitionen, die zeitgleich außerhalb des Ausschreibungsverfahrens erfolgen. Diese sind natürlich nicht vom Marktzugang auf den Erlösmärkten ausgeschlossen, sie erhalten nur keine zusätzliche Förderung aus der Ausschreibung. EE-Projekte, die ohne Förderung realisiert werden, können außerdem ebenfalls in die Ermittlung und -ausschreibung des EE-Zubaus durch den Koordinator einfließen. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn in bestimmten Markt Bereichen ein EE-Zubau auch ohne Förderung wirtschaftlich wird und der Zubau über die mengenbasierte Ausschreibung dadurch an Steuerungswirkung einbüßt. In diesem Fall kann die staatlich koordinierte Ausschreibung von EE-Projekten um den Zubau, der ohne Förderung erfolgt, korrigiert werden. Damit reduziert sich die geförderte Menge von EE mit zunehmender Marktpreisparität einzelner EE-Technologien und läuft sukzessive aus. Dieser Mechanismus entspricht dem Ziel der Bundesregierung, langfristig eine vollständige Marktintegration der EE ohne Fördernotwendigkeit zu erreichen, stellt aber auch sicher, dass bis zu diesem Zeitpunkt eine ausreichende Förderung für die Erreichung der EE-Ausbauziele besteht.

Technologiedifferenzierung

Durch die Ausgestaltung der Zugangsbedingungen zur oben beschriebenen Ausschreibung ist eine technologiespezifische Mengenvorgabe möglich. Damit ergibt sich in den jeweiligen Marktsegmenten eine technologiespezifische Förderhöhe im Wettbewerb der EE-Projekte (Technologiedifferenzierung). Wird auf eine technologiespezifische Mengenvorgabe verzichtet, so werden tendenziell nur die zum Zeitpunkt der Ausschreibung kosteneffizientesten Technologien zum EE-Ausbau genutzt.

Die Mengenvorgaben im vorgeschlagenen EE-Fördermechanismus können ohne größeren Umgestaltungsbedarf technologisch aufgeschlüsselt werden, so dass eine Technologiedifferenzierung der Förderung umsetzbar ist. Auf Basis der nach Technologien differenzierten EE-Ausbauziele des Bundes und ggf. der Bundesländer ist ein solches Vorgehen für die Ausgestaltung der vorgeschlagenen EE-Förderung von Anfang an vorzusehen. Umzusetzen ist eine Technologiedifferenzierung durch die Ausschreibung von Mengen für einzelne EE-Technologien, z. B. eine Menge für Wind-Onshore, Wind-Offshore, Photovoltaik (PV). Eine detailliertere Differenzierung nach Technologieunterarten wie z. B. diverse biogene EE-Technologien, Freiflächen-PV und gebäudeintegrierte PV ist ebenfalls denkbar. Jedoch sollte hier sorgfältig abgewogen werden, in wieweit die Unterteilung der EE-Ausschreibung in immer kleinere Mengen zu Marktmachtproblemen und erhöhten Transaktionskosten führt.

Insbesondere für die Offshore-Windkraft sind ggf. zusätzliche Regelungen notwendig, um eine Ausübung von Marktmacht seitens einer begrenzten Anzahl potenzieller Anbieter zu verhindern. Die Marktmachtproblematik ist im Offshorebereich aufgrund des kleineren Bieterfeldes vermutlich relevanter als bei anderen EE-Technologien. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die vorgeschlagene Form der Auktionierung implizit eine Höchstvergütung beinhalten kann. Der Ausübung von Marktmacht können damit Grenzen gesetzt werden, die in tendenziell für Marktmachtmissbrauch anfälligeren Marktsegmenten enger parametrisiert

werden können. In diesem Segment könnte die Ausschreibung so angepasst werden, dass sie praktisch gegen eine Einspeisevergütung konvergiert; mit den jeweiligen Vor- und Nachteilen.⁵⁹

Regionale Differenzierung

Die Mengenvorgaben im vorgeschlagenen EE-Fördermechanismus können ohne größeren Umgestaltungsbedarf regional aufgeschlüsselt werden, so dass eine regionale Differenzierung der Förderung und damit eine Steuerung des EE-Zubaus möglich ist. Umzusetzen ist eine regionale Differenzierung der EE-Zubauanreize durch eine Ausschreibung von Mengen für einzelne Regionen, die ansonsten analog zur oben beschriebenen Ausschreibung verläuft. Alternativ zu einer solchen Regelung kann auch ein "Banding" der Vergütungshöhe erwägt werden. Dabei erhalten die EE-Projekte den bezuschlagten Preis mit einem (regional) parametrisierten Multiplikator ausgezahlt.

Die Vor- und Nachteile einer Regionalisierung des EE-Zubaus sind gegeneinander abzuwägen. Die Regionalisierung kann z. B. zur Vermeidung von Engpässen im Übertragungsnetz sinnvoll sein. Dem steht allerdings entgegen, dass in einer nicht regionalisierten Ausschreibung landesweit Standorte mit hohem EE-Potenzial zuerst erschlossen werden, was zur kosteneffizienten Erreichung der Ausbauziele beiträgt. Wird der Zubau regional beschränkt, so verkleinert sich der Potenzialraum und die bestverfügbaren Potenziale sind ggf. nicht mehr oder nur noch eingeschränkt nutzbar. Dies macht den Zubau tendenziell teurer. Ähnliches gilt für das Marktmachtpotenzial in der EE-Auktion: kleinere Gebiete erhöhen die Gefahr, dass einzelne EE-Investoren Marktmacht in der Auktion ausüben. Daher ist technologie- und zeitraumsspezifisch abzuwägen, ob eine Regionalisierung des EE-Zubaus sinnvoll ist.

Kostenwälzung

Durch den vorgeschlagenen EE-Fördermechanismus fallen Förderkosten an, die sich zusammensetzen aus den Kosten aller in Betrieb befindlichen EE-Anlagen, die einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten haben und die in dem die Kostenwälzung betreffenden Zeitraum noch förderberechtigt waren. Zusätzlich dazu sind in der Transformationsphase die Differenzkosten des auslaufenden EEG zu wälzen.

Um eine zusätzliche Umlage zu vermeiden, kann die Wälzung der EEG-Kosten für den verbleibenden Zeitraum der nachfolgend vorgeschlagenen Kostenwälzung angepasst werden. Die Summe der EE-Förderkosten ist von der Allgemeinheit der Stromverbraucher zu tragen und wird im vorgeschlagenen Modell durch eine **Umlage auf den Stromverbrauch** finanziert.

An dieser Stelle ist auf den wesentlichen Unterschied zur heutigen Regelung hinzuweisen: heute erfolgt die EE-Kostenumlage auf die Menge des Strombezugs aus dem Netz (Netzentnahme mit Eigenstromprivileg).⁶⁰ Zukünftig soll die Umlage auf den Stromverbrauch, also den tatsächlich genutzten Strom (nicht nur den aus dem Netz entnommenen Strom) erfolgen. Dies ist verursachungsgerecht, gelten doch die EE-Ausbauziele auch für den gesamten Stromverbrauch. Bei den geplanten großen EE-Anteilen am Strommix erscheint eine Befreiung von Direktverbrauchern von der EE-Kostenumlage längerfristig daher nicht mehr gerechtfertigt und auch nicht umsetzbar.

⁵⁹ In Hinsicht auf Offshore Windkraft ist eventuell darüber hinaus auch eine Auktion der Offshore Flächen/Nutzungsrechte durch eine zuständige staatliche Stelle in Erwägung zu ziehen, wie dies beispielsweise in Großbritannien der Fall ist.

⁶⁰ Dies gilt unter ergänzenden Bedingungen für die Strommengen, die über das Eigenstromprivileg von der Zahlung der EEG-Umlage befreit sind.

Die Umlage auf den Stromverbrauch impliziert eine perspektivische Reduktion der Vorteile des Eigenstromprivilegs. Das Eigenstromprivileg führt heute dazu, dass Stromkunden mit eigener Erzeugung für selbst verbrauchten Strom keine Umlage der EE-Förderkosten tragen; auch andere Abgaben und Steuern fallen nicht oder nur reduziert an. Der energiewirtschaftliche Wert des erzeugten Stroms ist jedoch von der Eigentümer- und Betreiberstruktur einer Anlage tatsächlich unabhängig, das Eigenstromprivileg liefert daher in seiner heutigen Ausgestaltung tendenziell energiewirtschaftliche Fehlanreize. Diese gilt es zu beseitigen, was durch die vorgeschlagene Umlage auf den Stromverbrauch gelingen kann.

Die Höhe und Entwicklung der Kostenumlage aus der vorgeschlagenen EE-Auktion ist weiterhin – im Gegensatz zum derzeitigen Modell des EEG – nicht abhängig von der jährlich schwankenden Erzeugungsmenge der EE, sondern alleine von der geförderten installierten Leistung und damit auch besser und länger im Voraus planbar. Durch die vorgeschlagene Ausgestaltung werden weiterhin auch sinnvolle und gleichmäßige Anreize für Stromeffizienzmaßnahmen geschaffen, die durch die Kostenwälzung über den Stromverbrauch entstehen. Die Erfahrungen mit dem EEG zeigen jedoch, dass die genaue Ausgestaltung der EE-Kostenumlage durch die Politik erfolgt und von dieser letztendlich auch kurzfristig umgestaltet werden kann.

Die Ausführungen zur Kostenwälzung geben die energiewirtschaftlichen Ansichten der Gutachter für eine verursachungsgerechte Strukturierung der Wälzung wieder. Praktisch enthält das aktuelle System der EEG-Kostenwälzung jedoch diverse Anpassungen, die auch verteilungs- und industriepolitische Ziele verfolgen, diese werden an dieser Stelle nicht diskutiert.

Europäische Integration

Die Förderung erneuerbarer Energien ist in Europa bei weitem nicht einheitlich gelöst. Vielmehr bestehen zwischen den EU-Mitgliedsstaaten erhebliche Unterschiede bzgl. des gewählten Fördermechanismus (mengen- oder preisbasiert) und der spezifischen Ausgestaltung. So sind in den letzten Jahren diverse Mischformen und Anpassungen gewachsen, wie z. B. die Ergänzung eines Quotenmodells durch feste Vergütungssätze (Großbritannien) oder die Einführung eines Mengendeckels in einen anfangs rein preisbasierten Fördermechanismus (Deutschland).

Aus diesem Grund ist es aus heutiger Sicht schwierig, die EU-Konformität eines Marktdesignvorschlags für die EE-Förderung zu bewerten, da unklar ist wann und in welchem Umfang eine Harmonisierung der Förderung tatsächlich umgesetzt wird und welcher Mechanismus dafür gewählt wird. Grundsätzlich lassen sich aber bezüglich der EU-Kompatibilität folgende Punkte festhalten, die der im Gutachten vorgestellte Fördervorschlag erfüllt:

- Eine mengenbasierte Förderung erlaubt die Koordination nationaler EE-Ausbauziele mit den EU-Zielen.
- Eine mengenbasierte EE-Förderung ermöglicht einen mit den Mengenzielen des EU-ETS abgestimmten EE-Ausbau.
- Die vorgeschlagene EE-Förderung ist grundsätzlich auch umstellbar oder integrierbar mit einem zertifikatbasierten Fördermodell in einem europaweiten Binnenmarkt für erneuerbaren Strom.

- Auf Basis der Äußerungen der EU-Kommission⁶¹ zu den Harmonisierungsbestrebungen im EE-Bereich erscheint somit der vorgeschlagene mengenbasierte Fördermechanismus grundsätzlich EU-konform.

Notwendiger ordnungspolitischer Rahmen

Für die Koordinierung der vorgeschlagenen EE-Ausschreibung ist eine zentrale Stelle zu schaffen. Diese hat insbesondere die folgenden Aufgaben zu erfüllen:

1. Umsetzung der politischen Zielsetzungen im EE-Bereich in zeitlich aufgelöste EE-Mengen
2. Ausschreibung und Auktionierung dieser Mengen mit genügend zeitlichem Vorlauf
3. Zuteilung der Vergütungsrechte an die erfolgreichen Teilnehmer der Auktion
4. ggf. Koordination des Nachhandels von Vergütungsrechten
5. Kontrolle der Erfüllung der Installationsverpflichtung (Zeitraum, Menge, Qualität)
6. Auszahlung der Förderung (ggf. nach Kontrolle, dass sich die Anlagen in Betrieb befinden und eine ausreichend hohe Auslastung nachweisen können)

Die zentrale Stelle, welche die Ausschreibung koordiniert, kann beispielsweise beim Bundesumweltministerium angesiedelt werden, welches in Bezug auf die Zielsetzung im EE-Bereich federführend ist und daher auch die Aufgabe der Umsetzung der geplanten Mengen übernehmen könnte. Als weitere Option kann die Ausschreibung auch vom Bundeswirtschaftsministerium durchgeführt werden, welches bereits auf Erfahrung mit Ausschreibungen zurückgreifen kann. Alternativ wäre eine Ansiedelung bei der Bundesnetzagentur denkbar, die im Rahmen der Energiewende bereits umfangreiche Regulierungs- und Kontrollaufgaben übernimmt. Die Entscheidung über die Ansiedelung des zentralen Koordinators ist letztendlich eine politische.

6.2.5 Zusammenfassung der vorgeschlagenen EE-Förderung

Die folgenden Kernpunkte charakterisieren den Marktdesignvorschlag für die EE-Förderung:

- Der Marktdesignvorschlag vereint eine verlässliche Förderung für die Erreichung der EE-Ziele mit verstärktem Wettbewerb zwischen EE-Investoren auf Ebene des Marktzugangs und einem Maximum an Marktintegration der installierten Anlagen in den Strommarkt in der Betriebsphase.
- Dazu wird eine Ausschreibung unter Nutzung einer rundenbasierten Auktion (RBA) durchgeführt, in der für eine politisch vorgegebene EE-Menge (auf Basis der Ausbauziele) die notwendige Förderhöhe im Wettbewerb der EE-Projekte ermittelt wird. Die in der Auktion bezuschlagten Projekte erhalten langfristige Vergütungsrechte (Auszahlung in €/MW), die zwischen EE-Investoren nachhandelbar sind.
- Die Ausschreibung ermöglicht eine planbare mengenbasierte Steuerung des Zubaus von EE mit ausreichend langem Vorlauf. Eine Technologiedifferenzierung ist implementierbar. Das Modell erlaubt es auch, regionale EE-Mengen zu definieren, um z. B. Netzrestriktionen zu berücksichtigen.

⁶¹ Vgl. hierzu z. B. EU-Kommission 2012, S. 22 f.

- Die Auszahlung der Förderung wird über mehrere Jahre gestreckt und an die Pflicht zur rechtzeitigen Inbetriebnahme und einen nachhaltigen Anlagenbetrieb gekoppelt.
- Zusätzlich zur Förderung in €/MW maximieren die EE-Anlagen ihre Markterlöse. Hierfür stehen ihnen alle Märkte offen, insbesondere die für Strom, Wärme und gesicherte Leistung. Es gelten dort die jeweiligen Marktregeln, so dass eine EE-Anlage nur an den Märkten teilnehmen kann, auf denen sie in der Lage ist, das jeweilige Produkt technisch bereitzustellen. Es herrscht damit in Bezug auf den Anlageneinsatz ein level-playing-field.
- Die EE-Anlagenbetreiber antizipieren Markterlöse und lassen sie in ihr Gebot in der EE-Ausschreibung vor der Projektrealisierung einfließen. Anlagen, die höhere Markterlöse erzielen können und damit volkswirtschaftlich effizienter sind, haben durch diese Erlöse einen Wettbewerbsvorteil gegenüber weniger effizienten Anlagen und erhalten somit eher Vergütungsrechte aus der Auktion als weniger effiziente Anlagen.
- Da der Wettbewerb zwischen den EE-Projekten auf die Ebene des Marktzugangs (Auktion von Vergütungsrechten) beschränkt ist, ist die Förderung nach Ende der Auktion für die Betriebsdauer verlässlich bekannt und keinen Schwankungen ausgesetzt. Dies trägt zur Investitionssicherheit bei und beschränkt die Risikoprämien auf Seiten der EE-Investoren.
- Strompreis- und Prognoseabweichungsrisiko stellen volkswirtschaftlich effiziente Risiken bzw. Anreize dar, da sie ein produktives Investitions- und Betriebsverhalten der Anlagenbetreiber belohnen. Diese Risiken werden daher den EE zugewiesen. Die EE übernehmen damit zukünftig im Sinne einer weitgehenden Marktintegration Systemverantwortung. Sie sind Marktpreisrisiken ausgesetzt und müssen am Spotmarkt (day-ahead) fahrplantreu erzeugen.
- Die Förderung der Differenzkosten nach investorentseitiger Verrechnung von Markterlösen gewährleistet die Anpassung der Förderung an den Förderbedarf. Dieser Mechanismus sorgt „automatisch“ dafür, dass eine Förderung nur so lange gewährt und in Anspruch genommen wird, wie sie tatsächlich notwendig ist.

Für die Einführung des vorgeschlagenen EE-Mechanismus ist grundsätzlich eine Stichtagsregelung sinnvoll: das EEG gilt grundsätzlich solange weiter, bis die Anlagen aus der ersten Auktion nach dem neuen Fördermechanismus in Betrieb gehen.

Bevor die Einführung des mengenbasierten Fördermechanismus erfolgt, sind jedoch die folgenden Meilensteine umzusetzen:

- Festlegung des zukünftigen EE-Vergütungssystems. Dies sollte im Rahmen einer grundlegenden Entscheidung über die zentralen Elemente des zukünftigen Energiemarktdesigns erfolgen (integriertes Energiemarktdesign).
- Ausgestaltung des gesetzlichen Rahmens.
- Einrichtung einer zentralen Koordinierungsstelle.
- Festlegen und Veröffentlichen der Auktions- und Vergütungsregeln.

- Durchführung der ersten Auktion mit ausreichendem zeitlichen Vorlauf vor dem betreffenden Inbetriebnahmejahr (z. B. 3 Jahre im Voraus). Der zeitliche Vorlauf kann dabei nach Technologien gestaffelt werden (so benötigt z. B. PV vermutlich nur einen deutlich geringeren zeitlichen Vorlauf).
- Erstmalige Zuteilung von Vergütungsrechten und Kontrolle des Zubaus.

6.2.6 Übergang aus dem Status quo

Bevor die Einführung der vorgeschlagenen EE-Kapazitätsauktion erfolgt, ist mit ausreichend zeitlichem Vorlauf eine zentrale Koordinierungsstelle einzurichten. Diese hat die Aufgabe, die Auktions- und Vergütungsregeln festzulegen und zu veröffentlichen. Danach erfolgt die Durchführung der ersten Auktion mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf vor dem betreffenden Inbetriebnahmejahr. Der zeitliche Vorlauf kann dabei nach Technologien gestaffelt werden (so benötigt PV vermutlich einen deutlich geringeren zeitlichen Vorlauf als z. B. Wind).

Die Entscheidung über das zukünftige EE-Fördersystem sollte möglichst zeitnah erfolgen, realistisch nach der Bundestagswahl 2013. Nach der ersten Auktion, möglichst bereits im Jahr 2014, erfolgt eine rollierende Auktionierung und Zuteilung von Vergütungsrechten und ggf. ein Nachsteuern zur Sicherstellung der Zielerreichung mit kürzer werdenden Zeiträumen bis zum Inbetriebnahmezeitpunkt.

Das EEG gilt solange weiter, bis die Anlagen aus der ersten Auktion nach dem neuen Fördermechanismus in Betrieb gehen. Für die Einführung des vorgeschlagenen EE-Mechanismus ist grundsätzlich eine Stichtagsregelung sinnvoll: Ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der ersten auktionierten Kapazitäten läuft das EEG aus. Für die ersten Auktionen könnte dabei eine reduzierte Vorlaufzeit eingeplant werden, da davon ausgegangen werden kann, dass sich bereits hinreichende EE-Kapazitäten in der Projektierung befinden. Die während des Übergangs auftretenden Opportunitätsabwägungen der Investoren (EEG vs. neuer Fördermechanismus) sind erstens zeitlich sehr begrenzt und können zweitens durch flankierende Regelungen im auslaufenden EEG (z. B. Mengendeckel analog heutiger PV-Vergütung) gesteuert werden.

Die Umstellung betrifft ausschließlich Neuanlagen, für Altanlagen gilt das EEG weiter (Bestands- bzw. Vertrauensschutz). Grundsätzlich ist darauf zu achten, dass nur ein langfristiges Förderregime die beschriebenen Vorteile und die Zielerreichung für den EE-Ausbau realisieren wird. Dafür ist es notwendig, dass ein langfristiges und damit für die Marktakteure planbares Wirtschaftsumfeld geschaffen wird.

Es wird daher empfohlen, den neu einzuführenden Fördermechanismus für mehrere Dekaden, wo nötig bis zum Zeithorizont 2050, auszulegen. Steuernde Eingriffe sollten – wenn notwendig – ausschließlich auf Basis eines transparenten Monitoringprozesses erfolgen.

Eine transparente Veröffentlichung der Ergebnisse der durchgeführten Auktionen und eine regelmäßige Überprüfung der Regelungen und ihrer Wirkungen ist daher empfehlenswert; dies betrifft z. B. die technische und regionale Kalibrierung der Auktion (u. a. zur Koordination mit dem Netzausbau), den Umfang und die Höhe der ermittelten Förderung (Kontrolle von potenzieller Marktmacht), die Rollen verschiedener Marktakteure (Wettbewerbsfähigkeit) sowie natürlich die Kontrolle der Zielerreichung. Auch der grundsätzliche Bedarf an Förderung ist im Rahmen des vorgeschlagenen Monitorings zu analysieren, um die Förderung zu einem geeigneten Zeitpunkt zu beenden.

Der Grundsatz der Stetigkeit sollte auch für Bestandsanlagen gelten, die unter dem EEG in Betrieb gegangen sind. Sie sollten insofern Vertrauensschutz genießen, dass sie von der neu

eingeführten EE-Vergütungsregelung nicht rückwirkend erfasst werden. Für maximal 20 Jahre (maximale Vergütungsdauer im EEG) bedeutet dies, dass das derzeitige EEG-System für Altanlagen parallel zum neuen Fördermechanismus weiterbesteht. Es läuft jedoch entsprechend der dann herrschenden Altersstruktur des EEG-Kraftwerksparks aus, da keine neuen EE-Kapazitäten mehr in das EEG-System eintreten. Langfristig wird also das EEG komplett ersetzt durch die vorgeschlagene kapazitätsorientierte Vergütung.

6.2.7 Abwägung hinsichtlich der Ausgestaltung des EE-Fördermechanismus

Der nachfolgende Abschnitt stellt eine Kurzfassung der erfolgten Diskussion und Abwägung zur Ausgestaltung des vorgeschlagenen Instruments der EE-Förderung dar. Sie dient der Erläuterung der zentralen Argumente, die zur Auswahl der gewählten Instrumente und ihrer Ausgestaltung geführt haben. Die aufgeführten Punkte stellen dabei ausdrücklich keine umfassende Diskussion alternativer Marktdesignoptionen dar, sondern begründen aus Sicht des Gutachtens selektiv die getroffene Instrumentenwahl.

Im Vergleich der Instrumente zur EE-Förderung ist grundsätzlich die Frage zu beantworten, ob die Ermittlung des Förderumfanges auf einer Preis- oder Mengenvorgabe beruht. Derzeit basiert die EE-Förderung in Deutschland auf einer Preisvorgabe: der Gesetzgeber legt die Förderhöhe (Preis) fest, der EE-Zubau ergibt sich aus allen zu diesem Preis wirtschaftlichen EE-Projekten. Alternativ dazu stellt sich die Mengenvorgabe dar, in der ein Regulator als Nachfrager auftritt und die gewünschte Menge festsetzt. Der Preis (d. h. die Förderhöhe) ergibt sich sodann im Wettbewerb um die zu vergebende Menge. Die Preisermittlung erfolgt klassischerweise in einer Ausschreibung. Für die Ausgestaltung des iEMD wird im vorliegenden Gutachten ein mengenbasierter Mechanismus vorgeschlagen. Für die Wahl einer Mengenvorgabe und die Umsetzung in Form einer Ausschreibung spricht in der Abwägung insbesondere der Wettbewerb, der auf Anbieterseite durch die Mengenbegrenzung ausgelöst wird. Dies dient der Kosteneffizienz.

Eine Mengenvorgabe kann darüber hinaus die exakte Zielerreichung des EE-Ausbaus sicherstellen und ist regional differenzierbar, aber auch national und ggf. europäisch steuerbar. Diese Steuerbarkeit ist im Rahmen des geplanten starken EE-Zuwachses für die betroffenen Märkte und ihre Akteure sehr relevant. Eine Unterteilung der Mengenvorgabe nach Technologien ist weiterhin möglich; damit ist auch weiterhin eine Technologiedifferenzierung gewährleistet und es kommt (im Gegensatz zum klassischen Quotenmodell) nicht zu einem einseitigen Zubau der momentan günstigsten Technologie.

Eine Technologieneutralität wurde aus Gründen der dynamischen Effizienz (Lernkurven) und der bestehenden industriepolitischen Realitäten verworfen. Die vorgeschlagene Mengenvorgabe bietet außerdem das Potenzial für eine sinnvolle Koordination mit den Reduktionszielen des EU-ETS, der ebenfalls auf einer Mengensteuerung beruht. Im Ergebnis ist der vorgeschlagene EE-Fördermechanismus mengenbasiert. Die Höhe der Förderung bildet sich im Wettbewerb der EE-Projekte in einer rollierenden Ausschreibung.

Ein weiterer ausschlaggebender Punkt ist die Bemessungsgrundlage der Förderung. Hier kann entweder auf eine arbeitsbasierte oder leistungsbasierte Förderung abgestellt werden. Weiterhin ist zu definieren, ob die Förderung als einmalige Auszahlung oder über mehrere Jahre erfolgt. Für die im Gutachten getroffene Wahl einer leistungsbasierten Förderung mit Auszahlung über mehrere Jahre sprechen in der Abwägung insbesondere folgende Punkte: Eine erzeugungsbasierte Förderung (€/MWh) verzerrt das Gebotsverhalten der geförderten Anlagen im EOM, denn das Gebot einer Anlage mit erzeugungsbasierter Förderung orientiert sich nicht an deren realen Grenzkosten. Dies gilt für den Strommarkt (wo u. a. aus diesem Grund immer wieder negative Preise zu beobachten sind), aber perspektivisch auch für anderen Märkte (Ausgleichs- und Regelenergie, ggf. Leistungsmarkt). Ein solches Gebotsverhalten ist

energiewirtschaftlich ineffizient; eine Verzerrung des Kraftwerkseinsatzes und der verbleibenden Investitionssignale ist die Folge, die auch andere Marktteilnehmer negativ beeinflusst.

Eine leistungsorientierte Förderung vermeidet diese statischen und dynamischen Ineffizienzen im Wesentlichen, weshalb der iEMD-Vorschlag eine leistungsorientierte EE-Förderung beinhaltet. In Bezug auf den Anlageneinsatz auf den Märkten wirkt die leistungsorientierte Förderung wie ein Investitionskostenzuschuss, das auf variablen Kosten basierendes Einsatzverhalten der Anlage wird dadurch in keiner Weise verzerrt. Im Betrieb ermöglicht dies eine ausschließliche Direktvermarktung ohne weitere Prämien. Dass das Marktpreisrisiko, welches im vorgestellten Vorschlag bei den EE-Betreibern angesiedelt wird, zu Risikoaufschlägen führen kann, ist den Gutachtern bewusst. Dieses Risiko ist jedoch ein typisches Element des Strommarktes; es wird bereits seit vielen Jahren weltweit von Investoren bewertet und eingepreist. Daher wird eine anteilige Risikoübernahme durch EE-Investoren als angemessen und vor allem unternehmerisch beherrschbar beurteilt.

Die Auszahlung der EE-Förderung soll über mehrere Jahre gestreckt werden und sich an der Finanzierungs- bzw. Abschreibungsstruktur von EE-Projekten orientieren. Dies stellt deren nachhaltigen Betrieb sicher. Die Förderhöhe ist schon vor Inbetriebnahme aus der Auktion bekannt; dies stellt insbesondere im Vergleich zu einem klassischen Quotenmodell eine risikomindernde Komponente dar.

Das klassische Quotenmodell zeichnet sich aus Investorensicht insbesondere dadurch aus, dass die rollierend (z. B. jährlich) ermittelte Förderhöhe nicht nur für neu in Betrieb gehende EE-Anlagen gilt, sondern rückwirkend auch für den gesamten Bestand. Eine solche sich stetig verändernde Preissetzung für den Bestand führt jedoch dazu, dass nicht nur die Markterlöse aus der Direktvermarktung, sondern auch die Förderhöhe über die gesamte Betriebsdauer von regulatorischen Rahmenbedingungen und der Entwicklung von Vergleichstechnologien abhängig sind. Dies stellt aus Sicht des Investors ein nur schwer zu kalkulierendes Risikopaket dar, welches zu zusätzlichen Risikoprämien führen dürfte. Diesen Risikoprämien steht kein wesentlicher Effizienzgewinn gegenüber. Im Ergebnis der Abwägung wird eine Förderung in €/MW vorgeschlagen, die in zeitlich konstanten Auszahlungen über die Finanzierungsdauer erfolgt. Die zugesagte Förderhöhe schwankt daher nicht über die Betriebsdauer.

Die Allokation der Erlöschancen und -risiken aus den Zielmärkten spielt in Bezug auf die Ausgestaltung des EE-Fördermechanismus eine wichtige Rolle. Grundsätzlich sind zwei Ausgestaltungsvarianten zu unterscheiden: einerseits eine weitgehende Übernahme von Marktpreisrisiken durch eine zentrale Vermarktung mit einer Sozialisierung der Differenzkosten. Und andererseits dem System einer tatsächlichen Direktvermarktung, in der Investoren zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung die Erlöse einer EE-Anlage an den relevanten Märkten (EOM, ggf. weitere) antizipieren und die verbleibenden Differenzkosten (Förderbedarf) über den EE-Fördermechanismus kompensieren. Die Marktpreisrisiken können also entweder dem Investor auferlegt oder sozialisiert werden; Mischformen existieren.

Für die Wahl einer weitgehenden Verpflichtung zur Direktvermarktung im vorliegenden iEMD-Vorschlag sprechen in der Abwägung insbesondere folgende Punkte: durch die umfassende Direktvermarktung entstehen Anreize, in den Erlösmärkten wettbewerbsfähige Beiträge zu liefern und beispielsweise die Einspeisung dem Preis- bzw. Lastverlauf anzupassen. Damit wird der Aufbau von energiewirtschaftlich sinnvollen Flexibilitäten angereizt, in dem nicht mehr jede produzierte Kilowattstunde gleich entlohnt wird, sondern die Produktion über den Zeitverlauf unterschiedlich bewertet ist. Wenn davon ausgegangen wird, dass die Marktpreise eines jeden Gutes für die Produzenten und Konsumenten volkswirtschaftlich effiziente Anreize darstellen, dann ist es ineffizient, wenn EE-Anlagenbetreiber von den Erlöschancen und -risiken der

Energiemärkte regulatorisch separiert werden. Die Übernahme von Erlöschancen und -risiken stellt vielmehr eine Grundvoraussetzung für eine tatsächliche Marktintegration der EE dar. Diese Erlöschancen und -risiken werden im Rahmen der Direktvermarktung für den Anlageneinsatz und die Anlageninvestition antizipiert und optimiert.

Im Ergebnis der Abwägung sollten die EE nach Können und Vermögen an allen Teilmärkten agieren und dort ihre Erlöse maximieren. Diese weitgehende Marktintegration setzt Anreize für effiziente Investitions- und Einsatzentscheidungen der EE-Betreiber und stellt das grenzkostenbasierte Funktionieren des EOM sicher. Dafür stellt der grenzkostenbasierte EOM die richtige Struktur dar, da er den mit niedrigen Grenzkosten erzeugenden EE – auch ohne gesetzlichen Einspeisevorrang – den Vorzug gibt.

Für die Vermarktung der erzeugten EE-Produktion ist außerdem abzuwägen, wie Prognose- und Ausgleichsenergiekosten allokiert werden. Diese Kosten fallen bei der Vermarktung von Strom an. Für die Vermarktung müssen die EE-Strommengen prognostiziert, strukturiert und vermarktet werden. Abweichungen vom prognostizierten Fahrplan im day-ahead Markt müssen ausgeglichen werden. Hierfür entstehen kurzfristig Ausgleichsenergiekosten, die unabhängig vom (längerfristigen) Strompreisrisiko sind. Diese Vermarktungsaufgabe und die damit verbundenen Chancen, Risiken und Kosten können entweder dem EE-Anlagenbetreiber, dem Netzbetreiber oder einer dritten Stelle zugewiesen werden.

Im vorliegenden Vorschlag werden diese Chancen und Risiken beim EE-Anlagenbetreiber verortet; er kann dafür auch die Dienstleistung Dritter in Anspruch nehmen, wie es bereits heute im Rahmen des MPM im EEG erfolgt. Damit ist auch die Einbindung kleiner Erzeuger gewährleistet. Für die Wahl einer solchen Verpflichtung zur Fahrplantreue im day-ahead Markt spricht in der Abwägung insbesondere, dass die Direktvermarktung explizit marktkonformes Verhalten der EE-Erzeuger fördert. Sie stellt damit ein produktives Risiko dar, aus dem Anreize entstehen, die Prognosegüte zu erhöhen, Flexibilitätspotenziale zu heben und somit die energiewirtschaftliche Effizienz der EE-Anlagen zu verbessern. Dies erfolgt alleine auf Basis marktlicher Anreize. Es wird so sichergestellt, dass der EOM seine statischen und dynamischen Effizienzen realisieren kann.

Auch hier ist zu bedenken, dass das Risiko von Prognoseabweichungen in Risikoprämien und damit tendenziell höherem Förderbedarf als bei einer regulierter Abnahme resultiert. Die angeführten Punkte sprechen in der Abwägung jedoch dafür, dass EE-Anlagenbetreiber zukünftig die Vermarktungsaufgabe und die mit der Fahrplanerfüllung verbundenen Aufgaben selber übernehmen oder Dritten übertragen.

6.3 Emissionshandel

Das Instrument des Emissionshandels gibt der Nutzung des öffentlichen Gutes "Atmosphäre" einen Preis. Ziel dieses Steuerungsmechanismus ist es, über die Kostenwirkung auf die Emittenten die Emission klimaschädlicher Gase auf eine regulatorisch festgelegte Emissionsmenge (Cap) zu begrenzen. Hierfür wurde im Jahr 2005 ein europaweiter Markt für Emissionsrechte geschaffen, der in seiner Grundstruktur für eine kosteneffiziente Vermeidung von Emissionen sorgt. Seit seiner Einführung sind Energieversorgungsunternehmen zur Teilnahme am Emissionshandel verpflichtet, die zur Emission von CO₂ notwendigen Emissionsrechte stellen damit im konventionellen Erzeugungsbereich – analog z. B. zum Brennstoff – einen Produktionsfaktor dar. Damit besteht grundsätzlich eine Nachfrage nach Emissionsrechten.

Der ökonomischen Theorie zufolge gewährleistet ein marktlich organisierter Handel mit standardisierten Emissionsberechtigungen die kosteneffiziente Umsetzung von Emissionsminderungszielen, denn ein vorgegebenes Emissionsziel wird dann zu niedrigsten

volkswirtschaftlichen Kosten erreicht, wenn die Emittenten die Kosten zur Vermeidung einer weiteren Emissionseinheit untereinander ausgleichen können.⁶² Emissionsvermeidungsmaßnahmen werden damit in einem Zertifikatesystem wie dem EU-ETS grundsätzlich nach ihren Grenzkosten realisiert, die günstigsten Vermeidungsmaßnahmen werden zuerst umgesetzt. Dies ist kosteneffizient und gilt unabhängig vom sich am Markt einstellenden Preis für Emissionszertifikate. Dieser legt lediglich fest, bis zu welchem Bereich der Merit-Order der Vermeidungskosten Vermeidungsmaßnahmen umgesetzt werden.

Aus Sicht des Energiemarktdesigns ist die zentrale Anforderung an den Emissionshandel die kosteneffiziente Koordination von Emissionsminderungsmaßnahmen und die Möglichkeit einer Integration mit den anderen Marktdesignelementen. Diese beiden Anforderungen sind im bestehenden EU-ETS aus Gutachtersicht gegeben. Der EU-ETS kann in seiner Grundstruktur als kosteneffizient und wettbewerblich bezeichnet werden und ist in der Lage, die europäische Emissionsvermeidung effizient zu koordinieren und bei richtiger Parametrierung des Caps die Erreichung der langfristigen Reduktionsziele zu gewährleisten. Aus diesem Grund sollte der Mechanismus erhalten und wenn möglich gestärkt werden. Dies kann z. B. durch die Integration des europäischen Marktes mit weiteren globalen Märkten erfolgen.

Notwendig und sinnvoll erscheint den Gutachtern darüber hinaus eine möglichst europaweite Koordination der EE-Fördermechanismen mit dem EU-ETS. Dies betrifft mindestens eine Abstimmung der Mengengerüste. Es sollte sichergestellt werden, dass der EE-Ausbau planbar erfolgt und nicht den für den EU-ETS antizipierten Bedarf an CO₂-Mengen und -Reduktion und damit den Marktpreis für CO₂ unkoordiniert beeinflusst. Ein mengenbasierter Fördermechanismus, wie die vorgeschlagene EE-Ausschreibung, bietet daher gute Voraussetzungen für eine Integration mit dem EU-ETS. Die Integration des EU-ETS mit dem Strommarkt ist ebenfalls gegeben, da der CO₂-Preis als Produktionsfaktor in den Strompreis eingeht. Diese Integration der Märkte sorgt bei einem ausreichend hohen CO₂-Preisniveau einerseits für Anreize zum Umbau des Kraftwerksparks und verringert andererseits die Differenzkosten der EE im Strommarkt. Höhere CO₂-Preise, wie sie langfristig erwartet werden, unterstützen damit die vollständige Marktintegration der EE, die bis zur Marktpreisparität jedoch durch EE-Fördermechanismen gewährleistet werden muss.

Es sollte sichergestellt werden, dass die Kostenwirkung des ETS keine Nachteile für die Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen gegenüber der Wärmeerzeugung in kleineren Einheiten (die nicht dem ETS unterliegen) verursacht.

Die grundsätzliche Funktionsfähigkeit und Effizienz des EU-ETS wird durch die aktuelle Diskussion um eine Mengenanpassung der Emissionsgrenzen im Zuge der Stilllegung von Zertifikaten („set-aside“) bzw. einer zeitlich beschränkten Verknappung während der Handelsperiode („back-loading“) nicht in Frage gestellt. Vielmehr zeigen diese im EU-ETS bereits enthaltenen Anpassungsoptionen, dass er zukunftsfähig ist. Der EU-ETS wird damit als Element des zukünftigen Energiemarktdesigns erhalten.

6.4 KWK-Förderung

Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 den Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung auf 25 Prozent auszubauen. Unter dem Gesichtspunkt der Emissionsreduktion und der effizienten Verwendung fossiler Brennstoffe ist dieses Ziel sinnvoll und sollte weiter verfolgt werden.

62 Vgl. hierzu beispielsweise Böhringer et al., 2005, S. 311 sowie Kemper, 1989, S. 41 und S. 245.

Parallel zum angestrebten KWK-Ausbau erfolgt in den kommenden Jahren, insbesondere bis 2020, ein massiver Zubau von EE. Die unter 2.3.2.1 beschriebene Verdrängung konventioneller Erzeugung durch EE-Einspeisung trifft auch die KWK-Erzeugung und führt hier ebenso zu abnehmenden Stromerlösen. Erschwerend kommt hinzu, dass KWK-Anlagen nur eingeschränkt auf Preissignale aus dem Strommarkt reagieren können, da sie teilweise einen Wärmelastgang bedienen. Von sehr niedrigen oder negativen Strompreisen in den Zeiten starker EE-Einspeisung sind KWK-Anlagen daher besonders negativ betroffen, während sie bei attraktiven Strompreisen ggf. auf der Wärmeabsatzseite in ihrer Produktion limitiert werden. Das bedeutet in der Konsequenz:

- **Das KWK-Flexibilisierungspotenzial sollte verstärkt gehoben werden:** Die Entkoppelung von Wärme- und Stromproduktion kann technisch über Wärmespeicher realisiert werden. Gleiches gilt für die Nutzung von Kältespeichern im Zusammenhang mit gekoppelter Erzeugung. Diese Speicher stellen einen energiewirtschaftlichen Mehrwert dar, reduzieren sie doch den Flexibilitätsbedarf im System. Eine Umsetzung des Flexibilisierungspotenzials sollte daher entsprechend angereizt werden.
- **KWK-Anlagen sollten für die Vorhaltung gesicherter Leistung herangezogen und vergütet werden:** KWK-Anlagen haben grundsätzlich eine hohe Verfügbarkeit. Dies befähigt sie für die Vorhaltung gesicherter Leistung, weshalb ein KWK-Ausbau auch dem Niveau an gesicherter Leistung und der Versorgungssicherheit dient. KWK-Anlagen können und sollten daher am im vorliegenden Gutachten vorgeschlagenen umfassenden Kapazitätsmechanismus, dem Leistungsmarkt teilnehmen.
- **Eine KWK-Förderung ist auch in Zukunft unerlässlich:** Soll der heutige KWK-Anteil erhalten und mittelfristig ausgebaut werden, so muss die derzeit gewährte gesetzliche Förderung weiter gewährt und perspektivisch ggf. noch verstärkt werden; die Förderung ist geeignet auszugestalten. Dies ist mindestens bis zum Erreichen der KWK-Ziele notwendig. Wie in Abschnitt 4.4 dargestellt, besteht bei geeigneter Gestaltung der Rahmenbedingungen durchaus das Potenzial zur Erfüllung der KWK-Ausbauziele.

6.5 Technologieförderung

Neben den Technologien, die durch die möglichst marktlich ausgestalteten Elemente des iEMD angereizt oder über die beschriebenen EE- oder KWK-Mechanismen gefördert werden, befindet sich noch eine Vielzahl von Technologieoptionen in der Entwicklung. Diese Optionen erstrecken sich über alle technischen Elemente der Energie-Wertschöpfungskette und könnten zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Zielerreichung leisten. Sie sind jedoch momentan und auch auf absehbare Zeit nicht wirtschaftlich.

Wird eine Entscheidung über die Realisierung dieser Technologieoptionen alleine auf marktlicher Basis getroffen, würden sie aufgrund der angenommenen Kostenentwicklung im Rahmen der vorgelegten Analyse absehbar nicht in relevantem Umfang realisiert. Dies betrifft z. B. einige Energiespeicher- und Erzeugungstechnologien, die sich derzeit noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden (u. a. diverse Batteriespeichertechnologien, adiabate Druckluftspeicher, tiefe Geothermie) und Maßnahmen, die in Deutschland nur mit großem Aufwand energietechnisch nutzbar sind (z. B. Gezeiten- und Wellenenergie).

Sofern eine Erforschung und Entwicklung ausgewählter Optionen trotzdem gewünscht ist, muss das integrierte Energiemarktdesign um entsprechende Förder- und später Marktanzreizeprogramme ergänzt werden. Dies macht u. a. im Bereich der Speichertechnologien

Sinn, die bei entsprechenden Kostendegressionen einen wertvollen Beitrag in einem Energiesystem mit hohen EE-Anteilen leisten können.

Die Erforschung dieser Optionen sowie die Heranführung an die technische Funktionsfähigkeit und die Finanzierung der notwendigen Größenskalierung der Technologien kann jedoch nicht Aufgabe der wettbewerblich ausgestalteten Energiemärkte sein, sondern ist durch eine separate Technologieförderung zu gewährleisten. Diese kann – und sollte – parallel zur Umsetzung des vorgeschlagenen iEMD betrieben werden, wird aber in diesem Gutachten nicht weiter beschrieben.

6.6 Regulierungsmodell Stromnetze

Die historisch gewachsene Struktur der Energieversorgung basiert auf der effizienten Erzeugung der elektrischen Energie in Großkraftwerken, die durch lokale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ergänzt wird, wenn entsprechende Wärmesenken vorhanden sind. Die Aufgabe der Netze ist überwiegend der Transport der Energie in die Verbrauchszentren und ihre Verteilung bis zum Endverbraucher. Es hat sich eine vierstufige Netzstruktur mit jeweils spezifischen Aufgaben entwickelt:

- Im Höchstspannungsnetz (HöS) erfolgt der Transport der Energie von den Erzeugungszentren in die Verbrauchszentren. Um den Anforderungen der Versorgungssicherheit zu genügen, ist das Netz vermascht, damit beim Ausfall einer Leitung die Energie auf anderem Wege zum Verbraucher gelangen kann.
- Auch das Hochspannungsnetz (HoS) ist aus Gründen der Versorgungssicherheit vermascht aufgebaut. Es ist für die regionale Verteilung der Energie zuständig. Daneben nimmt es auch die Erzeugung der größeren Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen und Windenergieparks auf.
- Die Mittel- und Niederspannungsnetze (MS und NS) übernehmen die lokale Verteilung der Energie bis hin zum Kleinkunden. Auch die MS-Ebene ist überwiegend vermascht aufgebaut. Die NS-Netze sind teilweise, d. h. vor allem in den Ortskernen und Ballungszentren ebenfalls vermascht, in den Randbereichen hingegen eher strahlenförmig aufgebaut.
- Die Betriebsaufgabe in den Mittel- und Niederspannungsnetzen war bis vor kurzem recht statisch die Verteilung der Energie in der Fläche. Entsprechend war das Netz auf die Lastspitze und die konstante Transportrichtung von der Anbindung an die Hochspannung hin zum Verbraucher ausgelegt. Infolge der eher statischen Verhältnisse war eine Beobachtung und Steuerung nur in sehr eingeschränkten Maß erforderlichlich.

Die Aufgaben der Netze haben sich durch Veränderungen in der Versorgungsaufgabe aufgrund dezentraler Einspeisungen wie beispielsweise dem massiven Zubau der erneuerbaren Erzeuger erheblich gewandelt. Durch den Ausstieg aus der Kernenergie verändert sich zudem die räumliche Verteilung zwischen Einspeisung und Verbrauch erheblich:

- Aufgrund der Energiewende entfallen im Süden Deutschlands wesentliche konventionelle Erzeugungskapazitäten, während im Norden vor allem Windkrafterzeugung in erheblichem Umfang zugebaut wird. Damit entsteht ein großräumiger Transportbedarf von Nord nach Süd, der abhängig vom EE-Dargebot stark schwankt.
- Die erneuerbaren Erzeuger speisen in der Regel in die unteren Spannungsebenen ein. Die Photovoltaikanlagen sind in der Regel im Niederspannungsnetz angeschlossen,

Onshore-Windenergieanlagen speisen oft in die Mittelspannung ein, während größere Anlagenparks in der Regel an die Hoch- oder insbesondere im Falle der Offshore-Windkraft auch an die Höchstspannungsebene angeschlossen sind. Damit ändert sich die Aufgabe in den Mittel- und Niederspannungsnetzen massiv: Sie wandeln sich vom reinen Verteilnetz in ein Aufnahme- und Verteilnetz, das dynamisch zwischen den beiden Aufgaben wechseln können muss.

Insbesondere der Zubau der erneuerbaren Energien führt zu einem erheblichen Ausbaubedarf in praktisch allen Netzebenen, damit die entsprechenden Einspeisungen aufgenommen werden können und die Versorgungsqualität (insb. Spannungshaltung) aufrechterhalten werden kann. Dazu müssen die (betroffenen) Netzbetreiber investieren und benötigen im Rahmen der Anreizregulierung eine entsprechende Refinanzierung.

Kurzzusammenfassung des Vorschlags

- Für das **Höchstspannungsnetz wurde der Regulierungsrahmen bereits ausreichend angepasst**, um die notwendigen Investitionen zeitnah zu refinanzieren. Zurzeit wird diskutiert, die entsprechenden Regularien auch für die Hochspannungsnetze anzuwenden.
- Der Vorschlag einer angepassten Berücksichtigung von Investitionen ist auf alle Netzbereiche der Verteilnetze zu übertragen. Derzeit wird nur eine Ausweitung des Instruments der Investitionsmaßnahmen auf die Hochspannungsebene diskutiert. Es müssen jedoch Regelungen geschaffen werden, die die Verteilnetze insgesamt abdecken und dort insbesondere auch auf die **Mittel- und Niederspannungsnetze** zugeschnitten sind. Hierzu ist aber eine unmittelbare Ausweitung des Instruments der Investitionsmaßnahmen nur eingeschränkt tauglich.
- Um der Vielzahl der erforderlichen Maßnahmen gerecht zu werden, sollten **Maßnahmencluster** definiert werden. Es sind **Kriterien** zu erarbeiten, die definieren, welche Maßnahme der Sache nach in ein solches Cluster fällt.
- Für die Netzbetreiber muss vorab mit ausreichender Sicherheit erkennbar sein, unter welchen Voraussetzungen die Kosten der Maßnahme regulatorisch anerkannt werden. Die Kriterien sollten daher **klare Vorgaben für die Anerkennung der Kosten** im Sinne einer elektrizitätswirtschaftlich rationellen, effizienten Umsetzung beinhalten. Maßnahmen, die diese Kriterien erfüllen, können einfach beantragt und genehmigt werden. Damit sind die Investitionen anerkannt und die eingegangene Kapitalbindung unterliegt auch nicht dem Produktivitätsfortschritt oder der Effizienzsteigerung.
- Bei Maßnahmen aus diesen definierten Clustern werden die Investitionen **unmittelbar erlöswirksam**. Zusätzlich werden infolge der Maßnahme erhöhte Betriebskosten über eine Betriebskostenpauschale anerkannt.

6.6.1 Investitionsbedarf im Bereich der Netze

Aktuelle Situation in den Übertragungsnetzen

Wie bereits erwähnt, hat sich die Transportaufgabe im Übertragungsnetz erheblich gewandelt, was einen erheblichen Ausbaubedarf nach sich zieht.

Um diesem Bedarf gerecht zu werden, ist in der Zusammenarbeit von Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern ein Prozess definiert worden, wie unter Einbeziehung der Öffentlichkeit zunächst ein Szenariorahmen, anschließend der Netzentwicklungsplan und abschließend der Bundesbedarfsplan entsteht. Parallel dazu wurde der regulatorische Rahmen in Form der Investitionsmaßnahmen insofern weiterentwickelt, dass die Übertragungsnetzbetreiber entsprechende Investitionen tätigen und refinanzieren können. Der Zeitverzug zwischen Investition und Erlöswirksamkeit wurde hier bereits bereinigt.

Somit besteht für die Übertragungsnetze aus Sicht der Gutachter kein Bedarf, den Regulierungsrahmen grundsätzlich anzupassen.

Aktuelle Situation in den Verteilnetzen

Die derzeitige und perspektivisch zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien in den Verteilnetzen führt zu neuen Anforderungen an die Versorgungsaufgabe. Die in der Vergangenheit investierten Betriebsmittel in Netzinfrastruktur waren häufig durch sogenannte passive Netzelemente gekennzeichnet. Die Netze konnten und mussten nur in geringem Umfang aktiv gesteuert werden. Die Auslegung der Komponenten erfolgte dabei gezielt auf Netzsituationen und Umfeldbedingungen mit vergleichsweise geringer dezentraler Einspeisung z. B. durch EE oder BHKWs. In großen Ballungszentren sind darüber hinaus größere dezentrale Anlagen in den Verteilnetzen angeschlossen, die die Netzstruktur prägen.

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung waren in der Vergangenheit (mit Ausnahme der Anschlussleitung) oft nur geringe Anpassungen erforderlich, da die Netze durch dezentrale Einspeisungen zunächst entlastet wurden. Somit waren die Netze im Wesentlichen auf die Anforderungen der Abnehmer ausgelegt. Unter diesen Rahmenbedingungen hat sich auch der heutige Regulierungsrahmen inkl. der Regelungen der Anreizregulierung entwickelt, die darauf ausgelegt sind, eine bestehende und wenig dynamische Versorgungsaufgabe kostenoptimal bzw. effizient zu erfüllen.

Solange der Zuwachs an dezentraler fluktuierender Einspeisung gering bleibt, d. h. nicht wesentlich höher als die Verbrauchsspitze liegt, muss die Auslegung der Netze auf die Verbrauchsspitze ausgerichtet sein. Erst wenn die Einspeisungen in erheblichem Umfang erfolgen, gewinnen sie bei der Auslegung an Bedeutung⁶³ und können sogar zum dominierenden Faktor werden. So wurden insbesondere im Norden bzw. Nordosten von Deutschland in Gebieten mit hohem Dargebot (aber geringer Verbrauchsentnahme) hohe Leistungen an Winderzeugung zugebaut, so dass diese Netze mittlerweile in vielen Stunden des Jahres den Überschussstrom abtransportieren müssen. In Süddeutschland herrschen teilweise ähnliche Gegebenheiten, nur dass nicht die Winderzeugung, sondern die Solareinspeisung die Ursache für die sogenannte Lastflussumkehr ist.

Perspektivisch wird zu berücksichtigen sein, dass die Ballungszentren als Lastsenke für die Abnahme der volatilen Einspeisungen herangezogen werden müssen. Dies wird voraussichtlich ebenfalls signifikante Netzbaumaßnahmen nach sich ziehen. Weiterhin kann sich

⁶³ Prinzipiell kann ein Netz in beide Richtungen (zum Verbraucher und umgekehrt) belastet werden.

insbesondere in Ballungszentren auch Netzum- bzw. -ausbaubedarf beispielsweise durch zunehmende Elektromobilität oder andere lastseitige Flexibilitätsoptionen ergeben. Die Berücksichtigung all dieser Entwicklungen würde den Rahmen des Gutachtens sprengen und ist weiteren Untersuchungen vorbehalten.

Anforderungen an die Verteilnetze

Im Rahmen der Energiewende werden sich diese Veränderungen teils mit hoher Dynamik fortführen: Die Anzahl und Leistung dezentraler Einspeiser wird im Vergleich zur aktuellen Situation nochmals erheblich zunehmen. Mit den zunehmenden dezentralen Einspeisungen aus erneuerbaren Energien wandeln sich insbesondere in ländlichen Verteilnetzen die Aufgaben der Verteilnetze vom „Verteilen“ im engeren Sinne hin zum „Sammeln“ bzw. häufig schon „Entsorgen“ mit Rückspeisungen in vorgelagerte Netzbereiche.

Wesentlich ist dabei, dass Windflauten oder Abschattungen zu einem raschen und oft schwer planbaren Rückgang der Erzeugung führen und die Situation oft sehr dynamisch zwischen „Verteilen“ und „Rückspeisen“ wechseln kann. Darüber hinaus wird es in den Ballungszentren und Städten infolge der E-Mobilität und sonstigen marktseitigen Flexibilitätsoptionen zu Lastverschiebungen kommen, die ihrerseits Netzaus- und -umbaumaßnahmen erforderlich machen könnten.

Diese Veränderungen führen zum Abrücken von einem auf eine statische Aufgabe ausgelegten eher passiven Netz hin zu einem beobachtbaren und steuerbaren und somit „intelligenten“ Netz. Anzustreben ist hierbei ein möglichst flexibles und gleichzeitig effizientes Netz. Ein im technischen Sinne effizientes Netz stellt eine höchstmögliche Flexibilität bei möglichst geringem Betriebsmitteleinsatz und somit mittelbar auch Kosten zur Verfügung. Die Flexibilität bezieht sich auf die Aufnahmefähigkeit für neue Erzeugungsanlagen bzw. eine sich ändernde Anlagenstruktur. Hinzu kommt in Zukunft auch eine veränderte Verbrauchsstruktur infolge einer stärkeren Durchdringung mit beispielsweise Elektromobilität, Micro-BHKW oder Wärmepumpen.

Aufgrund des raschen Zubaus der EE und ihrer fluktuierenden Einspeisung entstehen im Netz wechselnde Engpasssituationen, auf die der Netzbetreiber kurzfristig reagieren muss, um das System in einem stabilen Zustand zu halten. Dabei wirken im Hoch- und Höchstspannungsnetz im Wesentlichen die thermischen Übertragungsgrenzen der Leitungen, während in Mittel- und Niederspannungsnetzen in der Regel die zulässigen Spannungsgrenzen limitierend wirken. Bei der Beherrschung der Engpässe wird der Netzbetreiber durch dezentrale Mechanismen unterstützt wie beispielsweise den selbstregelnden Ortsnetztransformator⁶⁴ oder die Blindleistungseinspeisung der dezentralen Erzeuger nach im Wechselrichter hinterlegten Kennlinien. Oft reichen diese dezentralen Mechanismen allerdings nicht aus, um die zulässigen Grenzwerte einzuhalten. Dies muss der Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität zum einen beobachten, steuern und zum anderen bei Bedarf auch beheben können. Dazu kann er nicht nur auf seine eigenen Möglichkeiten vertrauen, sondern muss im Notfall auch in den Betrieb von Erzeugern und Verbrauchern eingreifen können.

⁶⁴ Der Ortsnetztransformator verbindet Mittel- und Niederspannungsnetze. Klassisch hat er ein festes Übersetzungsverhältnis und bestimmt damit das Spannungsniveau im Niederspannungsnetz; die Übersetzung wird üblicherweise so gewählt, dass die Spannung am Anfang des Abgangs im oberen Bereich liegt und über die Länge des Abgangs dann bis in den unteren Bereich abfällt. Speisen nun Erzeuger in den Angang ein, so wirken sie dem Spannungsabfall entgegen und erhöhen auch die Spannung am Anfang des Abgangs, so dass die Gefahr besteht, die zulässigen Spannungsgrenzen zu verletzen. Dieser Spannungserhöhung kann man mit einem veränderten Übersetzungsverhältnis begegnen, wobei die Einstellung nicht statisch sein darf, sondern dynamisch erfolgen muss, weil die Einspeisung und damit die Spannungserhöhung dargebotsabhängig sind. Deshalb werden selbstregelnde Ortsnetztransformatoren eingesetzt.

Somit erstreckt sich der erforderliche **Um- und Ausbau** der Verteilnetze unter anderem auf die folgenden Bereiche:

- Einbau von regelbaren Ortsnetztransformatoren zur Beherrschung bzw. Vermeidung von Spannungsbandverletzungen
- Einbau von Messungen zur Beobachtung von Spannung und Strom in den relevanten Abgängen
- Aufbau eines steuernden Durchgriffs auf (ausgewählte) Erzeuger und Verbraucher
- Aufbau eines Leitsystems zur Beobachtung des Netzes und zur zentralen Steuerung von Netzbetriebsmitteln und Netznutzern
- Aufbau von Möglichkeiten zur stärkeren Auslastung von Netzbetriebsmitteln wie z. B. dem Freileitungs-Monitoring und Auslastungs-Monitoring
- Umbau und/oder Ausbau des Netzes mit klassischem Leistungsbau.

Um- und Ausbau der Verteilnetze

Durch die Integration erneuerbarer Energien können sich direkte Rückwirkungen auf das Verteilnetz ergeben. Ein weiterer massiver Ausbau erneuerbarer Energien kann zu Netzengpässen, d. h. der Verletzung technischer Grenzwerte führen, falls die aktuelle bzw. entstehende Last- und Einspeisesituation bei der Netzauslegung so noch nicht berücksichtigt war. Relevante Größen bei Netzengpässen sind zulässige Spannungsgrenzen und die Strombelastbarkeit der Betriebsmittel (thermische Belastbarkeit).

Weil in der Hochspannung meist zuerst Engpässe durch thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel auftreten und sich in der Mittel- bzw. Niederspannung häufig zuerst Netzengpässe durch Erreichen und Überschreitung der Spannungsgrenzwerte ergeben, sind die Instrumente zum Umgang mit Netzengpässen im Hochspannungs- bzw. Mittel-/Niederspannungsnetz unterschiedlich.

Im **Hochspannungsnetz** werden die Systemzustände schon heute leittechnisch erfasst. Die Transformatoren sind regelbar und Spannungszustände können gesteuert werden. Netze waren allerdings in der Vergangenheit zur Deckung der Verbrauchslast ausgelegt. Dominierender Faktor mit Auswirkungen auf die Hochspannungsnetze ist derzeit die verstärkt auftretende Einspeisung von Windenergie. Die Standortwahl von Onshore-Windenergieanlagen (WEA) orientiert sich am Wind- und Flächenangebot, nicht jedoch an der Netzsituation, da der Netzbetreiber zum Anschluss verpflichtet ist. In Zukunft werden auch die übrigen erneuerbaren Energieanlagen sowie marktseitige Flexibilitätsoptionen wie Elektromobilität und Lastverlagerungen zu einer Mehrbelastung der Hochspannungsnetze nicht unerheblich beitragen. Die Errichtung von WEA erfolgt somit häufig in Regionen mit geringer entnahmeseitiger Lastdichte. In vielen Fällen führt dies dazu, dass die thermische Grenzleistung bei vielen Betriebsmitteln aufgrund stark ansteigender Stromflüsse erreicht ist.

Seit 2003 sind Maßnahmen des Einspeisemanagements als Übergangslösung (§ 11 EEG) möglich. Netzbetreiber sind zu einer unverzüglichen Netzoptimierung, -verstärkung oder zum Netzausbau verpflichtet (§ 9 EEG). Die Leistungsgrenze von 110-kV-Freileitungen wird bereits, wo möglich, durch temperaturabhängigen Leiterseilbetrieb zur witterungsabhängigen Erhöhung der Übertragungskapazität optimiert und weiter ausgereizt. Dazu sind bereits Investitionen in Mess-, Leit- und Schutztechnik erforderlich. Wenn diese beschriebenen Maßnahmen ausgeschöpft sind, sind zusätzliche Netzverstärkungen erforderlich. Wichtig ist dabei, dass sich kein linearer Zusammenhang zwischen Ausbau der erneuerbaren Energien und Netzausbau im 110-kV-Netz ergibt. Investitionen werden bei Erreichen von Schwellwerten erforderlich und können regional bzw. lokal sprunghaft stark ansteigen.

In den **Mittel- und Niederspannungsnetzen** treten Netzengpässe oft durch Überschreitung des zulässigen Spannungsbandes auf. Transformatoren an der Umspannung von der Hoch- zur Mittelspannung sind stufenweise regelbar. Der Radius des Versorgungsgebietes eines Umspannwerkes ist vom Spannungsband abhängig. Das Spannungsband ist durch den Spannungsabfall vom Einspeisepunkt zum sogenannten „Schlechtestpunkt“ gekennzeichnet. Das ist i. d. R. der Punkt, der die größte Entfernung zum Einspeisepunkt hat und bei dem gleichzeitig noch die zulässigen Spannungsqualitätskriterien nach EN50160 eingehalten werden. Durch zusätzliche dezentrale Einspeisungen verändern sich nun die Spannungen im Verteilnetz und die verfügbaren Spannungsbänder für die abnehmerseitig verursachten Spannungsfälle werden reduziert. Wird aber dieses für die Abnehmerseite verfügbare Spannungsband reduziert, verkleinert sich das versorgte Gebiet und es sind zusätzliche Umspannwerke zu errichten bzw. es ist sonstiger massiver Netzausbau durch Leitungsverstärkungen erforderlich.

Mögliche Maßnahmen zur Beseitigung der Engpässe ist der Einbau von regelbaren Ortsnetztransformatoren in der Umspannung von Mittel- zu Niederspannung. Diese erhöhen Freiheitsgrade für die Netzdimensionierung. Das bisherige 2-Prozent-Kriterium für das den Einspeisern zugebilligte Spannungsband könnte deutlich flexibler gehandhabt werden. Es stünden zusätzliche Kapazitäten zur Verfügung, ohne dass neue Leitungen gebraucht würden. Regelbare Ortsnetztransformatoren befinden sich derzeit in der Erprobung. Sie sind aber mit Mehrkosten gegenüber konventionellen Transformatoren verbunden, was in der anreizregulatorischen Praxis berücksichtigt werden muss.

Netzseitiges Last- und Einspeisemanagement auch im Verteilnetz sind weitere Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen. Dieser direkte Eingriff in den Betrieb von Verbrauchern und Erzeugern ist allerdings nur zulässig, wenn diese entweder zustimmen und der Eingriff vertraglich geregelt ist, oder wenn es sich um eine Notmaßnahme handelt, um den sicheren Betrieb aufrecht zu erhalten. Diese Steuerung setzt Investitionen in Mess- und IKT-Infrastruktur voraus, was wiederum in der anreizregulatorischen Praxis berücksichtigt werden muss.

Die genannten Investitionen betreffen zum einen innovative Flexibilisierungsmaßnahmen in den Verteilnetzen und zum anderen die Maßnahmen zur Steuerung von Erzeugern und notfalls auch Verbrauchern in Situationen mit Netzengpässen. In beiden Fällen sollten dezentrale selbstregelnde Lösungen bevorzugt werden, weil sie den Betriebsaufwand klein halten und zur Robustheit des Systems beitragen. Beispiele für solche Maßnahmen sind die auch in diesem Gutachten unterstellten Flexibilitätsoptionen

- optimierte Blindleistungsbereitstellung durch die Einspeiser
- regelbare Ortsnetztransformatoren
- automatische Abregelungen von Einspeisern.

Darüber hinaus müssen die Netzbetreiber die Situation in ihrem Netz beobachten und in Engpasssituationen auch steuernd eingreifen können. Hierzu sind geeignete Mess- und Steuereinrichtungen aufzubauen, was z. B. in Form von Smart Metern erfolgen kann.

Diese Infrastruktur könnte auch anderen Marktteilnehmern gegen Entgelt zur Verfügung gestellt werden, die darüber beispielsweise realisieren:

- Lastverlagerungspotentiale (Demand Side Management)
- Zusammenfassen einer Vielzahl von dezentralen Erzeugern zu „virtuellen Kraftwerken“
- Nutzung verschiedenster Speichermöglichkeiten – wie beispielsweise Kühlhäuser oder Elektrofahrzeuge – als „virtuelle Stromspeicher“
- bessere Koordination von Erzeugung und Verbrauch.

Unterstellt man einen vollständigen Ausbau der IKT, so würden sich nach einer Studie im Auftrag des VKU⁶⁵ bis 2030 Kosten für diesen Ausbau von mindestens sieben Milliarden Euro ergeben.

Für den Aufbau der IKT für ein Smart Grid sind Investitionen in Softwaresysteme (z. B. Systeme der Netzsteuerung wie SCADA oder Systeme der Energiewirtschaft wie ZFA und EDM), Hardwarekomponenten (z. B. elektronische Messeinrichtungen, Kommunikationstechnologie) und Aufwendungen für die damit im Zusammenhang stehende Datenübertragung erforderlich.

Diese Aufwendungen können über die bestehenden Möglichkeiten (z. B. Erweiterungsfaktor, Investitionsbudgets) nicht berücksichtigt werden. Dennoch stellen gerade diese Aufwendungen zukünftig eine nicht unerhebliche Größe dar.

Bei Investitionen in Netzkomponenten oder in die erforderliche Mess- und Kommunikationstechnik ist oftmals nicht unterscheidbar, ob es sich um Ersatz- oder Erweiterungsinvestitionen handelt. Dies gilt insbesondere auch für regelbare Ortsnetztransformatoren. Im Optimalfall orientieren sich die Investitionen an einer Zielnetzplanung, welche die Netzkonzeption und -dimensionierung an der Gesamtheit aller gegenwärtigen und absehbar zu erwartenden Entwicklungen ausrichtet. Das zukünftige Zielnetz berücksichtigt Komponenten der klassischen Versorgungsaufgabe und die Integration von EE. Die Netzkomponenten lassen sich dabei nicht eindeutig einer der beiden Aufgaben zuordnen.

Wie auch schon bei den Hochspannungsnetzen beschrieben, so sind auch in den Mittel- und Niederspannungsnetzen Investitionen erst bei Erreichen von Schwellwerten erforderlich (Sprunginvestitionen) und hängen stark von örtlichen Gegebenheiten ab. Es besteht kein auch nur näherungsweise linearer Zusammenhang zwischen der Anzahl oder Leistung der EE und den erforderlichen Investitionskosten. Erforderliche Investitionen in Schutz- und Leittechnik sowie Teilen der IKT-Infrastruktur sind durch erneuerbare Energien maßgeblich getrieben, dienen aber auch den anderen Versorgungsaufgaben im Verteilnetz.

Dies zeigt, dass die Netze durch die Integration der erneuerbaren Energien nicht nur punktuell erweitert, sondern auch strukturell und funktionell umgestaltet werden müssen. **Der Umbau des Energiesystems erfordert dementsprechend auch einen Umbau der Netze.** Somit sollte der Regulierungsrahmen so angepasst werden, dass die Netzbetreiber ausreichend Erlöse zur Verfügung haben, um die Umgestaltung der Netze zu bewältigen.

6.6.2 Investitionen im Rahmen der aktuellen Anreizregulierung

Aktueller Regulierungsrahmen

Zur Klärung der Frage, inwieweit das **bestehende Instrumentarium der Anreizregulierung** ausreichende Investitionsbedingungen bezüglich des anstehenden Netzbbaus schafft, wurde bisher für die Verteilnetzbereiche im Wesentlichen durch die Bundesnetzagentur der Erweiterungsfaktor sowie die Ausweitung des Instruments der Investitionsmaßnahmen auf das Hochspannungsnetz näher untersucht.

Der Erweiterungsfaktor dient dazu, dass die Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

⁶⁵ DNV KEMA Energy & Sustainability: Studie zur Ermittlung der IKT-bedingten Ausbaukosten für Verteilnetzbetreiber in einem Smart Grid, Juli 2012“

Ob eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe besteht, wird dabei über die folgenden Kennzahlen der Netze festgelegt: Gesamtanzahl der Anschlusspunkte, Fläche des Netzgebietes, Jahreshöchstlast. Außerdem muss die Änderung die Erheblichkeitsschwelle überschreiten; dies ist gegeben, wenn die jährlichen Gesamtkosten des Netzbetreibers (bereinigt um die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten) sich um mindestens 0,5 Prozent erhöhen.

Ansatzfähige Investitionen sind Erweiterungsinvestitionen. Sie beziehen sich auf die räumliche Erweiterung des Netzes und auf die Erhöhung der Transportkapazität. Sofern es sich um Ersatzinvestitionen handelt, sind diese derzeit nicht über den Erweiterungsfaktor abbildbar. Der Erweiterungsfaktor kann ein geeignetes Instrument sein zur Abbildung klassischer Erweiterungen der Versorgungsaufgabe. Dies ist in den heute vorhandenen Kriterien bereits angelegt.

Die mit der Energiewende verbundenen Investitionsanforderungen sollten jedoch noch einmal separat betrachtet werden. Hierzu gibt es bereits eine intensive Diskussion in der Branche. Es bleiben hierbei zwei grundsätzlich unterschiedliche Positionen bestehen:

- Auf der einen Seite ist die Bundesnetzagentur der Auffassung, der Erweiterungsfaktor sei (sogar) „mehr als auskömmlich“ und gewähre Netzbetreibern höhere Erlösobergrenzen, als es sich aus den tatsächlichen Kostenveränderungen für Erweiterungsmaßnahmen ergäbe. Lediglich in Einzelfällen käme es auch zu Unterdeckungen, die systembedingt aufgrund der Pauschalisierung des Instruments zwar nicht vermeidbar, jedoch hinnehmbar seien. Über die Zeitachse würde eine solche „Unwucht“ ausgeglichen.
- Diese Betrachtung ist jedoch nicht zielführend, da sich bereits systematische Fehler in der Anwendung des Erweiterungsfaktors finden, so dass dieser zwar für einzelne Netzbetreiber auskömmlich sein kann. Die Anpassung der Erlösobergrenze durch den Erweiterungsfaktor ist im Einzelfall jedoch bei weitem nicht ausreichend, um die erforderlichen Investitionskosten abdecken zu können. Insbesondere sind jedoch zahlreiche Investitionsvorhaben, vor allem solche, die mit der Integration erneuerbarer Energien in Zusammenhang stehen, überhaupt nicht bzw. völlig unzureichend von den Kriterien des Erweiterungsfaktors abgedeckt. Darüber hinaus wirkt der Erweiterungsfaktor mit einem Zeitverzug von bis zu 1,5 Jahren. Sofern die Erheblichkeitsschwelle noch nicht erreicht wird, kann der Zeitverzug sogar noch größer ausfallen (s. u.).

Aus Sicht der Gutachter ist der Erweiterungsfaktor nach Behebung des Zeitverzugs grundsätzlich geeignet, wie oben beschrieben „klassische“ Erweiterungen des Netzes abzubilden. Diese klassischen Netzerweiterungen werden regelmäßig auch in den Strukturparametern, die der Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV als Maßstab heranzieht, abgebildet, so dass diese weitgehend über den Erweiterungsfaktor abgedeckt werden können. Für die Gutachter stellt sich allerdings weniger die Frage, inwieweit der Erweiterungsfaktor in der Vergangenheit geeignet war, die „klassischen“ Netzerweiterungen systemgerecht abzubilden. Vielmehr sollte beleuchtet werden, ob die bestehenden Instrumentarien geeignet sind, die anstehenden Investitionen zum Umbau des Energiesystems zu bewältigen. Dabei ist daran zu erinnern, dass sich die erforderlichen Investitionen wie beschrieben wesentlich weniger in Netzaus- als in Netzausbaumaßnahmen vollziehen werden. Es wird nicht nur zu klassischen Erweiterungen und Verstärkungen der Netze kommen. Es ist vielmehr zu erwarten, dass die bestehenden Netze in ihrer Struktur verändert und modernisiert werden müssen.

Die **Grenzen des Erweiterungsfaktors** liegen darin begründet, dass dieser nur für Erweiterungen der Versorgungsaufgabe gewährt wird und sämtliche Umstrukturierungsmaßnahmen keine Berücksichtigung finden. Wie oben beschrieben, lassen sich aber Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen i.d.R. nicht trennen. Die aus einem Umbau der Netze resultierenden Kosten sind daher nicht ohne Weiteres über dieses Regulierungsinstrument abgedeckt.

Der Erweiterungsfaktor führt zudem zu einer linearen Anpassung der Erlöse in Abhängigkeit von der Veränderung der entsprechenden Parameter gegenüber dem Basisjahr. Somit sind die Höhe des Erweiterungsfaktors und der Kostenanfall durch Investitionen nicht direkt miteinander verknüpft. Insbesondere der beschriebene Charakter der Sprunginvestitionen kann nicht abgebildet werden. Zusätzlich bilden die derzeit angesetzten Parameter des Erweiterungsfaktors (Fläche des versorgten Gebietes, Anzahl der Anschlusspunkte in Stromversorgungsnetzen und der Ausspeisepunkte in Gasversorgungsnetzen und Jahreshöchstlast) zum Teil die aufgrund der Integration erneuerbarer Energien erforderlichen Investitionen nicht ab. Beispiele hierfür sind regelbare Transformatoren oder Steuerungs- und Regelungstechnik.

Nach Investitionen führt die Konstruktion des Erweiterungsfaktors zwangsläufig zu einem **Zeitverzug bei der Refinanzierung**. Der Netzbetreiber muss erst die Investition tätigen und auf der Basis von realisierten Werten Voraussetzungen nachweisen und kann dann bei entsprechend positiver Genehmigung die Erlöse im Folgejahr anpassen. Aufgrund der zusätzlichen Voraussetzung, dass eine Erheblichkeitsschwelle überschritten werden muss, führt dies dazu, dass die Erlöswirksamkeit im Optimalfall zwischen einem halben Jahr und eineinhalb Jahren nach erfolgter Investition gegeben ist. Solange die Erheblichkeitsschwelle noch nicht erreicht ist, können sich sogar deutlich längere Zeiträume bis zur Refinanzierung der Investition ergeben. Dieser Zeitverzug wirkt sich negativ auf die zu erzielende Rendite aus der Investition aus. Die regulatorisch zulässige Kapitalverzinsung kann nicht erreicht werden. Eine Auseinandersetzung mit dieser Argumentation und der resultierenden Renditeeffekte wurde bereits intensiv bei den Übertragungsnetzbetreibern im Zusammenhang mit den Investitionsbudgets bzw. Investitionsmaßnahmen geführt.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der Netzbetreiber im Verteilnetzbereich im gegenwärtigen Regulierungsregime keine hinreichenden Anreize hat, Investitionen vorzunehmen.

Nachfolgende Schaubilder verdeutlichen diesen Zusammenhang:

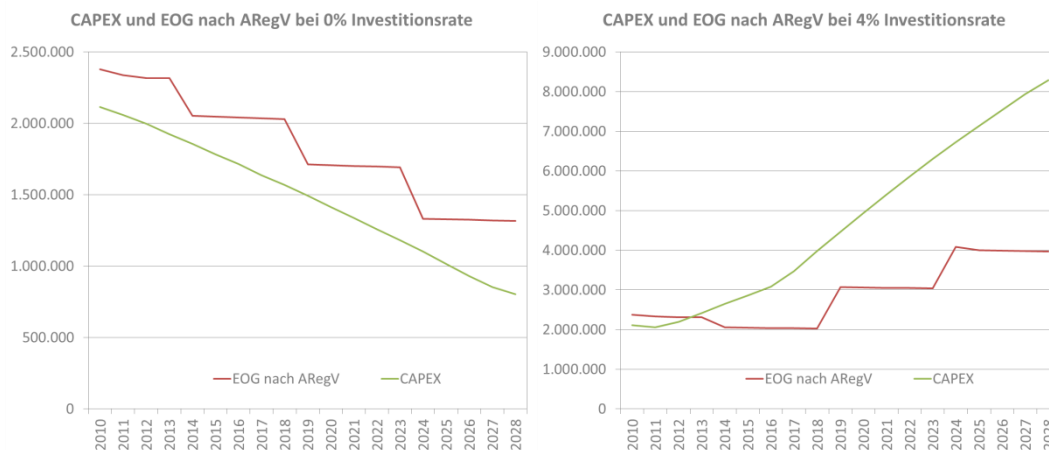


Abbildung 48: Gegenüberstellung von CAPEX (capital expenditure) und Erlösobergrenze (EOG) abhängig von der Investitionsrate

Dargestellt sind die Auswirkungen von Investitionen auf die regulatorisch zulässige Erlösobergrenze unter ansonsten konstanten Bedingungen sowie einem unterstellten Effizienzwert von 100 Prozent. Betriebskosten wurden in dieser Darstellung nicht aufgenommen und werden zunächst nicht betrachtet.

Effekte, die beispielsweise aus der Anwendung des Faktors für Produktivitätsfortschritt bzw. Inflationseffekte entsprechend der gegenwärtigen Regulierungsformel resultieren, sind dabei noch nicht berücksichtigt. Die im Regelfall niedrigere Effizienz wirkt sich bei Varianten negativ auf die Erlösobergrenze aus. In der ersten Fallkonstellation wird dabei als theoretischer Grenzfall unterstellt, dass keine Investitionen in das bestehende Netz erfolgen. Es zeigt sich, dass aufgrund der zeitlich verzögerten Anpassung der Erlösobergrenze die Erlöse aus Kapitalkosten stets über den tatsächlichen jährlichen Kapitalkosten liegen. Dieser theoretisch hergeleitete Effekt wird auch als Sockeleffekt bezeichnet.

In einem zweiten theoretischen Szenario hingegen wird unterstellt, dass eine jährliche Investition in Höhe von 4 Prozent bezogen auf den Tagesneuwert erfolgt. Es erfolgt hier somit ein Substanzaufbau, der vor dem Hintergrund der oben beschriebenen technischen Zusammenhänge plausibel ist. Hier zeigt sich, dass die Erlöse die tatsächlich anfallenden Kapitalkosten unterschreiten und selbst die zeitlich verzögerten Anpassungen zu Beginn der jeweils folgenden Regulierungsperiode nicht ausreichend sind, eine vollständige Deckung zu erzielen.

Ein weiteres wichtiges Kriterium zur Ausgestaltung des Regulierungsrahmens ist, dass im Vorfeld von Investitionen eine hinreichende Planungssicherheit bestehen muss. Solange ein Netzbetreiber aber keine Sicherheit hinsichtlich der Refinanzierbarkeit der Investitionen hat, bestehen nach wie vor Anreize, Investitionen zu unterlassen oder den Zubau erneuerbarer Energien zu begrenzen.

6.6.3 Weiterentwicklung der Anreizregulierung

Anforderungen an die Weiterentwicklung der Anreizregulierung

Der Umbau des Energiesystems darf durch die Rahmenbedingungen in Bezug auf Investitionen innerhalb der Regulierung nicht gefährdet sein oder werden. Die Regulierungsbedingungen sollten so ausgestaltet sein, dass Anreize zu Investitionen gegeben werden. Aufgrund der Langfristigkeit der erforderlichen Investitionen und des damit verbundenen Kapitalbedarfs sind sichere und verlässliche Rahmenbedingungen erforderlich, um ein für Investitionen freundlicheres Klima zu erhalten. Die administrativen Anforderungen sollen zudem für alle Beteiligten (Regulierungsbehörden und Netzbetreiber) leistbar sein.

Bezüglich einer konkreten Ausgestaltung der Bedingungen ist sehr wichtig, dass die Refinanzierungssicherheit im Vorfeld der Investition in ausreichendem Maße vorhersehbar sein muss, damit Investitionen erfolgen können und der Ausbau erneuerbarer Energien nicht behindert wird. Der Zusammenhang zwischen Kostenanfall und Erlösen muss sichergestellt sein. Mit jeder Investition geht der Investor eine Kapitalbindung über die kalkulatorische Nutzungsdauer ein, d. h. seine Kapitalkosten aus dieser Investition sind im Wesentlichen fixiert.

Wenn die Investitionen der Sache nach erforderlich und die Höhe der Investitionskosten sachgerecht ist bzw. unter den gegebenen Rahmenbedingungen kostenoptimiert erfolgt ist, können nachträgliche Effizienzsteigerungen bzw. Produktivitätsfortschritte also den entsprechenden Teil der Kapitalkosten nicht mehr reduzieren. Damit dürfen Kapitalkosten aus (effizient) getätigten Investitionen nicht über die Anwendung der Regulierungsformel nachträglich angepasst bzw. in ein mögliches Absenken der Erlösobergrenze einbezogen werden.

Vorschläge für die Weiterentwicklung der Anreizregulierung

Grundsätzlich soll der Mechanismus der Anreizregulierung als erprobtes Element des Marktdesigns erhalten bleiben. Allerdings müssen die beschriebenen Nachteile beseitigt werden, damit insbesondere in den Verteilnetzen die für die Energiewende erforderlichen Investitionen in den Netzum- und -ausbau erfolgen können.

Mit den Investitionsmaßnahmen wurden Lösungen für die Sicherung der Refinanzierung von Investitionen bereits für die Höchstspannungsnetze umgesetzt. Gegenwärtig wird eine Ausweitung auf die Hochspannungsnetze diskutiert. Diese Maßnahmen sind allerdings für die Anwendung in den Mittel- und Niederspannungsnetzen nur eingeschränkt tauglich. Der hohe administrative Aufwand für die Beantragung der Investitionsmaßnahmen (genaue technische Beschreibung, Begründung der Erforderlichkeit etc.) ist weder für die Verteilnetzbetreiber noch für die Regulierungsbehörde tragbar. Zusätzlich würde die heute verwendete Erheblichkeitsschwelle dazu führen, dass regional oder gar nur lokal (wie z. B. ein regelbarer Ortsnetztransformator) erforderliche Investitionen nicht erfasst werden und damit auch nicht vorgenommen werden, obwohl sie für die Aufnahme der dezentralen erneuerbaren Erzeugung erforderlich sind. Gleiches gilt für die Investition in intelligente Netze, die die Beobachtung der aktuellen Lastflusssituation erlauben und steuernde Eingriffe ermöglichen, wenn kritische Zustände erreicht werden. Solche Investitionen werden ebenfalls Schritt für Schritt erfolgen und würden somit unter die Erheblichkeitsschwelle fallen.

Mit einer entsprechenden Weiterentwicklung können die **Investitionsmaßnahmen** auch im Bereich der Mittel- und Niederspannungsnetze sinnvoll angewendet werden. Für den Ausbau der Mittel- und Niederspannungsnetze ist eine Vielzahl von Einzelmaßnahmen erforderlich. Hier sind vorrangig regelbare Ortsnetztransformatoren, Mess- und Steuereinrichtungen und Netzverstärkungen zu nennen. Damit diese Vielzahl von Maßnahmen im Rahmen der Regulierung handhabbar werden, muss der administrative Aufwand reduziert werden.

Eine Anpassungsoption besteht darin, **Maßnahmencluster** zu definieren, bei denen Beantragung und Genehmigung ein formaler Prozess ist, wenn bestimmte Kriterien erfüllt sind. Solche Cluster können z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren einer bestimmten Baugröße sein; die zugehörigen Kriterien können analog zum Erweiterungsfaktor bestimmte Netzkennzahlen sein. Die sinnvolle konkrete Ausgestaltung der Maßnahmencluster und der zugehörigen Voraussetzungen muss in weiteren Untersuchungen erarbeitet werden.

Die Maßnahmencluster sollten ergänzend zu den bisher bekannten Regulierungsinstrumenten (inkl. Erweiterungsfaktor für „klassische“ Netzerweiterungen) eingeführt werden. Die notwendige Abgrenzung der Investitionsanlässe sowie die Abgrenzung von Ersatz- und Umbau- bzw. Erweiterungsinvestitionen birgt ein erhebliches Streitpotential. Das Instrument des Maßnahmenclusters muss daher im Detail sehr sorgfältig ausgestaltet werden, was insbesondere für die Trennschärfe der Kriterien gilt, nach denen eine Maßnahme in das Maßnahmencluster fällt. Hierbei ist insbesondere zu prüfen, inwieweit eine Abgrenzbarkeit vom Ersatzinvestitionen und Umbau- bzw. Erweiterungsinvestitionen gemäß des Maßnahmenclusters mit vertretbarem Aufwand und ausreichender Genauigkeit möglich ist. Sollte sich im Zuge der Ausgestaltung der Maßnahmencluster herausstellen, dass diese Abgrenzbarkeit nicht zufriedenstellend erreichbar ist, sind andere regulatorische Instrumente erneut zu prüfen.

Zusätzlich ist auch die **Erheblichkeitsschwelle** anzupassen. Im Vergleich zu den Gesamtkosten des Netzes übersteigt die Summe der erforderlichen Investitionsmaßnahmen die heutige Erheblichkeitsschwelle zwar deutlich, aber für eine einzelne Maßnahme gilt dies bei weitem nicht. Deshalb schlagen die Gutachter vor, die Erheblichkeitsschwelle als eigenständiges Kriterium für Mittel- und Niederspannungsnetze fallen zu lassen, weil sie

implizit in den Kriterien eines genehmigungsfähigen Maßnahmenclusters berücksichtigt sind. Betrachtet man beispielsweise den Einbau eines regelbaren Ortsnetztransformators, so wird er erst erforderlich, wenn die dezentrale Erzeugung einen gewissen Anteil am Verbrauch übersteigt. Dann ist die Maßnahme sinnvoll und auch effizient, weil sie z. B. günstiger ist als der konventionelle Netzausbau.

Für sinnvolle und effiziente Investitionen, wie sie über die Maßnahmencluster definiert werden, sind weitere Punkte zu beachten:

- Aus einer solchen Investition entstehen erhöhte Betriebsaufwendungen, die über eine entsprechende zusätzliche Betriebskostenpauschale berücksichtigt werden können. Diese Pauschale sollte zusammen mit den Clustern definiert und genehmigt werden.
- Nach der Investition können die Kapitalkosten nicht mehr beeinflusst werden. Deshalb sollte für diesen Kostenanteil kein Absenken der Erlösobergrenze erfolgen; dies ist sachgerecht, weil für eine energiewirtschaftlich rationelle Maßnahme keine Effizienz- bzw. Produktivitätssteigerung mehr möglich ist.
- Damit die erforderlichen Investitionen möglichst rasch getätigt werden, sollten sie bereits im Jahr der Investition erlöswirksam werden. Dazu können sie über Plankosten berücksichtigt werden. Nach erfolgter Investition, spätestens jedoch bei der nächsten Kostenprüfung, werden die Plankosten mit den Ist-Kosten verglichen; eine eventuelle Differenz kann über das Regulierungskonto ausgeglichen werden. Sollte der Ansatz von Plankosten mit nachträglichem Ist-Kostenabgleich zu hohe Transaktionskosten verursachen bzw. zu aufwendig sein, so ist auch eine Abrechnung auf Ist-Kostenbasis möglich, wenn sichergestellt wird, dass die sich aus dem zwangsläufig entstehenden Zeitverzug ergebenden wirtschaftlichen Zinseffekte nachträglich (z. B. über das Regulierungskonto) ausgeglichen werden.

Der beschriebene Vorschlag stellt sicher, dass die heutigen Regulierungsmechanismen weitgehend beibehalten werden können und keine fundamentale Anpassung erfolgen muss, gleichzeitig jedoch hinreichende Anreize zur Umsetzung der erforderlichen Investitionen bestehen.

Die beschriebenen Veränderungen der Berücksichtigung von Investitionen bei der Ermittlung der Erlösobergrenze gelten nur für Maßnahmen, die in die jeweiligen Maßnahmencluster fallen. Alle anderen Kostenbestandteile fließen über die bekannten Mechanismen der Anreizregulierung in die Erlösobergrenze ein. Damit wirkt die Einführung der Investitionscluster wie eine Mischung von der bisherigen Anreizregulierung und einer vollständigen Vergütung aller Kapitalkosten (s. Abbildung 49).

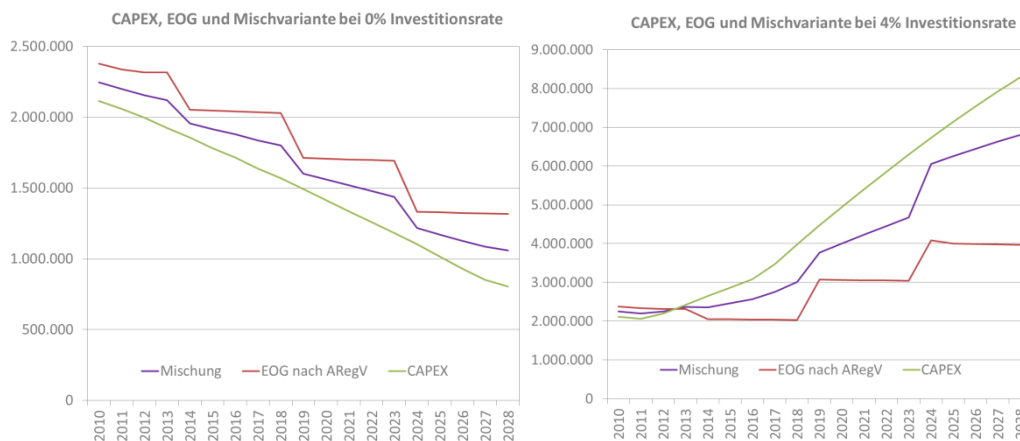


Abbildung 49: CAPEX (capital expenditure) und Erlösobergrenze (EOG) mit Investitionsclustern

Priorität der Weiterentwicklung und Vorschlag zur Gestaltung des Übergangs

Da die Energiewende und der Ausbau der erneuerbaren Energien in vielen Netzen bereits heute Netzum- bzw. -ausbau und Investitionen in erheblichem Umfang verursacht haben, ist die Deckung der Kapitalkosten oftmals nicht gegeben. Aber – wie oben geschildert – erfordert die Energiewende den weiteren Aus- und Umbau der Netze.

Deshalb sollte die Weiterentwicklung der Anreizregulierung im obigen Sinne kurzfristig mit hoher Priorität vorangetrieben werden. Eine spezielle Übergangsregelung erscheint nicht erforderlich zu sein. Aus Sicht der Gutachter ist dies eine sehr wichtige Maßnahme zur Weiterentwicklung des Marktdesigns, da ohne Netzum- und -ausbau die erneuerbaren Energien nicht im gewünschten Umfang aufgenommen werden können.

6.6.4 Zusammenfassung des vorgeschlagenen Regulierungsrahmens

Mit der Einführung der vorgeschlagenen Anpassungen am Regulierungsrahmen ergeben sich die folgenden Auswirkungen in den Wertschöpfungsstufen:

- Innovative Investitionen reichen den Netzbetreiber nicht zum Nachteil. Solange die Investitionen in einem der definierten Maßnahmencluster enthalten sind, können sie einfach beantragt werden und haben keine negativen Auswirkungen auf die Erlösobergrenze. Insbesondere entsteht kein Zeitverzug zwischen Investition und Mittelrückfluss.
- Durch innovative Investitionen erhöhen sich die Netzentgelte für die Netznutzer. Dem steht der Vorzug eines Netzes gegenüber, das den Transportaufgaben gerecht wird und so den erforderlichen Redispatch reduziert, dessen Kosten auf die Netzentgelte umgelegt werden. Da der Redispatch deutlich teurer ist als der Netzausbau, führt der Netzausbau in Summe zu sinkenden Netzentgelten.

6.6.5 Übergang aus dem Status quo

Da die Energiewende und der Ausbau der erneuerbaren Energien in vielen Netzen bereits heute Netzum- und -ausbau und Investitionen in erheblichem Umfang verursacht haben, ist bei den betroffenen Netzbetreibern die Deckung der Kapitalkosten oftmals nicht gegeben. Dennoch müssen sie infolge des Ausbaus der Erneuerbaren weiter in den Netzum- und -ausbau investieren. Deshalb sollte die Lücke zwischen dem um- und ausbaubedingten Netzkostenanstieg und der Erlösobergrenze kurzfristig geschlossen werden.

Dazu schlagen die Gutachter die Definition von Maßnahmenclustern vor; jede Investition, welche die Kriterien eines Clusters erfüllt, wird als effizient anerkannt, so dass die Kosten unmittelbar in die Erlösobergrenzen einfließen. Diese Weiterentwicklung der Anreizregulierung sollte mit hoher Priorität vorangetrieben werden.

Der neue Mechanismus wird auf alle neuen Investitionen angewendet. Eine weitere Übergangsregelung erscheint aus Sicht der Gutachter nicht erforderlich. Allerdings sollte für Netzbetreiber, die bereits in den Ausbau der Netze investiert haben, die Möglichkeit bestehen, auch nachträglich in die entsprechenden Cluster aufgenommen zu werden, wenn die Investitionen die Kriterien erfüllen. In diesem Fall würden die noch wirkenden Kapitalkosten bei der Ermittlung der Erlösobergrenze berücksichtigt.

6.6.6 Netzentgeltsystematik

Die Investitions- und Betriebskosten der Netzbetreiber können im Rahmen der Anreizregulierung nach definierten Regeln auf die Netznutzer umgelegt werden. Für ein vollständiges Design des Energiemarktes müsste auch diese Systematik beleuchtet werden, um zielgerichtete Anreize für die Netznutzer bei der Ansiedlungsentscheidung und im Betrieb zu setzen.

Allerdings ist der Netzausbau die kostengünstigste Option zur Aufnahme der Erneuerbaren (s. Abschnitt 4.7), so dass die Netzentgelte allenfalls eine relativ schwache Wirkung auf die Investitionsentscheidung haben dürfen. Demgegenüber beeinflussen die Standortbedingungen (Dargebot an Erneuerbaren, Transportkosten für Brennstoffe etc.) und die neu gestalteten wettbewerblichen Marktdesignelemente (insbesondere die ggf. regional ausgeprägten Auktionen der erneuerbaren Erzeugung) die Ansiedlungsentscheidung der Erzeuger stark.

Vor diesem Hintergrund sollte zunächst beobachtet werden, welche Wirkung das neue Marktdesign auf die Allokationsentscheidung der Netznutzer hat. Mit diesen Erkenntnissen kann dann die Netzentgeltsystematik zu einem späteren Zeitpunkt weiterentwickelt werden

7 Handlungsoptionen für kommunale EVU in einem integrierten Energiemarktdesign

Das nachfolgende Kapitel fasst wesentliche Handlungsoptionen der Energieversorger auf dem Weg zu einem integrierten Energiemarktdesign zusammen. Dabei wird insbesondere auf die zukünftige Rolle von kommunalen EVU, Stadtwerken und Regionalversorgern eingegangen, die in allen Elementen des iEMD und über die gesamte Wertschöpfungskette zukünftig Chancen wahrnehmen können.

7.1 Wirkungsweise des iEMD aus Perspektive der Marktakteure im Erzeugungssegment

In der Beurteilung des iEMD gilt es zu berücksichtigen, dass die einzelnen Marktdesignelemente additiv auf die Marktakteure wirken bzw. von ihnen genutzt werden. Es erfolgt in diesem Zusammenhang also eine gewünschte Integration der Marktdesignelemente durch ihre Wirkungen. Die Überlagerung der Anreize der Marktdesignelemente führt dazu, dass die Marktteilnehmer die verschiedenen Anreize in ihrem Optimierungskalkül abwägen und ausbalancieren. Da die Anreizmechanismen möglichst verursachungsgerecht ausgeführt werden, steht das betriebswirtschaftliche Optimierungsverhalten der Marktakteure im Einklang mit den gesellschaftlichen Zielen, insbesondere in Hinsicht auf Kosteneffizienz.

In der integrierten Wirkung seiner einzelnen Marktdesignelemente zielt das iEMD auf eine Vollkostendeckung der energiewirtschaftlich effizienten Technologien im Wettbewerb ab. Das bisherige grenzkostenbasierte Marktdesign (der konventionellen Erzeugung) wird ergänzt um kapazitätsorientierte Marktsegmente (Leistungsmarkt und EE-Auktion), in denen die Fixkosten der Marktteilnehmer im Wettbewerb direkt marktpreiswirksam werden können. Die leistungsbasierten Erlöse werden dabei jeweils wettbewerbslich determiniert, es handelt sich beim iEMD daher um eine wettbewerbsliche Vollkostendeckung, die zu unterscheiden ist von einer „bedarfsorientierten“ Förderung. Durch die zusätzlichen leistungsbasierten Erlöse nähert sich die Erlösstruktur der Kostenstruktur der Marktteilnehmer an, was aus Sicht von Investoren grundsätzlich wünschenswert ist. Durch den Leistungsmarkt wird die in Zukunft immer wichtiger werdende Kostenkomponente der Fixkosten zur Vorhaltung von Leistung preiswirksam und es wird ein Wettbewerb um die kosteneffiziente Bereitstellung ebendieser ausgelöst.

Nachfolgende Abbildung 50 illustriert schematisch die Interdependenzen zwischen den Marktplätzen. Diese sollen im Folgenden an einem Beispiel kurz erläutert werden.





	EOM als zentraler Marktplatz	Leistungsmarkt flankierend	EE-Förderung wo notwendig
	Strom	Erzeugungssicherheit	EE-Kapazitätsprämie
Thermische Erzeugung 	++	++	
Dargebotsunabhängige EE 	+	+	+
Dargebotsabhängige EE 	+		++
Speicher 	++	+	

Abbildung 50: Erlöswirkung der Marktdesignelemente auf die Marktakteure

Beispiel zur Erläuterung der Abbildung:

- Eine nicht dargebotsabhängige Anlage zur regenerativen Stromerzeugung (zweite Zeile in obiger Abbildung 50) kann Erlöse am EOM und am Leistungsmarkt erzielen. Als Basis einer Investitionsentscheidung muss ein EE-Investor in der Projektierungsphase diese Markterlöse antizipieren. Die Anlage hätte, neben den Kosten für Brennstoffe und Anlagentechnik, in Abhängigkeit der Region und der Netzebene zusätzliche Kosten durch die Netzentgelte. Auch diese Kosten muss das Projekt als Basis einer Investitionsentscheidung antizipieren. Auf Basis dieser Annahmen konzipiert der Investor für das EE-Projekt ein Gebot in die EE-Kapazitätsauktion. In dieser Auktion werden im Wettbewerb die Projekte bezuschlagt, welche die höchsten Gewinne am EOM und Leistungsmarkt aufweisen und/oder die niedrigsten Kosten haben, also auch niedrige Netzentgelte. Es werden also tendenziell effiziente Projekte bezuschlagt, die einen hohen energiewirtschaftlichen Beitrag leisten (beispielsweise durch eine höhere Flexibilität und dadurch höhere Markterlöse) und/oder niedrige Kosten haben (beispielsweise durch eine niedrige Netzbelastung).
- In der EE-Auktion bildet sich sodann ein Marktpreis, der die Differenzkosten des bezuschlagten Wettbewerbsfeldes widerspiegelt.
 - Wenn alle Projekte, die in die EE-Kapazitätsauktion bieten, eine vergleichbare Kostenkomponente aufweisen, beispielsweise für Netzentgelte, so werden diese Kosten in den in der Auktion ermittelten Marktpreis einfließen (sie werden „eingepreist“).
 - Wenn alle Projekte eine vergleichbare Erlöskomponente aufweisen, z. B. durch den Verkauf von Leistungszertifikaten, so werden diese Erlöse die notwendige Förderhöhe und den in der Auktion ermittelten Marktpreis absenken.

Das Beispiel verdeutlicht, dass die Marktdesignelemente erst in ihrem Zusammenwirken eine wettbewerbliche Vollkostendeckung ermöglichen. Kosten des gesamten Wettbewerbsfeldes werden auf den anderen Märkten eingepreist und dadurch kompensiert.

Sie belasten die einzelnen Anbieter also nur indirekt. Kosten- und Erlösunterschiede führen jedoch zu einer Differenzierung der Anbieter. Dies steigert die Kosteneffizienz und ist volkswirtschaftlich sinnvoll. Es handelt sich also nicht um eine reine Verteilungsfrage („Nullsummenspiel“). Denn die primär verursachungsgerechte Verortung der Kosten bei den Marktakteuren führt dazu, dass diese in effizienten Anreizstrukturen agieren, so dass gesamtsystematisch eine energiewirtschaftlich effiziente Allokation erreicht wird.

7.2 Strom- und Leistungsmarkt

Die vorgeschlagene Einführung eines Leistungsmarktes in Ergänzung des EOM schafft für EVU eine zusätzliche Erlösquelle, verändert jedoch auch die Bewertung von Investitionen und führt zu neuen Anforderungen über die gesamte Wertschöpfungskette. Nachfolgende Abbildung fasst die wesentlichen Effekte aus Sicht der Marktteilnehmer zusammen.



Abbildung 51: Auswirkungen des vorgeschlagenen Strom- und Leistungsmarktes über die Wertschöpfungskette

Erzeugung

Auf der Erzeugungsstufe wirkt der einzuführende Leistungsmarkt risikodämpfend durch die Einführung einer längerfristig planbaren Erlösquelle für gesicherte Leistung. Die Veräußerung von Leistungszertifikaten für Anbieter gesicherter Leistung stellt zusätzlich zum Stromverkauf am EOM eine Erlösquelle dar. Dies ist insbesondere relevant für Investoren in Spitzenlastkraftwerke wie z. B. Gasturbinen. Die Modellberechnungen zeigen, dass diese flexiblen Erzeugungsarten zukünftig in systemrelevanten Größenordnungen notwendig werden. Damit entwickelt sich die Leistungsvorhaltung zukünftig zum „Systemkostenträger“. Der Leistungsmarkt sorgt dafür, dass für die Marktteilnehmer in der Erzeugungsstufe die entsprechenden wirtschaftlichen Anreize entstehen, entsprechend zu investieren.

Damit wird die Vollkostendeckung der vom System benötigten Kraftwerke im Wettbewerb ermöglicht und es entstehen effiziente Anreize zur Maximierung der Bereitstellung gesicherter Leistung. In diesem Rahmen existieren für Stadtwerke auch in Zukunft starke Anreize, sich in der Strom- und Wärmeerzeugung zu engagieren, Bestandskraftwerke marktorientiert weiter zu betreiben und vor allem auch in größerem Umfang neue Investitionen zu tätigen.

Die rückläufige Bedeutung von klassischen Großkraftwerken und der Aufbau eines flexiblen Portfolios an überwiegend gasgefeuerten Erzeugungsanlagen stellen Herausforderungen dar, die insbesondere die kommunale Energiewirtschaft leisten kann und davon auch profitieren wird. So können mit Bestandskraftwerken, z. B. KWK-Kraftwerken mit hoher Verfügbarkeit, Zusatzerlöse über die Bereitstellung gesicherter Leistung generiert werden. Weiterhin bieten sich – ggf. an bereits erschlossenen Kraftwerksstandorten – Optionen für Neuinvestitionen in die vom Energiesystem zukünftig benötigten flexiblen Erzeugungsanlagen.

Der Leistungsmarkt bietet gegenüber alternativen „zentralen“ Kapazitätsmärkten Vorteile für dezentral aufgestellte Marktakteure. Diese können die dezentral im Markt stehenden Flexibilitätspotenziale adressieren, heben und Wertschöpfung erzielen. Der Leistungsmarkt belässt Risiken auf der Erzeugungsstufe. Diese werden ggf. in Form von Risikoprämien abgegolten und bieten Margenpotenzial.

Handel und Strukturierung

Die vorgeschlagene Ausgestaltung des Leistungsmarktes unter starkem Einbezug der Nachfrageseite führt dazu, dass der Markt entscheidet, welche Kapazitäten benötigt werden. Neben dem Stromhandel entsteht damit ein Handelsmarkt für Leistungszertifikate. Leistung wird zu einer „Commodity“, einem handelbaren Gut, das zwischen den Anbietern gesicherter Leistung und den Nachfragern (Strombeschaffer und Vertriebe) marktwirtschaftlich ausgetauscht wird. Für die Marktteilnehmer eröffnet diese Systematik neue Geschäftsmodelle gegenüber einem „durchregulierten“ Modell.

So entstehen neue Marktrollen für die Strukturierung, Poolung und Absicherung von Anbietern und Nachfragern im Leistungsmarkt. Dies gilt einerseits kurzfristig für die Portfoliobewirtschaftung im Strom- und Leistungsmarkt, aber auch langfristig. Es entwickelt sich ein (Termin-)Markt zum Zweck der Risikotragung, z. B. in Form von Counterparts, die eine Risikotransformation realisieren. Die genannten Rollen werden sich im Rahmen der marktlichen Organisation des Leistungsmarktes entwickeln; sie können auch von der kommunalen Energiewirtschaft geleistet werden und bieten neue Margenpotenziale.

Vertrieb

Vertriebe prognostizieren und strukturieren im vorgeschlagenen Modell den Leistungsbedarf ihrer Kunden und agieren als Nachfrager nach Leistungszertifikaten. Die Rolle des Vertriebs wird durch die Option der kontinuierlichen Bewirtschaftung und Optimierung des Strom- und Leistungsportfolios stark aufgewertet. Solange sich Kosten für die Leistungsvorhaltung im Wettbewerb der Vertriebe in differenzierte Endkundenprodukte wälzen lassen (wovon grundsätzlich auszugehen ist), besteht für die Vertriebe ein Margenpotenzial durch die Entwicklung maßgeschneiderter Produktkombinationen für ihre Kunden. Die Produktgestaltung ist dabei frei zwischen Vertrieben und Verbrauchern; Produktinnovationen werden angereizt.

Die funktionale Aufwertung des Vertriebes (in Zusammenarbeit insbesondere mit dem Handel) impliziert neues Margenpotenzial.

Verbraucher

Für eine Flexibilisierung von Verbrauchern sind grundsätzlich die technischen Vorrichtungen zur Leistungsmessung und -Reduktion zu installieren. Nur dann kann von einer Vollversorgung mit Leistung abgesehen werden.

Dies führt dazu, dass nicht nur auf Ebene der Geschäftsmodelle, sondern auch in Bezug auf technische Lösungen (z. B. Smart Metering, steuerbare Geräte und gepoolte Optimierung von

Lasten/Erzeugern in virtuellen Kraftwerken) Innovationen angereizt und realisiert werden. So entstehen technische Flexibilität und neue Endkundenprodukte.⁶⁶

Die kommunale Energiewirtschaft hat gerade in Bezug auf die zukünftige Erschließung dezentraler Potenziale für Lastflexibilität beste Voraussetzungen: kommunale Stromvertriebe kennen die technischen Voraussetzungen und wirtschaftlichen Ansprüche ihrer Kunden sehr genau. Sie sind daher in der Lage, entsprechende Produkte zu entwickeln, die die beschriebenen Potenziale heben.

Der Leistungsmarkt bewirtschaftet und optimiert das Produkt Leistung integriert über die ganze Wertschöpfungskette. Die Innovationskräfte des Marktes führen perspektivisch zu einer intelligenten und effizienten Kombination an Maßnahmen zur Koordination der Leistungsvorhaltung. Die hierdurch entstehenden Kostenvorteile kommen perspektivisch auch den Endkunden zu Gute.

7.3 Erneuerbare Energien

Die vorgeschlagene Förderung der EE stellt sicher, dass die geplanten Ausbauziele erreicht werden, jedoch zukünftig für die Politik sehr viel besser steuerbar und für die Marktakteure besser antizipierbar sind. Nachfolgende Abbildung fasst die wesentlichen Effekte der vorgeschlagenen Umstellung in der EE-Wertschöpfungskette zusammen.

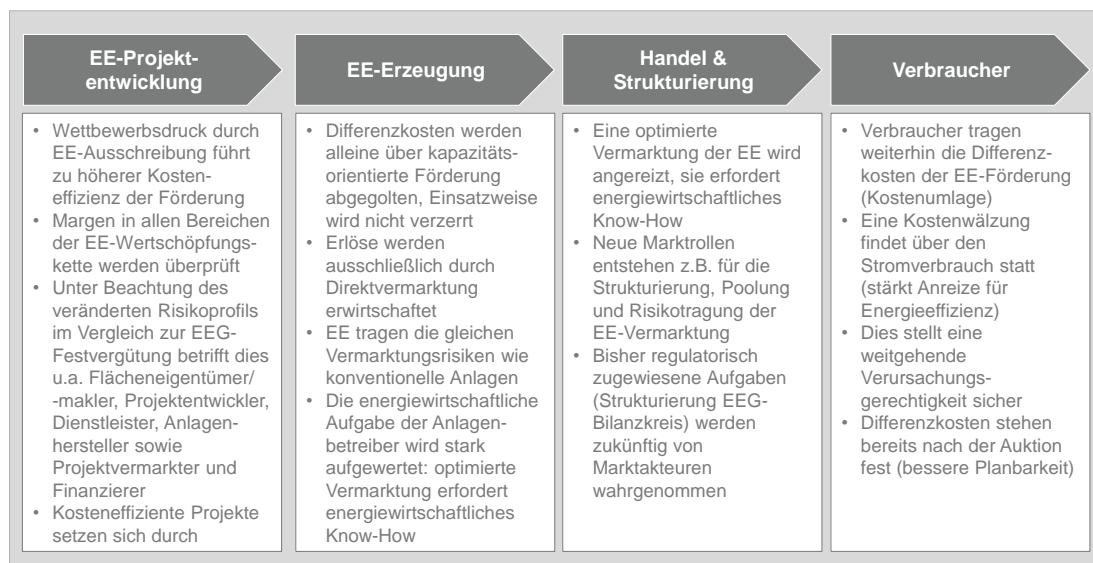


Abbildung 52: Auswirkungen des vorgeschlagenen EE-Fördermechanismus über die EE-Wertschöpfungskette

Außerhalb der direkten EE-Wertschöpfungskette ist der wachsende Anteil der EE im Strommarkt für Energieversorger jedoch aus mehreren Perspektiven relevant: direkt als wachsendes Feld für Investitionen sowie indirekt über seinen Einfluss auf die konventionelle Erzeugung und die Energienetze. In allen drei Bereichen sind kommunale Energieversorger als EE-Anlagenbetreiber, Betreiber konventioneller Kraftwerke, Netzbetreiber und Netznutzer direkt und indirekt involviert.

⁶⁶Die dafür notwendigen Innovationen und Investitionen im Bereich der Kommunikationstechnologie und Gerätetechnik für ein intelligentes Messen und Steuern von Lasten, Erzeugern und netzseitiger Infrastruktur sind u. a. im Rahmen zweier Studien des VKU beschrieben worden (vgl. KEMA 2012 und Klafka & Hinz, 2009)

EE-Projektentwicklung

Die vorgeschlagene Auktion von Vergütungsrechten steigert den Wettbewerbsdruck und führt zu einer höheren Kosteneffizienz der Förderung. Das bedeutet, dass im Wettbewerb um eine Förderung die Margen in allen Bereichen der EE-Wertschöpfungskette überprüft werden. Unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten ist davon auszugehen, dass dieses Vorgehen effizient ist und zu einer Optimierung der Systemkosten führt. Betrachtet man alleine die Investorenseite, so werden Margen hier abgeschmolzen – unter Berücksichtigung der risikoadjustierten Verzinsungsansprüche der Investoren, die sich in der EE-Auktion artikulieren. Unter Beachtung des veränderten Risikoprofils im Vergleich zur EEG-Festvergütung werden demnach Flächeneigentümer und -makler, Projektentwickler, Dienstleister, Anlagenhersteller sowie Projektvermarkter und Finanzierer ggf. Margenreduktionen realisieren müssen. Kosteneffiziente Projekte setzen sich durch. Nichtsdestotrotz sind weiterhin Investoren gefragt, die EE-Projekte entwickeln, umsetzen und betreiben und damit die EE-Ausbauziele auf Basis ihrer wirtschaftlichen Entscheidungen realisieren. Auch hierfür können kommunale Energieversorger mit ihrer Kenntnis der Potenziale und energiewirtschaftlichen Strukturen vor Ort in Zukunft eine zunehmend bedeutende Rolle spielen.

EE-Erzeugung

Die EE-Differenzkosten werden zukünftig alleine über eine kapazitätsorientierte Förderung abgegolten. Dies ermöglicht ein Maximum an Marktintegration, da die Einsatzweise der EE-Anlagen im Strommarkt nicht verzerrt wird. Aus Sicht der Betreiber von konventionellen Anlagen ist ein solches „level-playing-field“ im EOM wünschenswert. Da EE-Erlöse (neben der Förderung in €/MW) ausschließlich durch Direktvermarktung erwirtschaftet werden, tragen EE-Anlagen die gleichen Vermarktungsrisiken wie konventionelle Anlagen. Dies bedeutet, dass die energiewirtschaftlichen Anforderungen an die Anlagenbetreiber stark aufgewertet werden.

Auch für Investitionsentscheidungen im EE-Bereich wird es damit zukünftig unerlässlich sein, dass der Investor eine fundierte Einschätzung der Marktentwicklung über längere Zeiträume hat. Nur so kann investorenseitig bewertet werden, welche Erlöse aus der Direktvermarktung erwartbar sind und welcher Förderbedarf ergänzend notwendig ist. Eine solche Unsicherheit auf der Erlösseite ist in der klassischen Energiewirtschaft ein bekanntes Phänomen, für das in Form von Prognoseinstrumenten, Szenario- und Sensitivitätsbetrachtungen sowie diversen Ansätzen zur Risikoabwägung etablierte Bewertungsmethodiken bestehen. Viele Energieversorgungsunternehmen nutzen damit bereits heute das notwendige Instrumentarium für das beschriebene Investitionsumfeld. Stadtwerke sollten prüfen, es zukünftig auch im Bereich der EE-Investitionen erfolgreich anzuwenden. Zusätzlich dazu könnten sie dieses Know-how zukünftig auch zur Bündelung von EE-Projekten in der Auktion einsetzen und damit als Ansprechpartner und Dienstleister insbesondere auch für kleinere EE-Investoren auftreten.

Handel und Strukturierung

Eine optimierte Direktvermarktung der EE erfordert seitens der EE-Anlagenbetreiber deutlich mehr energiewirtschaftliches Know-how als die heutige unbedingte Abnahmezusage im EEG. Erfahrungen mit dem Marktprämienmodell zeigen, dass innerhalb kurzer Zeit neue Markttrollen entstehen, welche die notwendige Strukturierung, Poolung und Risikotragung der EE-Vermarktung leisten und dadurch Mehrwert schaffen. Für diese Wertschöpfungsstufe des Handels und des Vertriebs sowie der Strukturierung von EE-Strom in den kurzfristigen Strommärkten (insbesondere day-ahead und intra-day) kommen insbesondere auch Stadtwerke

in Frage. Sie nehmen dann diese bisher regulatorisch⁶⁷ zugewiesenen Aufgaben wahr und vermarkten ihr eigenes EE-Portfolio sowie ggf. das Portfolio Dritter als Dienstleistung.

Verbraucher

Die Umlage der Differenzkosten der EE-Förderung erfolgt über eine Kostenumlage auf die Stromverbraucher; die Kostenwälzung findet über den Stromverbrauch statt. Dies stellt eine weitgehende Verursachungsgerechtigkeit sicher und stärkt darüber hinaus Anreize für Energieeffizienz. Für die Stromvertriebe kommunaler EVU ergibt sich im vorgeschlagenen Modell der investitionsbasierten EE-Förderung ein wesentlicher Vorteil in der besseren Planbarkeit der umzulegenden Kosten. Da die Differenzkosten nicht abhängig sind vom Einsatz der EE, stehen sie bereits nach der Auktion fest und sind daher – im Gegensatz zur heutigen Situation mit einer auf Jahresbasis veränderlichen Umlage – für einige Jahre im Voraus planbar. Effizienzgewinne durch Wettbewerb in der EE-Förderung, insbesondere durch Abschmelzen von Margen in vorgelagerten Wertschöpfungsstufen, kommen den Verbrauchern zu Gute.

7.4 Energienetze

Die vorgeschlagene Weiterentwicklung der Anreizregulierung belohnt die Investition in die Verteilnetze. Für die kommunalen Energieversorgungsunternehmen, die auch Verteilnetzbetreiber sind, bietet sich die Möglichkeit, das Verteilnetz zu einem modernen und intelligenten Netz auszubauen, das zum einen die Aufnahme der Erneuerbaren und damit die Energiewende ermöglicht und zum anderen den Anforderungen der Netznutzer auch in Zukunft gerecht wird.

Für die anderen Marktrollen bedeutet eine (im Rahmen der Anreizregulierung anerkannte) Investition in die Netze immer eine relative Erhöhung der Netzentgelte. Durch die vorgeschlagene Einführung der Maßnahmencluster wirken die entsprechenden Investitionen schneller auf die Erlösobergrenze, was einem zeitlichen Vorziehen der Entgelterhöhung für die Verteilnetze entspricht. Ohne diesen Netzum- und -ausbau steigt allerdings der erforderliche Redispatch überproportional an. Da die Redispatchkosten nach dem derzeitigen Regulierungssystem ebenfalls auf die Netzentgelte umgelegt werden, reduziert der Netzausbau (wenn er in allen Netzebenen in gleicher Weise erfolgt) den erforderlichen Redispatch und somit auch die Netzentgelte. Die Ergebnisse der Modelluntersuchungen zeigen, dass der Redispatch teurer ist als der Netzum- und -ausbau (s. Abschnitt 4.7).

Mit dem hier dargestellten Netzausbau werden somit die Netzentgelte in Summe geringer ausfallen als ohne Netzausbau. Selbst wenn die Kosten des Redispatch, d. h. des Abregelns von Erzeugungsanlagen, abweichend vom bisherigen Regulierungssystem nicht mehr auf die Netzentgelte umgelegt würden, sind die volkswirtschaftlichen Kosten des Netzausbaus geringer als die des Abregelns. Der hier dargestellte Netzausbau ist auch in diesem Fall die volkswirtschaftlich günstigste Option.

⁶⁷ Bisher erfolgt die Strukturierung und Vermarktung des EEG-Bilanzkreises (exklusive der Anlagen im Marktprämienmodell) zentral durch die Übertragungsnetzbetreiber.

8 Kohärenz des vorgeschlagenen iEMD mit dem Zielsystem

Nachfolgende Abbildung fasst das dem Gutachten zugrunde gelegte Zielsystem zusammen und führt die wesentlichen Wirkungen des vorgeschlagenen iEMD in Bezug auf die Ziele auf.

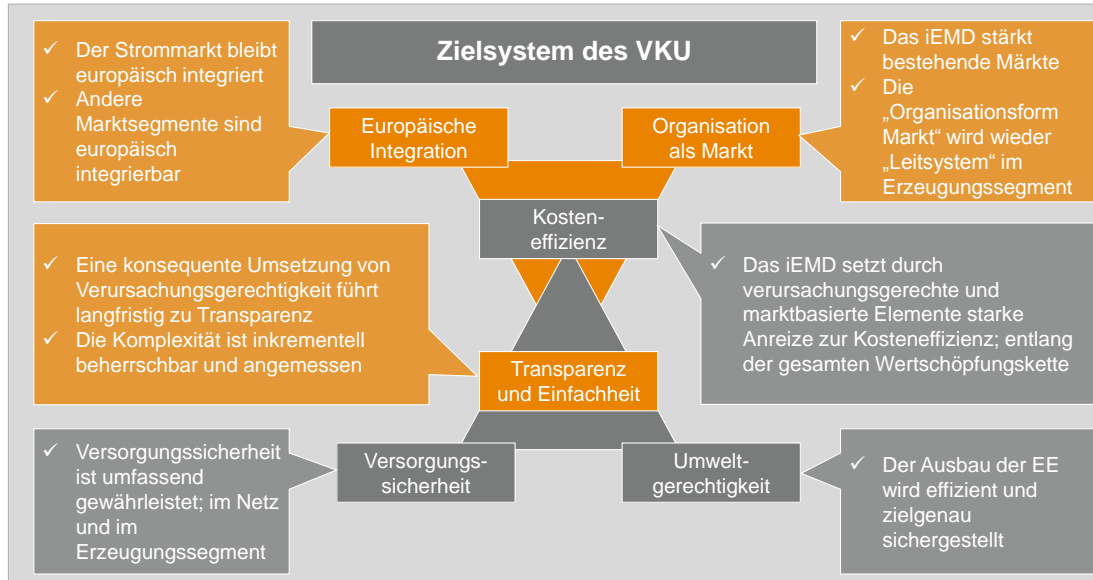


Abbildung 53: VKU Zielsystem

Im Einzelnen lassen sich folgende Wirkungen des iEMD zusammenfassen:

1. **Kosteneffizienz:** Das vorgeschlagene iEMD setzt über alle Marktdesignelemente hinweg Anreize zum kosteneffizienten Verhalten der Marktakteure. Dies wird erreicht durch eine verursachergerechte Ausgestaltung und den umfassenden Einsatz von wettbewerblichen Elementen. Wenn jeder Marktakteur leistungsgerecht entlohnt bzw. verursachergerecht mit Kosten belastet wird, so ist in der Gesamtwirkung davon auszugehen, dass Kosteneffizienz realisiert wird.
2. **Versorgungssicherheit:** die Versorgungssicherheit ist durch das heutige Energiemarktdesign langfristig nicht gewährleistet, weshalb für das iEMD insbesondere ein Leistungsmarkt eingeführt wird. Dieser sorgt dafür, dass der zukünftig an Bedeutung gewinnende Systemkostenträger Leistung angemessen bepreist und deren Vorhaltung damit angereizt wird; dies garantiert langfristig Erzeugungssicherheit. Gleiches gilt für den Bereich der Netze, die ebenfalls nur auf Basis einer angemessenen Anreizstruktur betrieben, optimiert und ausgebaut werden können. Das vorgeschlagene iEMD-Element ermöglicht auch hier die angemessene Refinanzierung der notwendigen Maßnahmen und gewährleistet im Netz die Transportsicherheit. Beide Elemente zusammen, Erzeugungssicherheit und Transportsicherheit, bilden im iEMD die Grundlage für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit.
3. **Umweltgerechtigkeit:** Umweltgerechtigkeit wird insbesondere durch den Ausbau der EE erreicht, die eine weitgehende Dekarbonisierung der Stromerzeugung ermöglichen. Die Modellierungsergebnisse zeigen, dass wesentliche EE-Technologien die Marktparität bis ca. 2030 erreichen, das vorgeschlagene iEMD gewährt die bis dahin noch notwendige Förderung. So werden die Ausbauziele zielgerichtet erreicht, was

auch zur Realisierung der langfristigen Emissionsreduktionsziele führt. Durch das wettbewerbliche Ausschreibungselement wird die Kosteneffizienz gestärkt.

4. Organisation als Markt: Das vorgeschlagene iEMD greift, wo sinnvoll, auf die bestehenden Märkte zurück und stärkt deren Rolle. Dies gilt insbesondere für den Strommarkt als Dispatchinstrument und den EU-ETS. Auch für den Leistungsmarkt setzt das iEMD auf eine sehr weitgehende marktliche Ausgestaltung, in dem Nachfrage und Angebot von Leistung über handelbare Leistungszertifikate operationalisiert werden. Regulatorische Eingriffe werden dadurch weitgehend überflüssig und es entstehen starke Anreize für technische Innovationen und neue Produkte.
5. Transparenz und Einfachheit: das Marktdesign für den zukünftigen Energiemarkt ist nicht ohne Weiteres einfach zu gestalten, denn die zunehmende Komplexität der Märkte mit einer Vielzahl von Marktrollen und -akteuren erfordern an einigen Stellen zusätzliche Regelungen oder gar Marktplätze. In einigen Bereichen des Marktdesigns wird Komplexität aufgebaut, andere Bereiche werden von Vereinfachungen profitieren können (beispielsweise im Bereich der EE-Förderung). Bei der Ausgestaltung des iEMD wurde Wert darauf gelegt, dass die Anreize in ihrer Wirkungsrichtung möglichst klar sind. Dies wird u. a. durch die verursachergerechte Ausgestaltung erreicht: jeder Akteur muss sich dann mit dem von ihm im System verursachten Wert- oder Kostenbeitrag beschäftigen und profitiert auch von einem systemdienenden Verhalten.
6. Europäische Integration: die langfristige Zielerreichung im Bereich EE-Ausbau und Emissionsreduktion stellt die wesentliche Leitplanke des iEMD dar. Darüber hinaus bestehen seitens der EU Anforderungen in Bezug auf den Energie-Binnenmarkt, die mit dem vorgeschlagenen iEMD kompatibel sind. So bleibt der EOM als Kernmarkt für Strom bestehen und ist mit den Nachbarmärkten auch integrierbar. Die anderen Elemente des iEMD, namentlich der vorgeschlagene Leistungsmarkt und die EE-Förderung, basieren auf handelbaren Produkten und bieten damit grundsätzlich das Potenzial einer europäischen Integration.

Anhand der beschriebenen modularen und integrierten Funktionsweise der Marktdesignelemente können nachfolgend die wesentlichen Stärken des vorgeschlagenen iEMD zusammengefasst werden:

Das iEMD hat klare Anreizwirkungen und eine integrierte Funktion

- Die Einzelelemente des Marktdesigns und seine integrierten Gesamtwirkungen sind nach energiewirtschaftlichen Kriterien definiert.
- Die einzelnen Elemente des Marktdesigns adressieren daher jeweils einen fokussierten Kernbereich (Märkte bzw. Netz). Sie haben in sich eine klar definierte Wirkungsrichtung und beinhalten die notwendigen Anreize für die jeweiligen Marktakteure – jedoch nicht mehr als das.
- Es existieren keine grundsätzlich gegenläufigen Anreize aus den einzelnen Elementen. Das Zusammenwirken der Marktdesignelemente (Strom- und Leistungsmarkt, EE-Förderung und Anreize im Bereich der Netze) optimiert vielmehr das iEMD.

Eine Einheitlichkeit ist über das Design der Einzelemente gewährleistet

- Alle Marktakteure werden möglichst gleich behandelt und sind den Steuerungsmechanismen bzw. Anreizen des Marketdesigns unterworfen. Es herrscht damit eine weitgehende Chancen- und Risikogleichheit (level-playing-field).
- Ausnahmen werden nur dort gemacht, wo es sachgerecht und zur Zielerreichung notwendig ist (z. B. Förderung von EE und KWK und regulierter Bereich).
- Die Marketdesign-Module verwenden möglichst gleichartige Steuerungsmechanismen und sind daher in ihrer Wirkung gut einzuschätzen. Dies schafft ein verständliches und transparentes System, an dem viele Akteure teilnehmen können.

Modulare Gestaltung und Aufgabenorientierung definieren ein konsistentes System mit aufeinander abgestimmten Modulen

- Der CO₂-Markt ist europäisch, er bleibt unverändert bestehen und wirkt über den Strompreis auf den Kraftwerkseinsatz und die Wirtschaftlichkeit der EE.
- Der EOM koordiniert den Einsatz von Erzeugern, Speichern und steuerbaren Verbrauchern wettbewerblich; andere Marktstufen beeinflussen das Bieterverhalten im EOM nicht.
- Der Leistungsmarkt vergütet (nur) die Bereitstellung gesicherter Leistung an alle Erzeuger, die dies leisten können. Der Systemkostenträger „Leistung“ wird mit angemessenem Aufwand in einen Markt überführt.
- Die EE-Förderung schließt nur die Deckungsbeitragslücke zu EOM und Leistungsmarkt; sie ist über die Auktion wettbewerblich organisiert und kann technisch und räumlich differenziert erfolgen.
- Das Netz bleibt reguliert, die Regulierung fördert aber verlässlich und zeitnah die notwendigen Investitionen in den Ausbau und die Flexibilisierung der Verteil- und Übertragungsnetze.

Robustheit und Planbarkeit sind gegeben, Möglichkeiten zur Nachsteuerung bestehen, ohne die Gesamtfunktionalität des iEMD zu beeinträchtigen

- Die Modularität und klare Aufgabenorientierung der Einzelemente erlauben bei Bedarf eine Anpassung des Systems, ohne dass die Verlässlichkeit für die Marktakteure verloren geht. So kann z. B. die vorgeschlagene EE-Förderung technologisch, räumlich und auch zeitlich differenziert werden.
- Der vorgeschlagene Leistungsmarkt kann bei Bedarf durch dezentrale/zentrale „Market-Maker“ mit zusätzlicher Liquidität versehen werden.

Im Resultat ist das vorgeschlagene iEMD energiewirtschaftlich effizient, transparent und ausreichend flexibel, jedoch auch so robust, dass es Planbarkeit für die Marktakteure gewährleistet.

Literaturverzeichnis

- Adamek et. al. (2012). *VDE-Studie: Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz bis 2050*. Energietechnische Gesellschaft im VDE, Frankfurt am Main.
- Achner et al. (2011). *Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung*. Studie im Auftrag des bne e.V., abrufbar unter: http://www.neue-energieanbieter.de/de/system/files/20110907_bne_bet_studie_kapazitaetsmarkt_final.pdf
- Agricola et al. (2012). *dena-Studie: Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt*. dena, Bereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Berlin.
- Apel et al. (2012). *VDE-Studie: Demand Side Integration – Lastverschiebungspotentiale in Deutschland*. Energietechnische Gesellschaft im VDE, Frankfurt am Main.
- BMWi (2010). *Voraussetzung einer optimalen Integration erneuerbarer Energie in das Stromversorgungssystem*. Consentec, r2b, abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-optimale-integration-erneuerbare-energie,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>
- BNetzA (2012). *Monitoringbericht 2012*. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Eisenbahn, Bonn.
- Böhringer et al. (2005). *Der EU-Emissionshandel im Zielkonflikt zwischen Effizienz, Kompensation und Wettbewerbsneutralität*. In: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, Jg. 6, Heft 3, S. 309-323.
- Brauner et al. (2012). *VDE-Studie: Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020*. Energietechnische Gesellschaft im VDE, Frankfurt am Main.
- Bundesregierung (2010). *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Veröffentlichung vom 28.09.2010, abrufbar unter: http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (2012). *Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung*, abrufbar unter: <http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab147.pdf>
- Consentec (2012): *Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve*, abrufbar unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/\\$file/Consentec_BDEW_StrategischeReserve_Ber_20120925.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/$file/Consentec_BDEW_StrategischeReserve_Ber_20120925.pdf)
- Consentec (2012a): *Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland*, abrufbar unter: http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2012/03/Consentec_EnBW_KapM%C3%A4rkte_Ber_20120207.pdf

- Cramton, P.; Ockenfels, A. (2011). *Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector*, abrufbar unter: <http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-and-design-of-capacity-markets.pdf>
- dena (2012). *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Abschlussbericht, abrufbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena_VNS_Abschlussbericht.pdf
- EU-Kommission (2012). *Commission staff working paper - Impact assessment. Accompanying the document "Renewable energy: a major player in the European energy market"*, abrufbar unter: <http://ec.europa.eu/energy/renewables/doc/communication/2012/ia.pdf>
- ewi - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2012). *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht zum Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*, abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=486258.html>
- Frontier Economics (2011). *Study on market design for a renewable quote scheme*. Final report for Energie-Niederland, abrufbar unter: <http://www.energie-nederland.nl/wp-content/uploads/2011/05/030511-Hybride-Leveranciersverplichting-Studie-Frontier.pdf>
- Grünwald et al. (2012). *Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung*. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag.
- Joskow, P. (2006). *Competitive Electricity Markets And Investment In New Generating Capacity*. Center for Energy and Environmental Policy Research, abrufbar unter: <http://economics.mit.edu/files/1190>
- Herrmann, N.; Ecke, J. (2012). *Die Diskussion um ein neues Strommarktdesign aus Sicht der deutschen Stadtwerke*. IR - InfrastrukturRecht, Ausgabe 11/2012, S. 254-257.
- NYSERD - New York State Energy Research and Development Authority (2004). *An Assessment of the Descending Clock Auction for the Centralized Procurement of Qualifying Renewable Attribute Certificates by the New York State Energy Research and Development Authority*, abrufbar unter: http://www.nyserda.ny.gov/~media/Files/EDPPP/Energy%20and%20Environmental%20Markets/RPS/RPS%20Documents/clock-auction-centralized-renew-att-cert.pdf?sc_database=web
- KEMA (2012). *Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid)*, Kurzfassung abrufbar unter: http://www.vku.de/fileadmin/get/?21071/2012.05_VKU_Kurzstudie_V1.0__final.pdf
- Kemper, M. (1989). *Das Umweltproblem in der Marktwirtschaft: Wirtschaftstheoretische Grundlagen und vergleichende Analyse umweltpolitischer Instrumente in der Luftreinhalte- und Gewässerschutzpolitik*. Volkswirtschaftliche Schriften, Heft 390. Berlin: Duncker und Humblot.
- Klafka & Hinz EnergieConsult GbR (2009). *Intelligente Netze - Potential und Auswirkungen*. Studie im Auftrag des VKU.

- Kohler et al. (2010). *dena-Studie. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025 (dena-Netzstudie II)*. Berlin.
- Leonhard et al. (2008). *VDE-Studie: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*. Energietechnische Gesellschaft im VDE, Frankfurt am Main.
- Netzentwicklungsplan Strom (2012). *Netzentwicklungsplan Strom - Zweiter überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, abrufbar unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012-2-entwurf>
- Nicolosi, M. (2012). *Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland*. Zwischenbericht für das Umweltbundesamt vom 21.06.2012, abrufbar unter: <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/4221.pdf>
- Nitsch et al. (2012). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Leitstudie 2012*.
- Noack et al. (2009). *Lastausgleich durch Redox-Flow-Batterien*. Energy 2.0-Kompodium 2009, abrufbar unter: <http://www.energy20.net/pi/?StoryID=317&articleID=152659>
- Peek, M.; Müsgens, M.. *Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? – Eine kritische Analyse – Erkenntnisse der ökonomischen Theorie vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion*, abrufbar unter: <http://www.r2b-energy.com/Klimaschutz%20&%20Kapazit%20sm%E4rkte.htm>; 2011
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M. (2007). *Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel*. Gutachten im Rahmen Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gutachten_eeg.pdf
- SRU (2011). *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten*. Sachverständigenrat für Umweltfragen, Berlin.
- International Energy Agency (2012). *World Energy Outlook 2012*.
- Wünsch et al. (2012). *Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien*. Prognos, abrufbar unter: http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/2011-12-19_Kurzstudie_Waermespeicher_Prognos.pdf

Abkürzungsverzeichnis

EBK	Energiebilanzkreis (im heutigen Marktdesign enthalten)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
EMD	Energiemarktdesign
EOG	Erlösobergrenze (Bestandteil der Anreizregulierung)
EOM	Energy-Only-Markt (grenzkostenbasierter Strommarkt)
EU-ETS	Europäischer Emissionshandel
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
iEMD	integriertes Energiemarktdesign
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LBK	Leistungsbilanzkreis (für den Leistungsmarkt vorgeschlagen)
LZ	Leistungszertifikat (im Leistungsmarkt)
MPM	Marktprämienmodell (Bestandteil des EEG)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
RBA	Rundenbasierte Auktion
sGT	synthetische Gasturbine (zur Modellierung der Spitzenleistung)

