

CLIMATE CHANGE

09/2021

Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien

Abschlussbericht

CLIMATE CHANGE 09/2021

Ressortforschungsplan des Bundesministerium für
Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3713 97 120
FB000457/1

Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien

Abschlussbericht

von


Dr. Marco Nicolosi, Dr. Barbara Burstedde
Connect Energy Economics GmbH, Berlin


Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

/umweltbundesamt.de

/umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

Connect Energy Economics GmbH
Dänenstr. 4
10439 Berlin

Abschlussdatum:

September 2020

Fachliche Begleitung:

Fachgebiet I 1.4 Fachgebiet für wirtschafts- und sozialwissenschaftliche Umweltfragen,
nachhaltiger Konsum
Dr. Benjamin Lünenbürger

Fachgebiet V 1.2 Energiestrategien und -szenarien
Thomas Klaus

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Max Werlein

Publikationen als pdf:
<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Februar 2021

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien

Eine CO₂-arme Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien ist ein integraler Bestandteil eines ambitionierten, langfristigen Klimaschutzvorhabens. Die Dekarbonisierung der Stromversorgung im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung erfordert eine vollständige Umstellung auf erneuerbare Energien (EE) und infolge dessen eine strukturelle Anpassung des residualen Kraftwerksparks, eine Flexibilisierung der Nachfrage, Netzausbau sowie eine verstärkte Nutzung der Schnittstellen des Stromsektors zum Wärme- und zum Verkehrssektor (Sektorkopplung). Um den Transformationsprozess sicher und kostengünstig zu gestalten, müssen Rahmenbedingungen im Markt- und Regulierungsdesign geschaffen werden, die den EE-Ausbau unterstützen und das Zusammenspiel der Systemelemente effizient organisieren. Um den Anforderungen der erneuerbaren Energien und der Transformation gerecht zu werden, entwickelte dieses Projekt einen konsistenten Synthesevorschlag für das Markt- und Regulierungsdesign für die Zeit bis 2050. Dieser sieht für den Strommarkt ein Energy-Only-Marktdesign vor, das die bestmöglichen Voraussetzungen für eine wettbewerblich organisierte Flexibilisierung des Stromsystems schafft. Flexibilitätsoptionen und die Integration des europäischen Binnenmarktes können einen wesentlichen Beitrag zur EE-Integration und zur Stabilisierung ihrer Marktwerte leisten. Letzteres unterstützt die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien. Im EE-Fördersystem sollten die Marktwerte als zentrale Größe bei der Bestimmung der Förderhöhe und im Anreizsystem berücksichtigt werden, sodass effiziente Anreize für den Zubau und die Marktintegration gesetzt werden. Weiterentwickelte Ausschreibungssysteme auf Basis variabler bzw. gleitender Marktprämien können diese Anforderungen erfüllen. Langfristig können auch Power Purchase Agreements eine wichtige (ergänzende) Rolle für die Finanzierung der EE spielen. Ein Energy-Only-Marktdesign kann die Versorgungssicherheit effizient gewährleisten. Zur Absicherung gegen ungewisse Extremereignisse kann eine Kapazitätsreserve dienen, da sie das Anreizsystem nicht verzerrt.

Abstract: Transformation of the power market by 2050 - options for a market design with high shares of renewable energies

A low-carbon electricity supply based on renewable energies is an integral part of ambitious, long-term climate protection. The decarbonisation of the electricity supply in a sustainable way requires a complete change to renewable energies (RES) and a structural adjustment of the residual power plant fleet, more flexibility in demand, network expansion and stronger sector coupling between power, heat and transport sectors. In order to be able to design the transformation process safely and cost-effectively, a market and regulatory framework must be created that supports the expansion of RES and efficiently organizes the interaction of the system elements. In this project, we develop a consistent synthesis proposal for the years 2020 to 2050 that addresses the requirements of RES and the transformation process. This synthesis proposal envisages an energy-only market design that creates the best possible conditions for a competitive flexibilization of the power system. Flexibility options and the integration of the European single market can make a significant contribution to the integration of RES and to stabilizing their market values. The latter supports the profitability of RES. RES market values should be the basis for determining the support level and in the incentive system, to provide efficient and competitive RES development and market integration. Advanced tendering systems with a variable premium based on the basic concept that is also used for the German market premium can meet these requirements. In the long term, power purchase agreements can also play an important (additional) role in financing RES. An energy-only market design can safeguard security of supply efficiently. A capacity reserve can safeguard against uncertain extreme events, as it does not distort the incentive system of the transformation.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Abkürzungsverzeichnis	11
Zusammenfassung.....	12
Summary	21
1 Einleitung.....	29
2 Anforderungen an das Strommarktdesign auf dem Weg zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien.....	30
2.1 Strommarkt, Marktdesign und Regulierungsdesign	30
2.2 Eigenschaften des Versorgungssystems bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien.....	31
2.2.1 Fundamentale Eigenschaften variabler erneuerbarer Energien	32
2.2.2 Notwendige Eigenschaften des Versorgungssystems	38
2.3 Marktdesign im Kontext des Transformationsprozesses.....	41
2.4 Anforderungen an ein Strommarktdesign	43
2.5 Bewertungskriterien	46
3 Strommarktdesign für erneuerbare Energien.....	49
3.1 Ökonomische Grundlagen	50
3.1.1 Vollkommene Märkte und Marktversagen.....	50
3.1.2 Rahmenbedingungen des Strommarkt- und Regulierungsdesigns.....	57
3.1.3 Bedeutung ökonomischer Grundlagen für das Markt- und Regulierungsdesign	59
3.2 Anreizwirkung des Strommarktes.....	60
3.2.1 Grundlegende Anreizstrukturen des Strommarktes und Bedeutung der Preisbildung	60
3.2.2 Produktdefinitionen am Spotmarkt.....	64
3.2.3 Produktdefinitionen am Regelleistungsmarkt	65
3.2.4 Bilanzkreise und Ausgleichsenergiemechanismen	66
3.2.5 Entgelt- und Umlagesysteme und ihre Wirkung auf Verbraucher und andere Sektoren	67
3.2.6 Terminmarkt und Absicherungsmöglichkeiten.....	70
3.2.7 EE-Marktwert als Indikator für ein effizientes Marktdesign für erneuerbare Energien	70
3.3 Optionen zur Steigerung der Flexibilität im Strommarkt.....	72
3.3.1 Flexibilität erneuerbarer Energien.....	72
3.3.2 Flexibilität des Kraftwerksparks.....	74
3.3.3 Systemdienstleistungen und konventionelle Mindesterzeugung	76

3.3.4	Flexibilität der Nachfrageseite	78
3.3.5	Integration der Sektoren.....	81
3.3.6	Einbindung des Binnenmarktes	83
3.3.7	Flexibles Zielsystem	86
3.4	Bedeutung des Zielsystems für das Marktdesign	91
4	Eckpunkte für ein Förderdesign für erneuerbare Energien	92
4.1	Grundlagen: Preis- oder Mengensteuerung	92
4.2	Umsetzungsmodelle.....	96
4.2.1	Feste Einspeisevergütung	97
4.2.2	Variable Prämie.....	99
4.2.3	Fixe Prämie.....	101
4.2.4	Investitionszuschuss	103
4.2.5	Quotensysteme.....	103
4.2.6	Ausschreibungen.....	105
4.3	Bewertung der Fördermechanismen	107
4.4	Quantitative Analysen verschiedener EE-Fördersysteme.....	122
5	Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei der Transformation des Strommarktes	130
5.1	Anforderungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit	130
5.1.1	Unterschiedliche Perspektiven auf Versorgungssicherheit	133
5.1.2	Wirtschaftlichkeit der Spitzenlastoptionen (langfristige Perspektive)	144
5.1.3	Herausforderungen bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien.....	146
5.2	Versorgungssicherheit im Strommarktdesign für erneuerbare Energien	148
5.3	Zusätzliche Instrumente zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.....	153
5.3.1	Kapazitätsmärkte	155
5.3.2	Kapazitätsreserve.....	156
5.3.3	Bewertung der Kapazitätsmechanismen	158
6	Synthesevorschlag.....	162
7	Quellenverzeichnis	168
A	Anhang	170
A.1	Beschreibung ausgewählter Szenarien aus dem Projekt „Strommarkt und Klimaschutz – Transformation der Stromversorgung bis 2050“	170

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Mittlerer saisonaler Verlauf der PV-Einspeisung in 2018.....	33
Abbildung 2:	Normalisierte Leistungskennlinie einer Vestas V117-3.3 MW Windenergieanlage	34
Abbildung 3:	Mittlere quadratische Fehler (RMSE) einer Windstromprognose für Gesamtdeutschland in Abhängigkeit des Prognosehorizontes.....	35
Abbildung 4:	Ausgleichseffekte von Onshore-Wind	36
Abbildung 5:	Effekte des Austauschs von Windenergie auf den Kapazitätskredit	37
Abbildung 6:	Ausgleichseffekte auf die Rampen der Windenergieeinspeisung	38
Abbildung 7:	Lastdauerlinie und residuale Lastdauerlinie in Deutschland im Jahr 2018	39
Abbildung 8:	Schematische Darstellung der Verlagerung von Energie aus Überschusssituationen (Erhöhung der residualen Last) in Knappheitssituationen (Reduzierung der residualen Last) durch eine „Flexibilitätsoption A“	44
Abbildung 9:	Schematische Darstellung der Erhöhung der residualen Last in Überschusssituationen durch „Flexibilitätsoption B“ und der Reduzierung in Knappheitssituationen durch eine „Flexibilitätsoption C“	45
Abbildung 10:	Marktsituation am deutschen Spot-Markt 14.-17. Juni 2013 ..	71
Abbildung 11:	Preisdauerlinien bei verschiedenen Anreizen zur EE-Abregelung	73
Abbildung 12:	Anpassung des Kraftwerksparks an steigende EE-Strommengen	74
Abbildung 13:	Entwicklung der EE-Förderkosten	75
Abbildung 14:	Preisdauerlinien mit und ohne Teilnahme von EE am Regelleistungsmarkt	76
Abbildung 15:	Opportunitätskosten-Merit-Order des freiwilligen Lastverzichts	78
Abbildung 16:	Wirkung von fixer und dynamischer EEG-Umlage in Knappheitssituationen.....	80
Abbildung 17:	Wirkung von fixer und dynamischer EEG-Umlage in Überschusssituationen	80
Abbildung 18:	Schematische Darstellung der Wirkung der Sektorkopplung auf Nachfrage und Preise in Überschusssituationen.....	82
Abbildung 19:	Wert der Interkonnektorkapazität bei verschiedenen EE- Anteilen	84
Abbildung 20:	Wirkung der Flexibilisierung auf Angebot und Nachfrage	87

Abbildung 21:	Einsatz von Flexibilitätsoptionen in Knappheits- (links) und Überschusssituationen (rechts): Modellergebnisse für die deutsche Marktzone im Jahr 2030	88
Abbildung 22:	Veränderung der Leistung und der Erzeugung ausgewählter Technologien durch eingeschränkten Netzausbau: Modellergebnisse für die Modellregion im Jahr 2050	90
Abbildung 23:	Kostenpotenzialkurven erneuerbarer Energien	93
Abbildung 24:	Mengen- und Preissteuerung bei vollständiger Information ...	93
Abbildung 25:	Mögliche Verläufe von Kostenpotenzialkurven unter Unsicherheit	94
Abbildung 26:	Wirkung von Mengen- und Preissteuerung bei unsicheren Kostenpotenzialkurven.....	95
Abbildung 27:	Übersicht von Fördermechanismen	97
Abbildung 28:	Kostenpotenzialkurve Wind Onshore 2030 für Deutschland und Effekte der Preissteuerung	112
Abbildung 29:	PV-Zubau 2000 - 2018	113
Abbildung 30:	Kostenpotenzialkurve Wind Onshore 2030 für Deutschland und Effekte der Mengensteuerung	114
Abbildung 31:	Ausschreibungsergebnisse PV in Deutschland	117
Abbildung 32:	Ausschreibungsergebnisse Wind Onshore in Deutschland	117
Abbildung 33:	Technologieübergreifende Kostenpotenzialkurven für Wind und PV	120
Abbildung 34:	Ergebnisse deutscher und deutsch-dänischer (Nov. 2016) PV-Ausschreibungen	121
Abbildung 35:	Schematische Darstellung der EE-Szenarien entlang der EE-Zieldimensionen	122
Abbildung 36:	Veränderung der installierten Leistung bei europäischer, technologieneutraler Förderung (EE-Sz. 1) und nationaler, technologieneutraler Förderung (EE-Sz. 2) gegenüber dem Referenzfall ohne Förderung (Netzrestriktions-Szenario).....	123
Abbildung 37:	Veränderung der installierten Leistung bei nationaler, technologiespezifischer Förderung in der deutschen Marktzone (EE-Sz. 3) gegenüber einer nationalen, technologieneutralen Förderung (EE-Sz. 2)	125
Abbildung 38:	Veränderung der installierten Leistung bei europäischer, technologiespezifischer Förderung (EE-Sz. 4) gegenüber einer europäischen, technologieneutralen Förderung (EE-Sz. 1)....	126
Abbildung 39:	EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone bei unterschiedlichen Fördersystemen	128
Abbildung 40:	Schematische Darstellung der Leistungsbilanzmethode.....	131
Abbildung 41:	Wahrscheinlichkeitsverteilung der verbleibenden Leistung ..	132
Abbildung 42:	Bedarf an installierter Leistung zur Absicherung einer Spitzenlast von 84 GW mit 99 % Wahrscheinlichkeit mit und	

	ohne Berücksichtigung von Ausgleichseffekten bei einer rekursiven Faltung über 5 Kraftwerkstechnologien134
Abbildung 43:	Mögliche Einsparung von Erzeugungsleistung bei zunehmender Elastizität der Nachfrage135
Abbildung 44:	Gegenüberstellung von Spitzenlast, Spitzenlast abzüglich der gleichzeitigen Windeinspeisung und der maximalen (residualen) Last nach Abzug der gleichzeitigen Windeinspeisung der Jahre 2006 - 2015 für Deutschland137
Abbildung 45:	Illustrative Darstellung des Kapazitätskredits der Windenergie mit und ohne Durchmischung mit konventionellen Kraftwerksausfällen138
Abbildung 46:	Vergleich der addierten nationalen Spitzenlasten und der gleichzeitigen Spitzenlast in 17 europäischen Ländern in den Jahren 2006 bis 2015140
Abbildung 47:	Wahrscheinlichkeitsverteilung der Windenergieeinspeisung relativ zur Kapazität für Deutschland und für 17 europäische Länder über 10 Wetterjahre.....141
Abbildung 48:	Bedarf an installierter Leistung relativ zur Spitzenlast für Deutschland und für 17 EU-Länder bei 99%iger Wahrscheinlichkeit der Spitzenlastdeckung.....142
Abbildung 49:	Bedarf an installierter konventioneller Leistung in Deutschland bei Inselbetrachtung und bei Berücksichtigung länderübergreifender Ausgleichseffekte im Binnenmarkt.....143
Abbildung 50:	Flexibilitätsoptionen mit und ohne Fixkosten im Technologiemix145
Abbildung 51:	Verdrängung von Flexibilitätsoptionen durch Kapazitätsmärkte158
Abbildung 52:	Installierten Leistung in der deutschen Marktzone im Energy-Only-Markt (EOM) und im Kapazitätsmarkt (KapM)159

Abkürzungsverzeichnis

AE	Ausgleichsenergie
BK	Bilanzkreis
BNetzA	Bundesnetzagentur
CEP	Clean Energy for all Europeans Package
CSP	Solarthermie
CWE	Central Western Europe
Diff-BK	Differenzbilanzkreis
DSM	Demand-Side-Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
E-Pkw	Elektro-Pkw
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EPEX	European Power Exchange
EXAA	Energy Exchange Austria
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EOM	Energy-Only-Markt
EU-ETS	EU Emissions Trading System
EVU	Energieversorgungsunternehmen
LCOE	Levelised Costs of Electricity
MW	Megawatt
NEA	Netzersatzanlagen
O-Lkw	Oberleitungs-Lkw
OTC	Over-the-Counter (-Handel)
PPA	Power Purchase Agreements
PSW	Pumpspeicherwerke
PTC	Production Tax Credit
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
SLP	Standardlastprofil
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

Zusammenfassung

Eine CO₂-arme Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien ist ein integraler Bestandteil eines ambitionierten, langfristigen Klimaschutzvorhabens. Die Dekarbonisierung der Stromversorgung im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung erfordert eine vollständige Umstellung auf erneuerbare Energien und infolge dessen eine strukturelle Anpassung des residualen Kraftwerksparks, eine Flexibilisierung der Nachfrage, Netzausbau sowie eine verstärkte Nutzung der Schnittstellen des Stromsektors zum Wärme- und zum Verkehrssektor (Sektorkopplung). Um den Transformationsprozess sicher und kostengünstig gestalten zu können, müssen Rahmenbedingungen im Markt- und Regulierungsdesign geschaffen werden, die den Ausbau der erneuerbaren Energien unterstützen und das Zusammenspiel der Systemelemente effizient organisieren.

Das Umweltbundesamt (UBA) hat daher die Connect Energy Economics GmbH (Connect) damit beauftragt, in diesem Projekt einen konsistenten Synthesevorschlag aus Strommarktdesign, Fördersystem und ggf. die Versorgungssicherheit absichernden Instrumenten für die Jahre 2020 bis 2050 zu entwickeln, der den Anforderungen der erneuerbaren Energien und des Transformationsprozesses gerecht wird. Die entsprechenden Designs und Instrumente sind darauf ausgerichtet, die Dekarbonisierung und die Ziele der Energiewende zu erreichen, und dabei die Balance des energiepolitischen Dreiecks zu wahren. Alle Überlegungen folgen dem Leitszenario eines ambitionierten Dekarbonisierungspfades in der Energieversorgung, das sich an den Pariser Klimazielen, den europäischen Dekarbonisierungspfaden und auf nationaler Ebene an den deutschen Klimaschutzzielen und -plänen orientiert. Das Ambitionsniveau dieses Leitszenarios wird vom Umweltbundesamt als mindestens 95%ige Reduktion der Treibhausgase gegenüber 1990 interpretiert, die bis 2050 erreicht werden soll. In dem entsprechenden Zielsystem basiert die Energieversorgung aller Voraussicht nach zu großen Teilen auf den variablen Energieträgern Wind und Sonne und den durch Umwandlungsprozesse erzeugten CO₂-neutralen Brennstoffen auf Basis erneuerbarer Energien.

Die Frage nach dem Markt- und Regulierungsdesign ergibt sich vor diesem Hintergrund auch daraus, dass bereits heute einige fundamentale Herausforderungen erkennbar sind, denen sich das Versorgungssystem mit wachsenden Anteilen variabler erneuerbarer Energien gegenüberübersieht. Gleichzeitig können Erwartungen darüber gebildet werden (u.a. mit modellgestützten Szenarien), wie sich diese Herausforderung im fortschreitenden Transformationsprozess entwickeln und verändern werden. Im Zuge dieses Erkenntnisprozesses lassen sich die offenen Fragen systematisch analysieren und in eine langfristige Strategie überführen. Die Strategie sollte so ausgerichtet sein, dass ungewollte Pfadabhängigkeiten vermieden werden und ein stabiler Rahmen für Investitionen geschaffen wird, der den Weg für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ebnet. Im Folgenden fassen wir die zentralen Eigenschaften von Systemen mit hohen EE-Anteilen, die daraus abgeleiteten Anforderungen an das Markt- und Förderdesign sowie den in diesem Projekt erarbeiteten Synthesevorschlag für diese Designs zusammen.

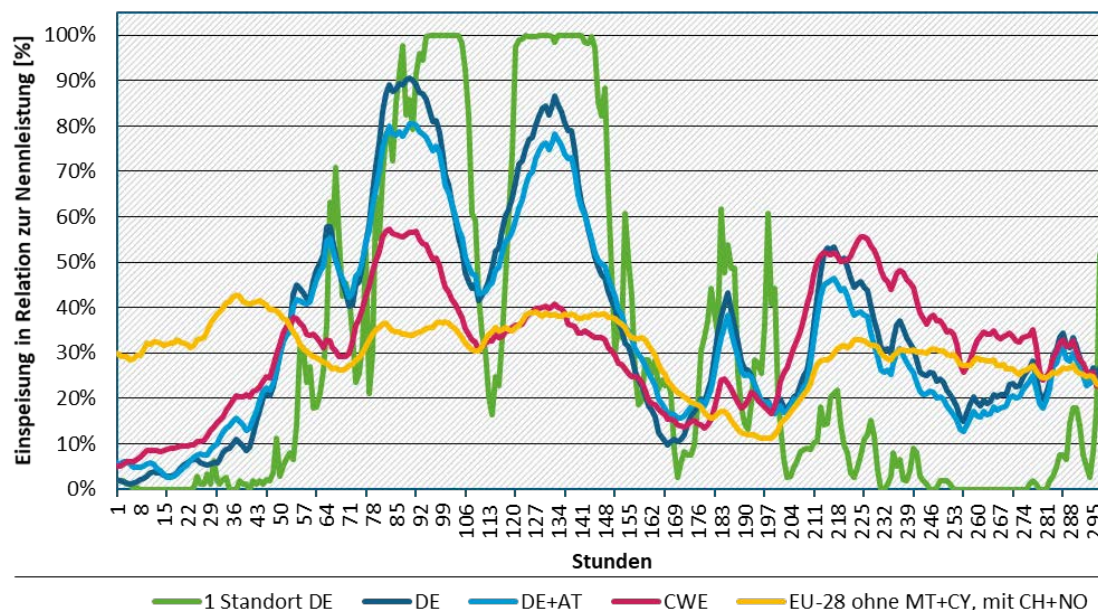
Eigenschaften eines Systems mit hohen EE-Anteilen und Anforderungen an das Markt- und Förderdesign

Aus den fundamentalen Eigenschaften der erneuerbaren Energien ergeben sich Anforderungen an die Eigenschaften des Systems, die für eine erfolgreiche EE-Integration erfüllt werden sollten. Daraus folgen wiederum Anforderungen an das Design des Strommarktes, an die EE-Förderung sowie an das Regulierungsdesign insgesamt, die eine entsprechende Systemtransformation unterstützen.

Fundamentale Eigenschaften eines Systems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien

Erneuerbare Energien weisen spezifische Eigenschaften auf, die sich von jenen konventioneller Erzeugung unterscheiden. Zunächst ist die Einspeisung variabler EE von den Wetterbedingungen abhängig. Die Struktur der Einspeisung unterliegt deshalb stochastischen Einflüssen, die tägliche und/oder saisonale Muster aufweisen. Dementsprechend ist die Prognose der variablen EE-Einspeisung mit Unsicherheiten verbunden. In einem betrachteten Gebiet ist die Erzeugung zudem von der regionalen Verteilung der erneuerbaren Energien und den entsprechenden Ausgleichseffekten in der Einspeisung abhängig. Der Grad der Durchmischung hat zudem Einfluss darauf, wie steil die wetter- und technologiebedingten Gradienten der EE-Einspeisung ausfallen. Die folgende Abbildung illustriert verschiedene der genannten Eigenschaften am Beispiel der Windenergieeinspeisung in Deutschland und Europa.

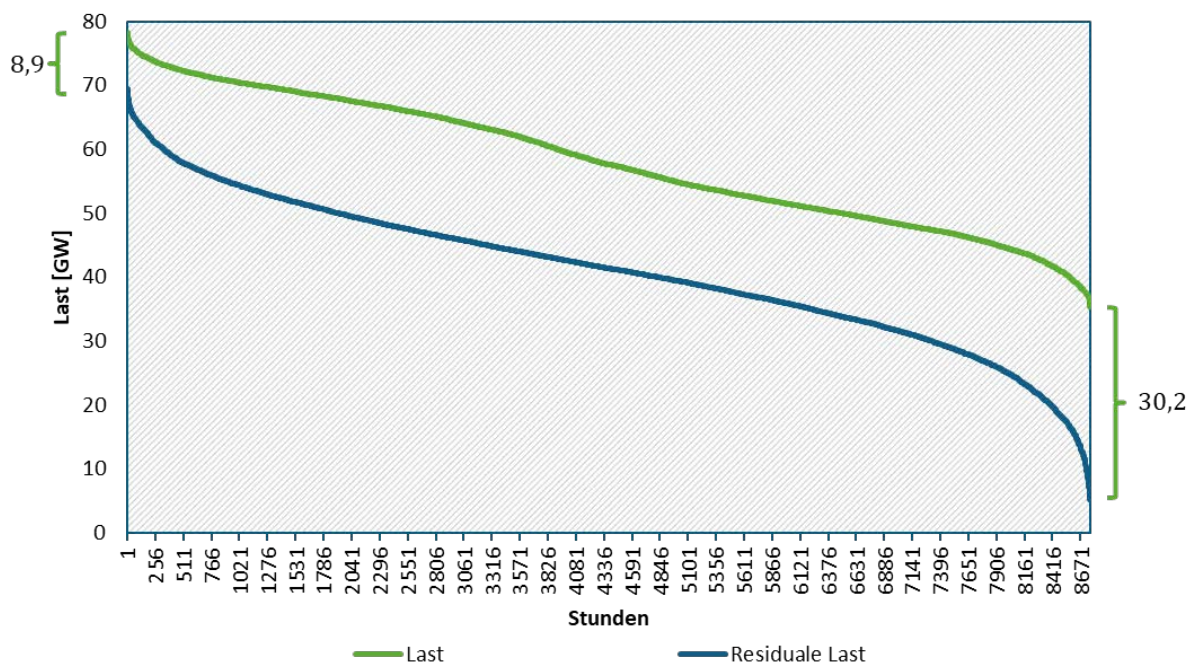
Variabilität und Ausgleichseffekte von Onshore-Wind



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von vestas.com und DWD (2014).

Die Eigenschaften der erneuerbaren Energien übertragen sich mit steigenden Anteilen auch auf die fundamentalen Eigenschaften des Stromsystems. Das System muss die steileren Rampen der residualen Nachfrage bedienen und die ungeplanten Abweichungen der EE-Einspeisung ausgleichen. Die folgende Abbildung verdeutlicht zudem, dass die Differenz zwischen der maximal und der minimal durch das residuale System zu deckenden Last mit dem EE-Ausbau zunimmt. Die Bereitstellung von ausreichender Flexibilität in diesen Knappheits- und Überschusssituationen ist deshalb eine zentrale Aufgabe eines Stromsystems mit hohen EE-Anteilen. Aus den Eigenschaften der EE ergeben sich folglich veränderte Anforderungen an den Betrieb sowie an die Erzeugungs-, Verbrauchs- und Netzinfrastruktur des Systems. Diese Anforderungen können schließlich in Kriterien für ein Marktdesign übersetzt werden.

Lastdauerlinie und residuale Lastdauerlinie in Deutschland im Jahr 2018



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ENTSO-E (2019).

Anforderungen an ein Marktdesign für hohe Anteile erneuerbarer Energien

Das Marktdesign kann maßgeblich dazu beitragen, dass die fundamentalen Systembedürfnisse befriedigt werden. Da eine Vielzahl technologischer Optionen besteht, die die notwendigen Funktionen bereitstellen können, bedarf es eines Mechanismus, der zu einem möglichst kostengünstigen Einsatz und einem optimalen Technologiemarkt führt. Wenn ausreichende Flexibilitätspotenziale existieren, kann über den Wettbewerb zwischen den Investitionsoptionen die effiziente Allokation der Ressourcen herbeigeführt werden. Die Aufgabe des Marktdesigns ist es dann, die Systembedürfnisse idealtypisch in Preissignale zu übersetzen. Bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien übersetzt sich die fundamentale Volatilität des Systems in volatile Preissignale, die in einem effizienten Design sowohl den Flexibilitätsbedarf in Situationen mit hoher als auch mit niedriger residueller Last für alle Anbieter von Flexibilität auf der Angebotsseite, der Nachfrageseite und in den benachbarten Sektoren sichtbar machen.

Wirtschaftliche Bedingungen für erneuerbare Energien und die Rolle des Marktdesigns

Die fundamentalen Eigenschaften der erneuerbaren Energien wirken folglich auch auf die Strompreise. Insbesondere in Situationen mit einer sehr hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien kann der Preis stark absinken, wenn die Nachfrage gleichzeitig sehr niedrig ist. In diesen Situationen können große Verluste im EE-Marktwert auftreten. Damit die Preise und letztlich der Marktwert nicht unnötig niedrig ausfallen, müssen die erneuerbaren Energien durch systemische Flexibilitätsoptionen und geeignete Marktprodukte ergänzt werden. Die Bereitstellung der Flexibilität erfolgt idealerweise durch das oben beschriebene effiziente Marktdesign. Gerade die zusätzlichen Verbraucher, die durch die Sektorkopplung in das Stromsystem kommen, bieten ein großes Flexibilitätspotential, weil sie vielfach, wie bei Elektromobilität und Wärmepumpen, bereits einen großen Energiespeicher besitzen. Die zusätzlichen Verbraucher der Sektorkopplung können daher zur Stabilisierung der Marktwerte beitragen.

Der Förderbedarf für erneuerbare Energien entwickelt sich mit der EE-Durchdringung des Marktes, den Kosten der Technologien und den Eigenschaften des residualen Systems. Ebenso hängt der Förderbedarf von den regulatorischen Rahmenbedingungen und insbesondere dem CO₂-Preis ab. In einem konsistenten System aus Markt- und Förderdesign stellt sich ein effizienter EE-Marktwert und ein entsprechend niedriger Förderbedarf ein. Neben der Flexibilisierung können auch Absicherungsgeschäfte den Marktwert bzw. die Erlöse der EE-Betreiber steigern, indem über Vertragsgestaltung und die Zusammensetzung des Gesamtportfolios Einfluss auf den Wert der erneuerbaren Energien genommen wird. Das Fördersystem sollte in diesem Zusammenhang so gestaltet sein, dass Informationsasymmetrien durch Anreize zur Offenlegung von Kosteninformationen reduziert werden und ein stabiler Rahmen für das residuale „Flexibilitätssystem“ geschaffen wird, in dem wiederum effiziente, den Marktwert steigende Investitionen getätigt werden. Insbesondere die zusätzlichen Verbraucher der Sektorkopplung stützen in Überschusssituationen den EE-Marktwert.

Dynamik der Systemtransformation

Angesichts der Länge des betrachteten Zeitraums und der Größe der Aufgabe der Systemtransformation sollte bewusst mit der Dynamik des Anpassungsprozesses umgegangen werden. In den unterschiedlichen Phasen der Transformation, die sich anhand ihres EE-Anteils charakterisieren lassen, stellen sich auch unterschiedliche Anforderungen an das System. Diese sich ändernden Anforderungen sollten sich auch im Marktdesign und im Fördersystem niederschlagen. Gleichzeitig birgt die Transformationsphase Unsicherheiten, die u.a. zu Verzögerungen von Investitionen in Flexibilität führen können. Aus den Unsicherheiten über die Anpassungsprozesse in der Erzeugung (und ggf. auch im Netz, wenn damit Auswirkungen auf den EE-Ausbau verbunden sind) kann sich deshalb ein Bedarf nach einer Absicherung der Stromversorgung während der Transformation ergeben. Die Absicherung sollte allerdings ihrerseits kompatibel mit der Systemtransformation sein und keine zusätzlichen (bzw. möglichst geringe) Hemmnisse für die Flexibilisierung und die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien kreieren.

Synthesevorschlag für ein Markt- und Förderdesign

Aus diesen Vorabanalysen und Untersuchungen zu verschiedenen Varianten von Markt- und Förderdesigns haben wir einen Synthesevorschlag abgeleitet, den wir im Folgenden zusammenfassen. Vorab weisen wir auf einige Grundvoraussetzungen für eine erfolgreiche Transformation hin.

CO₂-Bepreisung und Aktivierung der EE-Potenziale als Grundvoraussetzung der Transformation

Wichtige Grundvoraussetzungen für die Systemtransformation hin zu erneuerbaren Energien liegen außerhalb des eigentlichen Untersuchungsgegenstandes dieses Abschlussberichts. Sie werden jedoch annahmegemäß vorausgesetzt und sind gleichwohl klimapolitisch von elementarer Bedeutung. Auf die beiden Themen i) CO₂-Bepreisung und ii) Aktivierung der EE-Potenziale sei zunächst kurz eingegangen.

Die Markt- und Förderdesigns sind stets auf einen wirksamen klimapolitischen Treiber für die Dekarbonisierung angewiesen. Dieser wird in der europäischen und deutschen Klimapolitik und in der begleitenden Modellierung insbesondere in der CO₂-Bepreisung gesehen (europäischer Emissionshandel). Da die CO₂-Emissionen im Energiesektor und (Teilen) der Industrie auf europäischer Ebene reguliert sind, muss die Dekarbonisierung auch auf dieser Ebene festgeschrieben sein, kann aber auch nur auf dieser Ebene, d.h. europäisch wirken.

Die umfangreichen vorliegenden Modellierungsergebnisse zur Dekarbonisierung einschließlich der Ergebnisse des Schwesterprojektes "Strommarkt und Klimaschutz – Transformation der Stromversorgung bis 2050" unterliegen stets spezifischen Annahmen wie beispielsweise dem

klimapolitischen Ambitionsniveau, der technologischen Entwicklung und verfügbaren Potentialen für erneuerbaren Energien und anderen Techniken. Vor diesem Hintergrund liegt es nahe, dass in der wissenschaftlichen Literatur ein breiter Korridor von CO₂-Preisen in klimapolitischen Szenarien im Zeitraum bis 2050 zu finden ist. Dabei ist die CO₂-Bepreisung auch im Zusammenhang mit der EE-Förderung und anderen Klimaschutzinstrumenten zu sehen, die in Kombination die Einhaltung von Klimazielen bewirken können.

Die zweite Grundvoraussetzung für die Systemtransformation ist die Aktivierung der EE-Potenziale. Viele Modellierungsstudien gehen hier von eher optimistischen Annahmen aus und identifizieren effiziente Transformationspfade. Beispielfhaft sei auf das o.g. Schwesterprojekt zur Strommarktmodellierung verwiesen, auch wenn dieses durch Abstandsannahmen und große pauschale Abschläge deutlich geringere EE-Potenziale berücksichtigt als dies rechnerisch möglich wäre. Hemmnisse bei der Aktivierung der EE-Potentiale erschweren die Systemtransformation – selbst, wenn sie diese nicht grundsätzlich in Frage stellen. Sind in Teilbereichen günstige EE-Potentiale nicht nutzbar, müssen andere, teurere Potentiale dies ausgleichen. Entsprechend höher ist dann auch ein möglicher Förderbedarf des EE-Ausbaus. Hemmnisse bei der Aktivierung der EE-Potentiale stellen das Marktdesign des Strommarkts daher nicht grundsätzlich in Frage, sollten allerdings zur Unterstützung einer effizienten und erfolgreichen Dekarbonisierung so weit wie möglich behoben werden. Hemmnisse des EE-Ausbaus, die in zu langen Genehmigungsverfahren, zu wenigen ausgewiesenen EE-Flächen und einer geringen Akzeptanz begründet sind, lassen sich durch monetäre Anreize, wie sie durch die CO₂-Bepreisung oder die EE-Förderung gesetzt werden, ggf. nur sehr begrenzt adressieren. Nötig ist hier eine zielgerichtete Politikstrategie, welche eine effiziente Transformation über eine geeignete Flächenplanung, Genehmigungspraxis, EE-Förderung und verlässliche CO₂-Bepreisung unterstützt.

Strommarktdesign

Mit der Entscheidung der Bundesregierung zum Strommarkt 2.0 wurde bereits ein Weg beschritten, der geeignet ist, mit kleineren, jedoch kontinuierlichen Anpassungen nachhaltig fortgeführt zu werden. Das EOM-Marktdesign ist bei geeigneter Ausgestaltung am besten in der Lage, die richtigen Signale zu senden, um eine kontinuierliche Flexibilisierung anzureizen und dadurch effiziente Marktergebnisse herbeizuführen und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Notwendige Eigenschaften sind dabei die freie Preisbildung im Sinne des Peak-Load-Pricing, die Möglichkeit Opportunitätskosten in allen Marktsegmenten angemessen abzubilden und die Internalisierung externer Effekte, die zu einer steigenden Wohlfahrt führt, indem Kosten und Nutzen vollumfänglich berücksichtigt werden. Im Sinne der Internalisierung von Klimakosten werden die deutschen und europäischen Klimaziele sowie die entsprechenden nationalen und europäischen Instrumente als Umsetzungsansatz gesehen.

Damit der Strommarkt die Wohlfahrt steigert und Versorgungssicherheit effizient gewährleisten kann, sollte die Binnenmarktintegration kontinuierlich weiterentwickelt werden. Dafür ist eine zunehmende Synchronisierung der Produkte am Spot- und Regelleistungsmarkt notwendig. Damit die Wohlfahrtspotenziale genutzt werden können, ist es ebenfalls nötig, die Interkonnektoren und die Netzinfrastruktur so weit auszubauen, dass die Ausgleichseffekte sehr weitgehend genutzt werden können.

Da sich die Anforderungen an ein effizientes Marktgeschehen aufgrund der fundamentalen Eigenschaften erneuerbarer Energien (variable Einspeisung, Prognoseungenauigkeit, regionale Verteilung und Gradienten der Einspeisung) in Kombination mit technologischen Innovationen auch langfristig stetig weiterentwickeln, ist es notwendig, das Markt- und Regulierungsdesign kontinuierlich auf mögliche Hemmnisse zu untersuchen und diese zu beseitigen. Um die

kontinuierliche Weiterentwicklung der Anforderungen an das Design zu begleiten, müssen beispielsweise Produkteigenschaften an den Spot- und Regelleistungsmärkten hinterfragt und bei Bedarf angepasst werden. Aus heutiger Perspektive scheint es auch denkbar, dass in späteren Marktphasen eine feinere zeitliche Granularität als 15-Minuten-Bilanzierungsintervalle notwendig werden könnte, um den sicheren Systembetrieb möglichst kosteneffizient zu gewährleisten. Dazu gehören auch die passende Produktdefinition an Spot- und Regelleistungsmärkten und das weitere zeitliche Heranführen des Handelsschlusses an den Erfüllungszeitraum. Aus heutiger Sicht mag das sehr ambitioniert erscheinen. Mit der Weiterentwicklung von IT- und Kommunikationssystemen ist es voraussichtlich zukünftig möglich, auf Basis eines höheren Maßes an Automatisierung des Systembetriebs die Systemsicherheit auch bei kurzfristigeren Handelsmöglichkeiten zu gewährleisten, sodass die Effizienzpotenziale des kurzfristigen Handels weiter ausgeschöpft werden können.

Parallel zur Weiterentwicklung der Kurzfristmärkte ist davon auszugehen, dass sich auch die Produkte an den Langfristmärkten weiterentwickeln. Es werden sich voraussichtlich Produkte herausbilden, mit denen Risiken besser bewirtschaftet werden können. Aus heutiger Sicht deutet sich bereits an, dass Produkte mit Options-Charakter dazu in der Lage wären, die Absicherung der Bilanzkreise einfacher zu ermöglichen. Derlei Produkte bilden sich jedoch erst im Markt, wenn sich die Anforderungen von Seiten der Produkt-Nachfrager ausreichend deutlich abzeichnen. Bei heutiger Einführung wäre vermutlich die Liquidität dieser Produkte sehr gering und der Preis sehr niedrig und nicht aussagekräftig. Ein Merkmal von Märkten, die derlei Produkte liquide handeln, ist das Auftreten von hohen Knappheitspreisen, die eine Absicherung wirtschaftlich machen. In Phasen mit Überkapazitäten, wie sie derzeit bestehen, ist es wirtschaftlich nicht rational, zusätzliche Absicherungsgeschäfte einzugehen, wenn stets ausreichend niedrige Gebote an den Kurzfristmärkten verfügbar sind.

Im Rahmen der Hemmnisreduktion muss gleichzeitig sichergestellt werden, dass die marktbasierten Anreize bei den richtigen Akteuren ankommen. Dafür ist es nötig, dass durch eine freie Preisbildung unverzerrte Anreize bei den Bilanzkreisverantwortlichen ankommen. Für die weitere effiziente Integration erneuerbarer Energien ist es notwendig, dass der Stromverbrauch sektorübergreifend möglichst verzerrungsfrei stattfindet. Dafür ist einerseits eine wirksame breite Bepreisung von CO₂ notwendig, und andererseits ein aufeinander abgestimmter Umgang mit Abgaben, Entgelten und Steuern. Das Ziel ist es, über alle Sektoren einen möglichst flexiblen und effizienten Energieeinsatz zu erreichen, der den Charakteristika erneuerbarer Energien entspricht.

Förderung erneuerbarer Energien

Die jüngsten Entwicklungen bei der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland und der damit verbundene Umstieg auf ein Ausschreibungssystem sind eine sinnvolle Weiterentwicklung in Richtung eines zunehmend effizienten Fördersystems. Die bisherigen Ausschreibungsergebnisse deuten bereits Fortschritte bei der Effizienz an. Besonders relevant ist dabei zum einen die wettbewerbliche Bestimmung des Fördersatzes anstelle einer regulatorischen Festlegung. Das Ausschreibungssystem setzt hier Anreize zur Offenbarung der tatsächlichen Kosten der Teilnehmer über ihre Gebote. Des Weiteren fördert der Wettbewerb im Rahmen der Ausschreibung die Erschließung zusätzlicher Effizienzpotenziale. Um eine umfängliche Bewertung des Ausschreibungssystems durchführen zu können, sind allerdings noch die tatsächlichen Realisierungsraten abzuwarten. Im Falle niedriger Realisierungsraten und einer Unterschreitung der gesetzten Ausbauziele kann und sollte an einzelnen Designelementen und insbesondere an den regulatorischen Rahmenbedingungen außerhalb des Fördersystems nachgeschärft werden, um das System weiter zu verbessern und eine robuste Zielerreichung zu ermöglichen. Zu den Hemmnissen außerhalb des Fördersystems zählen dabei u.a. unnötig lange

Genehmigungsverfahren, zu geringe ausgewiesene Ausbauflächen und Unsicherheit über politische und regulatorische Entscheidungen. Diese Hemmnisse sind unabhängig vom gewählten Fördersystem hinderlich für einen effizienten EE-Ausbau und sollten weitestgehend beseitigt werden.

Aufbauend auf konzeptionellen Analysen und den ersten Erfahrungen erscheinen Ausschreibungen mit einer variablen Prämie, einschließlich der in Deutschland implementierten Variante der gleitenden Marktprämie, für die mittlere Frist und bei Bedarf auch für die langfristige Zukunft geeignet, um den Transformationspfad fortzuführen. Für ein solches Fördersystem sprechen seine prinzipiell gute Treffsicherheit, die Nutzung von Kostensenkungspotenzialen durch wettbewerbliche Elemente sowie seine Anreize für eine effiziente Marktintegration. Wir gehen allerdings davon aus, dass (ähnlich wie beim Marktdesign) kontinuierliche Überprüfungen und ggf. Anpassungen ausgewählter Förderdesignelemente und des begleitenden Regulierungsrahmens notwendig sein können, um den Anforderungen der jeweiligen Situation gerecht zu werden. Dazu zählt auch, dass die ausgeschriebenen Mengen aktiv und vorausschauend gesteuert werden, sodass die Zielerreichung kontinuierlich und robust gewährleistet ist. Dabei sollte sichergestellt werden, dass durch ein transparentes und ganzheitliches Vorgehen ein hohes Maß an Planungssicherheit für Investoren besteht.

Zur Senkung der Förderkosten können die Freiheitsgrade in der technologischen Auswahl und der Standortwahl des EE-Ausbaus über technologieübergreifende und/oder länderübergreifende Ausschreibungen wettbewerblich genutzt und die entsprechenden Effizienzpotenziale erschlossen werden. Da in dem hier vorgeschlagenen Förderdesign der Marktwert mit dafür ausschlaggebend ist, welche technologischen und räumlichen Zubauoptionen zum Zuge kommen, können über die geöffneten Ausschreibungen effizientere Investitionen mit geringeren Förder- und Integrationskosten stattfinden.

Bei der Entscheidung über eine Ausweitung der technologie- bzw. länderübergreifenden Ausschreibungen spielen in der Praxis auch verschiedene weitere energiewirtschaftliche und politische Aspekte eine Rolle. So würde die Ausweitung von Auktionen auf andere Länder dazu führen, dass der EE-Zubau nicht mehr nur in Deutschland erfolgt. Wenn beispielsweise aufgrund von nationalen Klima- und EE-Zielen, aus arbeitsmarkt- und industriepolitischen Gründen oder mit dem Ziel günstigerer Großhandelspreise für Strom weiterhin ein heimischer (Mindest-) Zubau angestrebt wird, kann eine Hybrid-Strategie aus nationalen und länderübergreifenden Instrumenten die politisch präferierte (Übergangs-) Option sein.

Bei einer Umstellung auf technologieübergreifende Ausschreibungen ist zu berücksichtigen, dass dann bestimmte (auch langfristig sinnvolle) Technologien unter Umständen weniger oder vorübergehend nicht mehr ausgebaut werden. Um einen kontinuierlichen und robusten Ausbau von langfristig sinnvollen Technologien zu gewährleisten oder aus arbeitsmarkt- und industriepolitischen Abwägungen heraus, können daher technologiespezifische Instrumente (ergänzend) beibehalten werden. Technologiespezifische (ergänzende) Instrumente können ebenso dazu dienen, die für einen schnellen EE-Ausbau erforderlichen Potentiale, insb. vor dem Hintergrund der Akzeptanz vor Ort, zu erschließen und hierfür einen breiten Technologiemix zu sichern. Ein Beispiel hierfür ist die Förderung der Offshore-Windenergie in den letzten Jahren, ohne die derzeit das 65%-EE-Ziel für 2030 nur schwer erreichbar erscheint.

Beim fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien ist eine kontinuierliche Stärkung des Wettbewerbs und der Effizienzanreize entscheidend dafür, dass die Förderkosten auch bei hohen EE-Anteilen im Rahmen bleiben, und dass die EE wirtschaftlicher werden und die Beiträge der Strommarktentnahmen zu ihrer Finanzierung wachsen. Aus ökonomischer Sicht wäre es erstrebenswert, wenn erneuerbare Energien perspektivisch marktgetrieben in einem

flexiblen Binnenmarkt mit einer (möglichst vollständigen) Internalisierung externer Effekte in Form zielkonsistenter CO₂-Preise (entweder auf Basis einer CO₂-Mengen- oder Preissteuerung) zugebaut würden. Auch bei klimazielskonsistenten europäischen CO₂-Preisen ist jedoch nicht zwangsläufig gewährleistet, dass die nationalen EE- und Klima-Ziele erreicht werden, selbst wenn die EE auf europäischer Marktebene ohne Förderung wirtschaftlich sind. Zur Erfüllung nationaler Ziele wäre dann eine (zumindest flankierende) Förderung des heimischen EE-Ausbaus notwendig.

Die Entwicklung der Ergebnisse im Ausschreibungssystem liefert Hinweise darauf, wie sich der Förderbedarf entwickelt. Wenn sich die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien weiter verbessert, berücksichtigen die Teilnehmer in den Ausschreibungen ihre sinkenden Kosten und ihre absehbaren Mehrerträge am Strommarkt zunehmend in ihren Gebotsstrategien, d.h. über niedrigere Gebote. In diesem Kontext wird auch die Frage aufgeworfen, ob Mehrerträge von EE-Anlagen an guten Standorten zusätzlich über regulatorische Instrumente abgeschöpft werden sollten. Ein solches Vorgehen würde einerseits die Effizienzanreize reduzieren und das Signal senden, dass erneuerbare Energien dauerhaft in einem regulierten Marktsegment blieben, anstatt das erneuerbare Energien mit zunehmender Wirtschaftlichkeit vorrangig unter wettbewerblichen Bedingungen zugebaut werden. Andererseits könnten mit solchen Ansätzen beispielsweise große Mitnahmeeffekte am Strommarkt infolge hoher CO₂-Preise und daraus resultierender hoher Strompreise abgeschöpft werden, die dann bei sehr guten EE-Standorten entstehen könnten. Auf diese Weise könnten die insgesamt auf die Stromkunden umzulegenden EE-Förderkosten gesenkt werden. Energiepolitisch gilt es die Entwicklung von Mitnahmeeffekten und ihrer Effekte auf die Förderkosten im Blick zu behalten und zu prüfen, ob die Stärkung des europäischen Binnenmarktes, eine geeignete EE-Förderpolitik oder andere Ansätze geeignet sind, möglichen Fehlentwicklungen effizient entgegenzuwirken. Hierzu sind weitere vertiefende Analysen erforderlich.

Wenn erneuerbare Energien zunehmend wirtschaftlich sind, werden bei Ausschreibungen häufiger Null-Gebote abgegeben. Wird dies für längere Zeiträume beobachtet, kann das ein Zeichen dafür sein, dass das Fördersystem (zumindest zeitweise) nicht mehr zwingend notwendig ist. Um das Erreichen der langfristigen EE-Ziele und einen möglichst gleichmäßigen Zubau sicherzustellen, können die Ausschreibungen entweder mit sehr niedrigen resultierenden Fördersätzen weiterlaufen oder ausgesetzt werden. Insbesondere im zweiten Fall ist dann eine kontinuierliche Marktbeobachtung und bei Bedarf die Reaktivierung der Förderung notwendig. In diesem Prozess sollte allerdings darauf geachtet werden, dass ein stabiler Rahmen für Investitionen bzw. das dafür notwendige Maß an Planbarkeit der ökonomischen und politischen Entwicklung gewahrt bleibt.

Zukünftig können EE-Projekte auch vermehrt abseits von Ausschreibungen auf Basis von bilateralen Verträgen (Power Purchase Agreements – PPAs) zwischen Projektierern und Stromverbrauchern zustande kommen. In PPAs teilen sich die beiden Vertragspartner die Marktrisiken und können auf Basis dieser langfristigen Finanzierungsvereinbarung Fremdkapital von Banken erhalten. Dieser marktgetriebene Zubau von EE berücksichtigt alle Informationen zur Kosten- und Marktwertentwicklung sowie alle relevanten Marktrisiken, sodass der EE-Ausbau systemfreundlich erfolgt. PPA stehen dabei nicht im Widerspruch zu Fördersystemen. Vielmehr können PPA eine ergänzende und/oder alternative Finanzierungsquelle für EE darstellen, die längerfristig mit zunehmender Erfahrung und Wirtschaftlichkeit der EE an Bedeutung gewinnt.

Zwischenfazit: So lange jedoch die Voraussetzungen einer hinreichenden Wirtschaftlichkeit auf Basis eines flexiblen Binnenmarktes und eines ambitionierten, rahmengebenden EU-Emissionshandels mit zielkonsistenten CO₂-Preisen nicht erfüllt sind, gehen wir davon aus, dass

Fördersysteme nötig sein werden, um einen robusten Ausbaupfad und die Erfüllung der Ziele zu gewährleisten. Auch wenn diese Voraussetzungen erfüllt sind, können jedoch die bereits oben genannten politischen Gründe – u.a. nationale Klima- und EE-Ziele, Arbeitsmarkt- und Industriepolitik – zu einer Beibehaltung (flankierender) Fördersysteme zur räumlichen oder technologischen Steuerung des EE-Ausbaus führen. Unabhängig davon, welche politischen Abwägungen eine mögliche EE-Förderung begründen, sollte diese Förderung so ausgestaltet sein, dass die Akteure ihre Investitions- und Vermarktungs-Entscheidungen an Marktsignalen ausrichten.

Das Förderdesign für EE sollte zudem auch energiewirtschaftliche Wechselwirkungen mit anderen Systemelementen berücksichtigen. U.a. wirkt eine EE-Förderung tendenziell dämpfend auf CO₂- und Strompreise. Dies wirkt entlastend für die Endverbraucher von Strom. Gleichzeitig verschlechtert die Förderung die Marktwerte der EE, so dass die Förderung auch den spezifischen Förderbedarf der EE erhöht. Mögliche Entlastungseffekte der Stromendverbraucher durch niedrigere Preise sollten daher u.a. gegenüber der Finanzierung höherer Förderbedarfe und weiteren potenziellen Ineffizienzen des EE-Fördersystems abgewogen werden.

Versorgungssicherheit

Die Analysen in Kapitel 3 und 5 zeigen, dass Versorgungssicherheit in einem Strommarktdesign auf Basis eines Energy-Only-Marktes effizient von Marktakteuren gewährleistet werden kann. Dafür ist es notwendig, dass Preissignale eine Anreizwirkung entfalten können. Daher sollte das Markt- und Regulierungsdesign auf noch bestehende Hemmnisse geprüft und diese beseitigt werden, wenn diese dazu führen, dass ein ineffizient großer Teil der Marktakteure nicht auf die Preissignale reagieren kann. Quantifizierbare Marktrisiken können durch Absicherungsgeschäfte von den Marktakteuren bewirtschaftet werden. Die entsprechenden Anreize führen zu Innovationen und Investitionen bei denjenigen Akteuren, die effizient auf die Marktrisiken reagieren können.

Der Transformationspfad zeichnet sich jedoch auch durch ungewisse Entwicklungen aus. Ungewissheit entsteht, wenn die Wahrscheinlichkeit von Entwicklungen nicht sinnvoll quantifiziert werden kann. Ungewisse Ereignisse können beispielsweise extreme Wetterereignisse oder unvorhersehbare Marktverzögerungen sein, die sich nicht von Marktakteuren antizipieren lassen. Ungewisse Extremereignisse können durch eine Kapazitätsreserve abgesichert werden. Sie hat den Vorteil, dass die klassischen Marktrisiken weiterhin von den Marktakteuren bewirtschaftet werden und somit Innovations- und Effizienzpotenziale genutzt werden können. Kapazitätsmärkte hätten dagegen den Nachteil, dass auch einige Marktrisiken durch ein reguliertes System abgefangen werden und Marktakteure daher nicht mehr umfänglich auf Marktsignale reagieren, sondern primär auf regulatorische Vorgaben, die innovations- und effizienzhemmend wirken. Kapazitätsmärkte verlängern auf diese Weise auch den Fortbestand konventioneller (Über-) Kapazitäten, die insbesondere langfristig dem Ziel einer effizienten Dekarbonisierung und einem effizienten Marktwert der erneuerbaren Energien entgegenstehen.

Die Entwicklungsrichtung des Strommarktes 2.0 ist daher nachhaltig. Es werden Marktanreize durch das Ausgleichsenergiepreissystem gestärkt, Hemmnisse durch das fortlaufende Monitoring reduziert und ungewisse Ereignisse durch eine Kapazitätsreserve abgesichert. Dieser Pfad ermöglicht es Innovationen anzureizen, niedrige Kosten durch ein effizientes Marktgeschehen zu erhalten und Versorgungssicherheit effizient zu gewährleisten sowie durch eine Kapazitätsreserve zusätzlich abzusichern.

Summary

A low-carbon electricity supply based on renewable energies (RES) is an integral part of an ambitious, long-term climate protection project. The decarbonisation of the electricity supply in a sustainable way requires a complete change to RES and a structural adjustment of the residual power plant fleet, more flexibility in demand, network expansion and an increased use of technologies using the interfaces of the electricity sector to the heat and the transport sector (sector coupling). In order to be able to design the transformation process safely and cost-effectively, a market and regulatory framework is required that supports the expansion of renewable energies and efficiently organizes the interaction of the system elements.

The Federal Environment Agency (UBA) has therefore commissioned Connect Energy Economics GmbH (Connect) to develop a consistent synthesis proposal for the years 2020 to 2050 that covers the power market design, the RES support scheme and, if necessary, security of supply measures. The appropriate designs and measures are designed to achieve the goals of the energy transition, while preserving the balance of the energy policy triangle. All considerations follow the scenario of an ambitious decarbonisation path which is based on the Paris climate targets, the European decarbonisation targets and, at the national level, the German climate protection goals and plans. The ambition level of this guiding scenario is interpreted by the Federal Environment Agency as a 95% reduction of greenhouse gases compared to 1990, which should be achieved by 2050. In the corresponding target system, the energy supply is in all probability based to a large extent on wind and solar energy and on RES-based CO₂-neutral fuels.

Against this backdrop, the questions regarding the market and regulatory design also arise from the fact that some fundamental challenges that the supply system faces with increasing shares of variable renewable energies are already evident today. At the same time, expectations can be formed about how this challenge will evolve and change as the transformation process progresses. In the course of this process, the open questions can be systematically analyzed and transformed into a long-term strategy. The strategy should be oriented towards avoiding unwanted path dependencies and creating a stable investment framework that paves the way for the successful implementation of the energy transition. In the following, we summarize the key features of high-RES systems, the derived market and support scheme design requirements, and the synthesis proposal for these designs developed in this project.

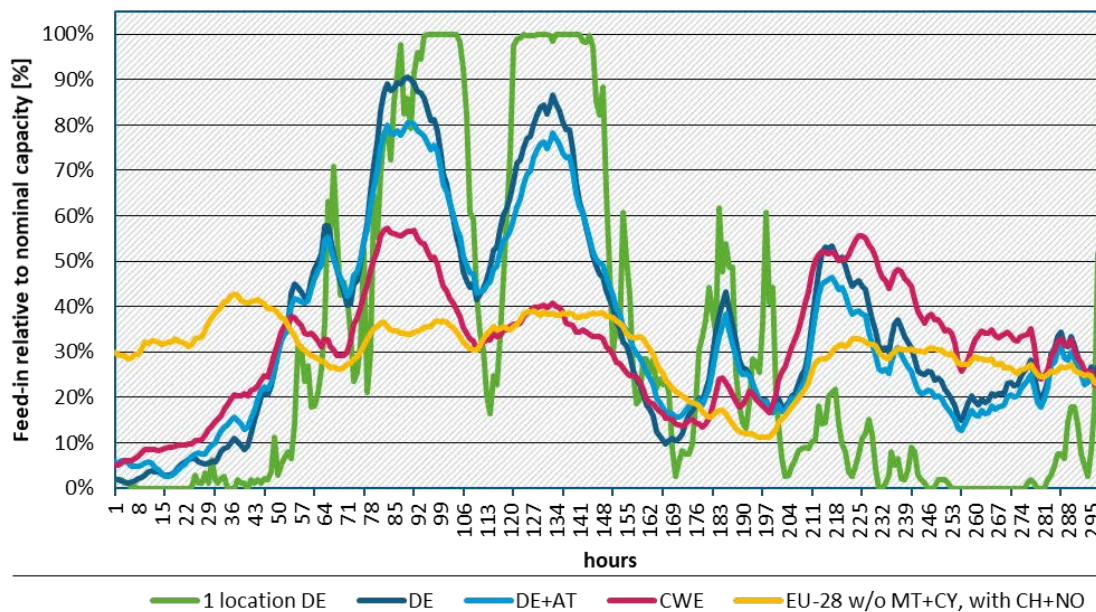
Properties of a system with high RES shares and requirements for market and support scheme designs

The fundamental characteristics of renewable energies result in system requirements that need to be met for successful RES integration. This on the other hand leads to requirements for the design of the power market and the RES support scheme, which enable a corresponding system transformation.

Fundamental properties of a system with high levels of renewable energy

Renewable energy sources (RES) have specific characteristics that are different from those of conventional power plants. First, the supply of variable RES depends on the weather conditions. The structure of the feed-in is therefore subject to stochastic influences, which have daily and / or seasonal patterns. Accordingly, the forecast of variable renewable energy feed-in is associated with uncertainties. In a given area, production also depends on the regional distribution of renewable energies and the corresponding mixing effects in feed-in. The extent of the mixing effects also influences how steep the weather and technology-related gradients of the RES feed-in are. The following figure illustrates various of these properties using the example of wind energy feed-in in Germany and Europe.

Variability and balancing effects of onshore wind



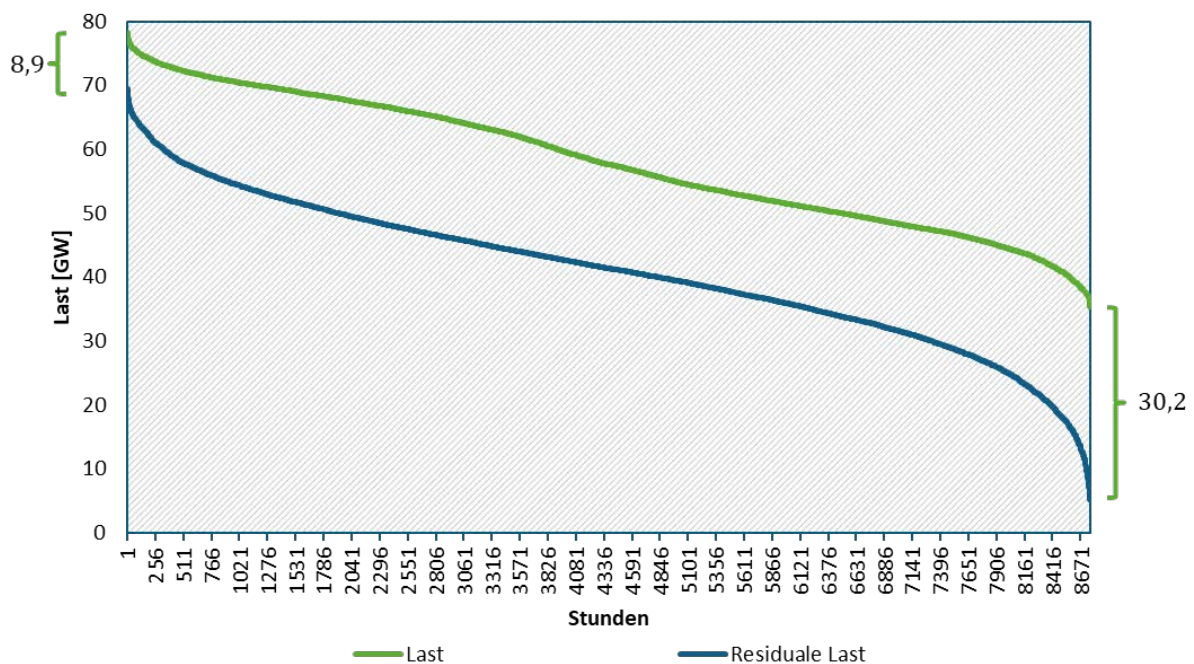
Source: Own calculation based on vestas.com and DWD (2014).

The properties of renewable energies are also being transferred to the fundamental characteristics of the electricity system with increasing RES shares. The system must service the steeper ramps of residual demand and compensate for the unplanned deviations of the RES feed-in. The following figure also shows that the difference between the maximum and the minimum load to be covered by the residual system increases with the RES expansion. The provision of sufficient flexibility in these scarcity and surplus situations is therefore a central task of a power system with high RES shares. As a result, the characteristics of RES lead to changed requirements for system operation as well as for the generation, consumption and network infrastructure of the system. These requirements can eventually be translated into criteria for a market design.

Requirements for a market design for high shares of renewable energies

The market design can make a significant contribution to satisfying the fundamental requirements of the system. Because there are many technological options that can provide the necessary functions, a mechanism is needed that results in the most cost-effective deployment and technology mix possible. If sufficient flexibility potential exists, the competition between investment options can be used to efficiently allocate resources. The task of the market design is then to ideally translate system requirements into price signals. At high levels of renewable energy, the system's fundamental volatility translates into volatile price signals that, in an efficient design, reflect both the flexibility needs in high and low residual load situations for all supply-side, demand-side and adjacent sector flexibility providers.

Load duration curve and residual load duration curve in Germany in 2018



Source: Own calculation based on ENTSO-E (2019).

Economic conditions for renewable energies and the role of the market design

Consequently, the fundamental characteristics of renewable energies also affect electricity prices. In particular, in situations with a very high feed-in from renewable energies, the price can fall sharply when the demand is at the same time very low. In these situations, large losses can occur in the RES market value. In order for prices and ultimately market values not to be unnecessarily low, renewable energies need to be complemented by a system of flexibility options and market products. The flexibility is ideally provided by the efficient market design described above. Especially the new consumers from other sectors can provide a large flexibility potential as they often use energy storage technologies (e.g. e-mobility, heat pumps). Thus, they can contribute to stabilizing the RES market value.

The need for RES support evolves with the RES share, the cost of the technologies, and the characteristics of the residual system. The regulatory framework as well as CO₂ prices also influence the need for RES support. In a consistent system of market and support scheme designs, an efficient RES market value and a corresponding need for support arises. In addition to more flexibility, hedging transactions can also increase market value by influencing the value of renewable energies through contract design and the composition of the overall portfolio. In this context, the support scheme should be designed to reduce information asymmetries via incentives to reveal true costs and to provide a stable framework for the residual "flexibility system", which in turn will foster efficient, market value increasing investments. Especially the additional demand by sector coupling technologies supports the RES market value in surplus situations.

Dynamics of the system transformation

In view of the length of the considered period and the size of the task of the system transformation, the dynamics of the adjustment process should be consciously dealt with. In the different phases of the transformation, which can be characterized on the basis of their share of renewable energy, there are also different requirements for the system. These changing

requirements should also be reflected in the market design and support scheme. At the same time, the transformation phase entails uncertainties, which i.a. can lead to delays in investments in flexibility. The uncertainties about the adaptation processes on the supply-side (and potentially in the network, so far as it influences RES development) can therefore lead to a need to secure power supply in the transformation. The corresponding measures should be compatible with system transformation and should not create additional barriers to the flexibility and cost-effectiveness of renewable energy.

Synthesis proposal for a market and support scheme design

From the analyzes on different variants of market and support scheme designs, we have derived a synthesis proposal described in the following. But first, we give some remarks on basic prerequisites for a successful transformation.

CO₂ pricing and activation of renewable energy potential as a basic prerequisite for the transformation

Important basic prerequisites for the system transformation towards renewable energies lie outside the actual subject of this final report. However, they are presupposed and are nevertheless of fundamental importance in terms of climate policy. The two topics i) CO₂ pricing and ii) activation of the renewable energy potential will be briefly discussed here.

The design of market and support scheme is always dependent on an effective climate policy driver for decarbonization. This is seen in European and German climate policy and in the accompanying modeling especially in CO₂ pricing (European emissions trading). Since CO₂ emissions in the energy sector and (parts of) industry are regulated at European level, decarbonization must both be fixed and implemented at this level, too.

The extensive modeling results for decarbonization scenarios, including the results of the accompanying project "Electricity Market and Climate Protection - Transformation of the Power Supply by 2050", are always subject to specific assumptions such as the level of climate policy ambition, technological development and available potential for renewable energies and other technologies. Against this background, it is obvious that a broad range of CO₂ prices can be found in climate policy scenarios for the period up to 2050 in the scientific literature. The CO₂ pricing is also to be seen in connection with renewable energy support and other climate protection instruments, which in combination can achieve compliance with climate targets.

The second basic requirement for system transformation is the activation of renewable energy potential. Many modeling studies make rather optimistic assumptions and identify efficient transformation paths. As an example, see the above mentioned accompanying modeling project, even if it takes into account significantly lower renewable energy potential than would be mathematically possible due to assumptions on minimum distance requirements and other large deductions. Obstacles to the activation of renewable energy potential complicate the system transformation - even if they do not fundamentally question it. If cheap renewable energy potentials cannot be used in some areas, other, more expensive potentials have to compensate for this. The potential support requirement for renewable energy expansion is correspondingly higher. Obstacles to the activation of renewable energy potential therefore do not fundamentally question the market design of the electricity market, but should be removed as much as possible to support efficient and successful decarbonization. Obstacles to the expansion of renewables, which are due to too long approval procedures, too few designated RES areas and a low level of public acceptance, can only to a very limited extent be overcome by monetary incentives, such as those set by CO₂ pricing or RES support schemes. What is needed here is a targeted policy

strategy that supports an efficient transformation through suitable spatial planning, approval practice, renewable energy support and reliable CO₂ pricing.

Power market design

With the Federal Government's decision on the power market 2.0, a path has already been taken which can be sustainably pursued with small but continuous adjustments. When properly designed, the energy only market (EOM) design will be able to send the right signals to stimulate continuous flexibilization, thereby delivering efficient market outcomes and ensuring security of supply. Necessary features are free price formation in the sense of peak-load pricing, the ability to adequately reflect opportunity costs in all market segments, and the internalization of externalities leading to increased welfare by fully taking into account costs and benefits. Regarding the internalization of climate costs, this refers to the successful implementation of the German and European climate targets and corresponding national and European measures.

In order for the power market to increase welfare and ensure security of supply efficiently, European internal market integration should be continuously evolved. This requires an increasing synchronization of the products on the spot and balancing market. In order for the welfare potentials to be exploited, it is also necessary to expand the interconnectors and the network infrastructure so that cross-border balancing effects can be used to a large extent.

Since the requirements for an efficient market development that arise from the fundamental characteristics of renewable energies (variable infeed, forecast inaccuracy, regional distribution and gradient of the feed-in) as well as from technological innovations continue to evolve in the long term, it is necessary to continuously check the market and regulatory designs for obstacles and to remove them. In order to accompany the continuous development of the requirements, e.g. product characteristics in the spot and balancing markets must be checked and adapted as necessary. From today's perspective, it seems conceivable that finer time granularity than 15-minute accounting intervals could be required in later market phases to ensure secure system operation in a cost-efficient way. This also includes the appropriate product definition on spot and balancing markets and trading options closer to the settlement period. From today's perspective, this may seem very ambitious. With the further development of IT and communication systems, it is likely that in the future it will be possible to ensure system security even with shorter-term trading options on the basis of a higher degree of automation of system operation, so that the efficiency potential of short-term trading can be used more fully.

Parallel to the further development of short-term markets, it can be assumed that products will also continue to develop in the long-term markets. There are likely to be products that can better manage risks. From today's point of view, it already suggests that option products would be able to secure imbalance groups. However, such products only emerge in the market when the product demand is sufficiently clear. Today, the liquidity of these products would probably be very low as well as the prices. One feature of markets that trade such products is the high scarcity prices that make hedging profitable. In periods of overcapacity, it is not economically rational to enter into additional hedging transactions if sufficiently low bids are always available in the short-term markets.

In addition to reducing barriers, it must be ensured at the same time that the market-based incentives reach the right players. For this it is necessary that a free pricing allows that undistorted incentives reach the balancing responsible parties. For the further efficient integration of renewable energies, it is necessary that electricity consumption takes place across sectors as far as possible without distortion. On the one hand, this requires effective, cross-sector pricing of CO₂ and, on the other hand, a coordinated approach to levies, charges and taxes.

The goal is to orchestrate across all sectors the most flexible and efficient use of energy that meets the characteristics of renewable energy.

Promotion of renewable energies

The latest developments in the promotion of renewable energies in Germany and the associated switch to a tendering system are a sensible further development towards an increasingly efficient support system. The results of the tender so far already indicate progress in efficiency. On the one hand, the competitive determination of the support rate instead of a regulatory determination is particularly relevant. The tendering system provides incentives to disclose the actual costs of the participants through their bids. Furthermore, the competition within the framework of the tender promotes the development of additional efficiency potential. In order to be able to carry out a comprehensive evaluation of the tendering system, the actual implementation rates have to be awaited. In the case of low implementation rates and falling short of the set expansion targets, individual design elements and in particular the regulatory framework outside the support system can and should be re-sharpened in order to further improve the system and enable robust target achievement. The barriers outside the support system include unnecessarily long approval procedures, insufficient designated RES areas and uncertainty about political and regulatory decisions. Regardless of the support system chosen, these obstacles hinder efficient renewable energy expansion and should be eliminated as far as possible.

Based on conceptual analyses and initial experience, we assume that tenders with a variable premium based on the basic concept that is also used for the German market premium are suitable for the medium term and, if necessary, for the long term to continue the transformation path. Such a support system has good accuracy, makes use of cost reduction potential through competitive elements and sets incentives for efficient market integration. However, we assume that (similar to the market design) continuous reviews and, if necessary, adjustments to selected support scheme design elements and the accompanying regulatory framework will be necessary to meet the requirements of the respective situation. This also means that the tendered quantities are actively and foresightfully managed, so that target achievement is guaranteed continuously and robustly. It should be ensured that there is a high degree of planning security for investors through a transparent and holistic approach.

In order to reduce the support scheme costs, the degrees of freedom in the technological selection and location selection of renewable energy expansion can be used competitively through cross-technology and / or cross-country tenders and the corresponding efficiency potential can be tapped. Since in the support scheme design proposed here the market value is decisive for which technological and spatial expansion options are used, more efficient investments with lower support and integration costs can take place via the expanded tenders.

In practice, further economic and political aspects are relevant for the decision to expand the cross-technology or cross-country tenders. The expansion of auctions to other countries would mean that the further expansion of renewables would not only take place in Germany. If, for example, due to national climate and RES targets, for labor market and industrial policy reasons or to achieve lower power prices, a (minimum) domestic RES expansion is still a goal, a hybrid strategy of national and transnational instruments can be the politically preferred (transition) option.

When switching to cross-technology tenders, it must be taken into account that certain technologies (including those that are beneficial in the long term) may then be less or temporarily not expanded. (Supplementary) Technology-specific instruments can therefore also be retained because of labor market and industrial policy considerations or in order to ensure

the continuous and robust expansion of technologies that are beneficial in the long term. (Supplementary) Technology-specific instruments can also serve to develop the potentials required for a rapid expansion of renewable energies, especially against the background of local acceptance, and to secure a broad technology mix for this purpose. An example of this is the promotion of offshore wind energy in recent years, without which the German 65% RES target for 2030 currently seems difficult to achieve.

With increasing RES development, a continual strengthening of competition and incentives for efficiency is crucial to ensure that the subsidy costs remain manageable, even with a high proportion of renewables, that renewable energies become more economical and that the contributions of electricity market revenues to their financing increase. From an economic point of view, it would be desirable if renewable energy investments were prospectively market-driven in a flexible European internal market with internalization of external effects in the form of target-consistent CO₂ prices (either based on CO₂ quantity or price control). Even with European CO₂ prices that are consistent with the climate target, it is not necessarily guaranteed that the national RES and climate targets will be achieved, even if the RES are economically viable at the European market level without subsidies. In order to meet national goals, it would then be necessary to (at least flank) the domestic expansion of renewable energies.

The future results of the tendering system can also provide information on how the need for RES support is developing. When the profitability of renewable energies continues to improve, the participants in the tenders will increasingly consider their falling costs and their expected additional income on the electricity market in their bidding strategies via lower bids. In this context, the question is also raised whether surplus income for RES in very good locations should be skimmed off through regulatory instruments. Such a procedure would on the one hand reduce the efficiency incentives and send the signal that renewable energies would remain permanently in a regulated market segment, instead of moving towards building RES under competitive conditions. On the other hand, such approaches could, for example, absorb large surplus profits that could arise for RES in very good locations in case of high CO₂ prices and the resulting high electricity prices. In this way, the total RES subsidy costs that are passed on to end consumers could be reduced. In terms of energy policy, it is important to keep an eye on the development of surplus profits and their effects on subsidy costs, and to examine whether the strengthening of the European internal market, a suitable renewable energy subsidy policy or other approaches are suitable for efficiently counteracting possible undesirable developments. With regard to this subject, further in-depth analyses are required.

When renewable energies are increasingly economical, zero bids become more frequent. If this is observed for longer periods, this can be a sign that the support scheme is (at least temporarily) no longer absolutely necessary. In order to ensure that the long-term renewable energy goals are achieved and the expansion is as smooth as possible, the calls for tenders can either continue with very low resulting support rates or be suspended. In the second case in particular, continuous market observation and, if necessary, reactivation of the support scheme are necessary. In this process, however, care should be taken to ensure that a stable framework for investment and the necessary degree of predictability of economic and political developments are maintained.

In the future, renewable energy investments can also increasingly take place outside of tenders based on bilateral contracts (Power Purchase Agreements - PPAs) between project planners and electricity consumers. In PPAs, the two contracting parties share the market risks and can obtain capital from banks on the basis of this long-term financing agreement. This market-driven expansion of RES takes into account all available information on the development of costs and market value as well as all relevant market risks, so that the expansion of RES is system-friendly.

PPAs do not contradict support systems. Rather, PPAs can represent a supplementary and / or alternative source of finance for renewable energies, which in the long term becomes more important with increasing experience and increasing economic efficiency of renewable energies.

Preliminary conclusion: as long as the prerequisites for sufficient economic viability based on a flexible European internal market and effective EU emissions trading with target-consistent CO₂ prices are not met, we assume that support systems will be necessary to ensure a robust expansion path and the fulfillment of the goals. Even if these prerequisites are met, the political reasons mentioned above - including national climate and RES targets, labor market and industrial policy – may lead to the maintenance of (accompanying) support systems for the spatial or technological control of renewable energy expansion. Regardless of which political considerations give rise to a support scheme, this support scheme should be designed in such a way that the participants base their investment and marketing decisions on market signals.

The support scheme design for RES should also take into account economic interactions with other power system elements. For example, renewable energy subsidies tend to have a dampening effect on CO₂ and power prices. This lowers the costs for end consumers. At the same time, however, the market value of RES decreases, so that the support scheme also increases the specific need of financial RES support. Possible savings for end consumers through lower CO₂ and power prices should therefore i.a. be weighed against the higher costs and other potential inefficiencies of the renewable energy support scheme.

Security of supply

The analyses in Chapters 3 and 5 show that security of supply can be efficiently ensured by market actors in an energy only power market design. For this, it is necessary that price signals can have an incentive effect. Therefore, the market and regulatory design should be checked for remaining barriers and those barriers should be removed if they prevent an inefficiently high share of market participants from reacting to the price signals. Quantifiable market risks can be managed by market participants through hedging. The corresponding incentives stimulate innovation and investments.

However, the transformation path is also characterized by uncertain developments. Uncertainty arises when the probability of developments cannot be reasonably quantified. Uncertain events can be, for example, extreme weather events or unpredictable market delays that cannot be anticipated by market participants. The power system can be protected against uncertain extreme events by a capacity reserve. It has the advantage that market risks continue to be managed by the relevant market participants and thus innovation and efficiency potential can be exploited. Capacity markets, on the other hand, have the disadvantage that some market risks are also absorbed by a regulated system and market participants are therefore no longer fully responsive to market signals, but primarily to regulatory requirements that inhibit innovation and efficiency. Capacity markets thus also extend the continued existence of conventional (over) capacities, which in particular oppose the goal of efficient decarbonisation in the long term.

The development direction of the German power market 2.0 is therefore sustainable. Market incentives are strengthened by the imbalance pricing system, barriers are reduced through continuous monitoring and the system is protected against uncertain events by a capacity reserve. This path makes it possible to stimulate innovation, to maintain low costs through efficient market activity and to ensure security of supply efficiently, additionally safeguarded by a capacity reserve.

1 Einleitung

Eine CO₂-arme Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien ist ein integraler Bestandteil eines ambitionierten, langfristigen Klimaschutzvorhabens. Die Dekarbonisierung der Stromversorgung im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung erfordert eine vollständige Umstellung auf erneuerbare Energien und infolge dessen eine strukturelle Anpassung des residualen Kraftwerksparks, eine Flexibilisierung der Nachfrage, Netzausbau sowie eine verstärkte Nutzung der Schnittstellen des Stromsektors zum Wärme- und zum Verkehrssektor (Sektorkopplung). Um den Transformationsprozess sicher und kostengünstig gestalten zu können, müssen Rahmenbedingungen im Markt- und Regulierungsdesign geschaffen werden, die den Ausbau der erneuerbaren Energien unterstützen und das Zusammenspiel der Systemelemente effizient organisieren.

Das Umweltbundesamt (UBA) hat daher die Connect Energy Economics GmbH (Connect) damit beauftragt, in diesem Projekt einen konsistenten Synthesevorschlag aus Strommarktdesign, Fördersystem und ggf. die Versorgungssicherheit absichernden Instrumenten für die Jahre 2020 bis 2050 zu entwickeln, der den Anforderungen der erneuerbaren Energien und des Transformationsprozesses gerecht wird. Die entsprechenden Designs und Instrumente sind darauf ausgerichtet, die Dekarbonisierung und die Ziele der Energiewende zu erreichen, und dabei die Balance des energiepolitischen Dreiecks zu wahren. Alle Überlegungen folgen dem Leitszenario eines ambitionierten Dekarbonisierungspfades in der Energieversorgung, das sich an den Pariser Klimazielen, den europäischen Dekarbonisierungspfaden und auf nationaler Ebene an den deutschen Klimaschutzzielen und -plänen orientiert. Das Ambitionsniveau dieses Leitszenarios wird vom Umweltbundesamt als mindestens 95%ige Reduktion der Treibhausgase gegenüber 1990 interpretiert, die bis 2050 erreicht werden soll. In dem entsprechenden Zielsystem basiert die Energieversorgung aller Voraussicht nach zu großen Teilen auf den variablen Energieträgern Wind und Sonne und den durch Umwandlungsprozesse erzeugten CO₂-neutralen Brennstoffen auf Basis erneuerbarer Energien.

Die Frage nach dem Markt- und Regulierungsdesign ergibt sich vor diesem Hintergrund auch daraus, dass bereits heute einige fundamentale Herausforderungen erkennbar sind, denen sich das Versorgungssystem mit wachsenden Anteilen variabler erneuerbarer Energien gegenüber sieht. Gleichzeitig können Erwartungen darüber gebildet werden, wie sich diese Herausforderung im fortschreitenden Transformationsprozess entwickeln und verändern werden. Im Zuge dieses Erkenntnisprozesses lassen sich die offenen Fragen systematisch analysieren und in eine langfristige Strategie überführen. Die Strategie sollte so ausgerichtet sein, dass ungewollte Pfadabhängigkeiten vermieden werden und ein stabiler Rahmen für Investitionen geschaffen wird, der den Weg für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ebnet. Bei der Entwicklung dieser Strategien werden an geeigneter Stelle die Ergebnisse des UFOPLAN-Schwesterprojektes „Strommarkt und Klimaschutz – Transformation der Stromversorgung bis 2050“ („Szenarioprojekt“, FKZ 3713 97 102) berücksichtigt, in dem Connect mögliche Transformationspfade bis 2050 quantitativ analysiert hat.

Im Folgenden widmen wir uns zunächst den Anforderungen an das Strommarktdesign auf dem Weg zu einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien (Kapitel 2). Im dritten Kapitel übersetzen wir diese Anforderungen in Eigenschaften und Ausgestaltungselemente des Strommarktdesigns. In Kapitel 4 entwickeln wir dann Eckpunkte für ein Förderdesign für erneuerbare Energien und dessen Weiterentwicklung mit weiter steigenden EE-Anteilen. Das fünfte Kapitel untersucht, ob und wie das im dritten Kapitel entwickelte Strommarktdesign angepasst oder ergänzt werden sollte, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Der Bericht schließt mit einem Synthesevorschlag (Kapitel 6), der die Erkenntnisse zusammenführt.

2 Anforderungen an das Strommarktdesign auf dem Weg zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

Wir beginnen unsere Analysen mit einigen begrifflichen Definitionen und Abgrenzungen, die das Verständnis der Thematik und den Zugang zu diesem Bericht erleichtern können. Daran anschließend leiten wir die Eigenschaften eines Versorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien aus den fundamentalen Eigenschaften der EE ab, um auf dieser Basis im nächsten Schritt die Anforderungen an das Strommarktdesign zu entwickeln. Alle in diesem Projekt diskutierten Marktdesigns werden daran gemessen, ob und zu welchen Kosten sie diese Anforderungen erfüllen. Um die spätere Bewertung von Designvorschlägen zu vereinfachen, werden in diesem Kapitel Bewertungskriterien definiert. Durch ihre allgemeine Qualität können sie im weiteren Projektverlauf nicht nur auf das Strommarktdesign, sondern auch auf Förderdesigns und ergänzende Mechanismen angewendet werden. In den letzten beiden Fällen ergänzen wir jedoch spezifische Dimensionen der Bewertung.

2.1 Strommarkt, Marktdesign und Regulierungsdesign

Am Strommarkt werden das Angebot von und die Nachfrage nach Elektrizität auf Basis von Geboten zusammengeführt und ein Preis für das gehandelte Gut ermittelt. Unter dem Begriff Strommarkt wird im Rahmen dieser Studie zunächst das Gesamtsystem aus Termin-, Spot- und Regelleistungsmärkten zusammengefasst. Die Terminmärkte und die Day-Ahead- und Intradaymärkte decken den Stromhandel mit Fristigkeiten von mehreren Jahren bis zu wenigen Minuten ab, während die an den Regelleistungsmärkten beschafften Systemdienstleistungen ungeplante Ungleichgewichte von Angebot und Nachfrage im Sekunden- und Minutenbereich ausgleichen. Dieses System aus Teilmärkten entspricht in den Grundzügen dem heutigen Aufbau der europäischen Strommärkte und dient als Ausgangspunkt für die weiteren Analysen. Nicht explizit betrachtet wird dagegen der Over-the-Counter-Handel (OTC-Handel), der bilaterale Handelsgeschäfte außerhalb der zentralen Marktauktionen erlaubt. Der OTC-Handel bietet die Möglichkeit, auch nicht standardisierte Produkte zu handeln, und zwar sowohl langfristig als auch bis unmittelbar vor Lieferung (letzteres bei regelzoneninternem Handel). Der Terminhandel spielt bei OTC allerdings die größere Rolle und kann insbesondere auch zum Hedging von Preisrisiken mit flexiblen Ausgestaltungsmöglichkeiten genutzt werden. Der OTC-Handel und der standardisierte Börsenhandel ergänzen sich folglich.

Der so abgegrenzte Strommarkt kann durch weitere Mechanismen ergänzt werden, zu denen insbesondere Instrumente zur Absicherung der Versorgung zählen. In den letzten Jahren wurden in mehreren europäischen Ländern Kapazitätsmechanismen (Kapazitätsmärkte oder Kapazitätsreserven) eingeführt und auch in weiteren Ländern wird die Einführung noch in Erwägung gezogen. Im Kontext dieses Projektes werden diese den Strommarkt ergänzenden Mechanismen zu einem späteren Zeitpunkt gesondert diskutiert.

Die zeitliche und funktionale Abgrenzung der Teilmärkte und ergänzenden Mechanismen gegeneinander ist bereits Gegenstand des Marktdesigns. Das Marktdesign bestimmt also im Wesentlichen die Organisationsform des Stromhandels und kann dessen Funktionsweise maßgeblich beeinflussen.

Marktdesign

Das Ziel des Marktdesigns ist es, einheitliche und transparente Rahmenbedingungen zu schaffen, die das Zusammenführen von Angebot und Nachfrage auf Basis von ökonomischen Präferenzen erleichtern (vgl. Connect, 2014). Das Marktdesign umfasst die Definitionen und Regeln des

Handels, die die Interaktion der Marktteilnehmer im freien Wettbewerb bestimmen. Dazu gehören z.B. Produktdefinitionen und börsliche Preisober- und Untergrenzen. Im Gegensatz zum Regulierungs- oder Förderdesign dient das Marktdesign nicht der Umsetzung normativer Zielvorgaben oder zur direkten Einflussnahme auf die Marktergebnisse.

Das Marktgeschehen wird jedoch auch vom Regulierungs- und Förderdesign beeinflusst. Das Design der EE-Fördermechanismen, dessen Motivation in der Umsetzung normativer energiepolitischer Ziele liegt, wird in Kapitel 4 separat behandelt.

Eine Förderung ausgewählter Marktteilnehmer oder Technologien ist allerdings nicht nur über explizite finanzielle Zahlungen möglich, sondern kann auch implizit über die Definition von Markttrollen, die Allokation von Risiken und die Abgrenzung von Verantwortlichkeiten innerhalb des Stromsystems erfolgen. An dieser Stelle ergeben sich zwangsläufig Wechselwirkungen zwischen dem wettbewerblichen Markt und regulierten bzw. geförderten Bereichen. Beispielsweise wurde die Verantwortung für den Ausgleich der Prognosefehler von Kleinverbrauchern (mit sog. Standardlastprofilen) von deren Vertrieben auf die Verteilnetzbetreiber übertragen, um den Endkundenwettbewerb zu fördern. Dieser Förderzweck wurde erreicht, in dem Verantwortung aus dem marktlichen in den regulierten Bereich überführt wurde. Parallelen zu diesem Beispiel ergeben sich auch bei der Frage, ob die Verantwortung für Versorgungssicherheit im Markt oder im regulierten Bereich angesiedelt werden sollte, oder welchen Marktrisiken erneuerbare Energien ausgesetzt werden sollten.

In den folgenden Analysen zum Marktdesign werden die Bedeutung von Markttrollen und Verantwortlichkeiten sowie relevante Elemente des Regulierungsdesigns explizit adressiert. Das gilt insbesondere für diejenigen Elemente, die ihren Ursprung an der Schnittstelle zwischen dem Strommarkt und dem regulierten Netzbereich haben (z.B. Netzentgelte), die den Wettbewerb im Strommarkt adressieren (z.B. Instrumente zur Beeinflussung der Preisbildung), oder die gezielt Risiken allokalieren (z.B. der Ausgleichsenergiemechanismus). Diese Elemente werden im Folgenden ebenso wie administrative Abgaben und Umlagen auf den Strompreis mitbetrachtet und analysiert.

2.2 Eigenschaften des Versorgungssystems bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien

Erneuerbare Energien prägen das Stromversorgungssystem durch ihre spezifischen Eigenschaften:

- ▶ Variable Einspeisung
- ▶ Prognoseungenauigkeit
- ▶ Regionale Verteilung
- ▶ Gradienten der Einspeisung

Diese Eigenschaften beeinflussen sowohl den Betrieb des Systems als auch die optimale Auslegung der Infrastruktur. Die Charakteristika der erneuerbaren Energien unterscheiden sich somit von den Eigenschaften konventioneller Erzeugungstechnologien. Eine Herausforderung bei der Integration der erneuerbaren Energien ist es deshalb, eine konsistente Entwicklung aller relevanten Systemelemente zu ermöglichen.

Dabei kommt dem Strommarktdesign eine besondere Bedeutung zu, da es die Rahmenbedingungen für die Interaktion der Marktteilnehmer bestimmt. Das heutige Marktdesign hat sich über die Zeit mit dem Stromsystem entwickelt und ist in Teilen noch von den Anforderungen und Eigenschaften konventioneller Technologien geprägt. Dadurch wird die Integration der erneuerbaren Energien in einigen Bereichen unnötig erschwert. Mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien ist deshalb eine Weiterentwicklung des Marktdesigns erforderlich. Im Folgenden lösen wir die Analyse zunächst vom Strommarktdesign und legen den Fokus auf die fundamentalen Eigenschaften der EE. Aus den Eigenschaften können dann Anforderungen an die Struktur des Stromsystems als Ganzes abgeleitet werden. Das Strommarktdesign sollte schließlich die Entwicklung des Systems im Sinne dieser Anforderungen fördern.

2.2.1 Fundamentale Eigenschaften variabler erneuerbarer Energien

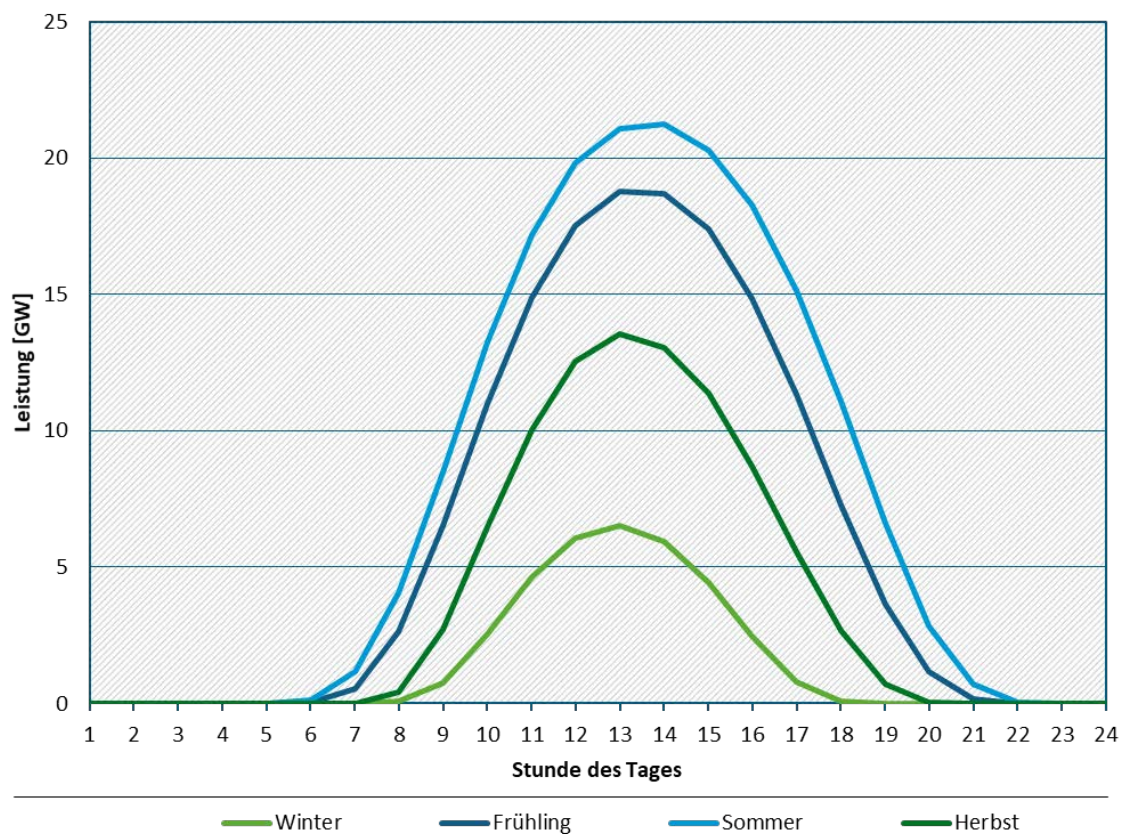
Bei der Integration der erneuerbaren Energien geht die größte Herausforderung von variablen erneuerbaren Energien aus. Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich deshalb in erster Linie auf die Eigenschaften von Windenergie und Photovoltaik (PV).

Variabilität

Sowohl Wind- als auch Solarenergie sind vom natürlichen Dargebot an Wind bzw. Solarstrahlung abhängig, sodass die Stromerzeugung der Technologien zum Teil deutlichen Schwankungen unterliegt. Die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen zeigt über den Tag ihren charakteristischen Verlauf, mit steilen Rampen zum Sonnenauf- und Sonnenuntergang sowie typischerweise einem Mittagspeak. Zusätzlich variiert die Erzeugung mit der saisonalen Länge der Tage, der Wolkenbedeckung und im Winter mit dem Schneefall auf die Module (vgl. Abbildung 1). Durch die Ausrichtung der Anlagen an die Himmelsrichtungen kann ein begrenzter Einfluss auf die Verteilung der Einspeisung über den Tag genommen werden. Eine Abweichung von der für Mitteleuropa i.d.R. optimalen Südausrichtung der Anlagen geht jedoch mit einem Ertragsverlust einher.¹ In den Stunden nach Sonnenuntergang kann Photovoltaik nicht genutzt werden, sodass PV in typischen Hochlastsituationen (Abendstunden im Winter) keinen Beitrag zur Stromerzeugung leistet.

¹ Je nach Standort kann aufgrund von Verschattungseffekten eine Abweichung von der Südausrichtung sinnvoll sein. Unabhängig von Verschattungseffekten zeigt Fraunhofer ISE (2014), dass eine Ost- oder West-Ausrichtung im Vergleich zur Südausrichtung in Deutschland einen Ertragsverlust von durchschnittlich 19% verursacht.

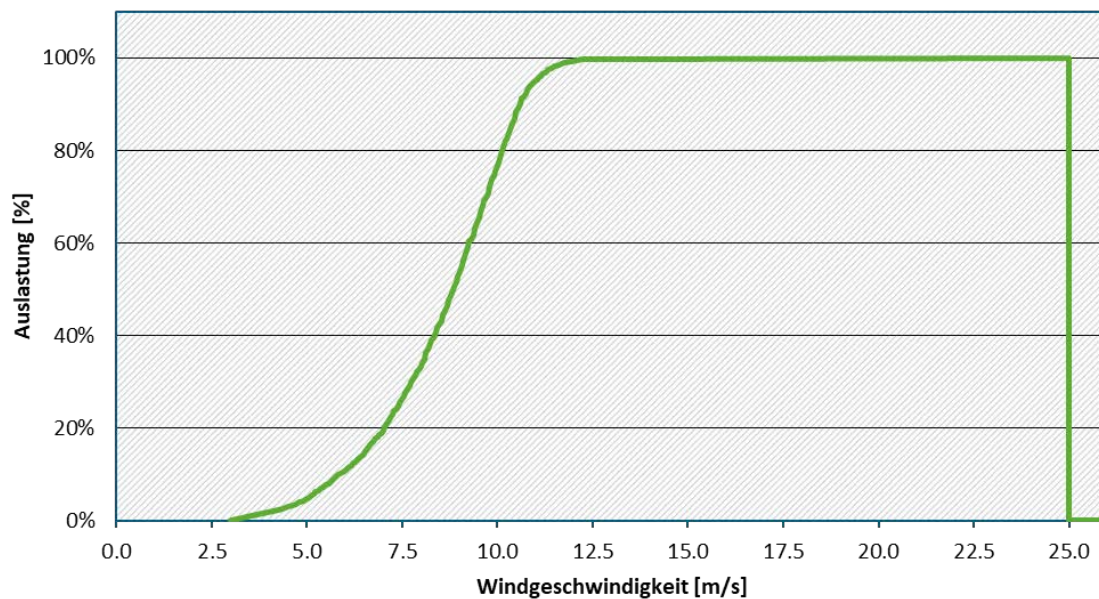
Abbildung 1: Mittlerer saisonaler Verlauf der PV-Einspeisung in 2018



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ENTSO-E (2019).

Die Windenergieeinspeisung weist im Vergleich zur PV einen deutlich stochastischeren Verlauf auf. Nichtsdestotrotz existieren saisonale und tagesabhängige Muster, die sich aus der geographischen Lage des Standorts und dem Einfluss der Solarstrahlung auf die Luftmassen ergeben (vgl. Keles, 2012). Die Rampen der Erzeugung hängen von der Veränderung der Windgeschwindigkeit und den technologischen Eigenschaften der Anlagen ab. Zur Aufnahme der Erzeugung muss eine Mindestwindgeschwindigkeit (engl. cut-in windspeed) erreicht werden, die bei neuen Anlagen zurzeit etwa 3 m/s beträgt. Bei Starkwind kann die Winderzeugung plötzlich abfallen, wenn Anlagen aus Sicherheitsgründen bei Erreichen der Maximalgeschwindigkeit (engl. Cut-out Windspeed, etwa 25 m/s) aus dem Wind gedreht werden. Die Wiederaufnahme der Erzeugung ist je nach Turbine dann erst wieder bei geringeren Windgeschwindigkeiten (engl. Re-cut-in) möglich. Abbildung 2 zeigt die normalisierte Leistungskennlinie einer Vestas V117-3.3 MW für mittlere Windstandorte.

Abbildung 2: Normalisierte Leistungskennlinie einer Vestas V117-3.3 MW Windenergieanlage



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von vestas.com.

Durch den Ausbau der Wind- und Solarenergie steigt die Variabilität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Ausgleichseffekte zwischen den Technologien können zwar auftreten, unterliegen jedoch stochastischen Einflüssen. Es treten deshalb auch bei fortschreitendem Ausbau weiterhin Situationen auf, in denen die Einspeisung aus Wind und PV innerhalb eines Gebiets nahe Null liegt, oder beide Technologien gleichzeitig sehr hohe Auslastungen erzielen.

Prognoseunsicherheit

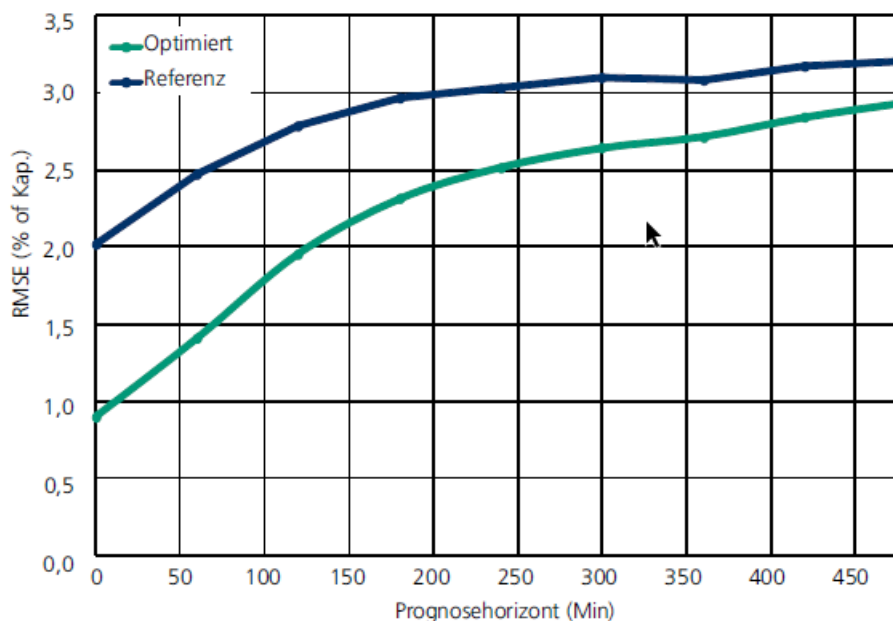
Die Einspeisung beider Technologien ist nur unter Unsicherheit vorherzusagen. Die Prognosen können auf Basis statistischer oder physikalischer Modelle ermittelt werden, die u.a. Informationen zur Wetterlage, Anlagenstandorten und Anlagenkonfigurationen in unterschiedlichem Detailgrad berücksichtigen (vgl. dena, 2010, Fraunhofer ISI et al., 2011). Die Höhe des Prognosefehlers ist dabei insbesondere von der Güte des Wettermodells abhängig, sowie bei der Betrachtung einzelner Standorte von der Geländebeschaffenheit. Bei einer Ausweitung des betrachteten Gebietes kann der Prognosefehler dagegen reduziert werden.

Bei der PV-Einspeisung erschweren wetterbedingte Faktoren wie Wolkenbedeckung und Schneefall die Prognose. Der Prognosefehler der Windeinspeisung steht außerdem im Verhältnis zur Windgeschwindigkeit. Die Vorhersage der Windeinspeisung ist insbesondere bei Windgeschwindigkeiten schwierig, die auf dem steil ansteigenden Abschnitt der Leistungskennlinie liegen, also zwischen Cut-in Windspeed und dem sog. Rated Windspeed, zu dem die Nennleistung erreicht wird. Hier können kleine Abweichungen in der Windgeschwindigkeit zu großen Änderungen der Erzeugung führen. Darüber hinaus gilt, dass der Prognosefehler bei hohen Windgeschwindigkeiten größer ist als im Bereich geringer Geschwindigkeiten. Zudem wird die Höhe des Prognosefehlers mit kürzerem Prognosehorizont kleiner, da die Wahrscheinlichkeit eines plötzlichen, unerwarteten Wetterumschwungs abnimmt (vgl. u. a. Fraunhofer ISI et al., 2011).

Die Prognosegüte wird kontinuierlich verbessert, indem die Modelle und Datenverarbeitung der Wetter- und Leistungsprognosen weiterentwickelt werden. Beispielsweise wurden im Rahmen einer Zusammenarbeit von deutschen Übertragungsnetzbetreibern und Wissenschaftlern im EWeLine-Projekt methodische Verbesserungen erzielt, durch die der EE-Prognosefehler gesenkt

werden konnte (vgl. Siefert et al., 2018). Wie Abbildung 3 zeigt, konnte der RMSE (die Wurzel des mittleren quadratischen Prognosefehlers, hier relativ zur Nennleistung) der Windstromprognose für Gesamtdeutschland für Prognosehorizonte von bis zu 8 Stunden signifikant gesenkt und für Prognosen mit bis zu 2 Stunden Vorlauf auf unter 2% reduziert werden. Auch der maximale Prognosefehler konnte signifikant reduziert werden. Die Verbesserungen wurden dabei u. a. durch die Nutzung aktueller Messdaten von Windenergieanlagen und die Verwendung selbstlernender neuronaler Netze erzielt. In den Bereichen künstlicher Intelligenz und effizienter Datenverarbeitung sind in Zukunft weitere Entwicklungen zu erwarten, die die Prognosen weiter verbessern können.

Abbildung 3: Mittlere quadratische Fehler (RMSE) einer Windstromprognose für Gesamtdeutschland in Abhängigkeit des Prognosehorizontes



Quelle: Siefert et al. (2018).

Räumliche Verteilung

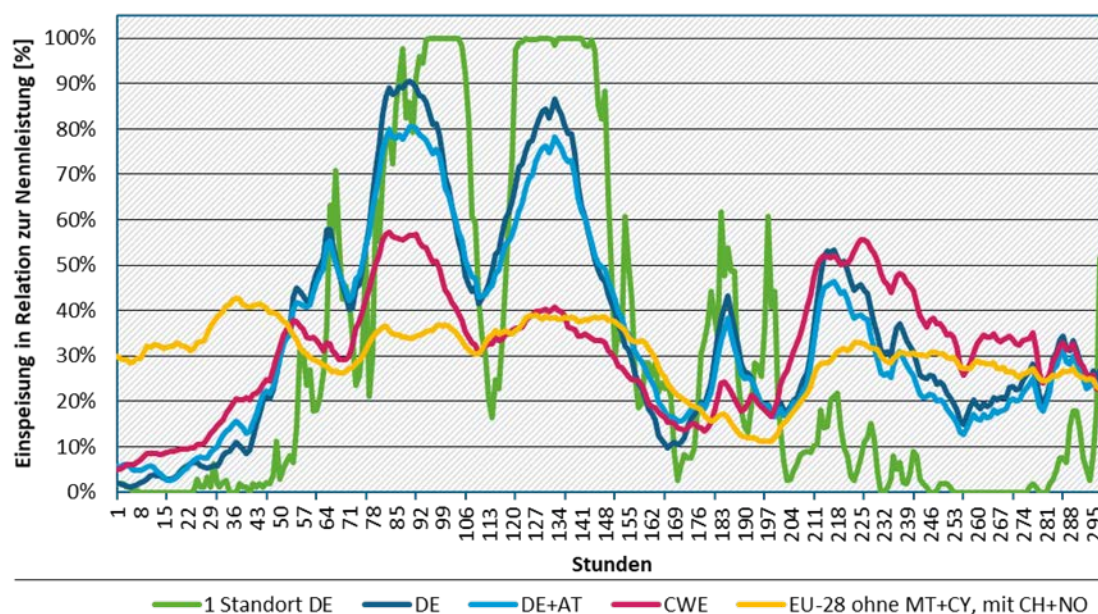
Die Variabilität und die Prognoseunsicherheit sind dann besonders groß, wenn die Einspeisung nur einer Anlage betrachtet wird. Wenn dagegen das betrachtete Portfolio wächst, stellen sich Ausgleichseffekte ein, die die Gesamterzeugung vergleichmäßigen. Die räumliche Verteilung der Anlagen spielt bei der Höhe der Ausgleichseffekte eine wichtige Rolle. Je größer das betrachtete Gebiet gewählt wird und je schwächer die Wetterbedingungen innerhalb des Gebietes korreliert sind, desto eher gleicht sich die Erzeugung der Anlagen aus. Räumliche Ausgleichseffekte können deshalb zu einem gemäßigten Verlauf von Rampen beitragen, im Mittel Erzeugungstäler füllen und –spitzen abflachen, sowie die Genauigkeit der Prognose erhöhen.

Die räumliche Verteilung der Anlagen wird jedoch insbesondere zu Beginn des EE-Ausbaus durch die Standortqualität getrieben. Zunächst werden die Anlagenstandorte ausgewählt, die die höchsten Erträge bzw. die geringsten Stromgestehungskosten aufweisen. Dies führt oftmals zu einer regionalen Konzentration der EE. Mit fortschreitendem Ausbau werden dann auch weniger ertragsreiche Standorte erschlossen, sodass eine Diversifizierung des Portfolios stattfindet. Grundsätzlich gilt jedoch, dass die Ausnutzung der Ausgleichseffekte im Stromversorgungssystem umso besser möglich ist, je besser die Netzinfrastruktur ausgebaut ist. Die Ausgleichseffekte spielen im europäischen Stromsystem eine wichtige Rolle. So können bereits

mit dem heutigen nutzbaren Grenzkuppelkapazitäten zwischen den europäischen Marktregionen große Effizienzpotenziale erschlossen werden (s. a. Connect, in Veröffentlichung, a).

Die folgende Grafik zeigt schematisch die Ausgleichseffekte von Onshore-Wind, die bei einer Ausdehnung des Betrachtungsraums theoretisch realisiert werden können. Von Netzrestriktionen wird an dieser Stelle abstrahiert. Der Darstellung liegen Wetterdaten aus dem Jahr 2008 zugrunde, sowie die in Abbildung 2 bereits dargestellte Leistungskennlinie der Vestas V117-3.3 MW. Auf dieser Basis wurde das Flächenmittel der auf die Nennleistung normierten Einspeisung für verschieden große Gebiete ausgerechnet. Das kleinste dargestellte Gebiet ist ein einzelner Anlagenstandort in der Region Berlin-Brandenburg. Die nächst größeren Gebiete sind Deutschland, die vormalige deutsch-österreichische Marktzone, das zentral-westeuropäische Marktgebiet (DE/AT, FR, BE, NL, LU, CH) und schließlich Europa. Gut zu erkennen ist, dass jeder Schritt der Ausdehnung die Einspeisestruktur gleichmäßiger werden lässt.

Abbildung 4: Ausgleichseffekte von Onshore-Wind

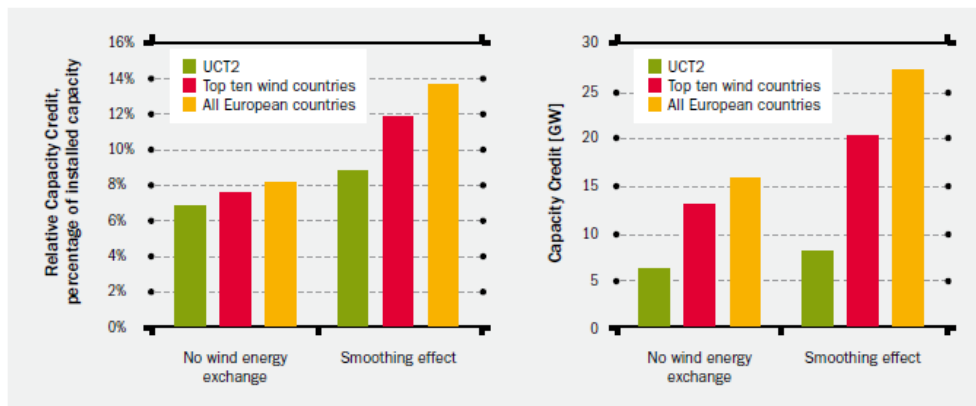


Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von vestas.com und DWD (2014).

Die Grafik verdeutlicht anschaulich, dass die Variabilität und die Extrema der Einspeisung bei kleineren Flächen deutlich größer sind. Durch die Berücksichtigung von Ausgleichseffekten nimmt dagegen die Wahrscheinlichkeit ab, dass die Gesamteinspeisung auf null fällt. Gleichzeitig ist die volle gleichzeitige Einspeisung der gesamten installierten Leistung weniger wahrscheinlich. Dementsprechend ist der maximale Gleichzeitigkeitsfaktor kleiner als 100%. Die Durchmischung wirkt sich auch positiv auf den Kapazitätskredit aus. Der Kapazitätskredit beschreibt den Anteil der gesicherten an der insgesamt installierten Leistung. Innerhalb größerer Regionen erhält der Kapazitätskredit von Wind einen höheren Wert. Das zeigen auch die Analysen in EWEA (2009), deren Ergebnisse in Abbildung 5 dargestellt wird. Im linken Teil der Abbildung werden die relativen Kapazitätskredite (d. h. in Relation zur installierten Leistung) ohne Durchmischung („No wind energy exchange“) und mit Durchmischung („Smoothing effect“) für geografische Regionen unterschiedlicher Größe gegenübergestellt. Für die Zentral-Westeuropäische Region (CWE, bzw. „UCT2“ in Abbildung 5) ermittelt EWEA (2009) einen Anstieg des relativen Kapazitätskredits von 7 auf 9%, der durch den Austausch von Windenergie zwischen den Ländern erzielt werden kann. Auf europäischer Ebene („All

European Countries“) kann sogar ein Anstieg von 8 auf 14% realisiert werden. Der rechte Teil der Abbildung zeigt ergänzend den absoluten Wert des Kapazitätskredits.

Abbildung 5: Effekte des Austauschs von Windenergie auf den Kapazitätskredit



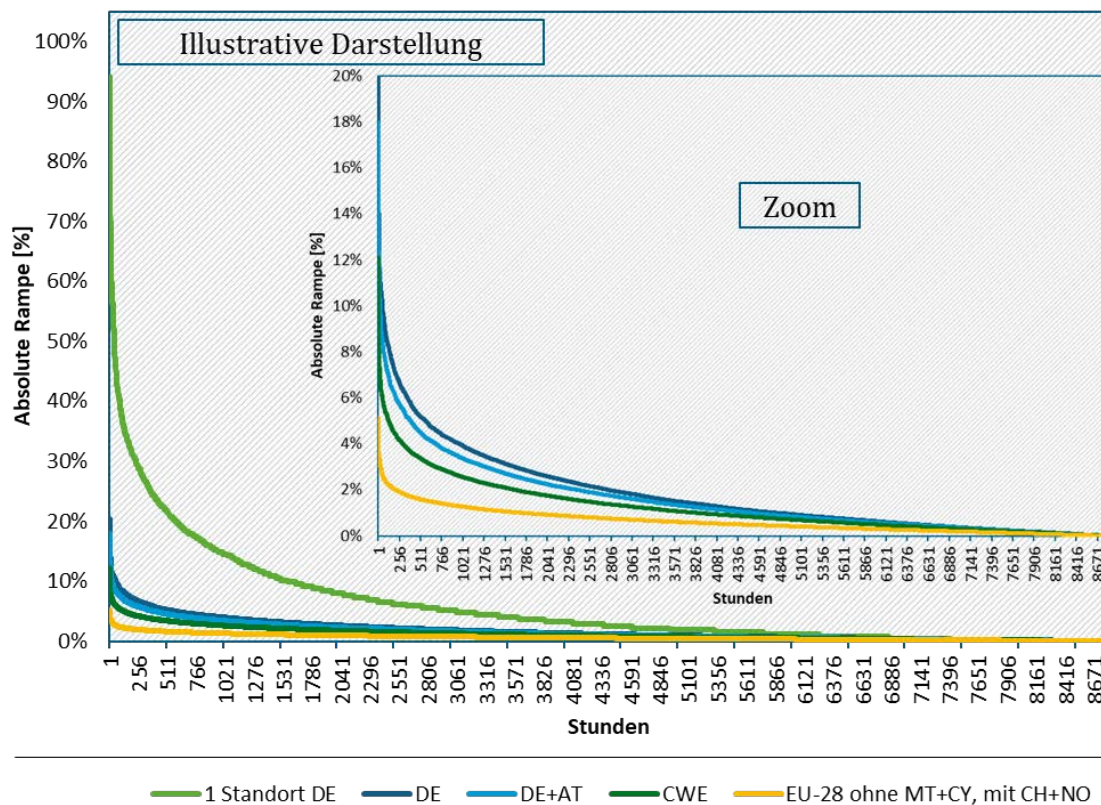
Quelle: EWEA (2009).

Gradienten der Einspeisung

Ein weiteres Charakteristikum der erneuerbaren Energien sind die hohen Gradienten der Einspeisung. Diese Gradienten ergeben sich zum einen durch plötzliche, wetterabhängige Änderungen des Dargebots. Relevante Beispiele sind die steilen Rampen der PV-Einspeisung zu Sonnenaufgang und Sonnenuntergang, oder bei wechselnder Wolkenbedeckung. Zum anderen prägen die bereits beschriebenen technologischen Eigenschaften die Höhe der Gradienten. Die bereits diskutierten Effekte bei Erreichen der Cut-out Geschwindigkeit sowie die Effekte schwankender Windgeschwindigkeiten im steilen Abschnitt der Leistungskennlinie sind relevante Beispiele.

Auch für die Gradienten der EE-Einspeisung haben Ausgleichseffekte eine große Bedeutung. Die Wirkung der Durchmischung auf die Rampen wird in Abbildung 6 dargestellt. Auf Basis der bereits für die Darstellung in Abbildung 4 verwendeten Daten zeigt die Grafik die in absteigender Reihenfolge geordneten, betragsmäßigen Änderungen der stündlichen Auslastung in Prozentpunkten bezogen auf die installierte Leistung. Während die maximale Rampe für den ausgewählten einzelnen Wind-Standort 94 Prozentpunkte pro Stunde beträgt, liegt der Wert für Deutschland im Flächenmittel bei 20 Prozentpunkten, für Deutschland und Österreich bei 18, für die CWE-Region bei 12 und für die EU (ohne Malta und Zypern, mit Norwegen und Schweiz) bei 5 Prozentpunkten. Die räumliche Durchmischung trägt somit maßgeblich zu einer Verkleinerung der Rampen bei und verringert die Flexibilitätsanforderungen an das Gesamtsystem, so lange die Netzinfrastruktur die Nutzung dieser Effekte zulässt.

Abbildung 6: Ausgleichseffekte auf die Rampen der Windenergieeinspeisung



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von vestas.com und DWD (2014).

2.2.2 Notwendige Eigenschaften des Versorgungssystems

Die diskutierten Eigenschaften der erneuerbaren Energien wirken an verschiedenen Stellen auf das Stromsystem. Sie gehen mit Herausforderungen für und entsprechenden Anforderungen an das System einher.

Herausforderungen für das Versorgungssystem

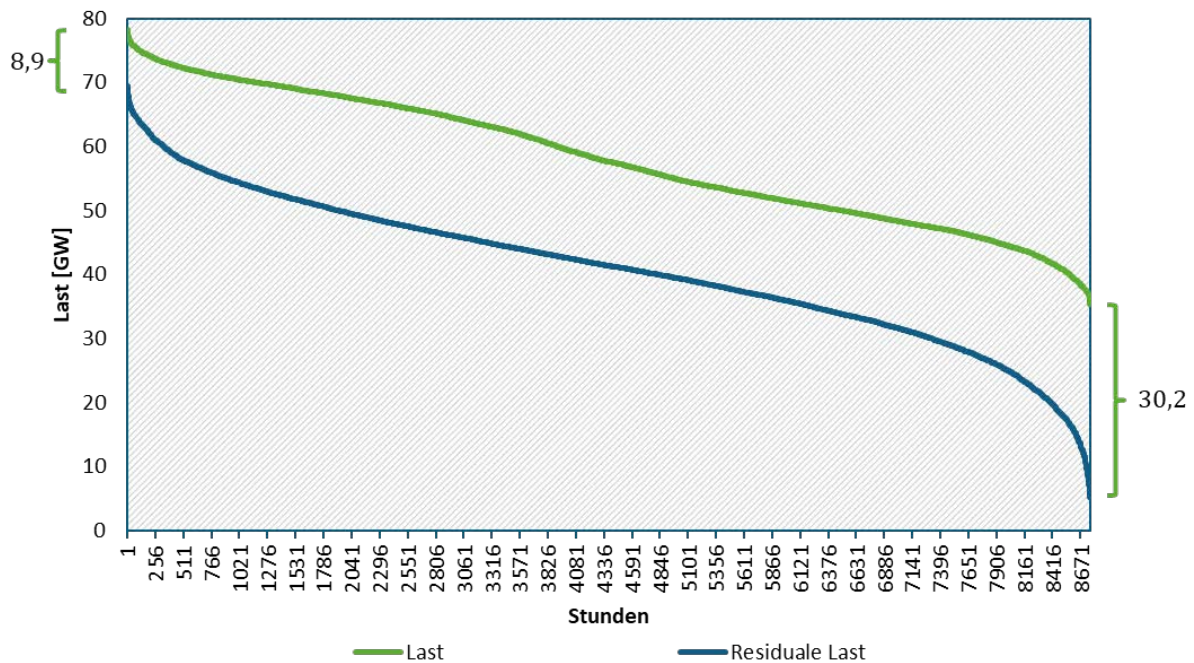
Mit einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien ergeben sich die Herausforderungen für das System aus den oben beschriebenen fundamentalen Eigenschaften der erneuerbaren Energien in Kombination mit der Nachfragestruktur innerhalb des betrachteten Marktgebiets. Die zentralen Herausforderungen lassen sich anhand der folgenden vier Punkte einordnen:

- ▶ Hohe Residuallast
- ▶ Niedrige Residuallast
- ▶ Steile Rampen
- ▶ Prognosefehler

Die ersten beiden Punkte beschreiben Situationen, in denen eine hohe Nachfrage mit einer geringen EE-Einspeisung bzw. eine niedrige Nachfrage mit einer hohen EE-Einspeisung zusammenfällt. Die damit verbundenen Herausforderungen lassen sich anhand eines Vergleichs der Lastdauerlinie und der residualen Lastdauerlinie verdeutlichen. Abbildung 7 zeigt auf Basis der Daten zur Last, Wind- und PV-Einspeisung im Jahr 2018 die Unterschiede der beiden

Dauerlinien. Während am linken Ende der Dauerlinien der Unterschied mit und ohne erneuerbare Energien lediglich 8,9 GW beträgt, fällt er am rechten Ende mit 30,2 GW deutlich größer aus. Mit der wachsenden Differenz zwischen der maximalen und der minimalen durch das residuale System zu deckenden Nachfrage steigt auch die Herausforderung, Angebot und Nachfrage sowohl in Knappheits- als auch in Überschusssituationen in Einklang zu bringen.

Abbildung 7: Lastdauerlinie und residuale Lastdauerlinie in Deutschland im Jahr 2018



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ENTSO-E (2019).

Steile Rampen und Prognosefehler bringen ebenfalls die Herausforderung mit sich, dass das residuale System die kurzfristigen Änderungen in der Einspeisung erneuerbarer Energien kurzfristig ausgleichen muss. Das gilt sowohl für steigende als auch fallende Rampen der EE-Erzeugung. An dieser Stelle ist es bereits wichtig zu betonen, dass sich sowohl die Herausforderungen als auch die Lösungsmöglichkeiten auf alle Elemente des residualen Systems erstrecken: Zur Bewältigung der skizzierten Herausforderungen sollten sowohl angebots- als auch nachfrageseitige Optionen sowie die Netzinfrastruktur herangezogen werden, um den Transformationsprozess sicher und kostengünstig zu bewältigen.

Dimensionen der EE-Integration

Aus den Herausforderungen ergeben sich entsprechende Anforderungen an das Versorgungssystem und letztlich auch an das Strommarktdesign. Um diese Anforderungen einzuordnen, können vier Dimensionen herangezogen werden: Zeit, Raum, Technologie und Sektor. In jeder der Dimensionen müssen die Herausforderungen und Chancen der EE-Integration adressiert werden, um eine effiziente Systemtransformation zu gewährleisten.

- **Zeit:** Die zeitliche Dimension beschreibt die Fähigkeit des Stromversorgungssystems, die Variation der EE-Einspeisung im Zeitverlauf auszugleichen.
- **Raum:** Die räumliche Dimension umfasst die geographische Ausdehnung des Versorgungssystems und seine regionalen Charakteristika.

- **Technologie:** Die dritte Dimension beschreibt sowohl den Mix der angebots- und nachfrageseitigen Technologien als auch die Variation der Auslegung der EE-Technologien.
- **Sektor:** Die vierte Dimension bezieht sich auf die Interaktion des Stromsektors mit den angrenzenden Wärme- und Verkehrssektoren.

In einem ersten Schritt können die vier Dimensionen genutzt werden, um die für eine erfolgreiche EE-Integration erforderlichen Eigenschaften des Stromversorgungssystems zu identifizieren. In einem nächsten Schritt können dann die Anforderungen an das Marktdesign im Laufe des Transformationsprozesses formuliert werden, die für eine entsprechende Weiterentwicklung des Versorgungssystems erfüllt werden müssen.

Angestrebte Systemeigenschaften

Ein erfolgreicher ambitionierter EE-Ausbau geht sowohl in der räumlichen als auch in der technologischen Dimension mit einem effizienten EE-Mix einher. Bei der Auswahl der Standorte wird deshalb ein Ausgleich zwischen den regionalen Stromgestehungskosten, der räumlichen Korrelation der Einspeisung und den Netzausbaukosten hergestellt. Im optimalen Mix findet der Ausgleich nicht nur auf der räumlichen, sondern gleichzeitig auch auf der technologischen Ebene statt. Dementsprechend wird nicht nur die Komplementarität zwischen verschiedenen erneuerbaren Energieträgern genutzt, sondern auch das Potenzial unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen innerhalb einer Technologie. Der effiziente EE-Ausbau berücksichtigt also nicht nur die spezifischen Kosten der erneuerbaren Energien, sondern auch die Kosten und den Nutzen der Integration in das residuale System.

Das Versorgungssystem begegnet den Herausforderungen der EE-Integration in der zeitlichen Dimension mit einer entsprechenden angebots- und nachfrageseitigen Flexibilität. Um kurzfristige Variationen in der Einspeisung erneuerbarer Energien auszugleichen, werden konventionelle Erzeugungstechnologien flexibel eingesetzt und die Einspeisung erneuerbarer Energien wird bei Bedarf gezielt gesteuert. Das Versorgungssystem adressiert durch ein hohes Maß an Flexibilität außerdem beide Enden der residualen Lastdauerlinie, also sowohl Situationen mit geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien bei gleichzeitig hoher Last, als auch Situationen mit hoher EE-Einspeisung und niedriger Last. In einem optimal auf erneuerbare Energien ausgerichteten System sind ein effizienter EE-Mix und ein effizientes Flexibilitätsniveau ideal aufeinander abgestimmt. Daraus folgt auch eine optimale Struktur der bereits in Abbildung 7 dargestellten residualen Lastdauerlinie, sodass der Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu den geringstmöglichen Kosten sichergestellt wird.

In Situationen mit einer geringen Einspeisung aus erneuerbaren Energien und gleichzeitig hoher Last wird die Erzeugung konventioneller Anlagen und Speicher durch das flexible Verbrauchsverhalten von Nachfragern ergänzt, die ihren Verbrauch präferenzbasiert zeitlich verlagern. Die Nachfrageseite übernimmt dadurch in der technologischen Dimension eines weitestgehend EE-basierten Versorgungssystems eine bedeutende Rolle. Sie stellt Flexibilität in Knappheitssituationen bereit und verringert so den Bedarf an konventionellen Erzeugungskapazitäten. Gleichzeitig gehen von den opportunitätskostenbasierten Geboten der Nachfrage wichtige ökonomische Anreize für andere Anbieter von Flexibilität aus. Preise, die durch die Nachfrage gesetzt werden, erleichtern außerdem die Refinanzierung der angebotsseitigen inframarginalen Kapazitäten.

Treffen dagegen eine geringe Nachfrage und eine hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien aufeinander, wird die Mindesteinspeisung konventioneller Erzeuger auf ein effizientes Maß reduziert, indem u.a. der Bedarf an Systemdienstleistungen (insbes. Regelleistung und

Blindleistung) vorrangig von flexiblen konventionellen Anbietern, neuen Technologien und erneuerbaren Energien gedeckt wird oder sogar kraftwerksunabhängig bereitgestellt wird. Durch eine effiziente Bereitstellung von Regelleistung werden gleichzeitig EE-Prognosefehler kostengünstig ausgeglichen.

Da das residuale System in der technologischen Dimension an die Implikationen des EE-Ausbaus anpasst ist, ist der Anteil von Spitzenlasttechnologien im Vergleich zu den Anteilen von Grund- und Mittellastkraftwerken höher. In diesem Sinne stellen Spitzenlasttechnologien sowohl angebots- als auch nachfrageseitige Technologien mit niedrigen Fix- und hohen variablen Kosten dar. In einem optimal auf erneuerbare Energien ausgerichteten System stellt sich auch innerhalb dieses Segments ein effizienter Mix u.a. aus konventionellen Spitzenlastkraftwerken, Lastmanagementtechnologien und Netzersatzanlagen ein.

In Überschusssituationen werden außerdem weitere technologische Optionen an der Schnittstelle des Stromsektors zum Wärme- und zum Verkehrssektor ausgenutzt. Durch den stromgeführten Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und die Nutzung von Wärmespeichern wird die wärmegetriebene Mindesteinspeisung auf ein effizientes Maß reduziert. Gleichzeitig wird u. a. durch die Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung (Power-to-Heat) und die Beladung von Speichern im Elektromobilitätsbereich die Stromnachfrage in Überschuss-situation erhöht. Der Bedarf dieser Flexibilitätsoptionen wächst mit steigenden EE-Anteilen und die Flexibilitätsoptionen an den Sektorgrenzen (Sektorkopplungstechnologien) tragen dazu bei, dass das Abregeln von erneuerbaren Energien auf ein effizientes Maß reduziert wird und der Preisverfall in Überschusssituationen begrenzt wird.

Die Systemeigenschaften tragen dazu bei, dass sich ein effizienter Marktwert der erneuerbaren Energien einstellt. Der Marktwert entspricht dem mengengewichteten, durchschnittlichen Preis, den erneuerbare Energien mit ihrer Stromproduktion am Markt erzielen bzw. erzielen würden (vgl. Abschnitt 3.2.7). Das flexible System aus Angebot und Nachfrage sowie die Sektorkopplung stützen insbesondere in Situationen mit einem (relativ zur Nachfrage) hohen EE-Angebot den EE-Marktwert, da durch die effiziente Markträumung der Strom dort verbraucht wird, wo er den größten Nutzen, und damit den größten Wert erzielt.

In der räumlichen Dimension werden Ausgleichseffekte der EE-Einspeisung und der Last über die Netzinfrastruktur effizient genutzt, sodass durch Stromaustausch Kostensenkungspotenziale sowohl im Betrieb des Versorgungssystems als auch im Bereich der Kapazitätsvorhaltung und Investitionen ausgeschöpft werden. Netzausbau und Binnenmarktintegration haben dementsprechend eine hohe Priorität und tragen zur effizienten Absicherung der Versorgung bei.

2.3 Marktdesign im Kontext des Transformationsprozesses

Bei den diskutierten Anforderungen handelt es sich nicht um starre Konzepte, die zu jedem Zeitpunkt des Transformationsprozesses vollumfänglich umgesetzt sein müssen. Vielmehr entwickeln sich die Anforderungen sukzessive mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien. Sie können deshalb im Zeitverlauf unterschiedliche Gewichte erhalten und in der Tiefe ihrer Umsetzung variieren.

Um dieser Dynamik Rechnung zu tragen, unterscheiden wir im Rahmen dieser Studie drei Transformationsphasen. Zur Einordnung der Phasen geben wir eine Bandbreite an geschätzten EE-Anteilen an, die wir für die jeweilige Phase erwarten. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die EE-Anteile für das Gesamtsystem gelten und nicht für einzelne Marktzone in einem Gesamtsystem. Beispielsweise war Dänemark in der Lage sehr hohe EE-Anteile zu integrieren, da es stark an Marktzone angebunden ist, die geringere EE-Anteile aufweisen und somit die

vorhandenen Flexibilitätsoptionen für Dänemark nutzbar machen (z.B. norwegische Wasserkraft).

- ▶ Phase 1 (0 – ca. 35% EE): Die verfügbaren Flexibilitätsoptionen des historisch gewachsenen Systems reichen aus, um die üblichen Schwankungen der EE-Einspeisung auszugleichen. In Zeiten hoher Einspeisung kommt es zu gelegentlichen Abregelungen, die jedoch zu vernachlässigen sind.
- ▶ Phase 2 (ca. 35 – ca. 70% EE): Die EE-Einspeisung erfordert strukturelle Anpassungen innerhalb des Stromsektors, inklusive der flexiblen Steuerung der ersten, im signifikanteren Umfang eingesetzten Sektorkopplungstechnologien. Es bestehen diverse und große Potentiale bei den verfügbaren Flexibilitätsoptionen, die zunehmend erschlossen werden. Zudem übernehmen erneuerbare Energien zunehmend Systemdienstleistungen und mildern somit die Anforderungen an das residuale System ab.
- ▶ Phase 3 (ca. 70 – 100% EE): Die Flexibilitätsoptionen innerhalb des Stromsektors und der Sektorkopplungstechnologien werden weitgehend genutzt, um die wachsende EE-Einspeisung zu integrieren. Zur Dekarbonisierung weiterer Sektoren wird zunehmend erneuerbar erzeugter Strom genutzt. Somit werden die Systemgrenzen kontinuierlich neu definiert und der effiziente Einsatz und Verbrauch wird nun über eine größere Bandbreite an Technologien organisiert. Die 100% EE umfassen somit alle Stromnachfragen - also auch diejenigen, die heute anderen Sektoren zugeordnet werden, weil sie andere Energieträger nutzen, sowie die Stromnutzung zur Herstellung von treibhausgasneutralen Brennstoffen. Die zusätzlichen Sektorkopplungstechnologien bringen dabei umfassende Flexibilitätspotentiale in das System, weil sie vielfach über Speicherelemente oder eine bivalente Energieversorgung verfügen.

Aktuell befindet sich Deutschland an der Schnittstelle zwischen der ersten und der zweiten Phase. Die aktuell diskutierten Flexibilisierungsanforderungen richten sich somit auf die steigenden Anforderungen innerhalb des Stromsektors im Rahmen der zweiten Phase. Der Fokus in diesem Projekt liegt auf dieser zweiten Phase sowie – unterfüttert durch die Erkenntnisse aus dem Schwesterprojekt - auf der dritten Phase und dem Übergang zwischen diesen beiden Phasen, an dem die Kopplung der Sektoren eine noch wichtigere Rolle spielen wird.

Mit den Anforderungen an das Stromsystem und an den Grad der Flexibilisierung ändern sich im Laufe des Transformationsprozesses auch die Ziele und Schwerpunkte des Marktdesigns. In der ersten und insbesondere in der zweiten Phase steht der Wettbewerb zwischen den Flexibilitätsoptionen im Vordergrund. Dieser Wettbewerb ist zwar auch in der dritten Phase sehr wichtig, es kommen jedoch zunehmend sektorenübergreifende Wechselwirkungen zum Tragen, die eine breitere Perspektive verlangen (s. u.). Damit sich der günstigste Flexibilitätsmix in jeder Phase durchsetzen kann, müssen die Preissignale die Bedürfnisse des Marktes unverzerrt wiedergeben. In der Marktdesignentwicklung sind in dieser Phase deshalb die Identifikation und der Abbau von Flexibilitätshemmnissen und Verzerrungen von besonderer Bedeutung.

Langfristig und mit weiter steigenden Anteilen erneuerbarer Energien wirft insbesondere das Design an den Sektorschnittstellen neue Fragen auf. Sollte der sektorübergreifende Hemmnisabbau im Markt- und Regulierungsdesign bzw. die wettbewerblichen Kräfte nicht ausreichen, um signifikante Flexibilitätspotenziale bei der Sektorkopplung zu erschließen,

könnte eine Förderung der relevanten Optionen in Erwägung gezogen werden. Daraus ergeben sich jedoch zwangsläufig Folgefragen an das Design eines solchen Fördermechanismus. Beispielsweise können die Förderung von Energiemengen einerseits und von Leistung andererseits unterschiedliche Konsequenzen für die CO₂-Emissionen im Stromsektor oder den EE-Marktwert haben. Unerwünschte Nebeneffekte, wie z.B. auch Verzerrungen durch eine Netzentgeltbefreiung von Power-to-Gas, müssen deshalb kritisch hinterfragt werden. Des Weiteren werden langfristig Verzerrungen zwischen den EU-ETS- und Nicht-ETS-Bereichen der Energieversorgung relevant, solange es keine sektorübergreifenden und ausreichenden CO₂-Preise gibt. Insbesondere in Hinblick auf das Ziel einer Dekarbonisierung des Versorgungssystems sollte dann geklärt werden, wie Verlagerungseffekte sinnvoll adressiert werden können.

2.4 Anforderungen an ein Strommarktdesign

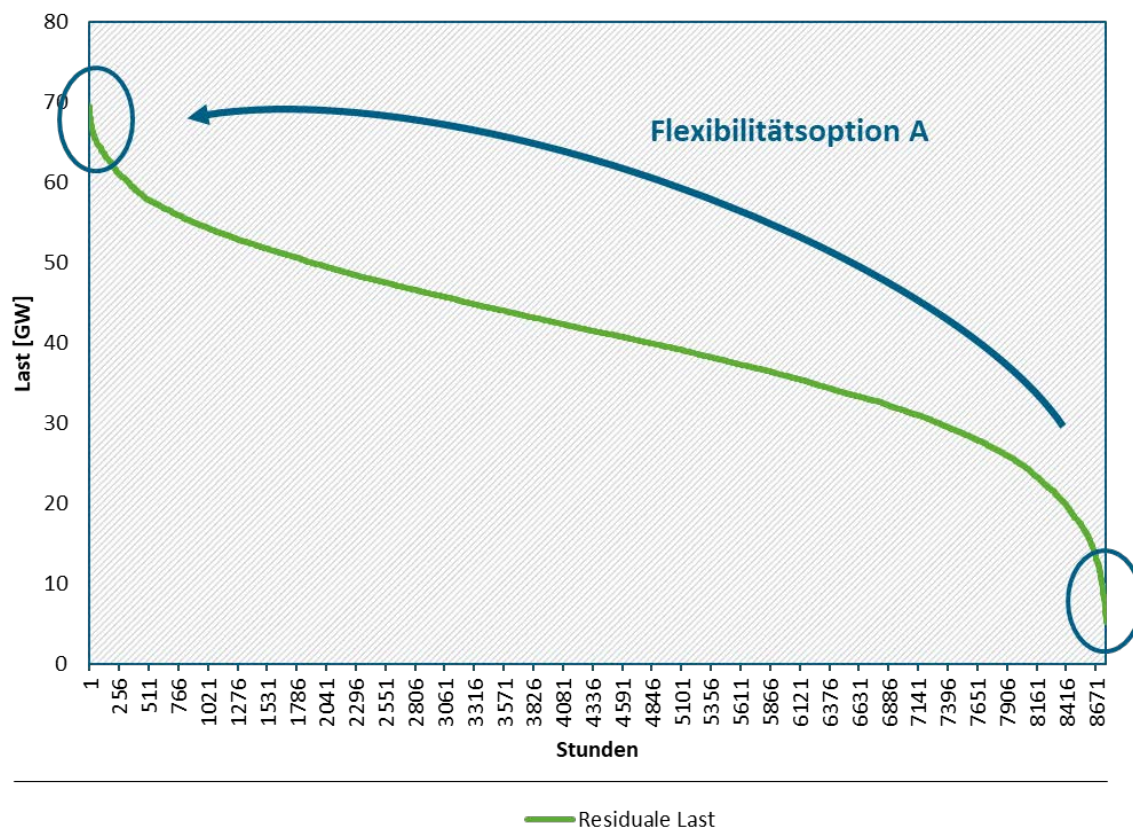
Ein idealtypisch an den EE-Ausbau angepasstes System begegnet den Herausforderungen der EE-Integration, indem es verschiedene Funktionen erfüllt. Beispiele für diese Funktionen sind das Bedienen von Gradienten oder die Bereitstellung von Regelenergie. Es gibt eine Vielzahl von Systemelementen bzw. technischen Optionen, die die notwendigen Funktionen bereitstellen können. In Abschnitt 3.3 gehen wir detaillierter auf einzelne Flexibilitätselemente ein. Im Folgenden werden dagegen primär die grundlegenden Funktionen diskutiert. Das Marktdesign hat die Aufgabe, den optimalen Mix aus den Optionen zu beanreizen, sodass die notwendigen Funktionen effizient bedient werden können.

Bereitstellung von Systemfunktionen

Die Integrationsaufgabe des Systems lässt sich in spezifische Funktionen übersetzen, die sich im Wesentlichen an den Situationen hoher und niedriger residualer Nachfrage orientieren und über die zeitlichen Eigenschaften ebenfalls den Aspekt steiler Gradienten betreffen. In Diskussionen um die Gestaltung der Systemtransformation wird oftmals die Frage gestellt, welche technologische Option die relevanten Funktionen am besten abdecken kann. In diesem Kontext taucht auch häufig das Missverständnis auf, dass steigende Anteile erneuerbarer Energien zwangsläufig zu einem erhöhten Bedarf an Speichertechnologien führen. Diese Intuition wird im Folgenden kurz hinterfragt.

Abbildung 8 zeigt eine residuale Lastdauerlinie und illustriert die Funktion, die üblicherweise Speichertechnologien angedacht wird. Energie wird in Situationen aufgenommen, die sich durch ein hohes Angebot erneuerbarer Energien auszeichnen (niedrige Residuallast), und in Situationen mit hoher Residuallast wieder zur Verfügung gestellt.

Abbildung 8: Schematische Darstellung der Verlagerung von Energie aus Überschusssituationen (Erhöhung der residualen Last) in Knappheitssituationen (Reduzierung der residualen Last) durch eine „Flexibilitätsoption A“



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E (2019).

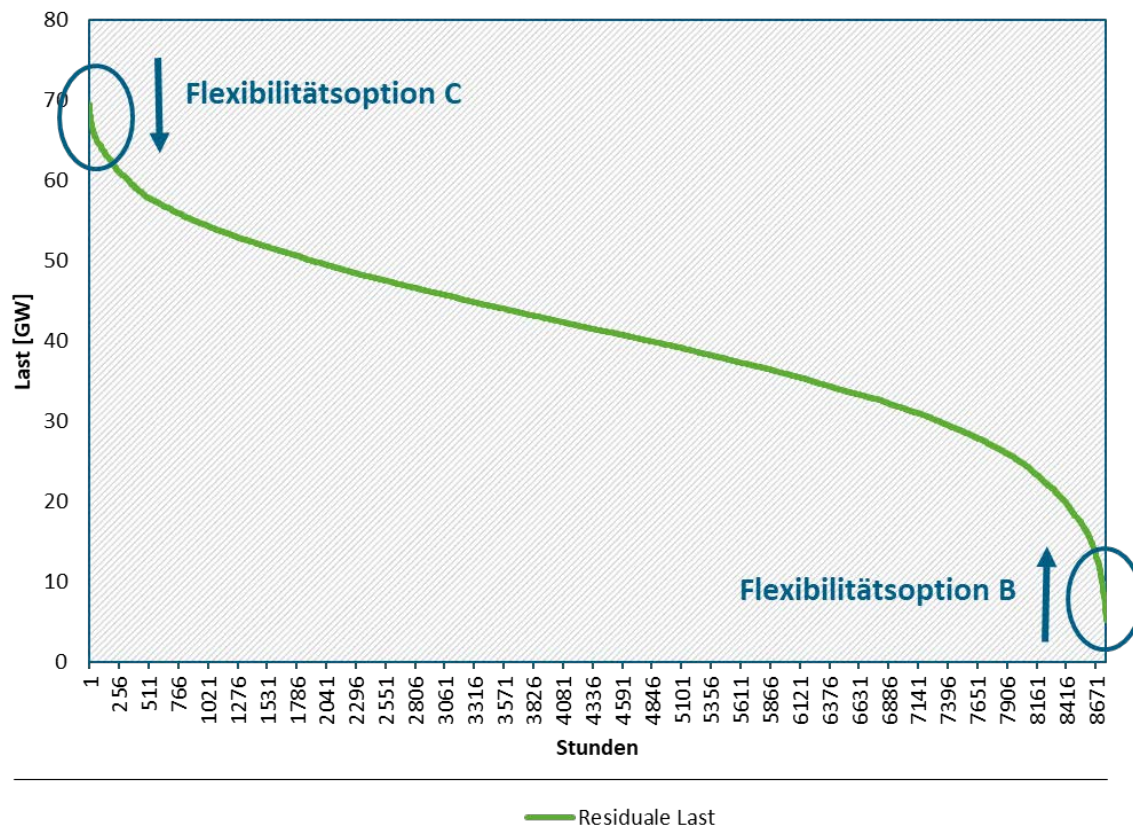
Dieser Ansatz ist sehr intuitiv, da er sich an den fundamentalen Eigenschaften erneuerbarer Energien bzw. an ihren Effekten auf das System orientiert (wie bereits in Abschnitt 2.2 beschrieben). Speichertechnologien sind folglich scheinbar ein idealtypisches Komplement zur Variabilität erneuerbarer Energien.

Die Funktionen, die durch Speichertechnologien abgedeckt werden, lassen sich jedoch unterteilen in Situationen mit hoher und Situationen mit niedriger Residuallast. Da Speichertechnologien beide Bereiche abdecken, scheinen sie gut zu den Anforderungen des Systems zu passen. Die Frage ist jedoch, ob eine Kombination alternativer Flexibilitätsoptionen diese Funktionen nicht kostengünstiger erfüllen könnte. Relevante Alternativen sind z.B. flexible Nachfrager, die ihren Stromverbrauch in Situationen hoher residualer Lasten reduzieren können, und im Vergleich zu Speichern oftmals keine signifikanten Fixkosten haben. In Situationen niedriger residualer Lasten können dagegen Nachfrager aus benachbarten Sektoren die Last erhöhen, indem sie beispielsweise Wärme aus Strom statt aus fossilen Brennstoffen produzieren (Power-to-Heat). Grundsätzlich ist also möglich, dass in beiden Situationen der gleiche Effekt durch alternative Flexibilitätsoptionen erzielt werden kann.

Da nicht alle relevanten Funktionen durch eine Technologie kostengünstig abgedeckt werden können, und der optimale Flexibilitätsmix aus der Vielzahl der verfügbaren Optionen ex-ante schwer zu antizipieren ist, kommt dem Strommarktdesign eine wichtige Steuerungsfunktion zu. Die Aufgabe des Strommarktdesign ist es, den Bedarf an den Funktionen in Form eines möglichst friktionsfreien Preissignals wiederzugeben, um die kostengünstigste Flexibilitätsoption

für die jeweilige Herausforderung anzureizen. Grundsätzlich ist also denkbar, dass, wie in Abbildung 9 dargestellt, in beiden Situationen der gleiche Effekt durch alternative Flexibilitätsoptionen erzielt werden kann.

Abbildung 9: Schematische Darstellung der Erhöhung der residualen Last in Überschusssituationen durch „Flexibilitätsoption B“ und der Reduzierung in Knappheitssituationen durch eine „Flexibilitätsoption C“



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E (2019).

Anforderungen an die Marktdesignelemente

Eine zentrale Anforderung an das Marktdesign ist der Wettbewerb zwischen den verfügbaren Flexibilitätsoptionen in allen relevanten Dimensionen. Technologieoffenheit und eine wettbewerbliche Organisation der Systementwicklung fördern Innovationen und senken die Kosten. Im Markt können alle relevanten Informationen und Erwartungen über die wettbewerblich organisierten Systemelemente gebündelt und über einen Preis transparent gemacht werden, sodass systemdienliche Anreize für die Marktteilnehmer gesetzt werden können. Ein wettbewerblicher, technologieoffener Markt schafft also die Voraussetzungen für die Ermittlung des effizienten Flexibilitätsportfolios in Menge, Mix und Timing.

Eine Voraussetzung für Wettbewerb ist ein diskriminierungsfreier Zugang für erneuerbare Energien und Nachfrager zu allen relevanten Marktplätzen, einschließlich der Märkte für Systemdienstleistungen. Es dürfen also weder explizite noch implizite Markteintrittsbarrieren unnötigerweise bestehen, die die Teilnahme neuer Anbieter an den Märkten unnötig erschweren und somit die Erschließung effizienter Flexibilitätspotenziale verhindern. Zu expliziten Barrieren zählen z.B. Präqualifikationsbedingungen, zu den impliziten Barrieren z.B.

Produktdefinitionen (Zeit zwischen Handel und Lieferung, Minstdauer der Leistungserbringung etc.) beispielsweise bei der Regelleistung.

Damit die Märkte Anreize für systemdienliches Verhalten setzen können, müssen die Preissignale die Marktteilnehmer unverzerrt erreichen. Dies gilt wiederum für beide Enden der residualen Lastdauerlinie. In Knappheitssituationen muss für Nachfrager der Anreiz zum freiwilligen Lastverzicht und für Anbieter der Anreiz zur Ausweitung der Erzeugung sichtbar werden. In Überschusssituationen sollte dagegen der Bedarf nach zusätzlicher Nachfrage und flexibel einsenkbarer Erzeugungsoptionen signalisiert werden.

Aufgrund der Interdependenzen zwischen dem wettbewerblichen Markt und dem regulierten Netzbereich beeinflusst auch das Regulierungsdesign die Rahmenbedingungen für die Marktteilnehmer. Aus diesem Grund ergeben sich aus dem Ausbau erneuerbarer Energien auch besondere Anforderungen an die Schnittstelle zwischen dem wettbewerblichen und dem regulierten Bereich des Stromsystems. Administrative Preisbestandteile wie Abgaben, Entgelte und Umlagen sollten folglich so gestaltet werden, dass systemdienliche Anreize für die Marktteilnehmer gesetzt bzw. diese nicht gehemmt werden. An der Schnittstelle von Markt und Netz sollte die Entgeltstruktur so gestaltet werden, dass die Kosten des Netzbetriebs und – ausbaus ein effizientes Niveau erreichen und die Systemsicherheit durch entsprechende Anreize für Marktteilnehmer gestützt wird. Gleichzeitig sollten die netzseitigen Anreize immer dann konform mit den Signalen des Marktes gestaltet werden, wenn dies ohne Beeinträchtigung der Systemsicherheit möglich ist, sodass Fehlanreize, die gegen den tatsächlichen Flexibilitätsbedarf wirken, vermieden werden.

In diesem Sinne sollten auch die Designs der verschiedenen Teilmärkte so aufeinander abgestimmt werden, dass Anbieter friktionsfrei zwischen den Märkten wechseln können und im Ergebnis eine (weitgehende) Arbitragefreiheit im Handel erreicht wird. Das gilt insbesondere für die Wechselwirkungen zwischen Spot- und Regelleistungsmärkten, die so gestaltet werden sollten, dass Marktteilnehmer nicht unnötig in einem Markt gebunden werden und so Flexibilitätspotenziale ungenutzt bleiben. Dementsprechend müssen die Opportunitätskosten an den Schnittstellen zwischen den Märkten transparent über die Preise abgebildet werden.

Opportunitätskostenpreissetzung muss auch auf den Spotmärkten uneingeschränkt möglich sein, sodass Nachfrager, Speicher und sektorübergreifenden Technologien in Einklang mit ihren Präferenzen an den Märkten teilnehmen können. In diesem Zusammenhang dürfen z.B. Preisobergrenzen nicht dazu führen, dass das wettbewerbliche Gebotsverhalten der Marktteilnehmer künstlich eingeschränkt wird. An den Sektorgrenzen muss durch eine konsistente Struktur von Abgaben, Umlagen und Entgelten sichergestellt werden, dass sektorübergreifende Arbitragemöglichkeiten genutzt werden können.

Auch in der räumlichen Dimension bestehen Anforderungen an das Strommarktdesign. Die Marktzone muss so gewählt werden, dass die Aspekte der räumlichen Differenzierung, des EE-Marktwertes, der Liquidität und der Marktkonzentration ausgewogen adressiert werden. In diesem Sinne sollte das Marktdesign binnenmarktkompatibel gestaltet werden. Die Liquidität der Märkte hat zudem auch eine wichtige Bedeutung für kurzfristige Handelsgeschäfte, die Schwankungen in der Einspeisung der erneuerbaren Energien ausgleichen können.

2.5 Bewertungskriterien

In dieser Studie werden an verschiedenen Stellen Optionen für die Ausgestaltung des Strommarktdesigns, des Förderdesigns für erneuerbare Energien und etwaiger ergänzender Instrumente zur Absicherung der Versorgung evaluiert. Um die Bewertung der Optionen transparent zu gestalten, werden im Folgenden sechs Hauptkriterien zur Identifikation und

Bewertung geeigneter Designelemente vorgestellt. Diese Hauptkriterien werden in den folgenden Analysen durch Nebenkriterien ergänzt, wenn dies im jeweiligen thematischen Kontext sinnvoll ist. Die Kriterien werden dann an verschiedenen Stellen aufgegriffen, um Maßnahmen oder Wechselwirkung hinsichtlich ihrer Zielkompatibilität zu diskutieren. Sie werden nicht genutzt, um alle in dieser Analyse diskutierten Maßnahmen oder Instrumente vollständig zu bewerten. Die Kriterien stellen somit eine rahmengebende Diskussionshilfe dar.

- ▶ *Effektivität:* Ein Instrument ist effektiv, wenn vorgegebene Ziele erreicht werden. Im Rahmen dieses Berichts stehen die langfristigen Klima- und EE-Ausbauziele von Deutschland und der EU insofern im Mittelpunkt, als dass sie maßgeblich für die fundamentale Struktur des zukünftigen Energieversorgungssystems sind.² Daneben werden normative Zielvorgaben zur Versorgungssicherheit berücksichtigt. In der engen Definition des Effektivitätskriteriums muss neben der reinen Zielerfüllung auch Treffsicherheit gewährleistet sein, sodass eine Übererfüllung eines Punktziels als Verletzung des Effektivitätskriteriums gewertet werden kann. Wenn Ziele als Mindestziele formuliert sind (wie es regelmäßig bei Klima-, EE- und Versorgungssicherheitszielen der Fall ist), ist jedoch eine differenziertere Betrachtung des Treffsicherheitskriteriums nötig. Ein Instrument mit einem strukturellen Risiko für eine signifikante Übererfüllung eines Mindestziels stufen wir als nicht treffsicher ein; die Wahrscheinlichkeit einer eher geringfügigen Übererfüllung im Sinne einer robusten Erfüllung des Mindestziels bzw. eines leicht vorgezogenen EE-Ausbaus (auch vor dem Hintergrund des Ziels einer Begrenzung der kumulierten CO₂-Emissionen) betrachten wir dahingegen nicht als hinreichende Bedingung für eine Verletzung des Treffsicherheitskriteriums. Bei dieser teils qualitativen Einstufung fließt mit ein, dass eine strukturelle Überfüllung i. d. R. nicht der (politischen) Intention eines Mindestziels entspricht.
- ▶ *Effizienz:* Ökonomische Effizienz ist gegeben, wenn angestrebte Ziele kostenoptimal erreicht werden. Gängige Voraussetzung für Effizienz sind deshalb in der Regel Anreizkompatibilität und Wettbewerb.
- ▶ *Robustheit gegenüber möglichen Störungen und unterschiedlichen ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen:* Die Robustheit eines Mechanismus gegenüber technisch-ökonomischen Entwicklungen ist eine Grundvoraussetzung für Effektivität und Effizienz und stärkt die Planungs- und Versorgungssicherheit. Zusätzlich sollten auch Risiken politischer oder anderweitiger Einflussnahme minimiert werden, die die Stabilität der Instrumente beeinträchtigen können.
- ▶ *EU-Binnenmarktkompatibilität:* Durch internationalen Handel können operative und investive Kostensenkungsmöglichkeiten ausgeschöpft und die Versorgung gesichert werden. Grundlage für diese Effizienzgewinne sind insbesondere Ausgleichseffekte der Last und der erneuerbaren Energien, sowie die Nutzung aller verfügbaren Quellen für Flexibilität und

² Für die Einhaltung des Zwei-Grad-Ziels ist für Deutschland und andere Industrieländer die Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 Prozent bis zum Jahr 2050 eine notwendige Voraussetzung. Für Deutschland schreibt das Klimaschutzgesetz die Treibhausgasneutralität bis 2050 fest. Für Europa bedeutet dies u. a. aufgrund landwirtschaftlicher Sockelemissionen eine weitestgehend CO₂-freie Stromerzeugung bis 2050. Damit dieses Ziel nachhaltig erreicht werden kann, ist eine weitestgehend auf erneuerbaren Energieträgern (EE) basierende Stromversorgung erforderlich.

gesicherte Leistung. Änderungen im Marktdesign sollten europarechtskonform sein und die Weiterentwicklung der Binnenmarktintegration nicht behindern.

- ▶ *Planbarkeit:* Der Energiesektor zeichnet sich durch eine hohe Kapitalintensität und teils mehrjährige Planungsphasen (bei Erzeugungsinvestitionen und im Infrastrukturbereich) aus. Langfristige Investitions- und Stilllegungsentscheidungen sollten durch Planungssicherheit unterstützt werden, sodass unnötige Verzögerungen von Marktanpassungen aufgrund von Unsicherheit über ordnungspolitischen Rahmenbedingungen vermieden werden können.
- ▶ *Vermeidung von unerwünschten Pfadabhängigkeiten:* Die hohe fundamentale Unsicherheit über die langfristige Entwicklung des Versorgungssystems erfordert besonders auf Seiten des Marktes eine ausreichende Reaktionsfähigkeit. Unerwünschte Pfadabhängigkeiten (sog. „Lock-in“) sollten vermieden werden, um die langfristige Effizienz nicht zu beeinträchtigen.

In der klima- und energiepolitischen Diskussion spielen neben diesen Kriterien weitere Aspekte eine wichtige Rolle, die hier bewusst weitgehend ausgeklammert werden. Besonders die Verteilungseffekte von neuen Instrumenten oder Reformvorschlägen finden oft große Beachtung, sei es in Bezug auf unterschiedliche Marktakteure, Sektoren oder Verbraucher- und Einkommensgruppen. An den relevanten Schnittstellen zu den o. g. Bewertungskriterien wird teilweise auf diese Effekte eingegangen, bspw. wenn selektive Förderinstrumente im Spannungsverhältnis zwischen Effizienz und Verteilung stehen, oder wenn aufgrund von Ineffizienzen oder mangelnder Treffsicherheit eines Markt- oder Förderdesigns Kostenrisiken bestehen, die oftmals von den Endverbrauchern getragen werden. Weitestgehend ausgeklammert werden darüberhinausgehende Verteilungseffekte in Bezug auf Endverbraucher, die aus sozialpolitischer Perspektive wichtig sein können. Hier liegt der Fokus stattdessen darauf, eine möglichst effiziente Basis zu schaffen, durch die die allgemeine Kostenbelastung minimiert wird. Das erleichtert es wiederum, bei Bedarf durch nachgelagerte Instrumente bspw. die Belastung einkommensschwacher Verbrauchergruppen weiter zu reduzieren.

3 Strommarktdesign für erneuerbare Energien

Im vorherigen Kapitel wurden ausgehend von den fundamentalen Eigenschaften der erneuerbaren Energien Anforderungen an ein Strommarktdesign identifiziert, das die Integration großer EE-Anteile in den Markt unterstützen kann. In diesem Kapitel nähern wir uns nun an die Umsetzung dieser Anforderungen in einem Strommarktdesign für erneuerbare Energien an. Dazu diskutieren wir zunächst einige ökonomische Grundlagen von Märkten sowie die Rahmenbedingungen, in die sich das Marktdesign einpassen muss. Im Anschluss betrachten wir, welche Ansatzpunkte zur Flexibilisierung des Systems bestehen und wie sie über das Strommarktdesign angereizt werden können. Die Diskussion der relevanten Optionen zur Ausgestaltung des Designs knüpft daran an. In einem Folgeschritt können die Ergebnisse dann zu einem konsistenten Entwurf zusammengeführt werden.

Bewertungskriterien

Als Einstieg in dieses Kapitel nehmen wir jedoch zunächst kurz Bezug auf die zuvor vorgestellten Bewertungskriterien und wenden sie auf den konkreten Fall des Strommarktdesigns an. Diese Vorüberlegungen setzen den Rahmen für die folgenden Analysen.

Das übergeordnete Ziel bei der Entwicklung des Strommarktdesigns ist es, die Balance zwischen den Eckpunkten des energiewirtschaftlichen Dreiecks – Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit – beizubehalten und gleichzeitig die neuen Herausforderungen einer steigenden Durchdringung des Marktes mit erneuerbaren Energien zu bewältigen. Das Marktdesign wird an den im vorherigen Kapitel eingeführten Kriterien gemessen, deren Erfüllung eine zentrale Voraussetzung für die Zielerreichung ist.

- ▶ Ein effektives Marktdesign ermöglicht die Umsetzung der vorgegebenen energiepolitischen Ziele (z.B. die Dekarbonisierung der Stromversorgung), ohne dass einzelne Kriterien des energiepolitischen Dreiecks (z.B. Versorgungssicherheit) verletzt werden.
- ▶ Ein effizientes Marktdesign garantiert durch die wirtschaftliche Gestaltung des Transformationsprozesses die Akzeptanz und den Erfolg der Ziele.
- ▶ Ein robustes Marktdesign verhindert, dass marktliche und regulatorische Unsicherheiten die Balance des Dreiecks gefährden.
- ▶ Ein binnenmarktkompatibles Marktdesign erhöht sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Wirtschaftlichkeit und erleichtert so die EE-Integration.
- ▶ Ein planungssicheres Marktdesign erleichtert durch stabile Rahmenbedingungen die Erwartungsbildung im Wettbewerb und steigert die Versorgungssicherheit.
- ▶ Ein Marktdesign ohne unerwünschte Pfadabhängigkeit ist die Voraussetzung für eine langfristig effiziente Entwicklung, weil es kostenintensive, nicht-reversible Lock-in-Effekte vermeidet.

Weiteres Vorgehen

Die Kriterien deuten bereits an, dass eine wettbewerbliche Organisation des Stromsystems ihre Vorteile in den Bereichen Effektivität, Effizienz und Innovationspotenziale ausspielen kann. Diese Tendenz ist jedoch nicht selbsterklärend. Aus diesem Grund werden im folgenden Abschnitt die notwendigen ökonomischen Grundlagen diskutiert, um die spätere Diskussion

zum Marktdesign vorzubereiten. Aufgrund der ökonomischen Eigenschaften des Gutes Strom spielt die Elastizität, bzw. Flexibilität eine entscheidende Rolle bei der Ausgestaltung des Marktdesigns. Aufbauend auf dem ökonomischen Fundament wird deshalb in Abschnitt 3.2 detaillierter auf die Anreizwirkung des sogenannten Energy-Only-Marktes als die idealtypische Abbildung des Strommarktes eingegangen. Die Anreize des sog. Energy-Only-Marktes werden zudem gegenüber jenen von Kapazitätzahlungen abgegrenzt.

3.1 Ökonomische Grundlagen

Im Folgenden werden zentrale Begrifflichkeiten geklärt und grundlegende ökonomische Prinzipien erläutert, die für die Einordnung der weiteren Analysen notwendig sind.

3.1.1 Vollkommene Märkte und Marktversagen

Für den Prozess der Marktdesignentwicklung ist es hilfreich, zunächst als theoretischen Referenzpunkt den vollkommenen Markt zu definieren. Dieser vollkommene Markt kann dann als Benchmark bei der Bewertung des Marktdesigns dienen. Ebenso wichtig ist die Auseinandersetzung mit möglichen Quellen von Marktunvollkommenheiten. Das Marktdesign sollte diese potenziellen Unvollkommenheiten adressieren und so das Risiko von Marktversagen minimieren.

Märkte dienen dazu, Angebot und Nachfrage unter möglichst geringen Transaktions- und Informationskosten zusammenzuführen. Im vollkommenen Markt offenbaren die Marktteilnehmer durch die Abgabe von Geboten ihre wahren Präferenzen, sodass die Wohlfahrt von Produzenten und Konsumenten im Zuge der Markträumung maximiert wird. In diesem Sinne ist das sog. Energy-Only-Marktdesign, d.h. das Abhandensein zusätzlicher administrativer Kapazitätsanreize oder -Zahlungen, bereits eine Annäherung an die Funktionsweise des vollkommenen Marktes. Im vollkommenen Markt können Angebot und Nachfrage jederzeit präferenzbasiert ausgeglichen werden. Der resultierende Preis ist eindeutig und gibt die Grenzkosten bzw. den Grenznutzen der Markträumung unverzerrt wider.

Vollkommener Markt

In einem vollkommenen Markt herrscht vollständige Transparenz über die Präferenzen aller Akteure, und somit auch über ihre Kosten und ihren Nutzen hinsichtlich eines einheitlichen (homogenen) Gutes (vgl. Connect, 2014). In diesem Rahmen reagieren die Marktteilnehmer unendlich schnell. Es stellt sich zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage ein, in dem der Markt zu einem einheitlichen Preis geräumt und die Wohlfahrt maximiert wird.³ Vollkommene Märkte sind folglich arbitragefrei: Alle Spielräume zur Maximierung der Wohlfahrt werden genutzt, und die Marktteilnehmer können keine zusätzlichen Gewinne erzielen, wenn sie vom Marktergebnis abweichen. Diese Voraussetzungen für vollkommene Märkte sind in der Realität kaum zu finden. Marktunvollkommenheiten sind jedoch nicht mit Marktversagen zu verwechseln. Dennoch kann ein hohes Maß an Marktunvollkommenheiten grundsätzlich zu Marktversagen führen.

In einem vollkommenen Markt werden definitionsgemäß Innovations- und Effizienzpotenziale optimal genutzt und die Nachfrage wird zu jedem Zeitpunkt kostenminimal gedeckt. Unter diesen Voraussetzungen könnte auch die Energiewende wirtschaftlich und sicher umgesetzt werden. Der vollkommene Zustand setzt verschiedene Bedingungen voraus, die auf realen Märkten selten vollständig erfüllt werden.

³ Vgl. bspw. Gesetz der Unterschiedslosigkeit der Preise, Jevons (1871).

Internalisierung von externen Effekten, insb. Klimaschadenskosten

In einem vollkommenen Markt bündelt der Preis alle Informationen, die zum Erreichen eines wohlfahrtsmaximalen Marktergebnisses benötigt werden. Das schließt externer Effekte mit ein.

Internalisierung externer Effekte

Externe Effekte treten auf, wenn die Handlung eines Akteurs Auswirkungen auf andere Akteure hat, die nicht kompensiert werden. Der handelnde Akteur berücksichtigt daher nicht die vollständigen Konsequenzen bzw. Kosten seines Verhaltens. Dadurch treten Ineffizienzen auf bzw. Einbußen der volkswirtschaftlichen Wohlfahrt. Die klassische Volkswirtschaftslehre sieht darin ein Marktversagen. Die neue Institutionenökonomie sieht die Schaffung eines Ordnungsrahmens, der diese Interdependenzen berücksichtigt, als Staatsaufgabe. In dieser ökonomischen Schule wäre daher das Auftreten von externen Effekten, die folglich nicht durch den staatlich geschaffenen Ordnungsrahmen adressiert sind, ein Staatsversagen. In beiden Perspektiven sind jedoch staatliche Interventionen zur Internalisierung externer Effekte mit dem Ziel einer Wohlfahrtssteigerung notwendig und sinnvoll.

Ein externer Effekt, der die Umweltverträglichkeit der Energieerzeugung betrifft, sind die Emissionen von CO₂ bzw. die damit verbundenen Klimaschäden. Ohne eine Internalisierung der Klimaschadenskosten in Form einer Bepreisung von CO₂-Emissionen werden mehr CO₂-intensive Brennstoffe zur Energieerzeugung genutzt als im Fall mit einer Internalisierung. Die Quantifizierung von Klimaschadenskosten ist allerdings zu komplex, um sie vollständig erfassen zu können. Aus diesem Grund sind Näherungen notwendig, die auf einer Mengensteuerung (bspw. Emissionshandel) oder Preissteuerung (bspw. eine CO₂-Steuer) basieren können. Diese Mechanismen sollten sicherstellen, dass die Ziele des Paris-Abkommens und die europäischen und deutschen Klimaziele durch zielkonsistente CO₂-(Schatten-)Preise erreicht werden. Im weiteren Verlauf der Studie ist es nicht das Ziel für die bestehenden (Klimaschutz-) Instrumente detailliert zu eruieren, ob in diesem Rahmen eine zielkonsistente CO₂-Bepreisung erfolgt. Wir greifen allerdings die Internalisierung externer Effekte in Kapitel 3.2 nochmals auf, wenn es um ihre Bedeutung für zielkompatible Anreizstrukturen im Strommarkt und für eine effiziente Preisbildung geht.

Die Netzinfrastuktur als natürliches Monopol

Da eine fundamentale Eigenschaft von Strom die Leitungsgebundenheit ist, sind die ökonomischen Eigenschaften der Netzinfrastuktur wichtige Rahmenbedingungen für den Strommarkt. Die Netzinfrastuktur erfordert eine Regulierung, weil sie ein natürliches Monopol darstellt.

Natürliches Monopol

Ein natürliches Monopol zeichnet sich dadurch aus, dass es ökonomisch nicht sinnvoll ist Wettbewerb zwischen Anbietern anzustreben, da die Gesamtkosten niedriger sind, wenn das Gut nur von einem Anbieter bereitgestellt werden. Der Grund liegt in hohen Fixkosten und geringen variablen Kosten. Zwei Wettbewerber, die beispielsweise zwei separate Stromnetze betreiben und um die gleichen Kunden konkurrierten, würden die Wohlfahrt senken. Das Resultat des hypothetischen Wettbewerbs wäre, dass nur ein Unternehmen überleben würde.

Wie in anderen Monopolen auch wäre der natürliche Monopolist grundsätzlich in der Lage, überhöhte Preise zu nehmen und Monopolrenten abzuschöpfen. Aufgrund der ökonomischen Logik eines natürlichen Monopols ist Wettbewerb nicht die geeignete Lösung, um das Ausnutzen der Monopolstellung zu verhindern und wohlfahrtssteigernde Anreize zu setzen. Stattdessen ist es

notwendig natürliche Monopole zu regulieren, damit das Monopolunternehmen nicht Produkte mit niedriger Qualität zu unnötig hohen Kosten bereitstellt.

Die verschiedenen Wertschöpfungsstufen des Stromsystems lassen sich unterscheiden, je nachdem ob sie wettbewerblich ausgestaltet werden können oder einer Regulierung bedürfen. Diejenigen Elemente, die keiner Regulierung bedürfen, können folglich wettbewerblich organisiert werden. Dennoch wirkt sich die Regulierung der Netzinfrastuktur teilweise auch auf die wettbewerblich organisierten Bereiche aus. Beispielsweise beeinflussen die regulierten Netzentgelte die Nachfrage und deren Flexibilität. Aus diesem Grund ist es wichtig, bei der Regulierung die Rückwirkungen auf den wettbewerblichen Teil zu berücksichtigen und möglichst keine unnötigen Hemmnisse für den Markt und somit für die Flexibilisierung zu kreieren.

Weitere potenzielle Marktunvollkommenheiten

Der Strommarkt erfüllt mit der Homogenität des Gutes eine wichtige Bedingung für vollkommene Märkte. Die Bedingungen der vollständigen Markttransparenz und der unbegrenzten Reaktionsgeschwindigkeit der Marktteilnehmer sind jedoch nur eingeschränkt gegeben. Die Transparenz des Marktes ist stark von der Liquidität des Marktes abhängig, die u.a. durch die Förderung der Integration des europäischen Binnenmarktes positiv beeinflusst werden kann. Die Präferenzen der Nachfrager sind zurzeit nur teilweise bekannt, da viele Verbraucher nicht unmittelbar am Handel teilnehmen und aufgrund von kurzfristig börsenunabhängigen Endkundenpreisen keinen Anreiz haben, ihre Präferenzen zu offenbaren. Eine Weiterentwicklung der Anreizstrukturen für flexible Verbraucher kann die Transparenz über die Präferenzen jedoch erhöhen.

Die Reaktionsgeschwindigkeit, mit der sich Marktteilnehmer an neue Gegebenheiten anpassen, variiert am Strommarkt sehr stark. Händler können zwar kurzfristig auf Börsenergebnisse reagieren, jedoch sind dieser Reaktion durch die kurzfristig fixe Infrastruktur Grenzen gesetzt. Sobald eine Änderung der Marktsituation eine Anpassung der Infrastruktur erfordert, schwanken die Reaktionszeiten zwischen mehreren Jahren für den Neubau von Kraftwerken und Wochen für die Anpassung von Verbrauchseinrichtungen oder die Installation von Photovoltaikanlagen. Die Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage spielt folglich eine bedeutende Rolle für die Annäherung des Strommarktes an das Ideal eines vollkommenen Marktes.

Die Anpassung von Angebot und Nachfrage ist somit eine zentrale Anforderung, um den Strommarkt in die Richtung eines vollkommenen Marktes zu entwickeln. Um die Bedeutung und Funktion der Angebots- und Nachfrageflexibilität zu verstehen ist es notwendig, die Eigenschaften des Gutes Strom in diese Überlegungen mit einzubeziehen. Strom ist leitungsgebunden. Das bedeutet, dass Transportrestriktionen bestehen, die das Zusammenführen von Angebot und Nachfrage erschweren können. Strom ist im Netz nicht in relevanten Mengen speicherbar. Dadurch müssen sich Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz stets ausgleichen, um die Netzfrequenz aufrechtzuerhalten. Dies erfordert, dass auch Angebot und Nachfrage stets ausgeglichen sind. Diese beiden Grundeigenschaften – Leitungsgebundenheit und Nicht-Speicherbarkeit – sind zentrale Gründe für die Flexibilitätsanforderungen im Stromsektor. Das Gut Strom zeichnet sich demnach durch inflexible Grundeigenschaften aus.

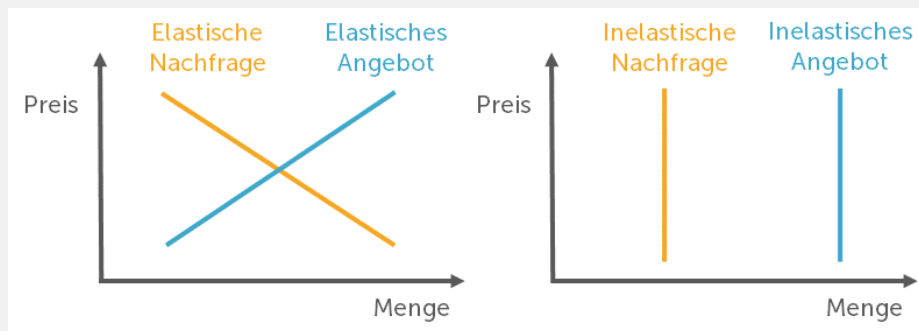
Elastizität und Flexibilität

Flexibilität beschreibt die für einen definierten Zeitraum verfügbare (angebots- oder nachfrageseitige) Leistung, die ihren Beitrag im Zeitverlauf ändern kann, sodass in einem

geografisch definierten Marktgebiet jederzeit eine präferenzbasierte Markträumung und ein entsprechender Preis gewährleistet ist (vgl. Connect, 2014). Die Voraussetzung dafür ist somit auch eine hinreichende Anzahl an Geboten, was üblicherweise als Liquidität bezeichnet wird.

Das Flexibilitätspotenzial ist vom Marktdesign und den Bedingungen für eine Marktteilnahme abhängig. Je kürzer der Zeitraum ist, über den ein gehandeltes Produkt verfügbar sein muss, und je größer die geografische Definition des Marktes ist, desto höher ist das vorhandene Flexibilitätspotenzial. Je kleiner ein Marktgebiet (bzw. je geringer die Liquidität) und je länger der Mindestlieferzeitraum definiert ist, desto geringer ist dagegen das Flexibilitätspotenzial.

Flexibilität unterscheidet sich in ihrer Definition von der ökonomischen Elastizität. Der Elastizitätsbegriff beschreibt die relative Änderung einer Variablen (z.B. der nachgefragten Leistung) durch eine relative Änderung einer anderen Variablen (z.B. des Preises). Beispielsweise ist die Elastizität der Nachfragefunktion hoch, wenn eine Preiserhöhung einen starken Rückgang der nachgefragten Menge zur Folge hat. Die folgende Abbildung unterscheidet zwischen elastischen und inelastischen Angebots- und Nachfragekurven.



Der Elastizitätsbegriff hat keine zeitabhängige Komponente, sondern bezieht sich stets auf statische Zustände. Der Flexibilitätswert zeichnet sich dagegen u.a. durch die Anpassungsgeschwindigkeit im Zeitverlauf aus. In diesem Sinne kann ein Mangel an Flexibilität die Elastizität zu einem gegebenen Zeitpunkt einschränken. Wenn beispielsweise ein Kraftwerk zu einem Zeitpunkt ausgeschaltet und kalt ist, kann es nicht zum nächsten Zeitpunkt die volle Leistung liefern. Somit ist das Angebot im zweiten Zeitpunkt durch den Zustand im ersten Zeitpunkt eingeschränkt. Der Mangel an Flexibilität hat somit Auswirkungen auf die Elastizität des Angebots. Eine Erhöhung der Flexibilität führt dagegen zu einer höheren Elastizität.

Somit stellt ein notwendiges Maß an Flexibilität eine Grundvoraussetzung für die wettbewerbliche Organisation von Strommärkten dar (wodurch u.a. eine Mindestgröße einer Marktzone abgeleitet werden kann). Gleichzeitig ist Flexibilität für ein gesellschaftliches akzeptables Niveau an Versorgungssicherheit notwendig. In diesem Kontext stellt sich häufig die Frage nach ergänzenden Instrumenten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Bevor wir im folgenden Abschnitt das Thema Versorgungssicherheit näher beleuchten, sei jedoch an dieser Stelle bereits darauf verwiesen, dass Kapazitätselemente in Marktdesigns häufig die entgegengesetzte Wirkung entfalten: Sie können dazu führen, dass flexible Technologien zugunsten inflexibler Technologien verdrängt werden. Somit entfernt sich der Markt durch Kapazitätsanreizinstrumente in der Tendenz vom vollkommenen Markt und den gewollten Anreizwirkungen zur Steigerung der Flexibilität (siehe Abschnitt 3.2).

In der Realität wird sich jedoch niemals ein vollständig flexibler Markt und somit ein nahezu vollkommener Markt einstellen. Dies ist jedoch auch nicht notwendig für die effektive und effiziente Funktionsweise eines Strommarktes. Daraus folgt jedoch auch, dass ein Maß an

Marktunvollkommenheiten stets verbleibt. Marktunvollkommenheiten sind jedoch nicht mit Marktversagen gleichzusetzen. Marktversagen tritt dann auf, wenn es aufgrund von strukturellen Unvollkommenheiten zu einem systematischen Auseinanderfallen von Angebot und Nachfrage kommt, das eine präferenz- und preisbasierte Markträumung verhindert. Wenn Marktversagen vorliegt, kann ein regulatorischer Eingriff gerechtfertigt sein.

Versorgungssicherheit

Im Stromsektor wird die Funktionsfähigkeit des Marktes u.a. an der Versorgungssicherheit gemessen.

Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit ist gewährleistet, wenn Angebot und Nachfrage auf Basis ihrer Zahlungsbereitschaft für das Gut Strom zum Ausgleich kommen (vgl. Connect, 2014). Die Nachfrager, deren Zahlungsbereitschaft für bzw. Grenznutzen aus dem Stromverbrauch mindestens so hoch ist wie der Marktpreis bzw. die Grenzkosten der Strombeschaffung, können dann jederzeit die nachgefragten Strommengen am Markt beziehen. Unfreiwillige Rationierungen, bei denen Nachfrager weniger Strom erhalten als sie zu einem gegebenen Preis beziehen möchten, sollen demnach vermieden werden. Ein freiwilliger Verzicht auf Konsum aufgrund von ökonomischen Präferenzen und einer entsprechenden Zahlungsbereitschaft ist folglich nicht mit einem Mangel an Versorgungssicherheit zu verwechseln.

Die Versorgungssicherheit hängt maßgeblich von der Flexibilität von Angebot und Nachfrage sowie von der Dimensionierung der Netzinfrastruktur ab. Als eine mögliche Ursache für Marktversagen wird häufig die kurzfristig eingeschränkte Preiselastizität der Nachfrage angeführt. Wenn die Nachfrage nicht oder nur stark eingeschränkt auf den Marktpreis reagiert, steigt das Risiko, dass in einer Situation mit knappem Angebot kein Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage hergestellt werden kann. Wie groß das Risiko des Marktversagens aufgrund einer unzureichenden Nachfrageflexibilität ist, hängt vorrangig von den Anreizen ab, denen sich Verbraucher gegenübersehen. Je stärker die Wirkung des Börsenpreises auf die Kosten des Endenergieverbrauchs ist, desto eher lohnt es sich für Verbraucher, aktiv am Markt teilzunehmen. Zu betonen ist dabei, dass eine Flexibilisierung für Nachfrager nicht nur eine Antwort auf Marktrisiken ist, sondern auch eine Chance zur Erschließung neuer Einnahmequellen darstellt, da flexible Nachfrager beispielsweise mit dem Weiterverkauf längerfristig und günstig beschaffter Strommengen in Situationen mit hohen Strompreisen Deckungsbeiträge erzielen können. Ein solcher Ansatz lohnt sich für die Nachfrager, wenn die Deckungsbeiträge aus dem Stromhandel den Wert der ursprünglich geplanten eigenen Verwendung des Stroms übersteigen. Aber auch für andere Spitzenlasttechnologien leistet die Beteiligung flexibler Verbraucher am Strommarkt einen wichtigen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit, wenn die Opportunitätskostenpreissetzung der Nachfrager zu Strompreisen oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten der Spitzenlasttechnologien führt.

Vor dem Hintergrund von Marktversagensrisiken wird auch über den Gutcharakter von Versorgungssicherheit diskutiert. Wäre Versorgungssicherheit ein öffentliches Gut, dann bestünde sowohl Nicht-Rivalität als auch Nicht-Ausschließbarkeit im Konsum. In diesem Fall hätten Nachfrager keinen Anreiz zur Offenbarung ihrer Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit, sodass die Marktkräfte nicht ausreichen könnten, um ein effizientes Niveau an Versorgungssicherheit bereitzustellen. In diesem Fall entstünde ein sachlicher Grund für einen regulatorischen Eingriff. Die folgende Einordnung zeigt jedoch, dass eine Charakterisierung von Versorgungssicherheit als öffentliches Gut nicht zutreffend ist, und dass Versorgungssicherheit privatwirtschaftlich organisierbar ist (vgl. auch Müsgens/Peek, 2011).

Strom im ökonomischen Güterschema

Der ökonomische Charakter eines Gutes wird anhand von zwei Dimensionen bestimmt: Der Möglichkeit des Ausschlusses vom Konsum und dem Grad der Rivalität des Konsums. Ein Gut ist dann ein öffentliches Gut, wenn Nachfrager nicht vom Konsum des Gutes ausgeschlossen werden können (Nichtausschließbarkeit) und wenn der Konsum eines Nachfragers nicht in Konkurrenz zum Konsum eines anderen Nachfragers steht (Nichtrivalität). Für Strom gilt, dass in Knappheitszeiten durchaus Rivalität um den Konsum besteht. Strom kann daher für einzelne Verbrauchergruppen als Allmendegut (mit nicht ausschließbarem, aber rivalisierendem Konsum) eingeordnet werden (vgl. Connect, 2014).

		Rivalität	
		Nein	Ja
Ausschließbarkeit	Nein	Öffentliches Gut	Allmendegut
	Ja	Clubgut	Privates Gut

Für einzelne Nachfragegruppen trifft aber auch das Kriterium der Nichtausschließbarkeit nicht zu: Nachfrager, die ihren Stromverbrauch gezielt anpassen können (z.B. leistungsgemessene Kunden mit Steuerungstechnik), können grundsätzlich vom Konsum ausgeschlossen werden. Dieser Ausschluss stimmt mit den Präferenzen des Nachfragers überein, wenn er für seinen Konsumverzicht entsprechend kompensiert wird. In diesem Fall ist Strom für den Nachfrager ein privates Gut. Spätestens bei einem umfänglichen Smart-Meter-Rollout wäre Strom sogar für Privathaushalte ein privates Gut, dessen Konsum auf ökonomischen Präferenzen basiert. Derzeit gilt die Definition als privates Gut vor allem für Industriekunden mit großen Abnahmemengen über 10.000 MWh pro Jahr, aber durch das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiepreis-System auch für alle anderen leistungsgemessenen Verbraucher (d.h. mittlere Verbraucher mit über 100 MWh pro Jahr) mit Steuerungstechnik.

Die Einordnung von Versorgungssicherheit in das ökonomische Güterschema ist über die Nicht-Ausschließbarkeit eng mit der Leitungsgebundenheit des Gutes Strom verknüpft. Die Leitungsgebundenheit kann auch dazu führen, dass Marktteilnehmer externen Effekten ausgesetzt sind. Da Stromausfälle in der Regel Netzgebiete als Ganzes betreffen, kann innerhalb des betroffenen Netzgebiets nicht zwischen den Verbrauchern in Abhängigkeit ihrer Zahlungsbereitschaft differenziert werden. Die Leitungsgebundenheit kann deshalb die Entscheidung zwischen einer Absicherung durch Dritte und einer privaten Absicherung über Netzersatzanlagen oder andere Eigenerzeugung beeinflussen.

Die Bereitstellung eines Versorgungssicherheitsniveaus in Einklang mit den Präferenzen der Verbraucher setzt voraus, dass sich ihre Zahlungsbereitschaft in ausreichendem Umfang in den Märkten abbilden kann, und dass dadurch das Risiko einer Versorgungsunterbrechung bewertet werden kann. Um die Kosten der Versorgungssicherheit internalisieren zu können, muss folglich gesicherte Leistung entlohnt und die Unsicherheit über einen ausreichend langen Zeithorizont abgesichert werden können. Dies ist im heutigen Strommarkt 2.0 gegeben: Sobald ein Stromliefervertrag geschlossen wird, hat der Lieferant eine rechtliche Lieferverpflichtung gegenüber dem Abnehmer, sodass das Geschäft als leistungsunterlegt bezeichnet werden kann.

Die Leistung wird in diesem Fall implizit über den unbedingten Liefervertrag mit dem vertraglich festgelegten Strompreis mitvergütet. Die Überprüfung bzw. Pönalisierung der Einhaltung dieser unbedingten Lieferverträge wird über das sogenannte Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiepreis-System gewährleistet. Das heutige Marktdesign, das häufig auch als Energy-Only-Markt bezeichnet wird, ist daher kein Energy-Only-Markt im engsten Sinne (siehe Kapitel 3.2.1 und Grünbuch Strommarkt).

Die unbedingten Lieferverträge können auch über beliebig lange Zeiträume geschlossen werden. Im Strommarkt können z.B. Terminmärkte dazu dienen, Mengen und Zahlungsströme mit Vorlaufzeiten von mehreren Jahren festzulegen. Mit steigendem Bedarf nach Absicherungsgeschäften können die gehandelten Produkte zudem weiterentwickelt werden, indem z.B. neue Optionsprodukte eingeführt werden, die an gesicherte Leistung geknüpft sind. Die Prämie (der Kaufpreis) dieses bedingten Liefervertrags kann als Vergütung der Leistung interpretiert werden, während der Ausübungspreis die Energie im Falle eines Abrufs vergütet. In der kurzen Frist müssen außerdem Mechanismen etabliert sein, die eine Unterdeckung an Leistung in Knappheitssituationen sanktionieren. Auf die Spotmärkte abgestimmte Ausgleichsenergiepreismechanismen können diese Funktion dezentral und privatwirtschaftlich organisiert auf Bilanzkreisebene übernehmen.

Markt- und Regulierungsrisiken

Weitere mögliche Gründe für Marktversagen im Stromsektor können in prohibitiv hohen Markt- und Regulierungsrisiken liegen. Aufgrund der hohen Investitionskosten und langen Kapitalbindung benötigen Investoren ein ausreichendes Maß an Planungssicherheit. Planungssicherheit ist dabei jedoch nicht gleichbedeutend mit Risikofreiheit. Vielmehr muss gewährleistet sein, dass stabile Erwartungen über Risiken gebildet werden können, die über effiziente Prämien eingepreist werden können. Von besonderer Bedeutung sind deshalb die bereits diskutierten langfristigen Absicherungsgeschäfte und verlässliche Rahmenbedingungen. Preisrisiken, wie z.B. eine EE-bedingte Preisvolatilität, können umso besser abgebildet werden, je leichter die Erwartungsbildung über den EE-Ausbaupfad ist. Vor diesem Hintergrund können insbesondere Regulierungsrisiken die Investitionssicherheit beeinträchtigen, da sie in der Regel schlecht zu antizipieren sind. Hervorzuheben sind dabei Unsicherheiten über das EE-Förderdesign, die Rolle des CO₂-Handels und die Akzeptanz einzelner Energieträger. Während Preisrisiken durch eine Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage gemindert werden können, können Regulierungsrisiken u.a. durch Transparenz und die Festlegung langfristiger quantitativer Ziele reduziert werden.

Regulierungsversagen kann auch auftreten, wenn das Regulierungsdesign zentrale Marktmechanismen einschränkt (oder eine solche Einschränkung von den Marktteilnehmern erwartet wird). So können Preisobergrenzen dazu führen, dass die Refinanzierung von nachfrage- und angebotsseitigen Investitionen unnötig erschwert und die Flexibilisierung der Stromversorgung behindert wird. Sowohl explizite Preisgrenzen (z.B. Festlegung der maximalen Gebotshöhe an Börsen) als auch implizite Preisgrenzen (z.B. Mark-up-Verbot für bestimmte Anbietergruppen) können diese Wirkung entfalten. Die Motivation des Regulierers für die Einführung von Preisobergrenzen liegt oftmals im Schutz der Konsumenten vor hohen Preisen und/oder in der Einschränkung von Marktmachtmissbrauch. Insbesondere bei einer inflexiblen Nachfrage können marktmächtige Anbieter den Preis leicht beeinflussen. Wenn in Knappheitssituationen außerdem Erzeugungskapazitäten zurückgehalten werden um weitere Preissteigerungen zu erreichen, kommt es neben der Umverteilung von Renten zu einem ineffizient niedrigen Wohlfahrtsniveau. Die Flexibilisierung der Nachfrage entfaltet also auch eine positive Wirkung auf den Wettbewerb, ebenso wie der Abbau von Markteintrittsbarrieren für neue Anbieter und die Binnenmarktintegration.

Internationale Koordination

Die internationale Koordination der Weiterentwicklung der europäischen Strommärkte ist eine weitere effiziente Maßnahme, um die Leistungsfähigkeit der Märkte zu steigern und Marktversagen vorzubeugen. Durch einseitige Änderungen des Marktdesigns kann es aufgrund der starken Vernetzung der Nachbarmärkte in Europa zu unerwünschten Wechselwirkungen (Spillover-Effekte) kommen. Dies kann z.B. auftreten, wenn sich aufgrund einer finanziellen Förderung von Erzeugungskapazitäten die installierte Leistung regional konzentriert.

Zwischenfazit ökonomische Grundlagen

Alle genannten Marktunvollkommenheiten und Marktversagensrisiken können durch eine gezielte Gestaltung des Marktdesigns adressiert werden, damit sich der Strommarkt weiter an das Ideal des vollkommenen Marktes annähern kann. Die Transformation der Stromversorgung hin zu erneuerbaren Energien ist nur dann erfolgreich, wenn auch in Situationen mit geringer EE-Einspeisung und hoher Nachfrage die Versorgung abgesichert ist. Gleichzeitig müssen Situationen mit sehr hoher Einspeisung erneuerbarer Energien und geringer Nachfrage effizient abgefangen werden. Zudem gilt, dass die Energiewende kostengünstiger gestaltet werden kann, wenn der Marktwert der erneuerbaren Energien nicht ineffizient niedrig ist. Bereits durch die obigen Ausführungen wird offensichtlich, dass die Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage sowie die Binnenmarktintegration die Leistungsfähigkeit des Strommarktes signifikant steigern und die EE-Integration erleichtern können. Die Kernfrage des Transformationsprozesses ist deshalb, ob genügend Flexibilitätsoptionen mit ausreichend geringen Investitionskosten und hohen Ausübungskosten zur Verfügung stehen, und wie eine rechtzeitige Aktivierung der Flexibilitätspotenziale sichergestellt werden kann.

Ein vollkommener Markt inklusive der entsprechenden Flexibilitätseigenschaften stellt sich hinsichtlich der Bewertungskriterien als ein erstrebenswerter Benchmark heraus. Dieses Ziel wird jedoch in der Realität aufgrund der grundlegenden Eigenschaften des Gutes Strom nicht erreicht. Es besteht folglich stets ein Maß an Unvollkommenheit, welches durch das angemessene Setzen von Rahmenbedingungen nahezu verzerrungsfrei gemanagt werden kann. Eine hinreichende Markttiefe stellt dabei eine wichtige Voraussetzung dar, um die notwendige Flexibilität des Marktes zu gewährleisten. Zum Erreichen eines flexiblen Marktes ist es darüber hinaus jedoch notwendig, Hemmnisse zu identifizieren und abzubauen. Hemmende Elemente, wie z.B. Kapazitätzahlungen, sollten idealerweise vermieden werden, da von ihnen flexibilitätsverdrängende Wirkungen ausgehen, die zu Marktverzerrungen und somit ggf. zu notwendigen Folgeeingriffen führen können. Es gibt jedoch auch Rahmenbedingungen, die nicht vollständig frei gestaltbar bzw. vermeidbar sind. Daher wird im folgenden Abschnitt auf die Schnittstelle zwischen Markt- und Regulierungsdesign eingegangen, welche leicht Marktunvollkommenheiten hervorbringen können, die Verzerrungen und Hemmnisse nach sich ziehen können.

3.1.2 Rahmenbedingungen des Strommarkt- und Regulierungsdesigns

Die Überlegungen zur Ausgestaltung des Marktdesigns sollten zwingend die übergeordneten Rahmenbedingungen des Strommarktes beachten und integrieren. Wir definieren deshalb einige Grundprämissen. Dennoch weisen wir an geeigneter Stelle auch darauf hin, wie sich eine eingeschränkte operative Umsetzung dieser Prämissen auf die Überlegungen zum Marktdesign auswirken kann.

Die Rahmenbedingungen des aktuellen Strommarktdesigns basieren auf den drei Energiepaketen der EU-Kommission aus den Jahren 1996, 2003 und 2009 sowie dem im Jahr 2019 verabschiedeten Clean Energy for all Europeans Package (CEP). Im Kern wurde in diesen

Richtlinien ein Pfad zur Liberalisierung der jeweils nationalen Strommärkte aufgezeigt, der in einem europäischen Binnenmarkt münden soll. Dieser Binnenmarkt soll auf hinreichend großen und liquiden Zonen basieren (Target Model), die durch effiziente Marktkopplungsalgorithmen verbunden sind und so einen effizienten Stromaustausch ermöglichen. Die Verbesserung des Kopplungsalgorithmus in Kombination mit einem Ausbau der Kuppelleitungskapazitäten führt zu einer kontinuierlich fortschreitenden Integration des Binnenmarktes. Dadurch konkurrieren ebenfalls die Anbieter verschiedener Marktzone miteinander. Im Target Model sollte es innerhalb der Zonen aufgrund einer ausreichend dimensionierten Netzinfrastuktur keine strukturellen Engpässe geben, die zu signifikanten Einschränkungen des Marktgeschehens führen.

Rolle und Organisation der Netzinfrastuktur

Ein wesentliches Element des Liberalisierungsprozesses ist die Entflechtung zwischen dem wettbewerblich organisierten Erzeugungsbereich und dem regulierten natürlichen Monopol der Transport- und Verteilnetzinfrastuktur. Die ökonomischen Hintergründe von natürlichen Monopolen wurden bereits in Abschnitt 3.1.1 diskutiert. Eine wichtige Ausnahme für die Entflechtung bildet die De-Minimis-Regel, die die Verpflichtung für Unternehmen mit weniger als 100.000 Kunden aussetzt.

Die Netzinfrastuktur stellt also kein klassisches wettbewerbliches Element im Strommarkt dar. Vielmehr ist sie die Grundlage für die wettbewerbliche Organisation des Strommarktes, da eine unterdimensionierte Infrastruktur den Wettbewerb einschränkt und somit die Nutzung der Effizienz- und Innovationsmöglichkeiten des Strommarktes gefährdet.

Strukturell schwache Netzinfrastuktur

Es gibt jedoch auch Strommärkte mit einer strukturell vergleichsweise schwach ausgeprägten Netzinfrastuktur, deren Ausbau gehemmt sein könnte. Um trotzdem eine marktbasierte Organisation zu ermöglichen, kann die begrenzende Netzkapazität über eine kleinere regionale Ausdehnung der Marktzone transparent gemacht werden, als sie im EU Target Model vorgesehen ist. Bei der kleinsten möglichen Auflösung spricht man von Nodal Pricing. Diese kleineren Marktzone, die jeweils nur aus einem Knoten bestehen, haben in der Regel nicht die liquide Markttiefe, die es in Marktzone mit mehreren Knoten gibt. Daher ist eine strenge Überwachung des Marktgeschehens notwendig, um möglichen Marktmachtmissbrauch zu verhindern. Häufig wird in nodalen Märkten das Bieten über variablen Erzeugungskosten untersagt. Dadurch fehlen Deckungsbeiträge für die Refinanzierung der Investitionen, wodurch wiederum Kapazitätsmärkte eine tragende Rolle erhalten. Im Folgenden erläutern wir an geeigneter Stelle die mögliche flexibilitätshemmende Wirkung von Kapazitätsmärkten, und verweisen für eine ausführliche Diskussion dieses Themas auf die Leitstudie Strommarkt (Connect, 2014). Durch diese ersten Überlegungen zum Nodal Pricing zeigt sich jedoch bereits, wie relevant eine ausreichend dimensionierte Netzinfrastuktur für die technologie neutrale, wettbewerbliche Organisation des Strommarktes und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen ist.

Vorübergehende Netzengpässe

Der Umgang mit vorübergehenden Netzengpässen erfordert nicht notwendigerweise eine Änderung der zuvor dargestellten Grundausslegung des Target Models. Sollte der Grundgedanke der weitgehenden Engpassfreiheit durch verbleibende Netzengpässe nicht idealtypisch umgesetzt werden können, stellt sich die Abwägungsfrage, ob eine Zone geteilt werden sollte oder ob Redispatch als vorübergehender Second-Best-Ansatz durchgeführt wird. Um diese Frage beantworten zu können, ist eine Abschätzung der Kosten der Redispatchmaßnahmen bis zur

Beseitigung des Engpasses einerseits und der Kosten der Marktteilung sowie möglicher unerwünschter Pfadabhängigkeiten andererseits notwendig. Dieser Kostenvergleich kann jedoch nur einen ersten Hinweis liefern. Der zweite Schritt ist deutlich komplexer und erfordert die Abwägung mehrerer schwer zu quantifizierender Aspekte, mit denen die folgenden Fragen einhergehen: Wie wirkt sich die Trennung auf Liquidität und Marktmachtpotenziale aus? Welche Risikoeinschätzung für Investoren folgt durch eine dynamische Zonenkonfiguration und wie wirkt sich diese Unsicherheit auf Investitionen aus? Wie wirkt sich diese Unsicherheit auf langfristige Absicherungsgeschäfte aus? Wie werden Entgelte und Umlagen (z.B. EEG-Umlage) umverteilt? Wie wirkt sich die Trennung auf den Netzausbau aus?

Durch die Vielzahl der zu betrachtenden Aspekte ist eine vorübergehende Aufteilung in Marktzonen mit hohen politischen und ökonomischen Transaktionskosten verbunden. Eine solche Teilung wäre in jedem Fall eine Pfadentscheidung, bei der mögliche unerwünschte Pfadabhängigkeiten von Anfang an zu berücksichtigen wären. So lange Netzausbau möglich ist, sprechen viele Gründe für den vorübergehenden Einsatz von Redispatch bis zur Beseitigung des Engpasses (s. auch Connect (2018) für eine Diskussion verschiedener Redispatch-Modelle).

Eine alternative Option bzw. Flankierung stellt eine stärkere regulatorische Steuerung der Allokation von Netzkosten dar. Diese könnten grundsätzlich räumlich und zeitlich differenziert werden, um eine Steuerungswirkung zu entfalten. Dafür kommen beispielsweise zeit- oder situationsabhängige Verbrauchsentgelte bzw. Einspeiseentgelte oder differenziert Netzananschlusskosten infrage. Allerdings besteht bei diesen Ansätzen die Herausforderung, dass regulatorische Festlegungen getroffen werden müssen, die einerseits glaubwürdig sein müssen, um die gewünschten Anreize zu bieten, und andererseits hinreichend flexibel sein müssen, um ungewünschte Pfadabhängigkeiten und Fehlsteuerungen zu vermeiden. Diese Herausforderungen fallen umso stärker ins Gewicht, je knapper die Netzinfrastuktur physisch bemessen ist.

Die weiteren Untersuchungen bauen auf der Grundprämisse eines weitestgehend engpassfreien Netzes auf. Sowohl das aktuelle Zielsystem als auch die bisherige Diskussion sprechen für eine bedarfsgerechte und gut ausgebaute der Netzinfrastuktur. Die verschiedenen Möglichkeiten der Bewirtschaftung vorübergehender interner Netzengpässe werden in dieser Studie nicht vertieft.

3.1.3 Bedeutung ökonomischer Grundlagen für das Markt- und Regulierungsdesign

Trotz der Nähe des Energy-Only-Marktes zu einem vollkommenen Markt beeinträchtigen die fundamentalen Eigenschaften des Gutes Strom, also die Netzgebundenheit und die Nichtspeicherbarkeit, die Flexibilität des Strommarktes.

Die Netzinfrastuktur zeichnet sich durch ein natürliches Monopol aus, welches einerseits Regulierung notwendig macht und andererseits besondere Anforderungen an die Finanzierung der Netzinfrastuktur stellt. Die nichtzuordenbaren Bestandteile der Netzkosten werden innerhalb des Stromsystems über Entgelte bezahlt, da sie Gemeinkosten darstellen.⁴ Somit ist eine vollständig wettbewerbliche Organisation des Stromsystems nicht möglich und Second-Best-Abwägungen kommen zum Tragen. Im Rahmen der Regulierungsnotwendigkeit (inklusive der Kostenverteilung) bestehen Gestaltungsspielräume, die zur Vermeidung unnötiger Hemmnisse für die Flexibilisierung genutzt werden sollten.

Die Nichtspeicherbarkeit des Gutes Strom führt zu einer Flexibilitätsanforderung, die durch das Marktdesign unterstützt werden sollte. Das Energy-Only-Marktdesign stellt bei entsprechender

⁴ Nicht weiter untersucht wird die Frage ob nichtzuordenbare Kosten auch teilweise über öffentliche Haushalte finanziert werden könnten und wie die damit verbunden Verzerrungen im Vergleich zu der Finanzierung innerhalb des Stromsystems zu bewerten sind.

Ausgestaltung bereits eine Organisationsform dar, die sich bei entsprechender Markttiefe in Richtung eines vollkommenen Marktes entwickeln kann. Die vom Energy-Only-Markt ausgehenden Anreize werden in Abschnitt 3.2 gemeinsam mit relevanten Ausgestaltungselementen detaillierter diskutiert. In Folge dieser Erkenntnis wirken administrative Vorgaben zur Beeinflussung des Leistungsmixes, z.B. durch Kapazitätzahlungen, verzerrend und können somit Flexibilitätsoptionen zugunsten von inflexiblen Erzeugungsanlagen verdrängen. Im Transformationsprozess mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien sollten derlei Verzerrungen unbedingt vermieden werden. Aus diesem Grund wird in Abschnitt 3.3 bei der Diskussion der verschiedenen Flexibilitätsoptionen ebenfalls auf die jeweilige Verzerrungswirkung von Kapazitätzahlungen eingegangen.

Es kann festgehalten werden, dass auf Basis der ökonomischen Grundlagen ein Energy-Only-Marktdesign bei entsprechender Ausgestaltung geeignet erscheint, um den Transformationsprozess zu einem hinreichend flexiblen System versorgungssicher zu bewältigen. Entscheidend bei der Ausgestaltung des Energy-Only-Marktes sind erstens Flexibilisierungsanreize, die in Abschnitt 3.2 diskutiert werden, zweitens die Verfügbarkeit hinreichend großer Potenziale an Flexibilitätsoptionen, die in Abschnitt 3.3 diskutiert werden, und drittens die Reduktion von Hemmnissen, die ebenfalls im weiteren Verlauf der Studie an verschiedenen Stellen diskutiert werden.

3.2 Anreizwirkung des Strommarktes

Um die Diskussion über Anreize und mögliche Hemmnisse für Flexibilitätsoptionen vorzubereiten, werden im nächsten Abschnitt 3.2.1 die grundsätzlichen Anreizmechanismen im Strommarkt diskutiert. Hierbei liegt das Augenmerk auf den Anreizmechanismen des Energy-Only-Marktes (EOM). Seine Anreizstruktur gilt für alle Flexibilitätsoptionen gleichermaßen. In den darauffolgenden Abschnitten 3.2.2 bis 3.2.6 erläutern wir dann, welche Ausgestaltung verschiedener Elemente des Marktdesigns die zielgerichtete Wirkung der Anreizmechanismen, insbesondere hinsichtlich der Flexibilisierung und EE-Integration, unterstützen kann. In Abschnitt 3.2.7 diskutieren wir dann den Marktwert der erneuerbaren Energien, der als Indikator für die EE-Integrationsfähigkeit bzw. den Grad der Flexibilisierung des Strommarktes dienen kann. Auf dieser Basis können wir dann in Abschnitt 3.3 die spezifischen Charakteristika einzelner Flexibilitätsoptionen, ihre potenzielle Rolle bei der EE-Integration und ihre entsprechenden Auswirkungen auf den EE-Marktwert zielgenauer diskutieren. Darauf aufbauend können gegebenenfalls notwendige ergänzende Instrumente zur Unterstützung der Flexibilisierung und deren Wirkung auf den Wettbewerb im EOM analysiert werden.

3.2.1 Grundlegende Anreizstrukturen des Strommarktes und Bedeutung der Preisbildung

Die wesentliche Eigenschaft des Energy-Only-Marktes besteht darin, dass es keine staatlich vorgeschriebene Nachfrage nach gesicherter Leistung gibt. Üblicherweise wird bei der Definition des EOM auf den ausschließlichen Handel von Energie und auf Ausnahmen des Regelleistungsmarktes und kapazitätsbasierte Absicherungsverträge verwiesen. Dies beschreibt jedoch den Kern des EOM nicht hinreichend genau. Denn innerhalb des EOM kann sehr wohl Leistung in Form von Absicherungs- oder Optionsverträgen gehandelt werden, wenn eine Nachfrage nach diesen Produkten besteht. Insbesondere ist jedoch auch jeder Stromliefervertrag „leistungsunterlegt“. Denn sobald ein Stromliefervertrag geschlossen wird, hat der Lieferant eine rechtliche Lieferverpflichtung gegenüber dem Abnehmer. Die zur Erfüllung der Lieferverpflichtung benötigte Leistung wird in diesem Fall implizit über den unbedingten Liefervertrag mit dem vertraglich festgelegten Strompreis mitvergütet. Die Überprüfung bzw.

Pönalisierung der Einhaltung dieser unbedingten Lieferverträge wird über das sogenannte Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiepreis-System gewährleistet (s. a. Grünbuch Strommarkt).

Auch besteht in allen zeitpunktbezogenen Produkten des Strommarktes eine implizite Nachfrage nach Leistung. Wenn ein Kunde für einen spezifischen Zeitpunkt oder festgelegten Zeitraum eine Energiemenge nachfragt, muss diese Strommenge zu diesem Zeitpunkt entweder erzeugt oder aus Speichern umgewandelt werden. Somit ist der wesentliche Unterschied zu einem Kapazitätsmarkt, dass es keine staatlich organisierte oder durch administrative (Preis-) Vorgaben regulierte Nachfrage nach Leistung gibt. Innerhalb des EOM können sich aufgrund der Vertragsfreiheit jederzeit Leistungsmärkte bilden (in der Regel über bilaterale Verträge), die sicherlich nicht von staatlicher Seite unterbunden werden.

Die vorangegangene Definition des EOM verrät schon viel über seine Anreizwirkung für Flexibilität. Ausgangspunkt für den Anreiz ist die Stromnachfrage zu einem bestimmten Zeitpunkt. Wenn diese Nachfrage durch ein Angebot gedeckt wird, bildet sich ein Preis. Dieser Grenzpreis der letzten gedeckten Nachfrageeinheit basiert entweder auf den Grenzkosten der Erzeugung oder auf dem Grenznutzen der Nachfrage. Entscheidend für das Verständnis dieses Mechanismus ist, dass Opportunitätskosten ein entscheidendes Element von Grenzkosten und Grenznutzen sind.

Opportunitätskosten

Opportunitätskosten entstehen, wenn für begrenzte Ressourcen alternative Nutzungs- und Erlösmöglichkeiten existieren, die sich gegenseitig ausschließen (vgl. Connect, 2014). Wenn auf die Nutzung einer Erlösmöglichkeit verzichtet wird, entstehen Opportunitätskosten in Höhe der entgangenen Erlöse. Bei der Entscheidung zwischen zwei Erlösmöglichkeiten wählt ein rationaler Marktteilnehmer diejenige, die den höheren Erlös verspricht. Daher kann der Grenzpreis auch auf dem Grenznutzen der Nachfrage basieren und somit höher sein als die Grenzkosten der Erzeugung.

Ein Beispiel für Opportunitätskosten findet sich an der Schnittstelle zwischen Strom- und Regelleistungsmärkten: Am Regelleistungsmarkt entsprechen die Opportunitätskosten den erwarteten entgangenen Erlösen auf dem Strommarkt. Sie bilden somit die Untergrenze für das Gebot am Regelleistungsmarkt. Intertemporale Opportunitätskosten spielen beispielsweise eine wichtige Rolle bei der Nutzung von Speichern. Die gespeicherte Energiemenge kann nur einmal verkauft werden. Dementsprechend wird zwischen der Speicherleerung zu verschiedenen Zeitpunkten abgewogen. Der Speicher wird deshalb nur entleert, wenn der Gewinn höher ist als der entgangene Gewinn zu einem alternativen Zeitpunkt. Die Beispiele verdeutlichen, dass Opportunitätskosten grenzkostenrelevant und somit eine ökonomisch fundierte Grundlage für rationale Entscheidungen sind.

Aus dieser Betrachtung folgt auch, dass Grenzkosten und -Nutzen keinen konstanten Wert haben. In Zeiten hoher Nachfrage besteht in der Regel auch ein höherer Nutzen und damit eine höhere Zahlungsbereitschaft für Strom. Die sich daraus ergebende Refinanzierungslogik wird mit dem Peak-Load-Pricing Modell beschrieben.

Peak-Load-Pricing

In Knappheitssituationen kann der Strompreis über die variablen Kosten der Stromerzeugung steigen (vgl. Connect, 2014). Diese Preisspitzen basieren auf Opportunitätskosten, die entweder entgangenen Gewinne auf anderen Märkten oder den Opportunitäten einer zeitlichen Verschiebung des Konsums oder eines Konsumverzichts entsprechen. Außerdem können Erzeuger

in Knappheitssituationen den produzierten Strom zu einem Preis anbieten, der oberhalb ihrer kurzfristigen variablen Kosten liegt, um etwaige Zusatzkosten zu decken. Zum Beispiel könnten in diesen Geboten die Kosten eines Stilllegungsverzichts berücksichtigt werden.

Im Peak-Load-Pricing können also sowohl die Kosten der Angebots- als auch der Nachfrageseite den Preis setzen. Durch Preisspitzen decken die Marktteilnehmer nicht nur ihre variablen Kosten, sondern erzielen zusätzlich einen Beitrag zur Refinanzierung ihrer Fixkosten. Peak-Load-Pricing ist nicht mit der Ausübung von Marktmacht zu verwechseln. In einem wettbewerblichen Strommarkt ohne Eintrittsbarrieren wird der zusätzliche Erlös durch Preisspitzen gerade ausreichen, um die variablen und fixen Kosten der letzten zur Markträumung benötigten Technologie zu decken. Dies gilt sowohl für die Kosten des Kraftwerksneubaus als auch für die Kosten des Erhalts von Bestandsanlagen.

Andere Beispiele für die Wirkungsweise des Peak-Load-Pricings finden sich bei Flugreisen, die in der Urlaubssaison teurer sind als in der Nebensaison, und in Hotelzimmerpreisen, die ebenfalls zu Hauptsaison- und Messezeiten höher liegen als zu Zeiten einer niedrigeren Nachfrage.

Aus der Erläuterung des Peak-Load-Pricings wird deutlich, dass das Preissignal idealtypisch die benötigte Flexibilität und Kapazität anreizt. Eine Voraussetzung dafür ist, dass das Preissignal die notwendige zeitliche Granularität hat, um das Flexibilitätsbedürfnis abzubilden. Auf das entsprechende Produktdesign gehen wir an späterer Stelle detaillierter ein. Eine weitere Voraussetzung für das Entfalten der Anreizwirkung ist, dass das Preissignal die entsprechende Flexibilitätsoption auch erreicht. Dies ist nicht notwendigerweise gegeben. Insbesondere können Verzerrungen auftreten, wenn zusätzliche Preisbestandteile, wie z.B. Abgaben, Entgelte, Umlagen und Steuern, Anreize setzen, die dem Marktpreissignal widersprechen oder es abschwächen. Diese potenziell verzerrenden Elemente werden u.a. im Rahmen der individuellen Flexibilitätsoptionen diskutiert. Verzerrungen treten auch dann auf, wenn es zu einer fehlenden, unvollständigen oder nicht sinnvoll ausgestalteten Internalisierung externer Effekte kommt.

Internalisierung externer Effekte

Bereits in Abschnitt 3.1.1 haben wir die Bedeutung einer Internalisierung externer Effekte für ein zielkompatibles und wohlfahrtsoptimales Marktergebnis am Beispiel von CO₂-Emissionen diskutiert. Ein wesentliches Instrument zur Internalisierung der Klimaschadenskosten von CO₂ ist der europäische Emissionshandel (EU-ETS). Das EU-Emissionshandelssystem basiert auf einer politisch festgelegten Mengenreduktion im Zeitverlauf, die bei zunehmender Knappheit und steigenden Vermeidungskosten zu steigenden Preisen führen sollte. Im Gegensatz dazu basieren Preissteuerungsinstrumente wie beispielsweise CO₂-Steuern auf einem politisch festgelegten Preispfad, der abhängig vom Preisanstieg zu sinkenden CO₂-Emissionen führen sollte. In der Bestrebung, auch in Nicht-ETS-Sektoren (insb. dezentrale Wärmeversorgung und Verkehr) eine explizite CO₂-Bepreisung einzuführen, hat die deutsche Bundesregierung im Herbst 2019 die Einführung eines Hybrid-Systems aus einem nationalen Emissionshandel mit Festpreisen bzw. einem Preiskorridor in späteren Jahren beschlossen (Bundesregierung, 2019). In allen Fällen hängt das Ergebnis des Steuerungsmechanismus vom Agieren der Akteure und dem technologischen Fortschritt ab. Die Internalisierung der externen Effekte sollte jedoch dazu führen, dass Akteure in ihren Aktivitäten kontinuierlich nach Lösungen suchen, um die Kostenbelastung zu senken, indem sie weniger emittieren.

Für den Strommarkt ist der EU-ETS ein wichtiger klimapolitischen Treiber für die Dekarbonisierung. Da die CO₂-Emissionen im Energiesektor und (Teilen) der Industrie auf europäischer Ebene reguliert sind, muss die Dekarbonisierung auch auf dieser Ebene festgeschrieben sein. Es liegt im Wesen der CO₂-Bepreisung, dass sie nicht vorgibt, wo und wie

die Emissionsminderungen vorgenommen werden. Die umfangreichen, vorliegenden Modellierungsergebnisse zur Dekarbonisierung liefern wichtige Erkenntnisse darüber, wie die Dekarbonisierung erfolgen kann. Modellgestützte Szenarien einschließlich der Analysen im Schwesterprojekt "Strommarkt und Klimaschutz – Transformation der Stromversorgung bis 2050" unterliegen dabei stets spezifischen Annahmen wie beispielsweise dem klimapolitischen Ambitionsniveau, der technologischen Entwicklung und verfügbaren Potentialen für erneuerbaren Energien und anderen Techniken. Vor diesem Hintergrund liegt es nahe, dass in der wissenschaftlichen Literatur zu klimapolitischen Szenarien ein breiter Korridor von CO₂-Preisen bis 2050 zu finden ist.

Dabei lassen sich die CO₂-Bepreisung und die EE-Förderung auch als kommunizierende Röhren auffassen. Sorgt allein der CO₂-Preis für die Dekarbonisierung, sind die CO₂-Preise höher als in einem Setting mit ergänzenden EE-Förderinstrumenten. Bei einer rein durch den CO₂-Preis getriebenen Dekarbonisierung ohne regionale und/oder technologiespezifische EE-Förderung findet der EE-Ausbau bevorzugt in Regionen mit umfangreichen und guten EE-Potenzialen statt, die mit den entsprechenden CO₂-Preisen als erstes die Wirtschaftlichkeit erreichen. Für Deutschland bedeutet dies einen unterdurchschnittlichen EE-Ausbau in Bezug auf den europäischen Durchschnitt, bei dem bis 2040 die Windenergie nur moderat und die PV gar nicht weiter ausgebaut wird. Der EE-Anteil am Stromverbrauch würde, wie im o.g. Bericht ermittelt, in Deutschland in 2040 zwischen knapp 50 und 80 Prozent und in 2050 zwischen 64 und 75 Prozent liegen – je nach Klimaziel und in Abhängigkeit vom europäischen Netzausbau.

CO₂-Emissionen sind allerdings nicht der einzige externe Effekt, der internalisiert werden sollte. Als ein weiteres Beispiel lässt sich die Umlage für Minutenreserve nennen. Die Minutenreserve wird eingesetzt, wenn Bilanzkreisabweichungen über längere Zeit bestehen und Frequenzabweichungen verursachen. Diese Ungleichgewichte ließen sich durch die 15-Minuten-Intervalle der Bilanzierung erfassen und grundsätzlich durch die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen eines aktiven Bilanzkreismanagements vermeiden. Im Gegensatz dazu wird die Sekundärreserve genutzt, um Abweichungen innerhalb der Bilanzierungsperiode zu beheben, die somit nicht sinnvoll vom Bilanzkreisverantwortlichen bewirtschaftet werden können. Die Dimensionierung der Minutenreserve, d.h. die Entscheidung über die vorgehaltene Leistung, basiert auch auf der historischen Abrufmenge. Wenn weniger Minutenreserve abgerufen wird, weil die Bilanzkreise gut bewirtschaftet werden, wird auch weniger Minutenreserve ausgeschrieben. Bilanzkreise zahlen jedoch lediglich für die abgerufene Regelleistung. Die Kosten für die Regelleistung werden über eine Umlage von den Verbrauchern getragen. Somit tragen die Bilanzkreise nur einen Teil der von ihnen verursachten Kosten, was aus ihrer Perspektive einen positiven externen Effekt darstellt. Der Anreiz für die Bewirtschaftung der Bilanzkreise fällt somit kleiner aus, als wenn sie ebenfalls die Kosten für die ausgeschriebene Leistung tragen würden. Zu welchem Grad aktives Bilanzkreismanagement betrieben wird, hat Auswirkungen auf Verbraucher, auf die Systemsicherheit und die Versorgungssicherheit, die als externe Effekte bezeichnet werden können. Im Sinne des in Abschnitt 3.1.1 beschriebenen Konzeptes der neuen Institutionenökonomie liegt die Verantwortung für eine zielgerichtete Ausgestaltung der Anreize zum Bilanzkreismanagement beim Regulierer.

Die Internalisierung externer Effekte ist somit aus ökonomischer Sicht eine Notwendigkeit, um durch die korrigierende Lenkungswirkung die Wohlfahrt zu steigern. Das Marktgeschehen führt nur zu effizienten Ergebnissen, wenn Externalitäten in sinnvollem Maße von den Akteuren berücksichtigt werden. Aus diesen Gründen ist die Internalisierung externer Effekte ein wesentlicher Bestandteil der effizienten Preisbildung.

Preisbildung

Das Marktdesign kann den Preisbildungsprozess direkt beeinflussen, wenn Preisobergrenzen oder –Untergrenzen für die Gebote der Marktteilnehmer gesetzt werden. Preisgrenzen haben insbesondere dann eine starke Rückwirkung auf das Marktergebnis, wenn Opportunitätskosten für die Preissetzung relevant sind. Das trifft beispielsweise zu, wenn Speicher oder Nachfrager oder auch Marktteilnehmer aus anderen Sektoren den Preis setzen. In diesem Fall spielen auch die jeweiligen Regelungen für die Internalisierung externer Effekte eine wichtige Rolle. Sollten sie für verschiedene Akteure oder Sektoren unterschiedlich ausfallen, kann es zu ineffizienten Marktergebnissen kommen. Wenn Preisgrenzen oder individuell abweichende Belastungen verhindern, dass diese Teilnehmer Gebote in Höhe ihrer relevanten Kosten platzieren können, dann bestehen für sie Markteintrittsbarrieren. Ebenso wichtig für den Preisbildungsprozess ist die Wechselwirkung zwischen Preisgrenzen und Peak-Load-Pricing, das in Knappheitssituationen mit Geboten oberhalb der variablen Kosten von Erzeugern einhergeht. *Sowohl die Opportunitätskostenpreissetzung, die Internalisierung externer Effekte als auch das Peak-Load-Pricing spielen eine zentrale Rolle bei der Deckung von Fixkosten und bei der Beanreizung von Flexibilitätsoptionen.*

Neben den Regeln der Handelsplätze können auch regulatorische Vorgaben die Preisbildung beeinflussen. Sollten aus Gründen der Wettbewerbskontrolle Mark-Up-Verbote vorherrschen, erschwert es für ausgewählte Anbieter die Abgabe von Geboten oberhalb der variablen Kosten. Die ursprünglich zur Verhinderung von Marktmachtmissbrauch geschaffene Vorgabe kann so Rückwirkungen auf das wettbewerbliche Peak-Load-Pricing entfalten. Dies ist insbesondere relevant, wenn die Liquidität von Marktplätzen sehr gering ist. Bei sehr kleinen Markgebieten (siehe obige Diskussion zu Nodal-Pricing) könnten somit regulatorische Vorgaben die freie Preisbildung einschränken.

3.2.2 Produktdefinitionen am Spotmarkt

Die Produktdefinitionen an den Day-Ahead- und Intradaymärkten bestimmen, über welchen Zeitraum die gehandelte Leistung erbracht werden muss (vgl. Connect, 2015). Zurzeit werden am deutschen Day-Ahead-Markt Stundenprodukte gehandelt. Seit Dezember 2014 wird der Handel mit Viertelstundenprodukten am Intradaymarkt in einer Eröffnungsauktion um 15:00 Uhr des Vortages gebündelt. Zuvor war der Handel mit Viertelstundenprodukten lediglich im kontinuierlichen Intradayhandel möglich. Die Bewirtschaftung der Bilanzkreise, die ebenfalls auf 15-Minuten-Abrechnungen basieren, wird somit erleichtert.

Die Länge des Lieferzeitraums hat Einfluss darauf, wie gut die Gradienten des Angebots und der Nachfrage über handelbare Produkte nachgebildet werden können. Durch den EE-Ausbau werden die Rampen im Stromversorgungssystem insgesamt steiler. In gewissem Umfang können diese Rampen jedoch antizipiert werden, so z.B. der tägliche Anstieg der PV-Einspeisung bei Sonnenaufgang. Je besser die Fahrpläne der Bilanzkreise in entsprechende Handelsgeschäfte übersetzt werden können, desto besser können Leistungsungleichgewichte und damit der Einsatz von Systemdienstleistungen vermieden werden.

Auch die Unterschiede zwischen den Produktdefinitionen des Day-Ahead- und des Intradayhandels sind für die Effizienz der Märkte relevant. Je früher erwartete Rampen über den Handel ausgeglichen werden können, desto geringer ist der von unterschiedlichen Produktdefinitionen getriebene kurzfristige Nachstrukturierungsbedarf. Produktdefinitionen haben außerdem Einfluss darauf, wie zugänglich die Märkte für verschiedene Gruppen von Teilnehmern sind. Lange Lieferzeiträume können für Marktteilnehmer, deren Angebot oder Nachfrage zeitlich stark variiert, eine Markteintrittsbarriere darstellen. Dies trifft insbesondere für erneuerbare Energien und Nachfrager zu. Diese Barrieren können u.a. dazu führen, dass die Transaktionskosten für die Teilnahme an einzelnen Teilmärkten steigen (z.B. im Zuge einer

Poolbildung). Im Ergebnis kann sich der Handel der betroffenen Marktteilnehmer auf Märkte mit niedrigen Barrieren beschränken, sodass die Arbitragefreiheit zwischen den Teilmärkten eingeschränkt ist. Sowohl in Hinblick auf die Arbitragefreiheit als auch auf die Liquidität der Märkte sollten Produktdefinitionen zudem innerhalb des Binnenmarktes abgestimmt sein.

Handels- und Ausschreibungszeiträume an Spotmärkten

Das Design von Handels- und Ausschreibungszeiträumen hat ebenfalls Einfluss auf die Partizipation von erneuerbaren Energien und Nachfragern an den Märkten (vgl. Connect, 2014). Die Frist zur Abgabe von Geboten (Gate-Closure) am deutschen Day-Ahead-Markt endet zurzeit um 12:00 Uhr des Vortages. Anschließend wird das Marktergebnis für die Stunden von 0:00 bis 24:00 Uhr des Liefertages ermittelt. Folglich liegen zwischen Auktionsende und Lieferung mindestens zwölf und maximal 36 Stunden. Der Handelsschluss des Intradaymarktes liegt 30 Minuten vor der physischen Erfüllung, innerhalb der gleichen Kontrollzone sogar 5 Minuten vor dem Erfüllungszeitraum.

Je länger der Zeitraum zwischen Handelsschluss und Lieferzeitraum ist, desto größer ist die Unsicherheit über die tatsächliche Höhe der EE-Einspeisung und der Nachfrage. Ein Heranführen des Handels an den Zeitpunkt der physischen Erfüllung baut Marktbarrieren ab und erleichtert es, kurzfristig verfügbare Informationen im Markt abzubilden. Dementsprechend kann auch ein kurzfristig auftretender Flexibilitätsbedarf leichter über den Marktpreis signalisiert werden. Die entsprechenden Ausgleichsgeschäfte vermeiden dann auch den Einsatz von Regellenergie. In einem dezentral organisierten Versorgungssystem, in dem die Verantwortlichkeiten für den Handel und die Systemsicherheit getrennt sind, kann der Handelsschluss aus Gründen des sicheren Netzbetriebs jedoch nicht beliebig nah an den Erfüllungszeitpunkt angenähert werden.

3.2.3 Produktdefinitionen am Regelleistungsmarkt

Die Regelleistung dient dazu, dass Übertragungsnetzbetreiber kurzfristige Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgleichen können. Diese Abweichungen können auf Kraftwerksausfällen oder Prognoseabweichungen der Nachfrage und Einspeisung erneuerbarer Energien basieren. Die Beschaffung der Regelleistung findet vor dem Spotmarkt statt, um zu gewährleisten, dass die nachgefragte Menge gedeckt werden kann. Aus diesem Grund ist der Wert der Synchronisierung der Handelszeiten und Produkteigenschaften besonders relevant für den Regelleistungsmarkt. Opportunitäten zwischen den Marktsegmenten sollten sinnvoll abgebildet werden. Hier unterscheiden sich die einzelnen Produkte (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung) hinsichtlich ihrer Eigenschaften. Der Fokus dieses Abschnitts liegt auf grundsätzlichen Eigenschaften der Regelleistung. Die Verknüpfung zum Binnenmarkt baut auf dieser Diskussion auf und wird in Abschnitt 3.3.6 vertieft.

Der Regelleistungsmarkt hat hohe Anforderung an die kurzfristige Verfügbarkeit der Anbieter zur Lieferung von Regelarbeit. Aus diesem Grund ist der Regelleistungsmarkt auch als ein geeignetes Marktsegment für die Steigerung der Flexibilität. Um zur Teilnahme zugelassen zu werden, müssen explizite Präqualifikationsanforderungen erfüllt werden. Diese Anforderungen entwickeln sich kontinuierlich weiter. So wurde die Mindestgebotsgröße stetig gesenkt. Zusätzlich erlaubt das Pooling dezentraler Anlagen die Teilnahme virtueller Kraftwerke, die sich aus unterschiedlichen Technologien zusammensetzen. Auch die Teilnahme dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien und flexiblen Verbrauchern ist bei Nachweis der Leistungsfähigkeit möglich.

Neben expliziten Teilnahmebedingungen wirken Produkteigenschaften wie die Vorlaufzeit und die Länge der Lieferperiode als implizite Leistungsvoraussetzungen. Beispielsweise ist für ein

Windpark das Angebot sicher verfügbarer Leistung schwieriger, je länger der Zeitraum zwischen der Auktion und der Lieferperiode ist, da über lange Zeiträume die Prognosequalität abnimmt. Das Gleiche gilt auch für lange Lieferperioden. Wenige Stunden gesicherte Leistung anzubieten ist für viele Technologien grundsätzlich möglich. Eine Woche oder wie im europäischen Ausland derzeit noch üblich einen Monat oder sogar ein Jahr ist für viele flexible Technologien ein Ausschlusskriterium. Derlei lange Produktlaufzeiten hemmen somit eine Teilnahme verschiedener Flexibilitätsoptionen und wirken wie eine indirekte Marktabstottung zu Gunsten konventioneller Technologien.

Aus diesen Gründen wirken kürzere Vorlaufzeiten und kürzere Lieferzeiträume grundsätzlich positiv auf die Teilnahmefähigkeiten von Flexibilitätsoptionen. Mit dieser kürzeren Taktung verbessern sich auch die Synchronisierungsmöglichkeiten mit den angrenzenden Marktsegmenten, wodurch Opportunitäten besser berücksichtigt werden können.

3.2.4 Bilanzkreise und Ausgleichsenergiemechanismen

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiepreis-System ist von zentraler Bedeutung für eine sichere Stromversorgung, sowohl in einem System mit EOM als auch in Systemen mit Kapazitätsmärkten (s. a. Grünbuch Strommarkt).

Bilanzkreise dienen der Planung und Kontrolle von Erzeugung und Verbrauch. Über die Bilanzkreise sind die Verantwortlichkeiten für die einzelnen Erzeugungs- und Verbrauchsmengen den jeweiligen Marktakteuren zugeordnet. Das heißt, es wird geregelt, welche Marktteilnehmer für den Ausgleich von Abweichungen zwischen angemeldeten und realisierten Fahrplänen verantwortlich sind. Je größer die Anreize für Marktteilnehmer sind, ihre Abweichungen am Markt auszugleichen, desto sichtbarer wird der Bedarf und somit der Wert von kurzfristiger Flexibilität (vgl. Connect, 2014). In diesem Kontext können über das gezielte Design von Ausgleichsenergiemechanismen systemdienliche Anreize für die aktive Bewirtschaftung von Bilanzkreisen gesetzt werden.

Ein effizienter Ausgleichsenergiemechanismus ordnet die Kosten eines Leistungsungleichgewichts verursachergerecht den unter- bzw. überdeckten Bilanzkreisen zu. Wenn der Mechanismus in Einklang mit den kurzfristigen Märkten und der dortigen Preissetzung designet ist, entsteht ein geschlossenes Anreizsystem, über das Versorgungssicherheit dezentral und marktwirtschaftlich organisiert werden kann. Eindeutige Anreize zum Ausgleich der Bilanzkreise sind für das Funktionieren des Strommarktes folglich unerlässlich und sind eine wichtige Motivation für die Erschließung von Flexibilitäts- und Effizienzpotenzialen.

Die Anforderungen an die Anreize zur aktiven Bewirtschaftung von Bilanzkreisen erstrecken sich auch auf die Differenzbilanzkreise (Diff-BK) der Verteilnetzbetreiber. Die Differenzbilanzkreise dienen der Bilanzierung der Fehler von Lastprognosen, die auf Basis von Standardlastprofilen erstellt werden. In der Praxis enthalten sie aber u.a. auch Abweichungen in den prognostizierten Übertragungsverlusten. Eine effiziente Bewirtschaftung der Diff-BK kann die Versorgungssicherheit und die Anreize für flexible Marktteilnehmer analog zu den oben beschriebenen Wirkungsmechanismen erhöhen. Wie die Anreize für Verteilnetzbetreiber aussehen, hängt maßgeblich von der Ausgestaltung der Anreizregulierung ab. Solange die Kosten eines unausgeglichene Diff-BK vollständig angerechnet und über Netzentgelte umgelegt werden können, bestehen keine Anreize zu ihrer aktiven Bewirtschaftung. Eine einheitliche Regulierung mit effizienten Anreizen würde jedoch zu Zusatzkosten für die Verteilnetzbetreiber führen. Sollten die Belastungen insbesondere für kleine Verteilnetzbetreiber als zu hoch angesehen werden, kann unter Berücksichtigung der Wirkung auf den Endkundenwettbewerb eine Rückübertragung der Verantwortung an die Vertriebe erwogen werden.

3.2.5 Entgelt- und Umlagesysteme und ihre Wirkung auf Verbraucher und andere Sektoren

Verbraucher sind ein zunehmend aktiver Teil des Strommarktes. Ihr Verhalten hängt neben dem Großhandelspreis auch davon ab, welche zusätzlichen Belastungen in Form von Entgelten, Umlagen und Steuern auf den Großhandelspreis aufgeschlagen werden.⁵ In dieser Studie strukturieren wir die Problemstellung und diskutieren Rahmenbedingungen für eine mögliche Weiterentwicklung.

Bei den Verbraucherbelastungen lassen sich zuordenbare und nicht-zuordenbare Bestandteile unterscheiden. Als zuordenbare Kostenbestandteile lassen sich Kosten definieren, mit denen eine mehr oder weniger direkte Gegenleistung verbunden ist oder deren Ursache sich direkt einzelnen Verbrauchern zuordnen lassen. Bei zuordenbaren Kosten im engeren Sinne lassen sich diese Kostenbestandteile unmittelbar an das individuelle Verhalten eines Konsumenten knüpfen, beispielsweise bei verbrauchsabhängigen Netznutzungsentgelten. Im weiteren Sinne kann sich die Inanspruchnahme einer Leistung bzw. die Zuordenbarkeit auch auf eine Gruppe an Verbrauchern beziehen, wie beispielsweise bei der EEG-Umlage. Als nicht-zuordenbare Kostenbestandteil gilt beispielsweise ein allgemeiner Beitrag zum Staatshaushalt wie bei der Zahlung der Stromsteuer. Einer solchen Steuer sind keine Gegenleistungen zugeordnet. Sie fließen in den Haushalt und können für alle Staatsausgaben verwendet werden.

Bei den innerhalb des Energiesystems nicht-zuordenbaren Kostenbestandteilen gibt es eine größere Bandbreite der Ausgestaltung. Zwar gibt die EU teilweise Rahmenbedingungen vor, wie beispielsweise durch die Festlegung von Mindeststeuersätzen und zugehöriger Ausnahmeregelungen in der Energiesteuerrichtlinie. Die konkreten Festlegungen liegen jedoch im Ermessensspielraum deutscher Behörden. Eine seit geraumer Zeit diskutierter Vorschlag bezieht sich darauf, die Stromsteuer oder die EEG-Umlage (und ggf. weitere administrative Strompreisbestandteile) zu reduzieren und insbesondere für nicht-ETS-Sektoren eine CO₂-Steuer oder andere Formen einer CO₂-Bepreisung zu implementieren, die auf alle Verbräuche fossiler Brennstoffe angewendet würde. Der Vorteil wäre, dass der Konsum des zunehmend CO₂-neutralen Stroms weniger belastet würde und gleichzeitig der Anreiz gesetzt würde, den Verbrauch CO₂-intensiver Brennstoffe zu reduzieren. Der letztgenannte Punkt wurde durch den Beschluss der Bundesregierung (2019), eine CO₂-Bepreisung in den Wärme- und Verkehrssektoren in Form eines nationalen Emissionshandels mit Preiskorridoren einzuführen, in Angriff genommen.

Bei den direkt zuordenbaren Kostenbestandteilen gibt es dagegen eine spezifische Gegenleistung bzw. eine Ursache-Wirkungs-Beziehung. Bei der Ausgestaltung sollten ebenfalls die Wechselwirkungen zwischen Kostenbelastung und Verbrauchsverhalten betrachtet werden. Bei allen zuordenbaren Kosten käme es zu Externalitäten, wenn sie nicht internalisiert würden, d.h. wenn sie nicht an die Verbraucher weitergegeben würden. In diesem Fall käme es zu unerwünschten Verzerrungen. Wenn die Kosten internalisiert werden, dann sollte jedoch ebenso darauf geachtet werden, dass damit zielgerichtete Anreize gesetzt werden.

Mit Blick auf das Energiesystem gilt es zudem eine Reihe von Finanzierungsbedarfen so zu decken, dass daraus möglichst geringe Verzerrungen resultieren. Beispielsweise wird regelmäßig diskutiert, die Bemessungsgrundlage der EEG-Umlage auszuweiten. Bisher wird die EEG-Umlage auf den Strompreis aufgeschlagen. Dadurch entsteht der Anreiz, weniger Strom zu konsumieren. Das kann einen sinnvollen Anreiz für Energieeffizienz darstellen. Es kann jedoch

⁵ Eine umfassende Untersuchung der Weiterentwicklungsmöglichkeiten des Entgelt- und Umlagesystems wird in einem anderen Vorhaben des Umweltbundesamtes durchgeführt, siehe UBA Climate Change-Bericht „Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung“ (im Erscheinen).

auch einen Anreiz liefern, bestimmte Verbräuche statt durch Strom durch fossile Brennstoffe zu decken. Diese Ausgestaltung würde somit den Zielen der Dekarbonisierung und der Sektorkopplung entgegenwirken. Wenn die EEG-Umlage auf diese möglichen Ausweichverbräuche ausgeweitet würde, wäre der Anreiz zu einem CO₂-intensiveren Verbrauchsverhalten abgeschwächt. Ein solcher Ansatz sollte jedoch auch daran ausgerichtet werden, in welchem Umfang und mit welchen Instrumenten bereits die Klimaschadenskosten von CO₂-Emissionen in den verschiedenen Sektoren internalisiert werden bzw. zielkonsistente Klimaschutzinstrumente im Einsatz sind. Allgemein gesprochen sollte insbesondere bei gemeinschaftlich (und nicht direkt) zuordenbaren Kosten immer die Frage gestellt werden, ob ihre Finanzierung innerhalb spezifischer Sektor- oder Systemgrenzen sinnvoll ist, oder ob ein übergreifender Ansatz verfolgt werden sollte, um an diesen Grenzen keine unbegründeten, verzerrenden Unterschiede in der Kostenbelastung zu schaffen. In Hinblick auf die große Rolle der Sektorkopplung für die Dekarbonisierung steigt die Relevanz dieser Abwägungen.

Netzentgelte sind ein Beispiel für Kosten, die eindeutig dem Stromsektor zugeordnet werden können, da sie sich unmittelbar durch den Anschluss an das Stromnetz ergeben. Sie sind auch ein gutes Beispiel dafür, dass die Ausgestaltung der Entgeltstruktur ebenfalls sehr relevant für ihre Anreizwirkung ist, insbesondere hinsichtlich eines flexiblen Verbrauchsverhaltens, auch von Sektorkopplungstechniken, die große Flexibilitätspotentiale aufweisen. An dieser Stelle erläutern wir die Anreize verschiedener grundlegender Netzentgeltkonzepte für das Verbrauchsverhalten der Netznutzer und die damit verbundenen Wechselwirkungen mit dem Strommarkt. Die dahinterliegenden Grundgedanken ließen sich grundsätzlich auch auf die Analyse anderer administrativer Preisbestandteile übertragen, die Strommarkt-unabhängige Anreize für das Stromverbrauchsverhalten setzen.

Aus Sicht des Strommarktes kann die Finanzierung der Netzkosten über Netzentgelte zu Verzerrungen des Strompreissignals führen. Die Herausforderung einer verzerrungsfreien Ausgestaltung der Netzentgelte mit zielgerichteten Anreizen resultiert dabei aus dem Spannungsverhältnis zwischen der Markt- und der Netzperspektive. Das (kosten-) optimale Verhalten in einem Bereich ist nicht zwangsläufig auch für den anderen Bereich optimal, sodass beide Bereiche gemeinsam betrachtet werden müssen, um die bestmögliche Gesamtlösung zu erreichen. So sollten auf der einen Seite die Gemeinkosten der Netzinfrastuktur innerhalb des Stromsystems finanziert werden, damit neben der reinen Kostendeckung auch Anreize für einen (unter Berücksichtigung aller relevanten Kostenkomponenten einschließlich des Netzes) effizienten Stromverbrauch gesetzt werden. Auf der anderen Seite kann der Aufschlag der Netzentgelte auf den Großhandelspreis zu einer teilweisen Entkopplung des Verbrauchsverhaltens vom Preissignal des Strommarktes und dadurch zu Ineffizienzen, insbesondere bei der Sektorkopplung, führen. Leistungsgemessene Kunden sehen zwar den Strompreis, ihre Nachfrage wird aber durch den netzentgeltbedingten Strompreisaufschlag gedämpft bzw. teilweise vom Großhandelsstrompreis entkoppelt. Bei Ausnahmetatbeständen in Form von reduzierten Netzentgelten können, abhängig von der konkreten Ausgestaltung, ebenfalls Fehlanreize entstehen. Derzeit ist die Reduktion der Netzentgelte für Großkunden aus der Industrie daran gekoppelt, wie viele Volllaststunden der Strombezug aufweist. Dadurch wird eine gleichmäßige Bandlast angereizt, die der Flexibilisierung des Verbrauchs entgegenwirkt. Das gilt insbesondere für stromintensive Industrien, die das größte Flexibilisierungspotenzial aufweisen.

Bei der Finanzierung der Netzinfrastuktur diskutieren wir im Folgenden drei Grundvarianten für die Ausgestaltung der Netzentgelte.

Leistungsabhängige („fixe“) Netzentgelte: Der größte Anteil der Netzkosten besteht aus den Fixkosten der Infrastruktur. Daher wird gelegentlich argumentiert, dass die Netzkosten auch

über die Leistung des Netzanschlusses abgerechnet werden sollten, statt sie an die variable Nutzung dieser Infrastruktur zu koppeln. In der Umsetzung würden somit beispielsweise monatliche (quasi-) fixe Entgelte auf Basis der Netzanschlusskapazität oder der Lastspitze berechnet werden. Im Sinne der Zuordenbarkeit könnte der Strombezug dann lediglich mit den variablen Kostenbestandteilen belegt werden. Die stärkere Kopplung der Entgelte an die Leistung hätte zur Folge, dass die Anreize zum energieeffizienten Stromverbrauch sinken würden, da der Konsum günstiger würde. (Vorwiegend) leistungsabhängige Netzentgelte hätten auch zur Folge, dass bei einer (einmaligen) Ausweitung des Bezugs nicht unterschieden würde, ob dies eine Ausweitung der Anschlusskapazität erfordern (was mit signifikanten Kostensteigerungen einherginge) oder „nur“ zu einer höheren Lastspitze führen würde. Dadurch würde eine Bandlast angereizt, um die Leistungsspitze möglichst gering zu halten. Diese Ausgestaltung würde somit eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs, bspw. in Form eines vorübergehenden Mehrbezugs bei einem Überschussangebot, hemmen. Insbesondere, wenn eine solche vorübergehende Erhöhung der Lastspitze auch ohne einen Ausbau der Netzinfrastruktur bedient werden könnte, bestünde das Risiko eines suboptimalen Gesamtergebnisses aus System Sicht.

Verbrauchsabhängige („variable“) Netzentgelte: Bei primär verbrauchsabhängig ermittelten Entgelten werden die Netzkosten einschließlich der Fixkosten durch den gesamten Strombezug aller Verbraucher geteilt und per Aufschlag auf jede konsumierte Kilowattstunde umgelegt. Dadurch besteht ein Anreiz zur Energieeffizienz. Der Nachteil dieser Variante besteht darin, dass durch Eigenerzeugung der Bezug aus dem Netz reduziert und die Bemessungsgrundlage gesenkt werden kann. Je höher die Entgelte steigen, desto mehr wirkt diese Regelung folglich wie eine indirekte Subvention für den Eigenverbrauch. Die verbleibenden Kosten müssen dann von den restlichen Verbrauchern getragen werden, wodurch eine Umverteilung der Belastung stattfindet.

Dynamische Netzentgelte: Die Charakteristik dieser Variante besteht darin, dass die Höhe der Netzentgelte räumlich oder zeitlich variiert wird. Bei räumlicher Differenzierung haben die Netzentgelte dort ein höheres Niveau, wo eine starke Netznutzung mit höheren Grenzkosten verbunden ist (bspw. aufgrund eines höheren Netzausbaubedarfs). Zeitlich differenzierte Entgelte z.B. stündlich auf Basis des Großhandelsstrompreises, haben im Vergleich dazu einen stärkeren Fokus auf die Synchronisierung der Entgelte mit den Marktpreissignalen. Dadurch besteht bei niedrigen Strompreisen aufgrund der niedrigeren Netzentgelte der Anreiz mehr zu konsumieren, und bei hohen Strompreisen und höheren Netzentgelten weniger zu konsumieren. Diese Variante wirkt somit wie ein Anreiz zur Nachfrageflexibilisierung und eine Subvention von Lastflexibilität. Verbraucher mit hohen Flexibilisierungspotenzialen würden somit profitieren und inflexible Verbraucher würden potenziell mehr Kosten tragen, als es ihre Lastspitze rechtfertigen würde. Zudem würde der Grundsatz eines Level-Playing-Fields der Flexibilitätsoptionen beeinträchtigt, da durch die Möglichkeit der Netzentgeltentlastung eine implizite Förderung von Flexibilitätsoptionen hinter dem Stromzähler gewährt würde. Somit führen dynamische Netzentgelte eine Wettbewerbsverzerrung gegenüber erzeugungsseitigen Flexibilitätsoptionen ein.

Fazit: Die Diskussion der verschiedenen Ausgestaltungsmöglichkeiten des Abgaben- und Umlagesystems zeigt, dass es Raum für verzerrungsarme Varianten mit zielgerichteten Anreizen gibt. Diese sollten jedoch vor dem Hintergrund ungewollter Wechselwirkungen sorgfältig abgewogen werden.

3.2.6 Terminmarkt und Absicherungsmöglichkeiten

Die vom Ausgleichsenergiemechanismus ausgehenden Anreizsignale finden ihren Weg über die Spotmärkte zu den längerfristigen Märkten. Wenn in den Kurzfristmärkten Knappheitssignale entstehen oder zu erwarten sind, führt das zu einem stärkeren Absicherungsbedürfnis der Verbraucher, wodurch auch die Preise an den Langfristmärkten ansteigen. Grundsätzlich können sich jedoch Verbraucher gegen kurzfristige Preisspitzen absichern, in dem sie sich am Terminmarkt betätigen. Während viele Flexibilitätsoptionen ihre Stärken an den Kurzfristmärkten ausspielen können, haben steuerbare Erzeugungsanlagen aufgrund ihrer besseren Planbarkeit Vorteile auf den Langfristmärkten, wie z.B. auf Forward- und Optionsmärkten. Die damit einhergehenden Preissignale sind stabiler als die Kurzfristsignale und ermöglichen somit einerseits eine bessere Einschätzung über die Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsanlagen und andererseits den Abschluss langfristiger Absicherungsgeschäfte. Wie bereits erwähnt, erhält steuerbare Leistung eine implizite Leistungszahlung. Diese kann in Situationen mit Überkapazitäten sehr niedrig und im Fall erwarteter Knappheit sehr hoch ausfallen. Marktakteure treffen ihre Entscheidungen über Investitionen in neue Erzeugungsanlagen jedoch nicht nur auf Grundlage von mittelfristigen Preissignalen, sondern auch auf Basis von Preis- und Erlösprognosen, die über den (liquiden) Handelshorizont der Terminmärkte hinausgehen. Auch in die Erstellung dieser Prognosen finden die Terminmarktpreise jedoch häufig Eingang als Indikatoren für Entwicklungstrends.

3.2.7 EE-Marktwert als Indikator für ein effizientes Marktdesign für erneuerbare Energien

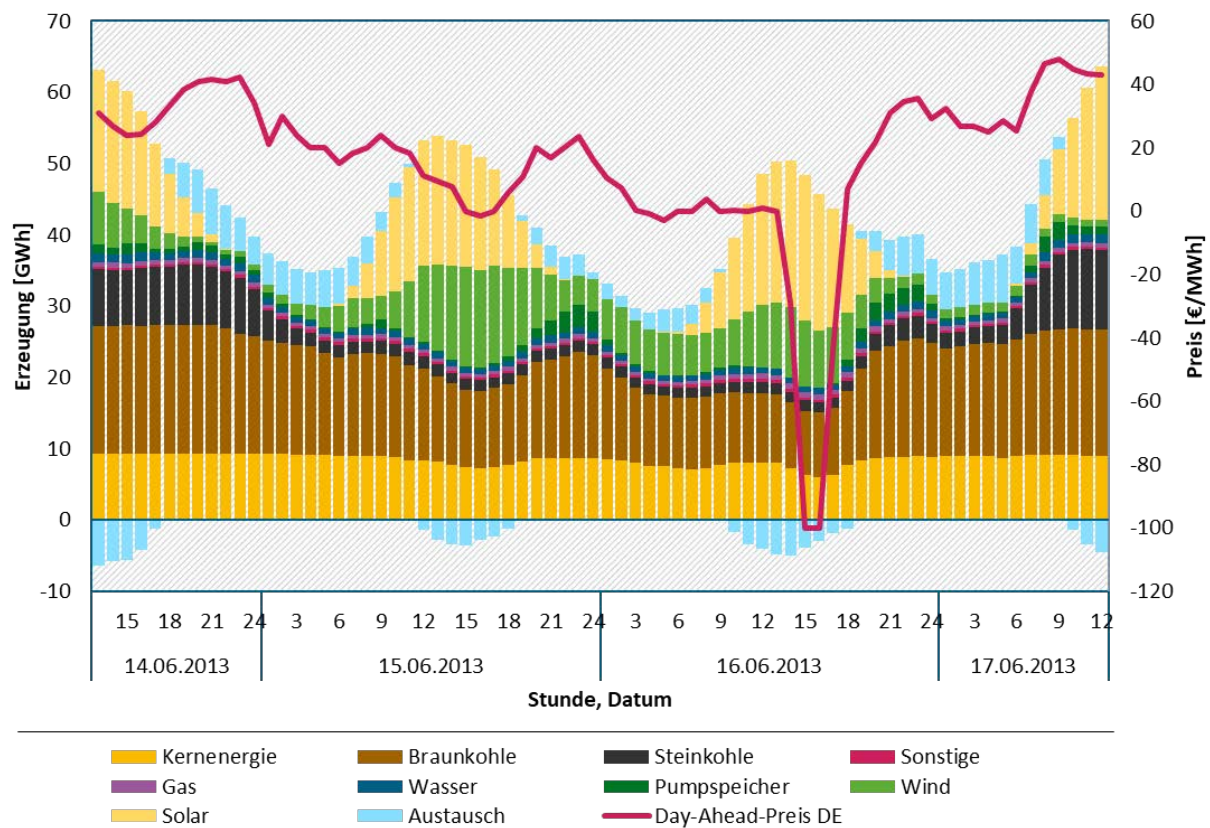
Um zu bewerten, inwieweit einzelne Marktdesignelemente die Systemfreundlichkeit für erneuerbare Energien erhöhen, kann ergänzend zu den in Abschnitt 2.5 diskutierten Kriterien der Einfluss der Designelemente auf den EE-Marktwert untersucht werden.

Der EE-Marktwert ergibt sich aus dem Produkt des Strompreises und des erzeugten EE-Stroms aufsummiert über einen Betrachtungszeitraum und determiniert in Kombination mit den Stromgestehungskosten der EE den Förderbedarf. Die folgende Formel gibt den Marktwert über einen Zeitraum von h Stunden an.

$$\text{Marktwert} = \frac{\sum_h \text{Preis}_h \cdot \text{Einspeisung}_h}{\sum_h \text{Einspeisung}_h}$$

Ein hoher EE-Marktwert ist ein Indikator dafür, dass sich das Versorgungssystem an beiden Enden der residualen Lastdauerlinie effizient verhält. Das bedeutet, dass der Marktpreis in Knappheitssituationen durch Flexibilitätsoptionen gesetzt und die Verfügbarkeit der einspeisenden erneuerbaren Energien entsprechend entlohnt wird. Noch relevanter für den Wert der erneuerbaren Energien ist jedoch das Marktverhalten in Situationen mit hoher EE-Einspeisung. Ein auf erneuerbare Energien ausgerichtetes Versorgungssystem begrenzt den Verfall des Preises in Überschusssituationen (insb. über die zeitliche und sektorale Verlagerung des Stromverbrauchs) und optimiert dadurch den Wert des EE-Stroms. Abbildung 10 stellt dagegen eine Situation am deutschen Strommarkt dar, in der Restriktionen des residualen Systems zu Inflexibilität und Strompreisen von -100 EUR/MWh führen. Diese negativen Preise senken den Wert des EE-Stroms signifikant.

Abbildung 10: Marktsituation am deutschen Spot-Markt 14.-17. Juni 2013



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EPEX Spot (2013).

Ein effizientes Marktdesign reduziert gerade diejenigen Friktionen, die zu einem unnötig niedrigen EE-Marktwert führen. Ein Beispiel für eine solche Friktion ist eine ineffizient hohe Mindesteinspeisung des residualen Systems. Ein Grund für diese Mindesteinspeisung kann in der Trägheit konventioneller Anbieter und dem Lock-in in einem inflexiblen fossilen Kraftwerkspark liegen. Wenn das Herunterfahren und spätere Anfahren einer Erzeugungsanlage mit signifikanten Kosten verbunden sind und/oder mit dem Herunterfahren ein Verzicht auf zukünftige Deckungsbeiträge einher geht, werden diese inflexiblen Anlagen auch Preise unterhalb der kurzfristigen variablen Kosten der Erzeugung akzeptieren, da sie diese Opportunitätskosten der Trägheit in ihrem Kalkül berücksichtigen. Solange die Einbußen durch den Weiterbetrieb in Höhe der technischen Mindesteinspeisung geringer sind als die Opportunitätskosten, wird der Anlagenbetreiber die Erzeugung aufrechterhalten.

Diese und ähnliche Trägheiten des residualen Systems erweisen sich insbesondere in den für die EE-Integration kritischen Überschusssituationen als marktwertreduzierende Faktoren. Durch die Inflexibilität der Erzeugung kommt es in der beschriebenen Situation zusätzlich zur hohen EE-Einspeisung zu einem ineffizient hohen Angebot aus konventionellen Anlagen, sodass der Preis unnötig absinkt. Der Effekt wird verstärkt, wenn auch die Nachfrageseite und die angrenzenden Sektoren keine ausreichende Flexibilität aufweisen und die internationalen Austauschmöglichkeiten ausgeschöpft sind. Der Kohleausstieg trägt dazu bei, dieses anlagentechnische Lock-in schrittweise zu beseitigen. Die zusätzlichen Verbraucher der Sektorkopplung stützen insbesondere in „Überschusssituationen“ den EE-Marktwert.

3.3 Optionen zur Steigerung der Flexibilität im Strommarkt

In diesem Abschnitt wird diskutiert, welche Elemente des Strommarktdesigns zur Steigerung der Flexibilität beitragen können. In dieser Diskussion wird bereits auf mögliche bestehende Hemmnisse verwiesen, bzw. auf mögliche neue Hemmnisse, die bei grundlegenden Änderungen des Marktdesigns auftreten können: Letztere können z.B. durch ergänzende Kapazitätsszahlungen oder Subventionierung von Technologien entstehen, die mit anderen Flexibilitätsoptionen im Wettbewerb stehen.

3.3.1 Flexibilität erneuerbarer Energien

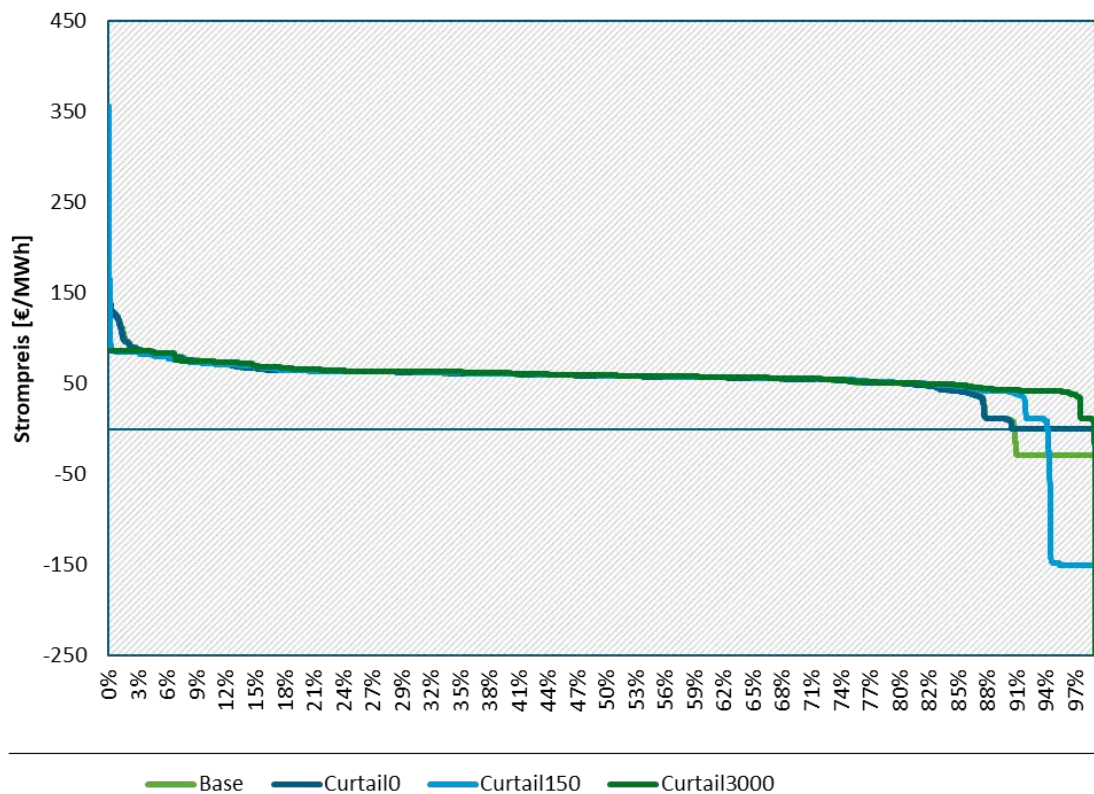
Flexibilitätsmöglichkeiten

Bei der Betrachtung erneuerbarer Energien sind zwei Flexibilitätsaspekte relevant. Zum einen beeinflussen der EE-Anteil, der Technologiemix und die jeweilige Anlagenauslegung den Flexibilitätsbedarf. Dieser Aspekt wird im Kapitel 4 im Kontext der Förderdesigns aufgegriffen und vertieft. Zum anderen können erneuerbare Energien selbst Flexibilität bereitstellen, die sie in unterschiedlichen Marktsegmenten anbieten können. Variable erneuerbare Erzeugungsanlagen sind lediglich in ihrer maximalen Erzeugung dargebotsabhängig. Sie können jedoch jederzeit ihre Erzeugung in sehr kurzer Zeit reduzieren und anschließend wieder steigern. Dadurch lassen sich beispielsweise Prognosefehler reduzieren, indem die Anlage unterhalb ihrer prognostizierten Erzeugungsfähigkeit betrieben wird. Auf ähnliche Weise könnte sogar positive Regelleistung angeboten werden. Im Normalbetrieb kann, sobald eine hinreichend gesicherte Erzeugung prognostiziert wird, negative Regelleistung angeboten werden. Bei sehr hoher Einspeisung und sehr niedrigen Strompreisen kann die Erzeugung heruntergeregelt werden, wenn das Förderdesign entsprechende Anreize setzt. Es lässt sich somit festhalten, dass variable erneuerbare Energien eine Bandbreite an Flexibilitätseigenschaften bereitstellen können, wenn das Marktumfeld dies zulässt. Diese Flexibilitätseigenschaften spielen vor allem bei sehr hohen EE-Anteilen eine entscheidende Rolle. Das Marktumfeld sollte jedoch bereits in der zweiten Transformationsphase die Möglichkeiten der erneuerbaren Energien nutzen, wenn es der Effizienz dient. Hierfür ist es notwendig die Flexibilitätsmöglichkeiten im Förderdesign zu berücksichtigen und Hemmnisse im Marktumfeld abzubauen.

Hemmnisse

Die früheste marktliche Nutzung der EE-Flexibilität ist die Möglichkeit zur Abregelung bei negativen Strompreisen. Anreiz für eine marktbasierende Abregelung bestehen in Fördersystemen, in denen die Vergütung über eine Prämie oder ein Zertifikat erfolgt, da dann die entsprechenden Opportunitätskosten das Gebotsverhalten bzw. die Preisgrenze für die Abregelung bestimmen. In Nicolosi (2012) wurde mit einem Investitions- und Dispatchmodell errechnet, wie sich der Markt an verschiedene preisbasierte Abregelungsregimes anpasst. Im Basisfall (Base) erfolgt die Abregelung bei Preisen ab ca. -35 €/MWh und weniger, im Fall Curtail0 ab 0 €/MWh, im Fall Curtail150 ab -150 €/MWh und im Fall Curtail3000 ab -3.000€/MWh. Abbildung 11 stellt die resultierenden Preisdauerlinien dar, in denen die jeweiligen Preisgrenzen als Plateaus am unteren Ende der Linien sichtbar werden. Diese Plateaus bestehen aus denjenigen Stunden, in denen die marktbasierende Abregelung der erneuerbaren Energien den Preis am Strommarkt setzt.

Abbildung 11: Preisdauerlinien bei verschiedenen Anreizen zur EE-Abregelung



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Nicolosi (2012).

Aus Abbildung 11 wird ersichtlich, dass eine marktbasierte EE-Abregelung bei niedrigen Abregelungspönnen früher stattfindet, d.h. die Abregelung setzt bereits bei höheren (d. h. weniger stark negativen) Strompreisen ein. Die Flexibilität der erneuerbaren Energien kommt dementsprechend häufiger zum Einsatz. Bei den sehr hohen Abregelungspönnen im Curtail3000-Fall wird dagegen nur in sehr wenigen Stunden und bei relativ extremen Strompreisen abgeregelt. Da sich in den modellgestützten Berechnungen von Nicolosi (2012) der Leistungsmix an das Abregelungsregime anpasst, werden große Mengen an Speichertechnologien zugebaut, sodass die EE-Abregelung in der Einsatzreihenfolge der Flexibilitätsoptionen nach hinten rutscht.

Neben dem Abregelungsregime kann ebenfalls die Vermarktung an anderen Teilmärkten flexibilisierend wirken. So kann sich die Bereitstellung negativer Regelleistung positiv auf die Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks auswirken (siehe auch Abschnitt 3.3.2). Dadurch wird der Marktwert gesteigert, da die Preise seltener in den negativen Bereich rutschen. Hierfür ist es notwendig die Regelleistungsmärkte so auszugestalten, dass EE im Wettbewerb bestehen können. Dazu gehören eine entsprechende Präqualifikationsmöglichkeit, ein angemessenes Produktdesign mit angemessen geringer zeitlicher Granularität (beispielsweise 15-Minuten-Produkte) und Ausschreibungen, die nah an der physischen Erfüllung liegen, um hinreichend genaue Prognosen nutzen zu können.

Wirkung von Kapazitätzahlungen

Sollten Kapazitätzahlungen in das Marktdesign integriert werden, findet eine Verzerrung zu Lasten der Flexibilitätsnutzung erneuerbarer Energien statt (siehe Abschnitt 3.3.2). Es kann davon ausgegangen werden, dass Kapazitätzahlungen das Ziel haben, die Menge gesicherter Leistung gegenüber einem Zustand ohne Kapazitätzahlungen zu steigern. Wenn ein

Überangebot an konventioneller Erzeugungsleistung besteht, können EE beispielsweise bei der Bereitstellung positiver Regelleistung in Knappheitssituationen verdrängt werden.

Fördermöglichkeiten

Auch innerhalb des Förderdesigns sollten Mechanismen vorgesehen sein, die die Flexibilisierung der erneuerbaren Energien nicht unnötig hemmen. Dazu zählt u.a., dass die Teilnahme der EE an den Regelleistungsmärkten ermöglicht und das Marktsignal für erneuerbare Energien in geeigneter Form berücksichtigt wird. Die flexiblere Nutzung erneuerbarer Energien wird leichter durch Prämiensysteme ermöglicht. Eine detailliertere Diskussion der Wirkungen von Fördersystemen folgt in Kapitel 4.

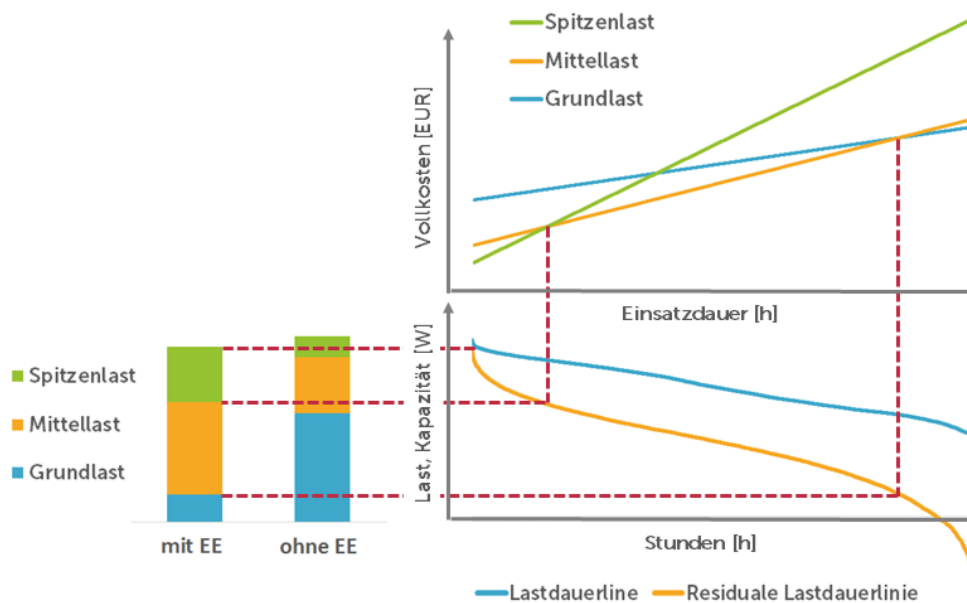
3.3.2 Flexibilität des Kraftwerksparks

Flexibilitätsmöglichkeiten

Der konventionelle Kraftwerkspark wird im Zeitverlauf zunehmend weniger ausgelastet, da mehr Energie von erneuerbaren Energien bereitgestellt wird und die residuale Nachfrage kontinuierlich sinkt. Dadurch sollte der Anteil an Grundlastkraftwerke sinken und der Anteil an Mittel- und Spitzenlastkraftwerken steigen (siehe auch Abschnitt 2.2.2).

Abbildung 12 stellt den Anpassungsprozess des Kraftwerksparks exemplarisch für Grund-, Mittel- und Spitzenlasttechnologien dar.

Abbildung 12: Anpassung des Kraftwerksparks an steigende EE-Strommengen



Quelle: Eigene Darstellung.

Mit zunehmender EE-Durchdringung sinkt die Einsatzdauer der konventionellen Technologien und eine angepasste Zusammensetzung des Kraftwerksparks mit höheren Anteilen der Spitzenlasttechnologie stellt sich ein. Mit der Zunahme der (exemplarischen) Spitzenlasttechnologie wird der Mix flexibler. In dieser Darstellung steht die Spitzenlasttechnologie stellvertretend für Technologien mit geringen Fixkosten und vergleichsweise hohen variablen Kosten (inklusive Opportunitätskosten). Somit werden auch nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen neben anderen unkonventionellen Flexibilitätsoptionen (z.B. Netzersatzanlagen, Motorenkraftwerke, etc.) berücksichtigt. In der Regel wird der Leistungsmix dadurch flexibler. Gleichzeitig wird der

Leistungsmix weniger kapitalintensiv und kleinteiliger, wodurch eine stärkere IT- und Kommunikationsinfrastruktur notwendig wird.

Die Anforderung an das Marktdesign, die sich aus dieser ökonomischen Anpassungslogik ableiten lässt, ist, dass Anpassungsprozesse möglich sein sollten (also bspw. nicht durch ein suboptimales Markt- und Regulierungsdesign behindert werden sollten), und dass regulatorische Vorgaben an den Stand der Technik angepasst werden sollten.

Hemmnisse

Die Anpassung des Leistungsmixes kann gehemmt werden, wenn Unsicherheiten über die Weiterentwicklung des Marktes bestehen. In diesem Fall unterliegt die Berechnung des Wertes einer Erzeugungsanlage Unsicherheiten, die zu einer unnötigen Steigerung des Optionswertes führen können. Im Ergebnis könnte ein Kraftwerk später stillgelegt werden als nötig, was zu einem Preisverfall und niedrigen EE-Marktwerten führen kann. Ein besonderes Hemmnis für die Anpassung des Erzeugungsparks stellen Kapazitätzahlungen dar.

Wirkung von Kapazitätzahlungen

Durch Kapazitätzahlungen erhalten Bestandskraftwerke neben den Erträgen am Strommarkt eine zusätzliche Vergütung, die zu einer späteren Stilllegung führen kann. Die Effekte auf das Strompreisniveau, den EE-Marktwert und somit die Förderkosten verhalten sich entsprechend. Eine vergleichbare Wirkung wurde in Nicolosi (2012) anhand eines längeren Betriebs von Grundlastkraftwerken untersucht. Abbildung 13 stellt die Entwicklung der Förderkosten dar, die sich aufgrund eines geringeren Marktwertes bei erhöhtem Grundlastanteil ergeben.

Abbildung 13: Entwicklung der EE-Förderkosten



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Nicolosi (2012).

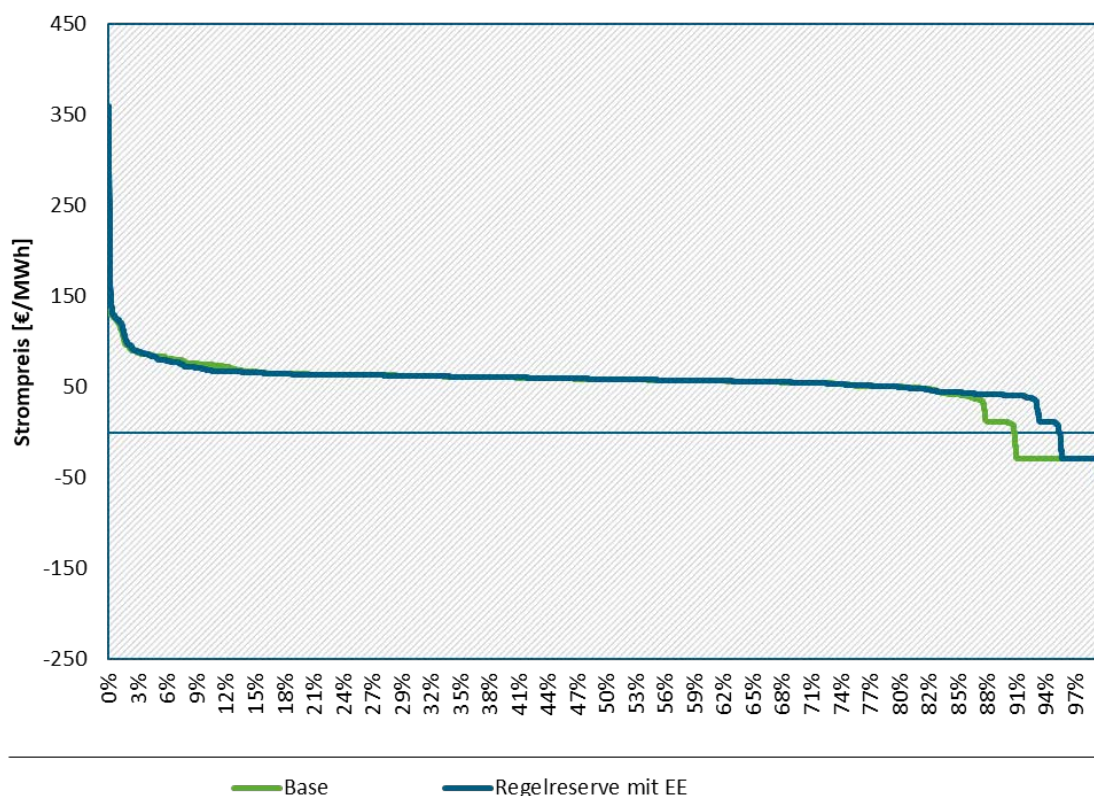
In Abbildung 13 wird ersichtlich, welche Wirkung ein durch Kapazitätzahlungen herbeigeführte Weiterbetrieb von Grundlastkraftwerken hat. Der Marktwert erneuerbarer Energien sinkt, wodurch die Förderkosten steigen. Somit haben Kapazitätsmärkte aus Sicht der Verbraucher zwei relevante Zahlungsströme. Zum einen zahlen sie die Kapazitätzahlungen direkt, zum anderen steigen indirekt die Förderkosten für erneuerbare Energien. Zudem werden Flexibilitätsoptionen verdrängt, wodurch der Transformationspfad hin zu einem flexiblen System ebenfalls gehemmt wird.

3.3.3 Systemdienstleistungen und konventionelle Mindestenerzeugung

Flexibilitätsoptionen

Systemdienstleistungen sind ein wesentlicher Treiber für die konventionelle Mindestenerzeugung. In diesem Abschnitt konzentrieren wir uns auf die Bereitstellung von Regelleistung zur Aufrechterhaltung der Netzfrequenz. Die konventionelle Mindestenerzeugung durch die Bereitstellung von Regelleistung kann gesenkt werden, indem erneuerbare Energien und andere Flexibilitätsoptionen am Regelleistungsmarkt zugelassen werden. In Zeiten von hoher EE-Einspeisung kann die Bereitstellung von negativer und positiver Regelleistung die konventionelle Mindestenerzeugung signifikant absenken. Dadurch kann mehr erneuerbarer Strom integriert werden und der EE-Marktwert stabilisiert werden. In Abbildung 14 wird die Wirkung der EE-Teilnahme am Regelleistungsmarkt durch einen Vergleich von zwei Preisdauerlinien dargestellt.

Abbildung 14: Preisdauerlinien mit und ohne Teilnahme von EE am Regelleistungsmarkt



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Nicolosi (2012).

Die Teilnahme erneuerbarer Energien am Regelleistungsmarkt führt zu einem späteren Absinken der Strompreise in den negativen Bereich. Erneuerbare Energien bieten primär negative Regelleistung an, wodurch die konventionelle Erzeugung stärker gedrosselt werden kann und somit mehr EE-Strom integriert werden kann. Durch diese Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte steigt somit der Marktwert erneuerbarer Energien und dadurch sinken wiederum deren Förderkosten.

Hemmnisse

Das Design der Regelenenergiemärkte ist aus verschiedenen Gründen für den Erfolg der EE-Integration relevant. Zunächst können, wie bei den Spotmärkten, die gewählten Handels- und Ausschreibungszeiträume den Anbieterkreis implizit begrenzen. Aktuell wird die Minutenreserve täglich vor dem Handelsschluss des Day-Ahead-Marktes ausgeschrieben. Die Sekundär- und Primärregelleistung werden hingegen wöchentlich ausgeschrieben. In welchem Umfang die Flexibilitätspotenziale des Marktes genutzt werden können, hängt maßgeblich davon ab, ob variable erneuerbare Energien und Nachfrager Lieferungen über diese Zeiträume vorausplanen können und welche zusätzlichen Transaktions- und Risikokosten sie dafür inkaufnehmen müssen. Explizite Markteintrittsbarrieren können außerdem durch Präqualifikationsbedingungen geschaffen werden, die technische Voraussetzungen an die Marktteilnahme knüpfen.

Gleichermaßen können die Produktdefinitionen der Regelenenergiemärkte die Teilnahme flexibler Erzeuger und Nachfrager erschweren. Der Produktzeitraum der Minutenreserve umfasst vier Stunden, während es bei der Sekundärregelleistung nur zwei Produkte pro Woche gibt, die Haupt- und die Nebenzeit. Die Produktdefinition knüpft also die Bedingung an die Marktteilnahme, dass innerhalb des Lieferzeitraums eine konstante Leistung erbracht werden kann. Diese Voraussetzungen können nicht von allen Flexibilitätsoptionen gleich gut bzw. zu gleichen Kosten erfüllt werden. So kann Pooling teilweise als Möglichkeit genutzt werden, um unter Zusatzkosten die mit den Produktdefinitionen verbundenen Anforderungen zu erfüllen.

Die Produktdefinitionen können in Kombination mit den Ausschreibungszeiträumen außerdem dazu führen, dass die Arbitrage zwischen den Spot- und Regelleistungsmärkten eingeschränkt wird. Sind Regelleistungsanbieter über längere Zeiträume an Lieferverpflichtungen gebunden und damit in ihrem Gebotsverhalten auf den Spotmärkten eingeschränkt, können sie nicht auf kurzfristige Änderungen der Marktsituation an den Spotmärkten reagieren. In Situationen mit EE-Überschuss kann das zu einer unnötig hohen Mindesteinspeisung konventioneller Kraftwerke führen, während in Knappheitssituationen die Flexibilität des Systems zusätzlich eingeschränkt wird. Eine unzureichende Koordination von Regelleistungs- und Spotmärkten kann folglich dazu führen, dass die Opportunitätskosten auf den Märkten nicht adequat abgebildet werden und die Kosten der EE-Integration bzw. der Absicherung der Stromversorgung steigen. Dieser Effekt wird durch eine ineffiziente Begrenzung des Anbieterkreises verstärkt.

Wirkung von Kapazitätzahlungen

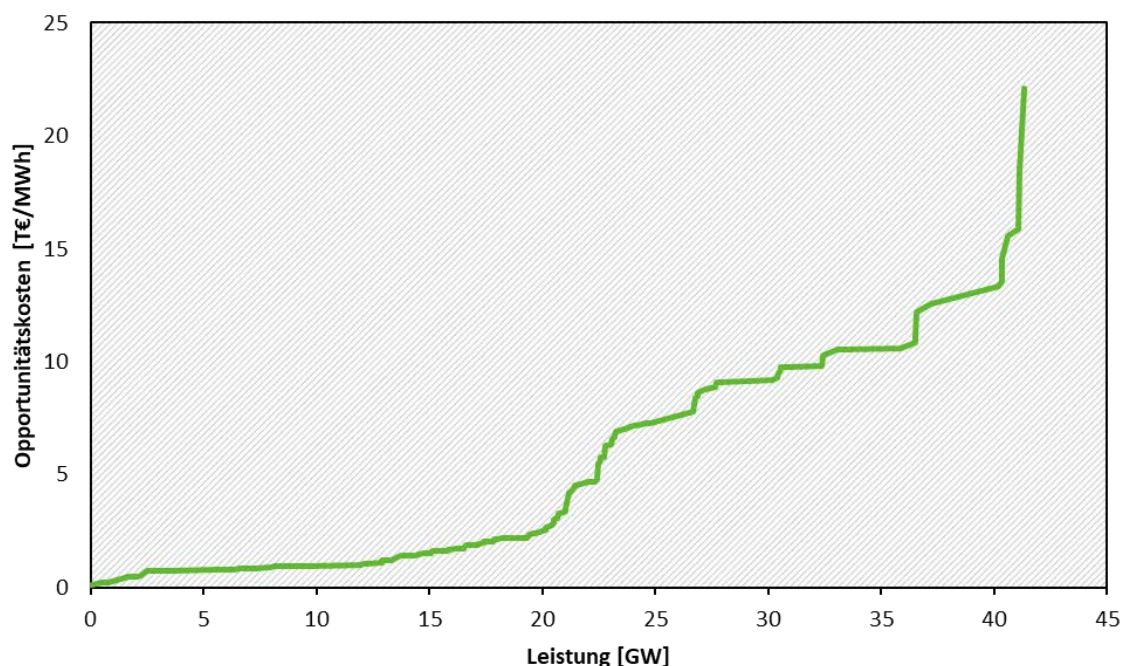
Kapazitätzahlungen führen in erster Linie dazu, dass stets ausreichend konventionelle Erzeugungsleistung für die Beschaffung der Regelleistung zur Verfügung steht. Dadurch besteht die Gefahr, dass andere Flexibilitätsoptionen verdrängt werden, da sich die Substitutionsbeziehung zwischen dem Einsatz konventioneller Erzeugungsanlagen zwischen Spot- und Regelmärkten durch ein Überangebot auszeichnet.

3.3.4 Flexibilität der Nachfrageseite

Flexibilitätsmöglichkeiten

Die Nachfrageseite zeichnet sich im Vergleich zu Angebotsseite durch eine große Heterogenität aus. Um die Komplexität zu reduzieren lassen sich die Möglichkeiten zur Flexibilisierung der Nachfrage in Lastverschiebung und Lastreduktion unterscheiden. Die Lastreduktion geht in der Regel mit geringeren Fixkosten und höheren variablen Kosten einher, während die Lastverschiebung üblicherweise höhere Fixkosten erfordert und geringere variable Kosten mit sich bringt. Bei der Flexibilisierung der Nachfrage spielen Opportunitätskosten eine entscheidende Rolle. Für dieses Konzept fehlt häufig das Verständnis, wodurch die Lastflexibilität häufig nicht als sinnvolle Flexibilitätsoption betrachtet wird. Abbildung 15 stellt die Opportunitätskosten des Lastverzichts auf Basis der durchschnittlichen Wertschöpfung pro konsumierter Megawattstunde für 15 Sektoren aus dem produzierenden Gewerbe und dem Handels- und Dienstleistungssektor in den 16 Bundesländern dar. Diese Opportunitätskosten können einen Indikator dafür bilden, ab welchen Preisniveaus industrielle Verbraucher einen Verzicht des Konsums erwägen sollten.⁶

Abbildung 15: Opportunitätskosten-Merit-Order des freiwilligen Lastverzichts



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis VGRdL (2014).

Aus Abbildung 15 wird ersichtlich, wie heterogen die mit dem Stromkonsum verbundene Wertschöpfung ist. Der Konsum von Haushaltskunden wird an dieser Stelle nicht betrachtet. Insbesondere die energieintensive Industrie zeichnet sich durch eine vergleichsweise geringe durchschnittliche Wertschöpfung je konsumierter Megawattstunde aus, wodurch das lange Plateau im niedrigen Preisbereich zustande kommt. Dies verdeutlicht, dass bereits bei moderaten Preisspitzen relevante ökonomische Anreize für Lastflexibilität bestehen können.

⁶ Die Leistung der Merit-Order kann als Ausgangspunkt für die Abschätzung der erschließbaren (Teil-) Potenziale dienen, wie sie bspw. in der Strommarktmodellierung genutzt werden, ist aber nicht mit Ihnen gleichzusetzen. Entsprechende Annahmen zu Lastflexibilitätspotenzialen werden u.a. auch im Schwesterprojekt „Strommarkt und Klimaschutz“ hergeleitet.

Hemmnisse

Hemmnisse können an verschiedenen Stellen zum Tragen kommen. Der Erhalt konventioneller Überkapazitäten verdrängt Lastflexibilität, insbesondere die Lastreduktion, unmittelbar. Regulatorische Preisbestandteile (Abgaben, Entgelte, Umlagen und Steuern), die zum Großhandelspreis hinzuaddiert werden und von der Nachfrageseite getragen werden müssen, können zu ineffizienten Anreizen für Nachfrageflexibilität führen, wenn diese administrativen Preisbestandteile das Marktpreissignal verzerren (s. Abschnitt 3.2.5). So können bspw. spezifische Ausnahmetatbestände der Netzentgelte eher eine Vergleichmäßigung des Strombezugs anreizen und Flexibilitätsansätze bestrafen. Im Rahmen der Leiststudie Strommarkt (Connect, 2014) wurden Ansätze erarbeitet, wie dieses Hemmnis durch vergleichsweise geringe Anpassungen der betrachteten Situationen reduziert werden kann.

Wirkung von Kapazitätsszahlungen

Aufgrund der Heterogenität der Nachfrage würde ein großer Anteil der Optionen nicht durch ein Kapazitätsprodukt erfasst werden. In der Regel kann davon ausgegangen werden, dass sich Kapazitätsprodukte eher an den Eigenschaften konventioneller Erzeugungsanlagen orientieren würden und somit eine direkte Verdrängung stattfinden würde.

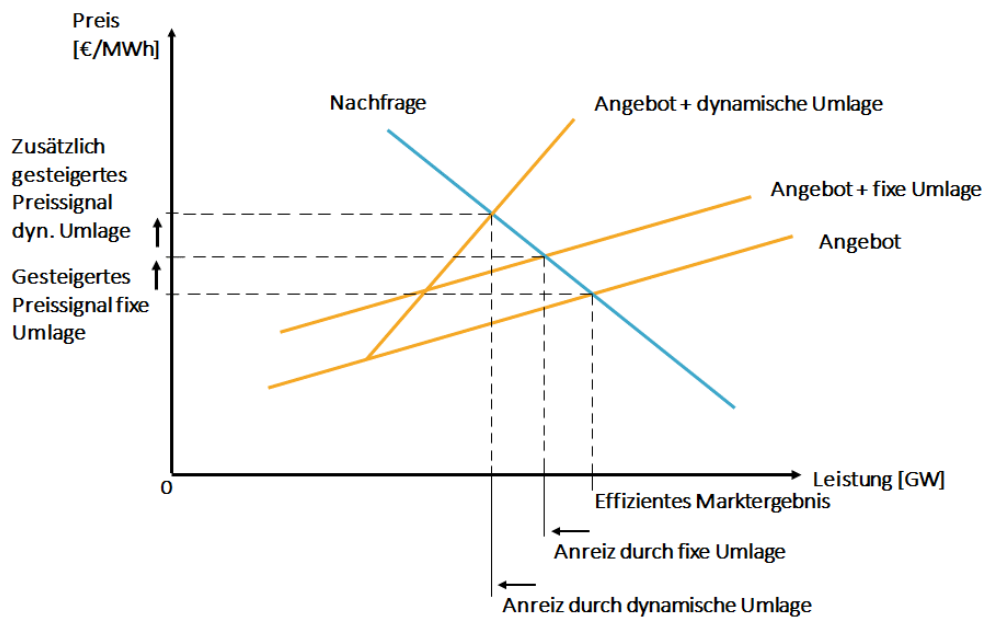
Fördermöglichkeiten

Neben der Reduktion der Hemmnisse gäbe es auch grundsätzliche Fördermöglichkeiten für flexible Lasten. Eine aktuell bestehende Förderung besteht in der Verordnung abschaltbarer Lasten, die sehr strenge Kriterien anwendet und nur für eine sehr begrenzte Anzahl an Anbietern zugänglich ist. Im Grunde stehen derlei Ansätze der Zielsetzung des Strommarktes 2.0 entgegen, in dem ein Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen gewollt ist. Konsequenterweise könnte darüber eine Abschaffung der Verordnung abschaltbarer Lasten argumentiert werden.

Ein weiterer Vorschlag zur Förderung zielt auf die Dynamisierung der EEG-Umlage. Der Grundansatz der dynamischen Umlage ließe sich auch auf andere administrative Preisbestandteile anwenden, die die Höhe und die Struktur des Endverbraucherpreises für Strom beeinflussen und je nach Ausgestaltung andere Anreize für das Verhalten der Marktteilnehmer setzen können als der Großhandelspreis. Durch administrative Preisbestandteile können demnach Marktsignale in Knappheits- oder Überschusssituationen konterkariert werden, sodass die Flexibilisierung des Versorgungssystems beeinträchtigt wird.

Diese Überlegungen können anhand des Beispiels einer fixen und einer dynamischen EEG-Umlage verdeutlicht werden. Für die Erläuterung der Effekte ist eine Unterscheidung von Knappheits- und Überschusssituationen hilfreich. In *Knappheitssituationen* wirkt die fixe EEG-Umlage bereits in eine Richtung, die im Vergleich zum effizienten Marktergebnis zu einer (ineffizienten, in der Praxis eher vernachlässigbaren) Reduktion der Nachfrage führt, da sie einem Kostenaufschlag entspricht (vgl. Abbildung 16). Eine dynamische EEG-Umlage würde diese Verzerrung verstärken. Diese zusätzliche Verzerrung liefert keinen volkswirtschaftlichen Nutzen, sondern verursacht ausschließlich Kosten.

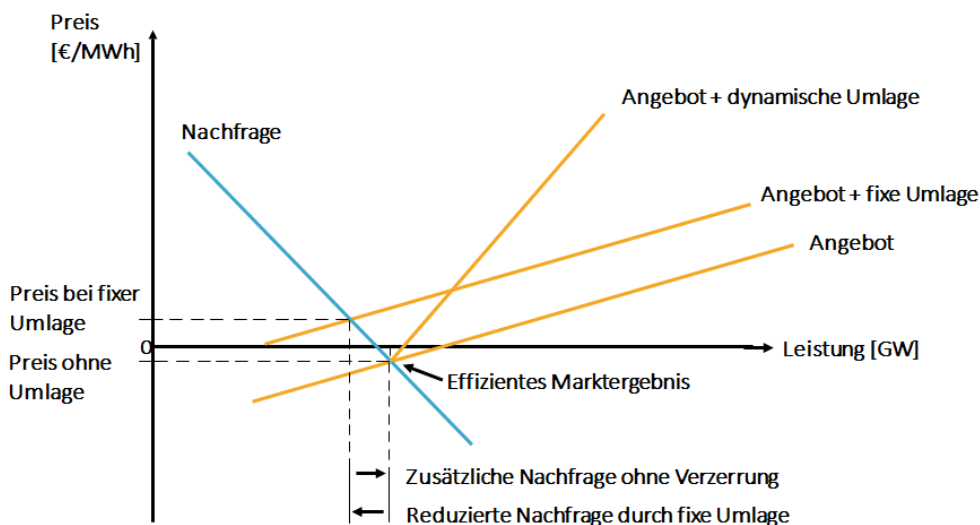
Abbildung 16: Wirkung von fixer und dynamischer EEG-Umlage in Knappheitssituationen



Quelle: Eigene Darstellung.

In *Überschussituationen* wirkt der Kostenaufschlag durch die fixe EEG-Umlage kontraproduktiv, da die Umlage den Konsum künstlich reduziert, obwohl der Konsum bei einem unverzerrten Preissignal ausgeweitet werden würde (Abbildung 17). Durch die fixe EEG-Umlage können also in Überschussituationen Opportunitätskosten nicht effizient abgebildet werden. Beispiele für diesen Fall sind die Verzerrungen im Bereich der Eigenerzeugung und der Sektorkopplung. Es ist zum Beispiel denkbar, dass bei einer fixen EEG-Umlage fossile Brennstoffe mit positiven Kosten zur Wärmeerzeugung verfeuert werden, obwohl der Strompreis negativ ist und folglich eine Wärmeerzeugung aus Strom volkswirtschaftlich sinnvoller wäre. Eine dynamische EEG-Umlage könnte in dieser Situation den Kostenaufschlag und somit die Verzerrung reduzieren. Dabei wäre nicht unbedingt eine kontinuierlich mit dem Strompreis veränderliche EEG-Umlage erforderlich. Zur Verringerung des Hemmnisses würde bspw. auch eine einstufige Absenkung der EEG-Umlage bei einem Strompreis von Null beitragen.

Abbildung 17: Wirkung von fixer und dynamischer EEG-Umlage in Überschussituationen



Quelle: Eigene Darstellung.

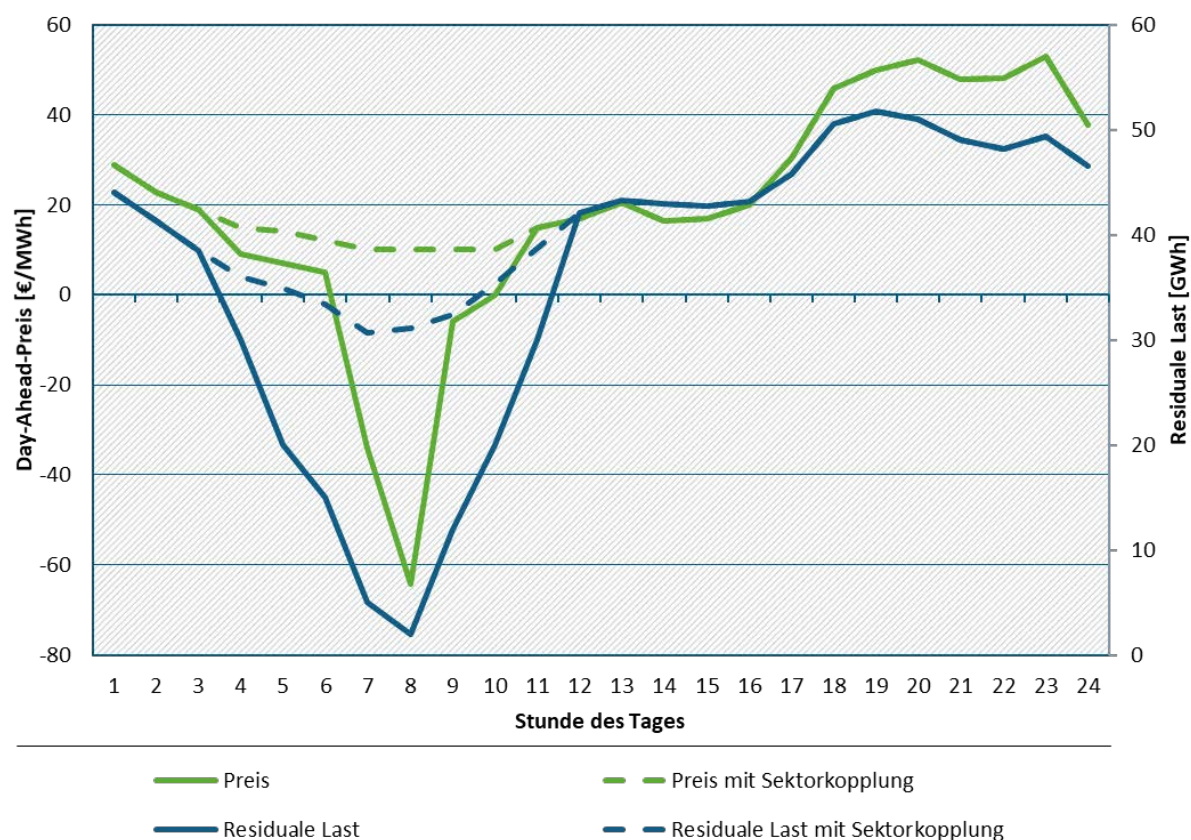
Das Beispiel verdeutlicht, dass die systemdienliche Gestaltung der administrativen Preisbestandteile eine komplexe Aufgabe ist. Eine zentrale Herausforderung liegt zudem darin, die ursprüngliche Motivation für die Einführung der Preisbestandteile mit den Bedürfnissen des Marktes in Einklang zu bringen. Beispielsweise ist die Struktur der Netzentgelte zunächst auf die Steuerung des Verbraucherverhaltens im Sinne eines einfachen und sicheren Netzbetriebs ausgelegt. Wenn sich die Prämissen der Netzbelastung einerseits und die Flexibilitätsanforderungen des Marktes andererseits im Zuge des Transformationsprozesses ändern, müssen bestehende Strukturen jedoch hinterfragt werden. Ähnliches gilt, wie bereits angedeutet, für die Wirkungen von weiteren Befreiungstatbeständen innerhalb des Stromsektors und die Abstimmung von administrativen Belastungen an den Schnittstellen der Strom-, Wärme- und Verkehrssektoren.

3.3.5 Integration der Sektoren

Flexibilitätsmöglichkeiten

Mit der Kraft-Wärme-Kopplung existiert bereits eine signifikante Schnittstelle zwischen dem Stromsektor und dem Wärmesektor. Die Weiterentwicklung und Ausdehnung der Kopplung des Stromsektors mit seinen Nachbarsektoren wird im Laufe der Transformation jedoch immer wichtiger. Die Sektorkopplung spielt eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung der angrenzenden Sektoren (insbesondere Elektromobilität und Wärmepumpen). An dieser Stelle wird jedoch primär diskutiert, wie diese Kopplung zu einer Steigerung der Flexibilität im Strommarkt genutzt werden kann. Die Sektorkopplung als Anbieter von Flexibilität ist spätestens in der dritten Transformationsphase ein wichtiger Systembaustein, der zusätzliche Flexibilität bereitstellt und den Marktwert der erneuerbaren Energien stabilisiert. Durch die Sektorkopplung können Nachfrager aus dem Wärme- und dem Verkehrssektor aktiv am Strommarkt teilnehmen. Sie entscheiden dann auf Basis ihrer Opportunitätskosten, ob sie fossile Brennstoffe durch den Energieträger Strom substituieren. Das Kalkül lautet dabei, dass sie den Einsatz von Strom immer dann vorziehen, wenn die Kosten des Strombezugs günstiger sind als der Verbrauch einer energetisch äquivalenten Menge Brennstoff. Der Einsatz von Strom wird folglich in Phasen niedriger Preise attraktiv. Da die niedrigen Preise in einem optimalen Marktdesign ein Zeichen für eine geringe residuale Nachfrage sind, wirkt die zusätzliche Stromnachfrage aus den benachbarten Sektoren sowohl system- als auch preisstabilisierend. Abbildung 18 stellt schematisch dar, wie die zusätzliche Nachfrage das Niveau der residualen Last stabilisiert und ein Absinken des Strompreises auf ein ineffizient niedriges Niveau verhindert.

Abbildung 18: Schematische Darstellung der Wirkung der Sektorkopplung auf Nachfrage und Preise in Überschusssituationen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E (2016), EPEX Spot (2015).

Dadurch, dass sich hinter der niedrigen residualen Nachfrage eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien verbirgt, profitiert gerade in dieser Überschusssituation ein signifikanter Teil der erneuerbaren Energien von den im Vergleich zum Fall ohne Sektorkopplung moderaten Preisen. Da in einem effizienten Marktdesign die Nachfrage aus den benachbarten Sektoren zu dem Strompreis einsetzt, der gerade den Opportunitätskosten des Verbrauchers entspricht, *kann die Sektorkopplung wie eine Erlösuntergrenze für EE wirken*. Gleichzeitig gilt, dass die Bedeutung der Sektorkopplung steigt, wenn mit einer fortschreitenden Dekarbonisierung der Energieversorgung die Nachfrage nach erneuerbar erzeugtem Strom steigt. Die Sektorkopplung kann folglich einen signifikanten Beitrag zur Stabilisierung des EE-Marktwertes leisten. Ob bei einer erfolgreichen Kopplung der benachbarten Märkte und der Hebung der entsprechenden Flexibilitätspotenziale langfristig eine EE-Förderung notwendig ist, hängt letztlich am Verhältnis des erzielten Marktwertes zu den Stromgestehungskosten sowie von möglichen (auch regionalen) Zielen für den EE-Ausbau ab.

Die Wechselwirkungen zwischen Sektorkopplung und EE-Marktwert können sich jedoch auch in Abhängigkeit von der Transformationsphase und dem jeweiligen Marktdesign entwickeln. Während das Erschließen der ersten Flexibilitätsoptionen an den Sektorschnittstellen und ein effizientes Marktergebnis voraussichtlich durch die Synchronisierung der jeweiligen Abgabe- und Umlagestrukturen erreicht werden können, sind langfristig auch Marktsituationen denkbar, in denen eine Ausweitung der Sektorkopplung entsprechende Anreizanpassungen erfordert. In diesen Fällen muss die Wirkung der Förderung auf den EE-Marktwert sorgfältig analysiert werden.

Hemmnisse

Neben den u. a. in den Abschnitten 3.2.1 und 3.2.5 diskutierten Hemmnissen im Stromsektor, die bei einer unzureichenden Internalisierung von CO₂-Klimaschadenskosten sowie bei ineffizienten Anreizstrukturen von Abgaben, Entgelten, Umlagen und Steuern auftreten, bestehen auch Hemmnisse durch die Ungleichbehandlung dieser Elemente in den jeweiligen Sektoren. Die uneinheitlichen CO₂-Preise innerhalb und außerhalb des Emissionshandels sind ein Beispiel dafür. Derartige Ungleichbehandlungen verzerren die Arbitragebeziehung zwischen den Sektoren und behindern eine kostengünstige Systementwicklung bzw. Dekarbonisierung.

Kapazitätzahlungen / Fördermöglichkeiten

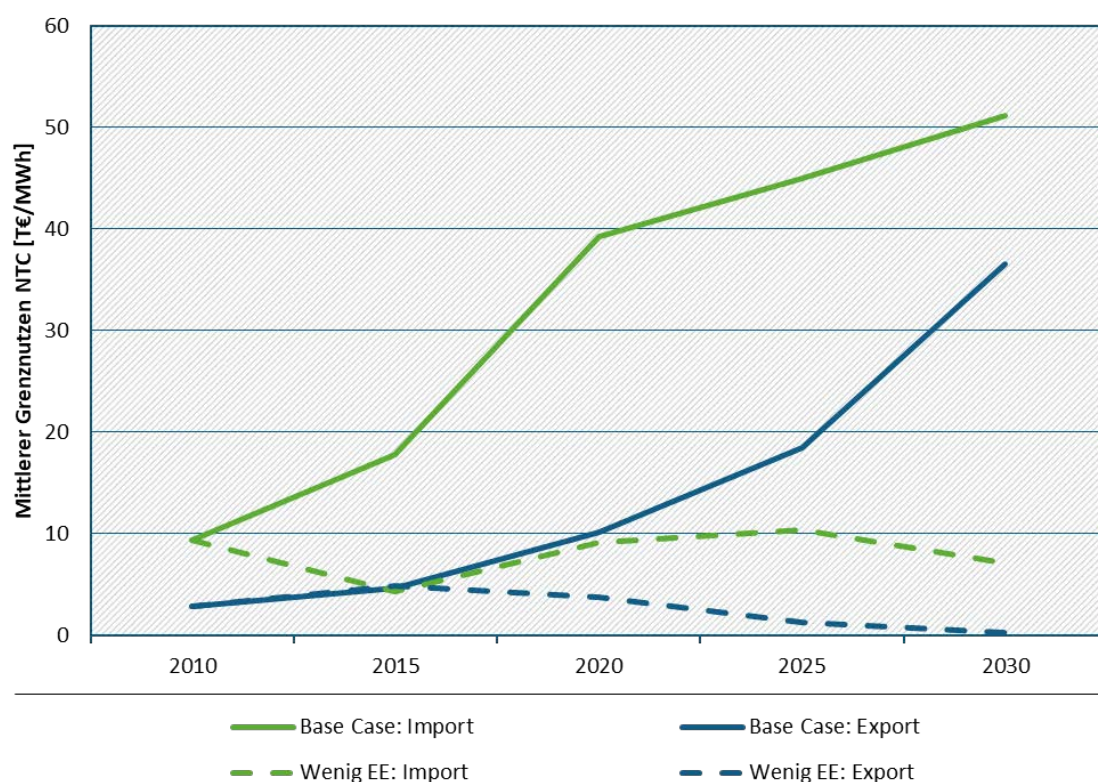
Durch Kapazitätzahlungen an ausgewählte Technologien an den Sektorgrenzen, wie z.B. KWK, wird der Wettbewerb zwischen den Flexibilitätsoptionen verzerrt. Sollte Sektorkopplung gefördert werden, ist es von herausragender Bedeutung, dass nicht die Energienachfrage als Ansatzpunkt der Förderung dient, sondern die Leistung. Die Austauschbeziehungen zwischen den Sektoren sollten somit nicht gestört werden. Zudem sollte Sektorkopplung in großem Maßstab erst erfolgen, wenn die CO₂-intensiven Stromerzeugungstechnologien den Strommarkt verlassen haben. Ansonsten besteht die Gefahr, dass sich eine Förderung der Sektorkopplung zu einem Förderinstrument für Grundlastkraftwerke entwickelt.

3.3.6 Einbindung des Binnenmarktes

Flexibilitätsmöglichkeiten

Der Binnenmarkt birgt ein großes und relativ kostengünstiges Potenzial zur Flexibilisierung des Stromsystems. Grundsätzlich können alle Marktsegmente von einer zunehmenden Integration des Binnenmarktes profitieren. In Hinblick auf die Flexibilisierung können Ausgleichseffekte der Last und der erneuerbaren Erzeugung den Gesamtbedarf an Flexibilität verringern. Dies ist sicherlich eine der effizientesten Maßnahmen zur Bewirtschaftung des Flexibilitätsbedarfs. Voraussetzung dafür sind ausreichende Netzkapazitäten und eine effiziente Kopplung der benachbarten Strommärkte. So können durch die sog. implizite Marktkopplung die Informationen zu den verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den Marktzone direkt in die Berechnung der Ergebnisse des Day-Ahead-Stromhandels einfließen. Der Wert einer besseren Nutzung der Austauschmöglichkeiten zwischen Marktzone bei hohen EE-Anteilen lässt sich anhand von Abbildung 19 erkennen. Ein Szenariovergleich in Nicolosi (2012) zwischen einem hohen und einem niedrigen EE-Anteil zeigt, wie sich der mittlere Grenznutzen der Kuppelleistungskapazität entwickelt.

Abbildung 19: Wert der Interkonnektorkapazität bei verschiedenen EE-Anteilen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Nicolosi (2012).

Bei steigendem EE-Anteil im Base Case steigt der Wert der Import- und der Exportkapazität an. Ohne Steigerung des EE-Anteils liegt der Wert der Kuppelleitungskapazität deutlich niedriger. Anhand dieser Erkenntnisse zeigt sich, dass im Zuge der Energiewende der Wert des Binnenmarktes stark ansteigen wird.

Eine zunehmende Binnenmarktintegration könnte sich auch positiv auf die Regelleistung auswirken. Die Ausweitung auf größere Marktgebiete ist grundsätzlich unberührt von der Diskussion zu den zeitlichen Produkteigenschaften in Abschnitt 3.2.3. Allerdings sollte berücksichtigt werden, dass die Marktzone teilweise abweichende Produkteigenschaften aufweisen und es dafür notwendig sein kann, Produkteigenschaften anzupassen, um die Integration des Binnenmarktes zu ermöglichen. Wenn dafür beim Produktdesign Einverständnisse gemacht werden müssen, ist es notwendig, die damit verbundenen Vor- und Nachteile abzuwägen. Denn ein für die Flexibilisierung sinnvoll ausgelegtes Produktdesign, das sich durch kurze Vorlauf- und Lieferzeiträume auszeichnet und kleinteilige Gebote berücksichtigen kann, hat einen hohen Wert für die Flexibilisierung.

Der Wert der Binnenmarktintegration für die Regelleistung liegt darin, dass es auch in der sehr kurzen Frist zu Ausgleichseffekten über größere Gebiete kommen kann. Sowohl Kraftwerksausfälle als auch Prognosefehler der Nachfrage und der EE-Einspeisung durchmischen sich mit der räumlichen Ausdehnung, wodurch der Bedarf an Regelleistung und folglich auch an Regelleistung sinken könnte. Die Nutzung dieser Ausgleichseffekte erfordert jedoch verfügbare Austauschkapazität. Eine vollständige Diskussion der verschiedenen Ansätze übersteigt den Rahmen dieser Studie. Aus diesem Grund werden lediglich ausgewählte Optionen und Interdependenzen genannt, jedoch nicht abschließend bewertet. Alle Optionen erfordern unterschiedliche Koordinationen zwischen den Netzbetreibern und Regulierungsbehörden. Die Reihenfolge der Optionen basiert auf dem zunehmenden Nutzen einer

marktzonenübergreifenden Beschaffung und der gleichzeitig zunehmenden Notwendigkeit Austauschkapazität zu reservieren, um die Ansätze nutzen zu können. Folglich ist eine Abwägung zwischen den Kosten der Reservierung in Form von geringerer Handelskapazität für den Strommarkt und dem Nutzen der marktzonenübergreifenden Beschaffung von Regelleistung notwendig.

- ▶ *Keine Reservierung:* Wenn Aufgrund der Marktsituation noch Übertragungskapazitäten frei sind, kann in diesem Umfang Regelleistung auf Basis einer gemeinsamen Merit-Order genutzt werden. Das geht über Netting von Ungleichgewichten hinaus, welches ein „Gegeneinanderregeln“ angrenzender Netzgebiete vermeidet. Durch die grenzüberschreitende Nutzung von Regelleistung können Effizienzpotenziale bei der Bewirtschaftung der Ungleichgewichte gehoben werden. Die Auswirkungen auf die Regelleistungsmenge finden lediglich indirekt statt. Da in der Tendenz weniger Regelleistung pro Netzgebiet abgerufen wird, besteht unter Umständen die Möglichkeit, die ausgeschriebene Menge zu reduzieren.
- ▶ *Gemeinsame Beschaffung mit Kernanteilen:* Im Gegensatz zum vorherigen Ansatz kann mithilfe einer probabilistischen Methode zur Verfügbarkeit der Austauschkapazitäten ex-ante explizit ausgerechnet werden, wie hoch der erwartete Beitrag der gemeinsamen Merit-Order zu einer Reduktion der Regelleistung ist. In diesem Fall könnte eine gemeinsame Ausschreibung mit Kernanteilen (also einer Mindestmenge an vorgehaltener Regelleistung pro Regel- oder Marktzone) die Summe der vorgehaltenen Leistung reduzieren. Abhängig von den Geboten und der erwarteten verfügbaren Übertragungskapazität kann grundsätzlich in einzelnen Marktzonen mehr oder weniger Leistung vorgehalten werden. Auch in diesem Beispiel wäre noch keine Reservierung der Austauschkapazitäten notwendig. Je mehr Marktzonen teilnehmen, desto höher ist die Durchmischung und damit die mögliche Leistungsreduktion bei gleichbleibendem Systemsicherheitsniveau.
- ▶ *Gemeinsame Dimensionierung:* Bei dieser Option wird ein Teil der Austauschkapazität ex-ante für den Austausch von Regelleistung reserviert. Dadurch kann im Gegensatz zur o.g. probabilistischen Methode die ausgeschriebene Regelleistung stärker reduziert werden, da der Austausch sicher möglich ist. Für eine effiziente Ausgestaltung ist es notwendig eine Methode zu entwickeln, die den Wert der Austauschkapazität des Strommarktes mit dem Wert der Kapazität für den Austausch von Regelleistung vergleicht. Unter der Annahme perfekter Voraussicht ist diese Fragestellung trivial. Unter Berücksichtigung von Unsicherheit kann sie jedoch sehr komplex werden. Die Herausforderung dieses Ansatzes liegt darin, dass die Festlegung der Reservierung vor dem Marktgeschehen stattfinden muss. Wenn sich zwischen dem Zeitpunkt der Reservierung und dem Ende des Intradayhandels eine unvorhersehbare Situation einstellt, kann diese Option zu höheren Kosten und zur Reduktion der Systemsicherheit führen als ein Ansatz ohne Reservierung von Austauschkapazitäten.

Alle drei Optionen zeichnen sich durch verschiedene Effizienzpotenziale und Effizienzrisiken aus und können abhängig von der konkreten Festlegung auch unterschiedliche Rückwirkungen auf die Systemsicherheit haben.

Hemmnisse

Im europäischen Zielmodell für den grenzüberschreitenden Stromhandel sind mit dem Ausbau der lastflussbasierten Marktkopplung und der perspektivischen Kopplung der Intraday- und Regelleistungsmärkte bereits wichtige Pfade angelegt, um die Binnenmarktintegration weiter voranzutreiben. Trotzdem sind auf dem Weg noch wichtige Fragen zu klären. Zum Beispiel ist bei der Kopplung der Regelleistungsmärkte zu beachten, dass die Reservierung von Netzkapazität für die Lieferung von Regelernergie in Konkurrenz zur Nutzung des Netzes für den Stromhandel und damit zu anderen Pfaden der Binnenmarktintegration stehen kann. Hierbei ist eine sorgfältige Abwägung der Effekte zwingend, da Interessen von Marktakteuren, Netzbetreibern und Regulierungsbehörden teilweise im Konflikt stehen und die Lösung nicht zwingend wohlfahrtssteigernd wirkt, sondern möglicherweise lediglich auf einzelne Kostenaspekte abzielt.

Kapazitätzahlungen / Fördermöglichkeiten

Wenn sich innerhalb des Binnenmarktes Markt- und Förderdesigns asynchron entwickeln, kann dies zu einer Verzerrung des Marktergebnisses führen. Durch Design-induzierte Standortvorteile kann das effiziente Marktergebnis verfehlt werden. So können z.B. Überkapazitäten in einzelnen Marktzonen auch zu einem ineffizient niedrigen Flexibilitätsniveau in anderen Marktzonen führen.

3.3.7 Flexibles Zielsystem

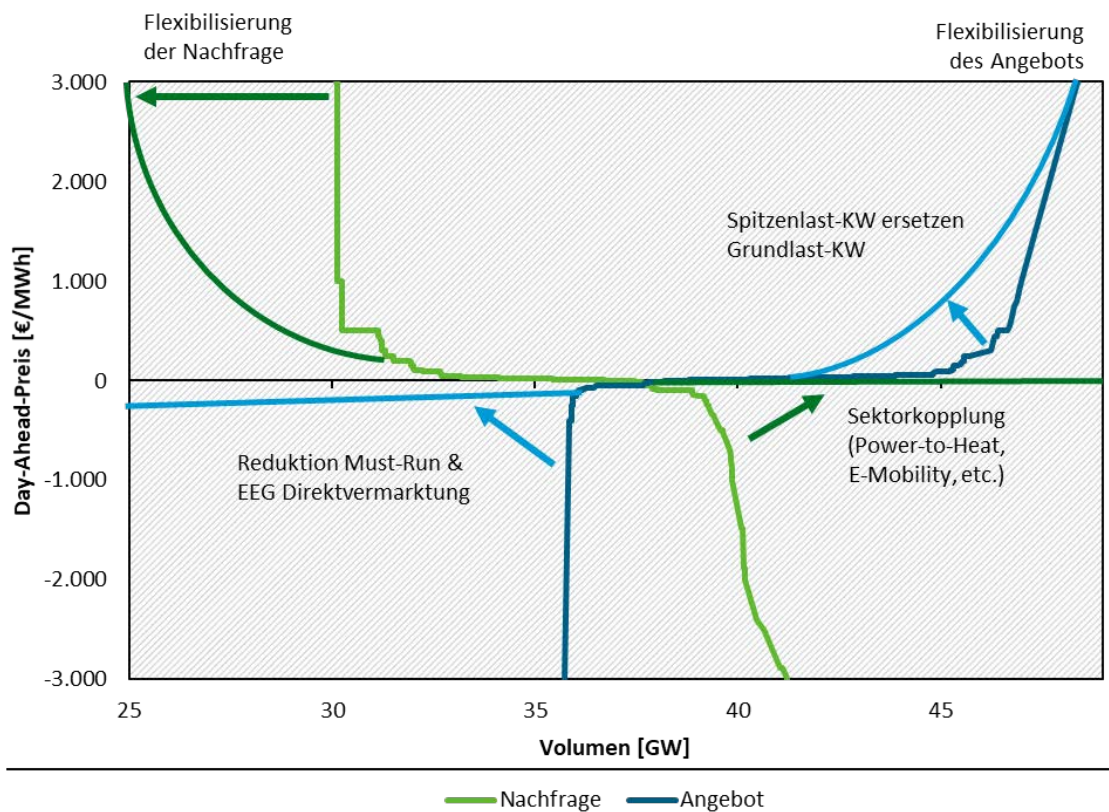
Für die Transformation der Stromversorgung hin zu einem dekarbonisierten, weitestgehend auf erneuerbaren Energien basierenden System sollten sich die drei zentralen Systemelemente – das Angebot, die Nachfrage und die Netzinfrastruktur – wie beschrieben weiterentwickeln. Das Marktdesign sollte diesen Prozess unterstützen und die Umsetzung der folgenden Ziele ermöglichen:

- ▶ Die Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage,
- ▶ die effiziente Kopplung von Strom-, Wärme- und Verkehrssektoren, sowie
- ▶ die Integration des europäischen Binnenmarktes.

Alle genannten Ziele tragen dazu bei, dass erneuerbare Energien kostengünstig in den Markt integriert werden können und das hohe Versorgungssicherheitsniveau aufrechterhalten werden kann. Abbildung 20 stellt dar, wie die Flexibilisierung zu einer höheren Elastizität der Angebots- und Nachfragekurve beiträgt. Das Ergebnis des Flexibilisierungsprozesses sollte eine vergleichbare Form annehmen (die Pfeile verdeutlichen die Entwicklungsrichtung).

Die Darstellung in Abbildung 20 ist eine Übersetzung der in 2.2.2 diskutierten Funktionen in einen wettbewerblichen Kontext. Beispielsweise können in einer Situation mit hoher residualer Last Spitzenlasterzeugungstechnologien die Nachfrage decken, oder auch eine flexible Nachfrage aufgrund des Strompreises eingesenkt werden. Beide Optionen adressieren die relevanten Funktionen und dienen der Versorgungssicherheit. Welche der in ihrer Funktion häufig substituierbaren Flexibilitätsoptionen sich in der Praxis durchsetzen, hängt davon ab, welcher Mix die mit der Dekarbonisierung und dem EE-Ausbau steigenden Anforderungen des Versorgungssystems effektiv und effizient bedienen kann.

Abbildung 20: Wirkung der Flexibilisierung auf Angebot und Nachfrage



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EPEX Spot (2013).

Quantitative Analysen zum flexiblen Zielsystem

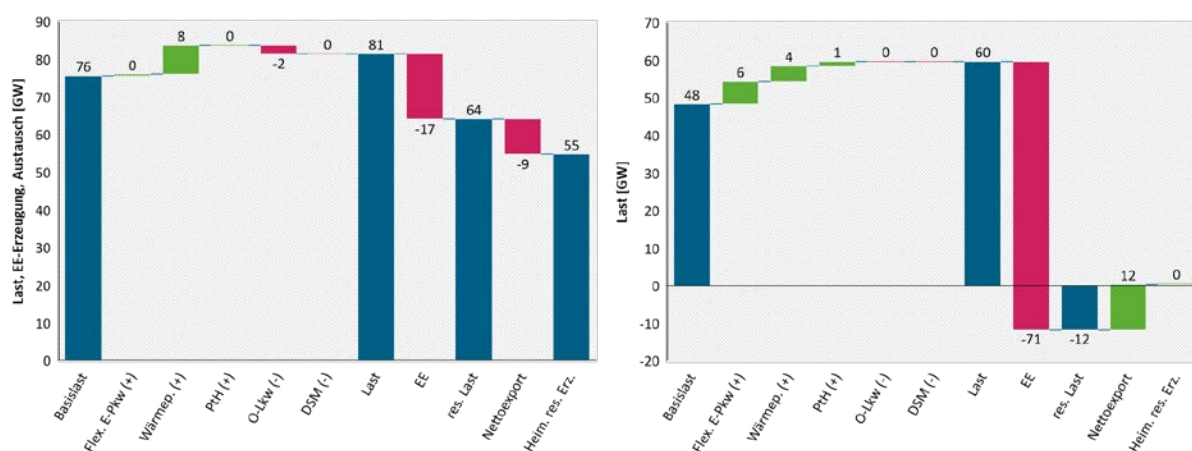
Im Schwesterprojekt „Strommarkt und Klimaschutz – Transformation der Stromversorgung bis 2050“ („Szenarioprojekt“, FKZ 3713 97 102) haben wir im Auftrag des Umweltbundesamtes Transformationspfade zu einer nahezu CO₂-freien Stromversorgung quantitativ untersucht. Im Szenarioprojekt werden mit einem Fundamentalmodell des europäischen Strommarktes einschließlich seiner Schnittstellen zu den Wärme- und Verkehrssektoren insgesamt zehn Szenarien analysiert. Für jedes Szenario wird die Entwicklung des Versorgungssystems in Deutschland, 18 weiteren EU-Staaten, Norwegen und der Schweiz (sog. Modellregion) bis 2050 optimiert. Dabei werden CO₂-Ziele vorgegeben, die im Vergleich zum Jahr 1990 mindestens eine 59%ige Minderung der Emissionen bis 2030 vorsehen, eine 79%ige Minderungen bis 2040 und eine 99%ige Minderung bis 2050. Dem Modell stehen zur Optimierung der Transformation eine Vielzahl an Investitionsmöglichkeiten (u. a. konventionelle Kraftwerke, erneuerbare Energien und Interkonnektoren) und weiterer Flexibilitätsoptionen (u. a. Elektromobilität, Wärmepumpen, Power-to-Heat und Lastmanagement klassischer Verbraucher (DSM)) zur Verfügung.

Die Ergebnisse des Szenarioprojektes verdeutlichen den Wert und das Zusammenspiel vielfältiger Flexibilitätsoptionen im Zuge des Transformationsprozesses und bilden damit das quantitative Pendant zu den hier bisher geschilderten qualitativen Analysen. So findet sich auch die in Abbildung 20 dargestellt Logik eines flexiblen Zielsystems wieder, das sich aus verschiedenen Elementen zusammensetzt. Diese Elemente ergänzen sich und erleichtern insbesondere in Knappheits- und Überschusssituationen den Ausgleich von Angebot und Nachfrage. In diesem Sinne zeigen wir an dieser Stelle beispielhaft den Einsatz verschiedener Flexibilitätsoptionen in zwei Marktsituationen (Knappheit und Überschuss) in der deutschen Marktzone im Jahr 2030. Die Ergebnisse stammen aus einem Szenario, das sich durch die o. g. CO₂-Minderungsvorgaben

auszeichnet, durch ambitionierte Effizienzsteigerungen im Stromsektor, die bis 2050 durch die gleichzeitig steigende Stromnachfrage aus den Wärme- und Verkehrssektoren überkompensiert werden, sowie durch eher konservative Netzausbaupotenziale (sog. Netzrestriktionsszenario). Weitere Erläuterungen zu den Szenarien finden sich auch in Anhang A.1.

Jedes der beiden Diagramme in Abbildung 21 leitet Schritt für Schritt die Zusammensetzung der Stromlast her, zeigt die laststeigernden bzw. -senkenden Effekte der Flexibilitätsoptionen sowie den (verbleibenden) Teil der Last, der durch heimische Stromerzeugung gedeckt wird. Zu beachten ist bei der Interpretation der Ergebnisse, dass hier der kostenoptimale *Einsatz* der Flexibilitäten in zwei beispielhaften Situationen gezeigt wird – die Flexibilitätspotenziale sind nicht Teil der Abbildung und deutlich größer.

Abbildung 21: Einsatz von Flexibilitätsoptionen in Knappheits- (links) und Überschusssituationen (rechts): Modellergebnisse für die deutsche Marktzone im Jahr 2030



Quelle: Eigene Berechnungen.

Das linke Diagramm zeigt für die deutsche Marktzone die Situation mit der größten Knappheit im Jahr 2030, d. h. die Stunde mit dem höchsten Strompreis von knapp über 400 EUR/MWh. Die erste Säule zeigt die sog. Basislast, also die Last vor der Optimierung der Stromnachfrage flexibler Verbraucher. Der nächste Datenpunkt zeigt die Last der Elektro-Pkw (E-Pkw), die ihr Ladeverhalten am Strompreis ausrichten, soweit es ohne Anpassung des Fahrverhaltens möglich ist. Wir sehen in der Abbildung, dass die Last der E-Pkw auf null reduziert wird, und das Beladen der Fahrzeugbatterie aufgrund der hohen Strompreise in der Knappheitssituation in andere Stunden verschoben wird. Das Verbrauchsverhalten der elektrischen Wärmepumpen folgt grundsätzlich ähnlichen Prinzipien. Im Gegensatz zu den E-Pkw kann allerdings der Verbrauch der Wärmepumpen hier nicht vollständig verschoben werden, weil andernfalls der Wärmebedarf in dieser (Winter-) Stunde nicht gedeckt werden könnte. Es verbleibt daher eine Last von 8 GW aus Wärmepumpen (3. Position im Diagramm). Power-to-Heat (4. Position) wird nicht eingesetzt, da sich der Einsatz dieser Technologie nur bei niedrigen Strompreisen bzw. in Überschusssituationen lohnt. Für die bivalenten Oberleitungs-Lkw (O-Lkw, 5. Position) ist es günstiger, ihren Stromverbrauch angesichts der hohen Preise zu reduzieren und stattdessen ihren Verbrennungsmotor (hier mit treibhausgasneutralem Power-to-Liquid-Kraftstoff) als Antrieb zu nutzen (sog. Fuel-Switch). Diese Flexibilität kommt in der Knappheitssituation dem Stromsystem zugute, da sie die zu deckende Stromlast um -2 GW verringert. Das Lastmanagement klassischer Stromverbraucher (DSM, 6. Position), das ebenfalls die Last reduzieren könnte, kommt dagegen in dieser Situation nicht zum Einsatz, da die Opportunitätskosten des freiwilligen Lastverzichts höher sind als der Strompreis in dieser Knappheitssituation, d.h. es stehen noch ausreichend kostengünstigere Erzeugungsanlagen zur Verfügung.

In Summe liegt die optimierte Last bei 81 GW (7. Position). Zieht man davon die EE-Einspeisung in dieser Stunde in Höhe von 17 GW ab, erhält man die residuale Last in Höhe von 64 GW (8. Position), die durch heimische Erzeugung und internationalen Austausch gedeckt wird. Der Balken an der 8. Position zeigt eben diesen Austausch, der einem Nettoimport von 9 GW (bzw. einem Nettoexport von -9 GW) entspricht. Durch den Einsatz der diversen Flexibilitätsoptionen einschließlich des Netzes wird die Knappheit also abgemildert, sodass für die heimische residuale Erzeugung nur noch eine zu deckende Last von 55 GW (= 64 GW – 9 GW; 10. Position) verbleibt. Ausschlaggebend ist hier weniger die Höhe des Einsatzes der einzelnen Flexibilitätsoptionen, sondern ihr kostenoptimales Zusammenspiel. So wäre es in dieser Situation grundsätzlich möglich, die residuale Last bspw. durch DSM weiter abzusenken, da die Flexibilitätspotenziale deutlich größer sind als die hier eingesetzte Leistung. Stattdessen ist es kostengünstiger, den Ausgleich von Angebot und Nachfrage u. a. durch den internationalen Austausch und heimische konventionelle Stromerzeugung herbeizuführen. Der Dreiklang aus Angebot, Nachfrage und Netz führt hier zu der bestmöglichen Lösung.

Das rechte Diagramm in Abbildung 21 zeigt im Vergleich eine Überschusssituation (Indikator ist hier der niedrigste Preis des Jahres von rund 25 EUR/MWh). Die Basislast (1. Position) liegt mit 48 GW deutlich niedriger als in der vorherigen Situation. E-Pkw, Wärmepumpen und PtH (Positionen 2-4) nutzen nun die niedrigen Strompreise, um günstig ihre jeweiligen Speicher zu beladen bzw. die Wärmenachfrage zu decken. Der Verbrauch dieser Sektorkopplungstechnologien erhöht die Last in der Überschusssituation und unterstützt von dieser Seite den Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Der Fuel-Switch von Oberleitungs-Lkw und DSM kommen dagegen nicht zum Einsatz, da es bei niedrigen Strompreisen für diese Verbraucher keinen Anlass gibt, ihre Last zu reduzieren. Auch hier ist das Verbrauchsverhalten der Flexibilitätsoptionen anreizkompatibel bzw. im Sinne des Systems. In der betrachteten Situation liegt die optimierte Last bei 60 GW (7 Position). Aufgrund der hohen EE-Einspeisung von 71 GW (8. Position) ist die residuale Last negativ. Hier vervollständigt wieder das Netz den Flexibilitätsmix: der verbleibende überschüssige EE-Strom wird exportiert und somit vollständig vom Binnenmarkt aufgenommen (9. Position). Heimische konventionelle Stromerzeugung (heimische residuale Erzeugung) wird in dieser Situation nicht benötigt. Auch hier wäre es technisch grundsätzlich denkbar, bspw. mehr Power-to-Heat einzusetzen und die zusätzliche Wärme im Wärmespeichern zwischenspeichern – der gerade beschriebene Flexibilitätsmix kommt aber zu einer kostengünstigeren Lösung.

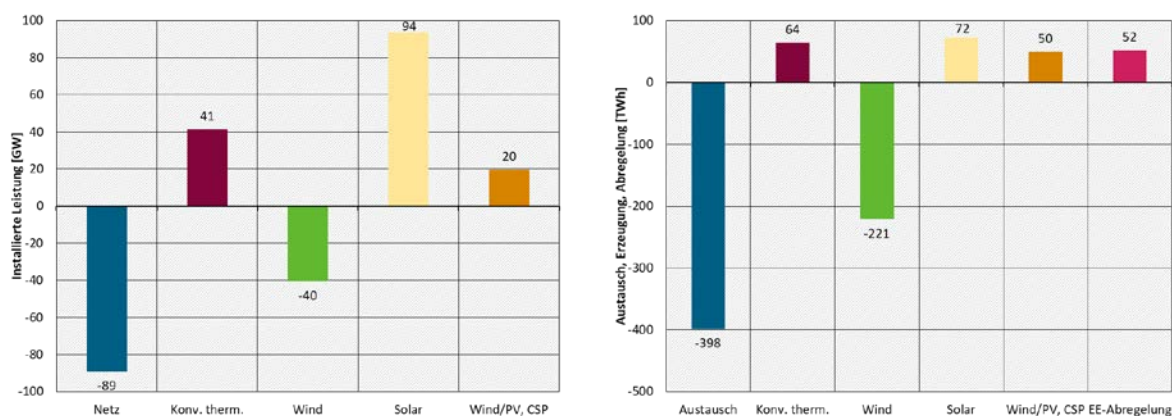
Alle in den Modellrechnungen untersuchten Flexibilitätsoptionen (bzw. ihre noch vielfältigeren Pendants in der Praxis) können folglich einen wertvollen Beitrag zur Stromversorgung leisten, insbesondere wenn sie bei hohen EE-Anteilen den erzeugten Strom integrieren bzw. den Bedarf an alternativen (fossilen) Stromerzeugungstechnologien reduzieren. Die neuen Verbraucher aus den benachbarten Sektoren können zudem einen wichtigen Beitrag zur Elektrifizierung und Dekarbonisierung dieser Sektoren leisten.

Wir werfen auf Basis der Modellergebnisse nun noch einen vertiefenden Blick auf das Netz bzw. den europäischen Binnenmarkt, die besonders wichtige Rollen im Stromsystem übernehmen, wie wir es bereits in Abschnitt 3.3.6 dargelegt haben und wie es auch die Ergebnisse des Szenarioprojektes zeigen.

Das Netz stellt – über den europäischen Strommarkt – Flexibilitätspotenziale in einer signifikanten Größenordnung bereit, deren Verfügbarkeit für den Strommarkt (mit Ausnahme temperaturabhängiger Schwankungen) sehr stabil ist. Gleichzeitig ist das Netz im Vergleich zu seinem hohen Nutzen und im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen eine relativ kostengünstige Technologie. Dementsprechend zeigen die Ergebnisse aller Szenarien im Schwesterprojekt, dass das Netz im Regelfall bis zu den jeweiligen jährlich vorgegebenen

Potenzialgrenzen ausgebaut wird. Die folgende Abbildung 22 zeigt, welchen Unterschied das Netz für die Transformation der Stromversorgung macht. Dafür zeigen wir die Differenzen der Leistung und Erzeugung ausgewählter Technologien zwischen einem Szenario mit umfassenden Netzausbaupotenzialen (sog. Basisszenario, s. Anhang A.1) und dem bereits oben analysierten Szenario mit demgegenüber eingeschränktem Netzausbau (Netzrestriktionsszenario). Wir betrachten in der Abbildung die Ergebnisse für die Modellregion als Ganzes (EU-19, NO, CH) im Jahr 2050, in dem wie gehabt ein CO₂-Minderungsziel von 99% gegenüber 1990 gilt.

Abbildung 22: Veränderung der Leistung und der Erzeugung ausgewählter Technologien durch eingeschränkten Netzausbau: Modellergebnisse für die Modellregion im Jahr 2050



Quelle: Eigene Berechnungen.

Das linke Diagramm in Abbildung 22 zeigt zunächst die Veränderung in der Leistung verschiedener Systemelemente. Durch die eingeschränkten Potenziale sind im Netzrestriktionsszenario europaweit 89 GW weniger Interkonnektorkapazitäten vorhanden. Aus diesem Grund kann der internationale Austausch in Knappheitssituationen weniger zur Deckung der Last beitragen, sodass mehr Stromerzeugungskapazitäten innerhalb der einzelnen Marktzone vorgehalten werden müssen – einschließlich 41 GW zusätzlicher konventioneller thermischer Kraftwerke. In einem auf die Dekarbonisierung ausgerichteten Stromversorgungssystem entspricht das einer Steigerung von 38%. Gleichzeitig können aufgrund der eingeschränkten Austauschmöglichkeiten weniger der sehr ertragreichen und günstigen EE-Standorte genutzt werden, um den Binnenmarkt mit CO₂-freiem Strom zu versorgen. Stattdessen müssen die EE-Kapazitäten anders verteilt werden, und auch weniger günstige Standorte kommen verstärkt zum Einsatz. An diesen anderen Standorten wird dann die jeweils nächstbeste Option (d. h. die Option, die den höchsten Nutzen (gemessen an Höhe und Struktur der Erzeugung) zu den geringsten Kosten bietet) zum Einsatz, sodass sich auch der Technologiemarkt ändert. Im oben gezeigten Ergebnis bedeutet das, dass aufgrund der niedrigeren durchschnittlichen Erträge mehr EE-Kapazitäten zur Erfüllung des gleichen Dekarbonisierungsziels benötigt werden, und dass die Nutzung der Windenergie zurückgeht, während die Solarenergie vermehrt eingesetzt wird.

Die geringeren Netzkapazitäten und die veränderte räumliche Allokation der Erzeugung führt insgesamt zu einem Rückgang des internationalen Stromaustauschs um -398 TWh (rechtes Diagramm in Abbildung 22). Analog zur Entwicklung der Kapazitäten kommen konventionelle Kraftwerke verstärkt zum Einsatz. Um die CO₂-Ziele einzuhalten, bedeutet das einen Einsatz des teuren, treibhausgasneutralen Power-to-Gas-Brennstoffs. Die Einspeisung erneuerbarer Energien (nach Abregelung) geht dagegen in Summe zurück. Gleichzeitig steigt die Abregelung der erneuerbaren Energien um 52 TWh, da die Überschüsse weniger gut im Binnenmarkt verteilt werden können. Das entspricht einer Steigerung der abgeregelten Mengen um 50%.

Die Ergebnisse unterstreichen damit die Bedeutung des Netzes und des europäischen Binnenmarktes für die Entwicklung des Stromsystems und eine erfolgreiche, kostengünstige Dekarbonisierung.

3.4 Bedeutung des Zielsystems für das Marktdesign

Die fundamentalen Eigenschaften der erneuerbaren Energien (siehe Abschnitt 2.2.1) bewirken, dass im Zuge des Transformationsprozesses der Energiewende und der Dekarbonisierung die Anforderungen an die Flexibilität des Stromversorgungssystems zunehmen werden. Die Nichtspeicherbarkeit des Gutes Strom erfordert grundsätzlich ein Mindestmaß an Flexibilität des Gesamtsystems, dessen Niveau durch die Eigenschaften erneuerbarer Energien gesteigert wird. Somit besteht in der Transformationsphase ein kontinuierlich ansteigender Flexibilisierungsbedarf.

Die Vielzahl der in Abschnitt 3.3 diskutierten Flexibilitätspotenziale zeigt, dass eine administrative Auswahl von einzelnen Optionen in Kombination mit einer selektiven Förderung nicht notwendig ist. Durch die Förderung spezifischer Flexibilitätsoptionen können andere ggf. besser geeignete Flexibilitätsoptionen verdrängt werden, wodurch Pfadabhängigkeiten entstehen würden. Den Wettbewerb entscheiden zu lassen, welche Optionen sich durchsetzen, hat demnach einige Vorteile gegenüber ordnungsrechtlichen oder regulatorischen Ansätzen.

Wie in Abschnitt 3.2 diskutiert, führen die Preissignale des EOM zu einer zielgerichteten Anreizwirkung für diejenigen Investitionsoptionen, die fundamental benötigt werden, wenn die Designelemente entsprechend ausgestaltet werden. Hierfür sind die zeitliche Granularität des Handels (beispielsweise 15-Minuten-Produkte) und die Möglichkeit ausreichend hoher Preise von entscheidender Bedeutung.

Dennoch besteht aufgrund der Leitungsgebundenheit des Gutes Strom die Notwendigkeit, die Schnittstelle zum natürlichen Monopol der Netzinfrastruktur regulatorisch auszugestalten. Eine vollständig wettbewerbliche Organisation aller Segmente des Versorgungssystems ist somit nicht sinnvoll. Die Auswirkungen des regulierten Segments können jedoch leicht zu Verzerrungen der angrenzenden, marktbasierten Elemente führen. Daher muss die Schnittstelle sorgfältig ausgestaltet werden, damit keine unnötigen Verzerrungen auftreten. Eine vollständige Beseitigung der verzerrenden Effekte ist in der Regel nicht möglich, wie die Diskussion zur Ausgestaltung der Abgaben- und Umlagen in Abschnitt 3.2.5 zeigt. Daher sind Abwägungen notwendig, die idealerweise nicht zu Lasten der Flexibilisierung gehen und gleichzeitig den Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen nicht beeinträchtigen.

Eine weitere Schnittstelle, an der die Ausgestaltung administrativer Preisbestandteile koordiniert werden sollte, ist der Übergang zwischen dem Stromsektor und den benachbarten Sektoren. Auch wenn der primäre Zweck der Sektorkopplung in der Dekarbonisierung liegt, ist es entscheidend, dass die Flexibilitätspotenziale sinnvoll genutzt werden. Die Ausgestaltung der Schnittstelle ist für die dahinterliegenden Märkte von entscheidender Bedeutung. Die Grundprinzipien, die für die Ausgestaltung der Strommarktdesignelemente gelten, finden für die sektorspezifischen Schnittstellen analog Anwendung.

4 Eckpunkte für ein Förderdesign für erneuerbare Energien

Im Folgenden werden grundlegende Ausgestaltungsformen der EE-Förderung und relevante Umsetzungsmodelle diskutiert. Darüber hinaus wird ein erster Ausblick auf die Bewertung der Mechanismen gegeben. Den Hintergrund für die Analysen bilden die Klima- und EE-Ziele der Bundesregierung. Der Anspruch der Untersuchungen ist dabei, innerhalb des energiepolitischen Dreiecks den effizienten und robusten Pfad zur Umsetzung dieser Vorgaben zu identifizieren.

Nichtsdestotrotz bzw. gerade deshalb stellt sich die Frage, ob implizite Erwartungen an Unterziele bestehen, die die Ausrichtung der Analysen beeinflussen könnten. Im Rahmen dieses Projektes streben wir an, ausgehend von den Anforderungen an ein EE-Fördersystem einen Designvorschlag zu entwickeln, der insbesondere auch für die zweite und dritte Transformationsphase geeignet ist. Das bedeutet zwangsläufig, dass der Startpunkt der Analyse nicht in den aktuellen Diskussionen zu kurzfristigen Anpassungen der Fördermechanismen liegt. Stattdessen werden zunächst grundlegendere Fragen gestellt. Diese lauten am Beispiel von Wind und PV unter anderem, wie ein Zubau im richtigen Verhältnis und in der richtigen Auslegung der Technologien erreicht werden kann. Außerdem werden langfristig ausgerichtete Fragen gestellt: Reicht der Marktwert auch bei sehr hohen EE-Anteilen zur Finanzierung des Ausbaus aus? Oder wird eine Förderung weiterhin notwendig sein? Wenn ja, welche Instrumente setzen langfristig die richtigen Anreize?

Die Analyse beginnt jedoch zunächst mit der Aufbereitung relevanter Grundlagen, die für die Beantwortung aller gestellten Fragen relevant sind.

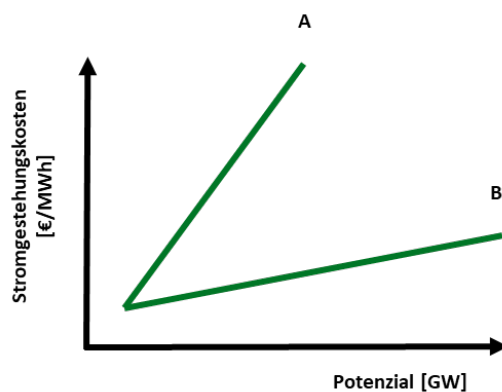
4.1 Grundlagen: Preis- oder Mengensteuerung

Bei der Förderung erneuerbarer Energien muss die Auswahl der grundlegenden Instrumente auf einer hohen Hierarchieebene getroffen werden, wie bei allgemeinen umweltökonomischen Herausforderungen. Auf dieser Ebene kann zwischen der Steuerung von Anreizen bzw. Strafen über Preise oder über Mengen unterschieden werden (Weitzman, 1974). In diesem Abschnitt werden anhand der konkreten Anwendung auf Fördersysteme die grundlegenden Mechanismen auf dieser obersten Hierarchiestufe erläutert.

Die Angebotskurve

Die Wahl des Instruments hängt in erster Linie von der Kostenstruktur der erneuerbaren Energien und somit von der Angebotskurve ab. Die Angebotskurve lässt sich aus den Kosten der Erzeugungsanlage und den Standortbedingungen ableiten und kann folglich auch als Kostenpotenzialkurve bezeichnet werden. Abbildung 23 zeigt zwei Angebotskurven, eine steile (A) und eine flache (B).

Abbildung 23: Kostenpotenzialkurven erneuerbarer Energien



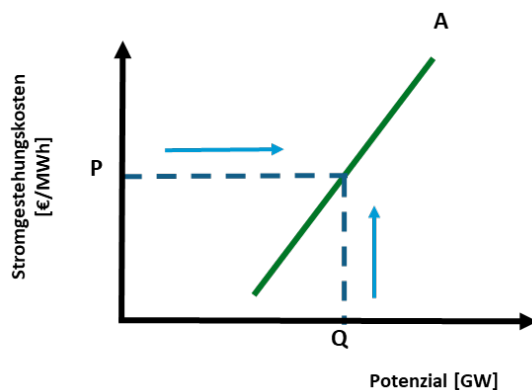
Quelle: Eigene Darstellung.

Ein steiler Verlauf der Angebotskurve bedeutet, dass für eine gegebene Technologie wenige gute Standorte verfügbar sind. Folglich steigen die spezifischen Erzeugungskosten, sobald auf schlechtere Standorte ausgewichen werden muss. Angebotskurve B hingegen zeichnet sich durch ein hohes Potenzial an guten Standorten aus, wodurch die spezifischen Kosten nur langsam ansteigen, da stets auf eine vergleichbare Standortqualität ausgewichen werden kann.

Das Fördersystem

Anreize für die Nutzung des in Abbildung 23 dargestellten Potenzials lassen sich entweder über die Vorgabe eines (Förder-) Preises oder über die Festlegung einer nachgefragten Menge steuern. Bei vollständigen Informationen über die Kostenstruktur der Angebotskurve führen beide Ansätze zu identischen Ergebnissen. Dies wird anhand von Abbildung 24 veranschaulicht.

Abbildung 24: Mengen- und Preissteuerung bei vollständiger Information



Quelle: Eigene Darstellung.

Wie in Abbildung 24 dargestellt, kann der Anreiz durch einen fixierten Preis P gesetzt werden, wodurch sich die Ausbaumenge Q ergibt. Alternativ kann die Menge Q nachgefragt werden, und der Preis P stellt sich als Marktergebnis ein.

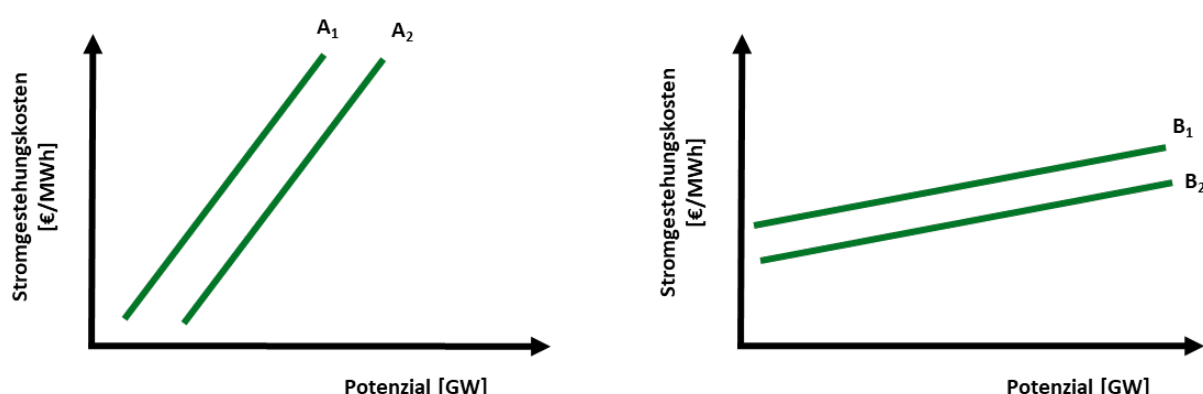
Unsicherheit

Die Annahme der vollständigen Information hinsichtlich der Kostenpotenzialkurven lässt sich in der Realität nicht seriös aufrechterhalten. Zum einen gibt es ein gewisses Maß an Unsicherheit bezüglich der verfügbaren Potenziale. Durch aufwendige Untersuchungen ließe sich diese Unsicherheit jedoch häufig zumindest teilweise einschränken. Zum anderen bestehen bei der

Förderung erneuerbarer Energien stets Kostensenkungspotenziale durch technologischen Fortschritt. Das langfristige Ziel von Fördersystemen liegt stets in der Herstellung der Wettbewerbsfähigkeit mit konventionellen Technologien. Inwiefern und unter welchen Bedingungen dies gelingen kann, wird an anderer Stelle diskutiert. An dieser Stelle spielt zunächst lediglich eine Rolle, dass technologischer Fortschritt durch die Förderung stattfindet und die Wirkung des Fortschritts auf die Umwandlungseffizienz und die Kosten bestehender Umwandlungstechnologien schwer abgeschätzt werden kann.

Durch die Berücksichtigung von Unsicherheit verändert sich die Perspektive auf die Mengen- und Preissteuerung. Unter Unsicherheit sind beide Ansätze nicht mehr äquivalent, sondern zeigen spezifische Vor- und Nachteile. Abbildung 25 zeigt eine steile (links) und eine flache Angebotskurve unter Unsicherheit.

Abbildung 25: Mögliche Verläufe von Kostenpotenzialkurven unter Unsicherheit



Quelle: Eigene Darstellung.

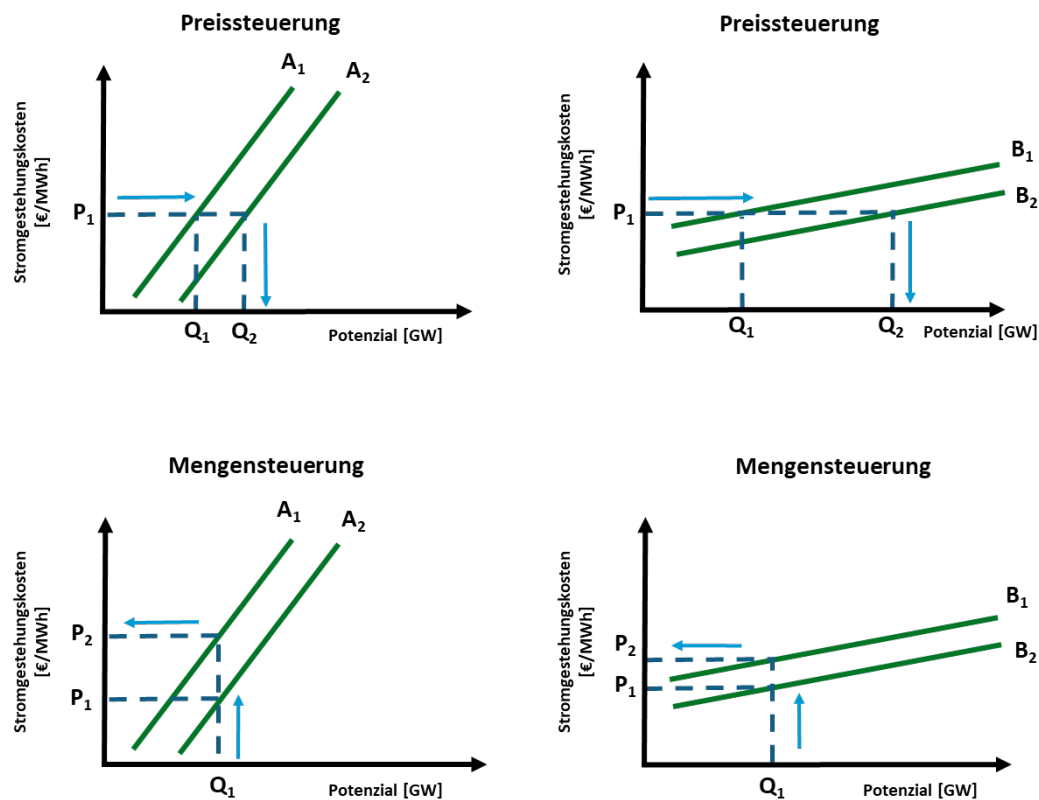
Abbildung 25 stellt jeweils zwei theoretisch mögliche Verläufe der Angebots- bzw. Kostenpotenzialkurven dar. Wir gehen jedoch von der Annahme aus, dass zumindest die Steigung der Kurve grob abgeschätzt werden kann. Das bedeutet, dass ein gewisses Maß an Sicherheit bezüglich des zur Verfügung stehenden Potenzials besteht. Die Unsicherheit über den Verlauf der jeweiligen Kurven stammt eher aus unvollständigen Informationen zu den exakten Potenzialqualitäten und den technologischen Kosten oder Wirkungsgraden.

Es ist wichtig zu bedenken, dass sich die o.g. Unsicherheiten nicht nur auf den aktuellen Zeitpunkt beziehen, sondern insbesondere auch auf die zukünftige Entwicklung der Kostenpotenzialkurven. Fördersysteme sollten idealerweise langfristig angelegt sein, um stabile Rahmenbedingungen bereitstellen zu können. Regelmäßige Justierungen führen dagegen zu politischer Unsicherheit bei Investitionsentscheidungen und zu regelmäßigen Verteilungsdiskussionen. Aus diesem Grund müssen Fördersystemen insbesondere der langfristigen Unsicherheit Rechnung tragen. Diese Unsicherheit wird beispielsweise dadurch getrieben, dass sich Technologien hinsichtlich ihrer Kosten oder Wirkungsgrade weiterentwickeln, bzw. dass aus politischen Gründen Potenziale freigegeben oder eingeschränkt werden können.

Mengen- und Preissteuerungen bei Unsicherheit

Wie bereits angedeutet, hat diese Form der Unsicherheit Auswirkungen auf die Vorteilhaftigkeit von mengen- bzw. preissteuernden Ansätzen. Abbildung 26 setzt die beschriebenen Angebotskurven in den Kontext der verschiedenen Ansätze.

Abbildung 26: Wirkung von Mengen- und Preissteuerung bei unsicheren Kostenpotenzialkurven



Quelle: Eigene Darstellung

Die beiden oberen Diagramme in Abbildung 26 stellen die Wirkung einer Preissteuerung dar. Im oberen linken Graphen werden zwei Ausprägungen einer steilen Angebotskurve unterstellt und im oberen rechten Graphen Varianten einer flachen Angebotskurve. Im Fall einer steilen Angebotskurve stellt sich bei einer Preissteuerung eine unsichere Menge ein. Aufgrund der Steigung der Angebotskurve fällt die Unsicherheit über die Mengen jedoch vergleichsweise gering aus. Im Fall einer flachen Angebotskurve kann sich dagegen das Mengenergebnis je nach ihrem tatsächlichen Verlauf sehr stark unterscheiden. Da der Preis fixiert und das Mengenergebnis unsicher ist, übersetzt sich das Ergebnis in schwer kalkulierbare Förderkosten.

Die beiden unteren Grafiken in Abbildung 26 stellen die Wirkungsweise einer Mengensteuerung dar. Wiederum zeigt der linke Graph steile und der rechte Graph flache Angebotskurven. Bei einer vorgegebenen Menge und einer steilen Angebotskurve kann der resultierende Preis bei Unsicherheit über den exakten Kurvenverlauf stark schwanken. Wiederum stellt sich ein vergleichsweise hohes Risiko für die absolute Höhe der Förderkosten ein. Im Fall einer flachen Angebotskurve schwankt der Preis bei einer Mengenvorgabe weniger stark, selbst wenn der exakte Verlauf der Kostenpotenzialkurve weiterhin unsicher ist.

Diese grundlegenden Zusammenhänge weisen darauf hin, dass eine Preissteuerung geringere volkswirtschaftliche Risiken in Bezug auf die Höhe der Förderkosten aufweist, wenn die Angebotskurve aller Voraussicht nach eine steile Steigung hat (im Vergleich zu einer flachen Steigung). Verläuft die Kostenpotenzialkurve hingegen flach, steigt das volkswirtschaftliche Risiko zur Fördermenge und damit zur Höhe der Förderkosten signifikant an, wenn eine Preissteuerung gewählt wird. Eine Mengensteuerung würde in diesem Fall die Unsicherheit über die Gesamtkosten erheblich reduzieren. In Bezug auf die Zielerreichung eines Mengenziels ist die (idealtypische) Mengensteuerung stets zielgenauer als die Preissteuerung. Im Falle von

Mindestausbauzielen ist bei einer Mengensteuerung eine Übererfüllung (zumindest innerhalb des Fördersystems) per Definition quasi ausgeschlossen, während sie bei einer Preissteuerung innerhalb des Fördersystems möglich ist. Umgekehrt kann eine Preissteuerung mit regulatorischer Preisfestlegung auch zu einer Unterschreitung des Mengenziels führen, während das bei einer Mengensteuerung mit freier Preisbildung (und unter sonst gleichen, idealtypischen Rahmenbedingungen) unwahrscheinlich ist.

Interpretation

Es stellt sich die Frage, unter welchen Bedingungen Angebotskurven welche spezifischen Steigungen aufweisen. In anderen Worten: Unter welchen Bedingungen gibt es ein großes kostengünstiges Potenzial und wann ist das Potenzial schnell aufgebraucht und wird rasch teurer? Im Wesentlichen hängt diese Frage von zwei Dimensionen ab:

- ▶ Räumliche Ausdehnung
- ▶ Technologische Verfügbarkeit

Theoretisch ließe sich noch die zeitliche Dimension als das Potenzial beeinflussende Dimension heranziehen, da ein späterer Zubau andere Auswirkungen auf die Kostenpotenzialkurve hat als ein früher Zubau. Die zeitliche Dimension ist in dieser Betrachtung jedoch implizit in der technologischen Verfügbarkeit berücksichtigt, sodass die Komplexität der Analyse an dieser Stelle reduziert werden kann, ohne strukturelle Optionen auszuschließen. Insofern muss bei der Interpretation der Kostenpotenzialkurve berücksichtigt werden, dass es sich um eine Momentaufnahme zu einem spezifischen Zeitpunkt handelt. Nichtsdestotrotz handelt es sich sowohl bei aktuellen als auch bei zukünftigen Kostenpotenzialkurven um Annahmen, die mit Unsicherheit über den exakten Verlauf verbunden sind.

Die Analyse der beiden Dimensionen Raum und Technologie lässt bereits grundsätzliche Schlüsse über die Vorteilhaftigkeit der Mengen- und Preissteuerung zu. Bezieht sich das Fördersystem auf eine kleine Fläche, bspw. auf ein kleines Land, wird ein steiler Verlauf der Kostenpotenzialkurve wahrscheinlich. Auch eine enge technologische Auswahl, bspw. aufgrund unzureichender Potenziale oder politischer Wünsche nach technologiespezifischer Förderung, übersetzt sich in eine steilere Angebotskurve. Ist das betrachtete Land hingegen groß, bzw. hat es ein großes Ressourcenpotenzial, dann kann davon ausgegangen werden, dass die Kostenpotenzialkurve tendenziell einen flachen Verlauf aufweist. Dies gilt insbesondere, wenn Wettbewerb zwischen Technologien zugelassen wird. In diesem Fall könnte die Unsicherheit bezüglich der Kostenentwicklung einer Technologie durch den Kostenverlauf einer anderen Technologie kompensiert werden. Dadurch verändern sich die spezifischen Positionen in der Kostenpotenzialkurve, jedoch bleibt es in Summe bei einem flachen Verlauf.

Aufgrund dieser Unsicherheiten haben sich die ursprünglich gewählten Ansätze in den seltensten Fällen über längere Zeiträume durchgesetzt. Häufig werden Hybridansätze designt, die spezifische Nachteile der Systeme abfangen sollen. In diesem Abschnitt wurde zunächst die Funktionsweise der beiden grundlegenden Ausgestaltungsoptionen erläutert. Im nächsten Abschnitt werden zusätzlich Hybridansätze diskutiert, um den Schritt von den grundlegenden Ansätzen zu realen Ausgestaltungsoptionen zu vollziehen.

4.2 Umsetzungsmodelle

Dieser Abschnitt befasst sich mit konkreteren Optionen, die bei der Umsetzung der oben beschriebenen grundsätzlichen Ansätze bestehen. Als Möglichkeiten zur Umsetzung der Mengensteuerung werden Ausschreibungen und Quotensysteme diskutiert. Als Instrumente der

Preissteuerung mit regulatorischer Festlegung der Vergütung beziehen wir eine feste Einspeisevergütung, Systeme mit fixen und variablen Prämien sowie Investitionszuschüsse in der Analyse mit ein. Abbildung 27 stellt die Optionen in einer Übersicht dar.

Abbildung 27: Übersicht von Fördermechanismen

EE-Förderung neben ETS									
Grundansatz / primäre Steuerung	Mengensteuerung					Preissteuerung			
Preisfindung	Quoten-system	Auktion				Regulatorische Festlegung			
Sekundärsteuerung (Hybrid-Ansatz)	Preisgrenzen / Banking / Borrowing					Degression / Admin-Anpassung / (atmender) Deckel			
Technologische Dimension	technologieneutral / technologiespezifisch								
Räumliche Dimension	lokal / national / länderübergreifend / europäisch / (global)								
	----- Beschaffung -----								
	Auszahlung / Vermarktung / Finanzierung								
Auszahlung / Vergütung	Zertifikats-preis	Einspeise-vergütung	Variable Prämie	Fixe Prämie	Invest-Zuschuss	Einspeise-vergütung	Variable Prämie	Fixe Prämie	Invest-Zuschuss
Vermarktung	dezentral	zentral	dezentral	dezentral	zentral / dezentral	zentral	dezentral	dezentral	zentral / dezentral
Finanzierung	Endkunden-preis	Umlage / Steuern				Umlage / Steuern			

Quelle: Eigene Darstellung.

Diese grobe Übersicht liefert eine Orientierung für die folgenden Abschnitte, in denen primär die beschaffungsrelevanten Designoptionen diskutiert werden. In einigen Fällen bietet es sich an, ebenfalls einzelne Aspekte der Auszahlung und der Vermarktung zu diskutieren, da beispielsweise bei den Ausschreibungen die Beschaffung mengengesteuert erfolgt, die Auszahlungsoptionen jedoch Parallelen zu den typischen preissteuernden Ansätzen aufweisen.

In den folgenden Abschnitten 4.2.1 bis 4.2.4 werden zunächst die preissteuernden Umsetzungsmodelle in ihrer grundlegenden Funktionsweise und Wirkung diskutiert, bevor diese Aspekte in den Abschnitten 4.2.5 bis 4.2.6 für die mengensteuernden Ansätze dargestellt werden. Die jeweilige räumliche Ausgestaltung dieser Instrumente steht in diesen Abschnitten nicht im Fokus, da sie primär von der Reichweite der zentralen Stelle abhängt. Somit ließen sich alle Regelungen je nach rechtlicher Grundlage auf einer Bandbreite zwischen lokaler und europäischer Abdeckung ausgestalten. In Abschnitt 4.3 bauen wir dann auf den geschaffenen Grundlagen auf und bewerten die Instrumente in der Gesamtschau. Daraus leiten wir Schlussfolgerungen über geeignete Fördermechanismen und Weiterentwicklungen (einschließlich der Ausweitung der räumlichen Dimension) für Stromsysteme mit (sehr) hohen EE-Anteilen ab.

4.2.1 Feste Einspeisevergütung

Eine feste Einspeisevergütung entspricht einer typischen Preissteuerung und wird an dieser Stelle als typisches Instrument der Preissteuerung mit regulatorischer Festlegung der Fördersätze betrachtet (grundsätzlich kann jedoch die Höhe der festen Einspeisevergütung auch in einer Ausschreibung ermittelt werden, s. Abbildung 27). Es gibt eine Vielzahl an spezifischen Weiterentwicklungen der Einspeisevergütungssysteme, die Degressionen der Vergütung und verschiedene Mengenbeschränkungen, wie z.B. Ausbaugrenzen und atmende Deckel, beinhalten.

Die Diskussion aller Hybridansätze übersteigt jedoch den Rahmen dieses Abschnitts. Daher wird an dieser Stelle lediglich die Reinform der Einspeisevergütung diskutiert.

Grundlegende Funktionsweise

Von einer zentralen Stelle wird ein Preis festgesetzt, zu dem erneuerbar erzeugter Strom abgenommen wird (bei der Ausschreibung ist die Vergütung dagegen das Ergebnis der Auktion). Der Erzeuger verkauft den Strom zum vorgegebenen Preis an einen vorgeschriebenen Abnehmer, z.B. den ÜNB, und übergibt somit die Verantwortung der Integration des Stroms in den Markt diesem Abnehmer. Erzeuger investieren so lange in die Technologie, bis die Stromgestehungskosten den festgelegten Preis erreichen. Der Abnehmer des erneuerbar erzeugten Stroms veräußert diesen an einem Marktplatz. Da der Marktpreis üblicherweise nicht ausreicht, um die Einspeisevergütung zu decken, müssen die Differenzkosten beglichen werden. Grundsätzlich lassen sich die Differenzkosten über verschiedene Finanzierungsmechanismen, z.B. über den Staatshaushalt (z. B. Steuereinnahmen) oder durch eine Umlage auf die Stromrechnung der Endkunden, decken.

Übliche Ausgestaltung

Üblicherweise ist ein Einspeisevergütungssystem technologiespezifisch ausgestaltet. Der Grund hierfür liegt in dem Bestreben Mitnahmeeffekte zu reduzieren, da die Kosten der verschiedenen Technologien teilweise signifikant auseinanderliegen. Dennoch gibt es Beispiele für technologieneutrale Einspeisevergütungssysteme.

Argumente für Einspeisevergütungssystem

Ein Grund, der häufig für Einspeisevergütungssysteme genannt wird, ist das reduzierte Risiko für Investoren, das die Beschaffung von Kapital vergünstigt (Gross et al., 2012, Ragwitz et al., 2007, etc.). Inwiefern dieses Argument ökonomisch geeignet ist, wird im Rahmen der Bewertung diskutiert. Die Erfahrung in Deutschland hat jedoch gezeigt, dass die Ausgestaltung des EEG zu einem signifikanten Wachstum erneuerbarer Energien geführt hat, wodurch der Mechanismus als effektiv bezeichnet werden kann.

Die technologiespezifische Ausgestaltung und die Berücksichtigung von Qualitätsunterschieden der Ressourcen durch das Konzept der Referenzanlagen haben zudem gezeigt, dass Mitnahmeeffekte und somit auch die Förderkosten reduziert werden können. Eine technologiespezifische Ausgestaltung erlaubt zudem die Förderung von Technologien, die noch nicht in der Nähe der Marktreife sind, wodurch Lerneffekte realisiert werden können.

Argumente gegen Einspeisevergütungssystem

Ein häufig genanntes Argument gegen eine feste Einspeisevergütung ist die unsichere Menge des Marktergebnisses. Sie führt dadurch zu Unsicherheiten über die volkswirtschaftlichen Kosten und somit auch über die von Endkunden zu tragenden Förderkosten. In Deutschland hat die Unsicherheit über den PV-Ausbau in den Jahren 2010-2012 zu signifikanten Kostensteigerungen geführt und das Marktgeschehen stark beeinflusst.

Der o.g. Effekt hängt auch stark damit zusammen, dass die Festlegung der Einspeisevergütung zunehmend zu einem politischen Prozess geworden ist, der anfällig für die Einflussnahme von Interessenvertretern ist. Das hat zur Folge, dass ursprüngliche Ziele zugunsten von Verteilungsfragen an Bedeutung verlieren.

Eine Herausforderung, die bei größeren Anteilen erneuerbarer Energien an Relevanz gewinnt, ist die Vermarktung durch den Abnehmer (z.B. ÜNB) der erneuerbaren Energien. Da dieser Abnehmer eine regulierte Instanz ist, hat er eine Sonderstellung im Markt und eine stark wachsende Verantwortung für die Vermarktung. Sowohl die Prognosegüte des Akteurs gewinnt

zunehmend an Relevanz für die Systemsicherheit als auch die Unsicherheit für anderen Marktteilnehmer darüber, welche Mengen der zentrale Abnehmer an den Markt gibt und welchen Einfluss die Mengen auf die Preisentwicklung haben.

4.2.2 Variable Prämie

Variable Prämien diskutieren wir an dieser Stelle als ein Instrument der Preissteuerung mit regulatorisch festgelegten Vergütungssätzen. Auf die Nutzung einer variablen Prämie als Auszahlungsmechanismus in mengensteuernden Ausschreibungsmodellen mit wettbewerblicher Bestimmung der Vergütungshöhe wird in einem späteren Abschnitt eingegangen. Preissteuerungen können in der Praxis auch mit ergänzenden mengensteuernden Elementen kombiniert werden. Im Folgenden betrachten wir zunächst nur die Reinform und gehen dann in Abschnitt 4.3 auf Hybrid-Ansätze ein.

Grundlegende Funktionsweise

Bei einer variablen Prämie im Rahmen einer Preissteuerung legt, wie auch bei der oben beschriebenen festen Einspeisevergütung, eine zentrale Stelle einen Vergütungssatz für den eingespeisten Strom fest. Ein zentraler Unterschied zur festen Einspeisevergütung liegt darin, dass bei der variablen Prämie der Erzeuger die Rolle des Vermarktungsverantwortlichen innehat. Dieser kann den Strom entweder selbst am Strommarkt veräußern oder an Aggregatoren verkaufen.

Der Vermarkter verkauft den Strom am Markt und erhält zusätzlich aus dem Fördersystem die Differenz zwischen einem zu definierenden Wert des Stroms (Marktwert) und der festgelegten Einspeisevergütung ex-post als Prämie ausgezahlt. Somit ist die Prämie, die der Vermarkter erhält, variabel und von der Höhe des Marktwertes abhängig. Die Gesamteinnahmen ergeben sich aus der Summe der variablen Prämie und der am Strommarkt erzielten Einnahmen. Der Vermarkter hat also die Motivation, den Strom bestmöglich zu veräußern, um seinen Gewinn über das Niveau der regulatorisch festgelegten Einspeisevergütung hinaus zu steigern.⁷

Die Details der Prämienberechnung einschließlich des dabei angelegten Marktwertes haben einen Einfluss darauf, welche spezifischen Anreize das Fördersystem entfaltet. Wir gehen im Folgenden von einer Ausgestaltung aus, die das Potenzial des variablen Prämiensystems zur Steigerung der Effizienz im Zubau und der Vermarktung gezielt ausschöpft. Auch die in Deutschland implementierte Variante der variablen Prämie, die sogenannte gleitenden Prämie (nach EEG 2012 und EEG 2014 als Preissteuerungsinstrument, ab EEG 2017 als Auszahlungsmechanismus in der Mengensteuerung), basiert auf dieser Grundausrichtung.

Wir betrachten daher eine Ausgestaltung, bei der die Prämie monatlich ex-post berechnet und dabei ein durchschnittlicher (bspw. deutschlandweiter) Marktwert angelegt wird. Dadurch entsteht für den Vermarkter der Anreiz, den individuellen Marktwert seiner Anlage über den durchschnittlichen Marktwert hinaus zu steigern, sodass er im Vergleich zum regulatorischen Vergütungssatz Zusatzeinnahmen erzielt. Für die Vermarktung des erzeugten Stroms bedeutet das auch, dass der Vermarkter die Stromerzeugung bei negativen Strompreisen reduziert, wenn die Kosten aus dem Verkauf zu negativen Strompreisen die (erwarteten) Einnahmen aus der Prämienzahlung übersteigen. Darüber hinaus besteht bereits bei der Projektentwicklung bzw. Investitionsentscheidung ein betriebswirtschaftlicher Anreiz, die Anlagenauslegung sowie den

⁷ In Deutschland und in Spanien haben die Direktvermarkter zusätzlich zur variablen Prämie eine Managementprämie erhalten, um die Marktanbindung und die Prognosekosten zu kompensieren. Hieraus sollte ursprünglich keine zusätzliche Gewinnmöglichkeit entstehen, sondern lediglich eine Gleichstellung gegenüber dem Vermarkter in der Einspeisevergütung. Aus diesem Grund ist die Managementprämie im Zeitverlauf gesunken.

Standort der Anlagen zur Maximierung des Marktwertes zu optimieren. Auf diese Weise verbessern sich die Chancen, dass Zusatzeinnahmen oberhalb der Einspeisevergütung erzielt werden können.

Übliche Ausgestaltung

Ebenso wie die feste Einspeisevergütung ist auch die variable Prämie üblicherweise technologie-spezifisch ausgestaltet (grundsätzlich ist jedoch auch eine technologie neutrale Ausgestaltung möglich). Wenn dementsprechend die Höhe der Einspeisevergütung pro Technologie festgelegt wird, dann wird typischerweise auch ein entsprechender technologiespezifischer Marktwert als Referenz angelegt, sodass sich die Höhe der (Zusatz-) Einnahmen einer Anlage an dem Verhältnis ihres individuellen Marktwertes zu dem durchschnittlichen Marktwert aller Anlagen der gleichen Technologie bemisst.

Im deutschen Modell der gleitenden Marktprämie wird für Onshore Windanlage zudem das sog. Referenzertragsmodell angewendet, das mit einem multiplikativen Faktor die Vergütung für Anlagen an unterdurchschnittlich schlechten Standorten anhebt und für Anlagen an überdurchschnittlich guten Standorten anhebt. Dieser Mechanismus führt zu einer breiteren Streuung der Standorte, sodass das Stromnetz entlastet wird. Es findet also ein Trade-Off zwischen höheren EE-Förderkosten und ggf. höheren Marktintegrationskosten einerseits und geringeren Netz- bzw. Engpassmanagementkosten andererseits statt. Im Idealfall werden die Gesamtkosten über beide Bereiche durch das Referenzertragsmodell reduziert. Da die Qualität des Trade-Offs jedoch von einer Vielzahl dynamischer Komponenten in Markt und Netz abhängt, erfordert ein sinnvoller Einsatz des Referenzertragsmodell eine kontinuierliche Prüfung des Verhältnisses von Kosten und Nutzen und bei Bedarf Anpassungen des Instruments.

In variablen Prämiensystemen lässt sich neben der umfänglichen Auszahlung für jede erzeugte Energiemenge auch ein Mengenkontingent für jede Anlage festlegen, also eine Begrenzung der Prämienzahlung auf eine vorgegebene eingespeiste Strommenge. Diese Vorgehensweise ist ein Hybridansatz zwischen einem Investitionszuschuss (s.u.) und einer variablen Prämie. Der Effekt, der damit erzielt wird, liegt in der Wirkung auf die Vermarktungsstrategie. Da nur ein Teil der Energiemenge eine Prämie erhält, entfällt die Motivation, den Strom auch bei negativen Strompreisen zu verkaufen.

Argumente für eine variable Prämie

Die variable Prämie setzt auf die Entfaltung von Effizienzanreizen bei der Vermarktung des erneuerbaren Stroms. Die Vermarkter können ihren Gewinn steigern, wenn es ihnen gelingt, den Strom besser als der angelegte Durchschnitt zu vermarkten. Die bessere Vermarktung kann beispielsweise durch optimierte Handelsstrategien oder durch bessere Prognosen erreicht werden. Dadurch, dass die Verantwortung für die Vermarktung bei den Erzeugern und nicht bei einer zentralen Stelle liegt, erhöht sich auch die Anzahl der am Markt aktiven Akteure. Ebenso ist die Möglichkeit einer betriebswirtschaftlich bedingten Abregelung im Vergleich zu einer zentralen Abregelungsvorgabe sinnvoller. Insgesamt erleichtert die variable Prämie im Vergleich zur Einspeisevergütung die Marktintegration des EE-Stroms.

Aufgrund der Vergütungsstruktur bestehen zudem bereits bei der Investitionsentscheidung Anreize, die Anlagenauslegung und den Standort zu optimieren, sodass der Marktwert der Anlage gesteigert wird. Diese zentralen Effizienzanreize erhöhen in Summe die Effizienz der Streuung der Investitionen über verschiedene Anlagentypen und -Standorte. Gleichzeitig sind die Investoren bzw. Vermarkter gegen langfristige Strompreissrisiken abgesichert, da sich die Höhe der Vergütung an Veränderungen im Strompreisniveau anpasst.

Argumente gegen eine variable Prämie

Da es sich bei dem hier betrachteten variablen Prämiensystem ebenso wie bei der festen Einspeisevergütung um eine Preissteuerung mit regulatorischer Festlegung der Vergütungssätze handelt, gelten die o.g. Nachteile einer festen Einspeisevergütung mit regulatorischer Preisfestlegung in den Grundzügen auch für variable Prämiensysteme mit regulatorischer Preisfestlegung. So gilt ebenfalls für das Prämiensystem, dass aufgrund der Unsicherheit über die EE-Mengen, die über den regulatorisch festgelegten Vergütungssatz angereizt werden, auch Unsicherheiten über die volkswirtschaftlichen Kosten und die von Endkunden zu tragenden Förderkosten bestehen. Da die Prämienzahlungen variieren, besteht allerdings die Chance, dass bei einer bspw. durch einen Strompreisanstieg ausgelösten Marktwertsteigerung die Zahlung pro Megawattstunde eingespeisten EE-Stroms sinken (theoretisch bis auf null). Des Weiteren besteht im variablen Prämiensystem ebenso wie bei anderen Instrumenten der Preissteuerung mit regulatorischer Festlegung der Vergütung kein Wettbewerb um die Teilnahme am Fördersystem, sodass Potenziale zur Effizienzsteigerung teilweise ungenutzt bleiben. Diese Nachteile treffen jedoch nur für die Ausgestaltung der variablen Prämie als Preissteuerung mit regulatorischer Festlegung der Prämienhöhe zu (diesbezüglich besteht eine deutlich andere Bewertung bei einer variablen Prämie im Rahmen der Mengensteuerung).

4.2.3 Fixe Prämie

An dieser Stelle wird die fixe Prämie analog zu den vorherigen Instrumenten als eine Möglichkeit der Preissteuerung mit regulatorischer Festlegung der Vergütung diskutiert. Auf die Kombination mit einer Ausschreibung wird im Abschnitt über Ausschreibungssysteme eingegangen. Wie bereits oben erwähnt, können Preissteuerungen in der Praxis auch mit ergänzenden mengensteuernden Elementen kombiniert werden. Im Folgenden betrachten wir wiederum zunächst die Reinform und gehen dann in Abschnitt 4.3 auf Hybrid-Ansätze ein.

Grundlegende Funktionsweise

Ebenso wie bei der variablen Prämie wird die fixe Prämie in der Preissteuerung durch eine zentrale Stelle festgelegt. Der Unterschied zwischen den beiden Prämientypen liegt darin, dass die fixe Prämie nicht mit dem Strompreis bzw. Marktwert variiert, sondern einmalig ex-ante festgelegt und dann zusätzlich zum Strompreis ausgezahlt wird. Bezüglich der Anreize zur bestmöglichen (d. h. Marktwert-maximierenden) Anlagen- und Standortwahl sowie zu einer effizienten kurzfristigen Vermarktung sind beide Prämiensysteme vergleichbar. Das Design der fixen Prämie bedeutet aber, dass ein niedrigeres Strompreis- bzw. Marktwertniveau nicht durch höhere Prämienzahlungen ausgeglichen wird. Die Erzeuger tragen also im Gegensatz zur variablen Prämie das langfristige Strompreisrisiko. Umgekehrt wird die Prämie allerdings auch dann weiterhin in voller Höhe gezahlt, wenn das Strompreis- bzw. Marktwertniveau ansteigt.

Zum Ausgleich eines höheren Risikos verlangen Investoren in der Regel eine höhere Risikoprämie. Diese kann grundsätzlich bei der regulatorischen Festlegung der fixen Prämie eingepreist werden, jedoch steigt dadurch die Komplexität der Festlegung und aufgrund der Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und Marktteilnehmern die Unsicherheit über die in der Preissteuerung angereizten EE-Mengen. Aus Sicht der Investoren führt ein höheres Marktrisiko typischerweise auch dazu, dass der Wert von Absicherungsgeschäften steigt. Beispielsweise können langfristige Abnahmeverträge für den EE-Strom ein Mindestniveau für die Einnahmen an den Märkten garantieren. Auch die Optimierung von Anlagen-, Standort- oder Technologie-übergreifenden Portfolien kann die Absicherung von Marktrisiken seitens der Investoren unterstützen.

Übliche Ausgestaltung

Ebenso wie bei der variablen Prämie kann die Auszahlung umfänglich für jede erzeugte Energiemenge oder über ein anlagenspezifisches Mengenkongingent organisiert werden. Des Weiteren kann auch die fixe Prämie sowohl technologie-neutral als auch technologiespezifisch ausgestaltet werden. Eine technologie-neutrale Prämie verändert im Vergleich zur technologiespezifischen Prämie den Mix der zugebauten EE-Technologien. Es findet aber weiterhin kein Wettbewerb um die Teilnahme am Fördersystem statt, sodass in dieser Hinsicht keine zusätzlichen Effizienzgewinne erzielt werden. Stattdessen sind die Mitnahmeeffekte im Vergleich zu einer technologiespezifischen Prämie in der Regel höher. An dieser Stelle wird daher davon ausgegangen, dass die Wahl in der Regel auf eine technologiespezifische Ausgestaltung fällt.

Eine Designoption, um das Risiko für Investoren bei sinkendem Strompreis- bzw. Marktwertniveau zu begrenzen, ist die Einführung einer Untergrenze für die Gesamteinnahmen der Erzeuger (eine solche Ausgestaltung wäre bereits relativ nahe an der variablen Prämie). Unterschreitet die Summe aus Strommarkteinnahmen und Prämie diese Grenze, wird der Differenzbetrag aus dem Fördersystem beglichen. Umgekehrt kann eine Obergrenze dazu beitragen, dass bei steigendem Strompreis- und Marktwertniveau Renten abgeschöpft und die Förderkosten gesenkt werden. Diese Art der Grenzen erhöht die (administrative) Komplexität des Fördersystems, und reduziert die Risiken der Investoren ebenso wie die entsprechenden Anreize zum Risikomanagement.

Argumente für eine fixe Prämie

Ähnlich wie die variable Prämie und im Gegensatz zur festen Einspeisevergütung setzt die fixe Prämie Anreize für eine Marktwert-steigernde Anlagen- und Standortwahl sowie für eine effiziente kurzfristige Vermarktung des Stroms. Durch eine fixe Prämie lassen sich darüber hinaus prinzipiell zusätzliche Marktkräfte entfalten, da Anreize für Absicherungsgeschäfte gegen längerfristige Schwankungen im Strompreisniveau sowie für Portfolio-basiertes Risikomanagement gesetzt werden. Das kann in Summe zu einer effizienteren Streuung der Investitionen über verschiedene Technologien und Standorte sowie zur Entwicklung innovativer, an den EE-spezifischen Bedarf angepasster Finanzierungs- und Vermarktungsstrategien beitragen.

Argumente gegen eine fixe Prämie

Bei der fixen Prämie trägt der Investor die Risiken der langfristigen Strompreisentwicklung und ist damit den Marktkräften stärker ausgesetzt als in Systemen mit variabler Prämie oder fester Einspeisevergütung. Die Bewertung dieses Elementes hängt von den Zielen des Fördersystems ab. Durch das Zulassen von umfassenderen Marktkräften zur Ausschöpfung weiterer Effizienzpotenziale steigt gleichzeitig auch das Risiko einer Investition. Somit nähern sich u. a. auch die Kriterien für die Kosten der Kapitalbeschaffung den üblichen marktwirtschaftlichen Bedingungen an. Wie häufig stehen den zusätzlichen Risiken auch zusätzliche Chancen auf Mehreinnahmen gegenüber, da die Förderzahlungen bei steigendem Strompreis- bzw. Marktwertniveau nicht reduziert werden. Insgesamt ist jedoch davon auszugehen, dass Investoren bei einer fixen Prämie höhere Risikoprämien bzw. Fördersätze fordern (dies gilt auch bei Ausschreibungen mit fixen Prämien als Auszahlungsmechanismus).

Wie bereits dargelegt, könnte diese Risikoprämie grundsätzlich in den Fördersatz eingepreist werden. Allerdings ist die Bestimmung einer angemessenen Risikoprämie für den Regulierer herausfordernd. Die Wahrscheinlichkeit, dass der durch die Förderung angestrebte EE-Ausbau mit hinreichender Genauigkeit erreicht wird, sinkt daher weiter. Insbesondere bei aus Klimaschutzgründen ambitioniert gesetzten EE-Zielen, die innerhalb eines begrenzten Zeitraums einen signifikanten Ausbau erfordern, müssten die höheren Risiken für Investoren mit einer höheren Prämienzahlung kompensiert werden, um eine robuste Zielerreichung zu gewähr-

leisten. Dies steigert in der Tendenz die Förderkosten, wozu auch die Weiterzahlung der Prämie in gleicher Höhe bei steigenden Strompreisen bzw. Marktwerten beiträgt.

Werden regulatorische Unter- und Obergrenzen für die Gesamteinnahmen eingeführt, sinken einerseits die Risiken und Chancen der Erzeuger, sodass auch die geforderte Risikoprämie niedriger ausfällt. Andererseits können die Förderkosten für Verbraucher gesenkt werden. Je enger diese Grenzen gesetzt werden, desto mehr nähert sich die Anreizstruktur der variablen Prämie an.

4.2.4 Investitionszuschuss

Investitionszuschüsse können administrativ vorgegeben oder durch Ausschreibungen ermittelt werden. Wiederum wird an dieser Stelle lediglich die administrative Vorgabe diskutiert.

Grundlegende Funktionsweise

Investitionszuschüsse sind die konsequente Umsetzung einer fixen Prämie mit Mengenkontingentierung. Jedoch wird beim Investitionszuschuss die Auszahlung nicht an erzeugte Energiemengen geknüpft, sondern lediglich an die Investition in Erzeugungskapazität. Die Stromerzeugung wird in der Folge nicht weiter bezuschusst, sondern unterliegt vollständig der betriebswirtschaftlichen Kalkulation der Betreiber.

Übliche Ausgestaltung

Bei der administrativen Festlegung des Investitionszuschusses bietet es sich wie auch bei den anderen Preissteuerungssystemen an, technologiespezifisch vorzugehen, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden.

Argumente für Investitionszuschüsse

Bei dargebotsabhängigen EE-Technologien besteht ein Großteil der Gesamtkosten aus Fixkosten. Aus diesem Grund bietet es sich an, die Förderung an den fundamentalen Kostenbestandteilen auszurichten.

Zudem basiert die Preisgestaltung in diesem Fall ausschließlich auf den tatsächlichen Grenzkosten, wodurch eine Verzerrung von Geboten am Strommarkt durch die energiebasierte Förderung vermieden werden kann.

Argumente gegen Investitionszuschüsse

Die Gefahr bei der Förderung von Erzeugungsleistung ist, dass die Leistung eine schlechte Qualität hat und folglich die Energieausbeute niedrig ist. Dies kann beispielsweise der Fall sein, wenn die Qualität der installierten Anlage gering ist oder Wartungen nicht regelmäßig durchgeführt werden und ein Anlagenstillstand nicht umgehend behoben wird. Aus diesem Grund bietet es sich an, das Ziel zu fördern, das erreicht werden soll. In diesem Fall liegt die Motivation der EE-Förderung in der Erzeugung erneuerbaren klimaneutralen Stroms.

Der erwünschte Effekt einer Vermeidung von Preisverzerrungen kann effizienter durch die o.g. Mengenkontingentierung bei variablen und fixen Prämien realisiert werden, ohne die Nachteile einer Leistungsförderung in Kauf nehmen zu müssen.

4.2.5 Quotensysteme

Quotensysteme sind neben Ausschreibungsmodellen typische Instrumente der Mengensteuerung.

Grundlegende Funktionsweise

Energieversorgungsunternehmen (EVU) werden verpflichtet, eine Mindestmenge erneuerbare Energien in ihr Vermarktungsportfolio zu integrieren. Als Nachweis dienen handelbare Zertifikate, deren Volumen dem entsprechenden Anteil an der insgesamt verkauften Strommenge entsprechen muss. EVU stellen somit die Nachfrager nach erneuerbaren Energien dar. Betreiber erneuerbarer Energieanlagen erhalten für jede erzeugte Energiemenge (z.B. pro MWh) ein Zertifikat als Nachweis. Sie stellen somit die Anbieterseite dar. Das letzte Zertifikat, das zur Deckung der Nachfrage herangezogen werden muss, setzt somit den Preis. Vereinfacht ausgedrückt entspricht der Zertifikatspreis den Stromgestehungskosten abzüglich des am Strommarkt erzielten Wertes. Somit gibt es einen natürlichen Ausgleich der beiden Preise. Bei hohen Strompreisen ist der Wert am Markt entsprechend hoch und der Zertifikatspreis kann sinken. Bei niedrigen Großhandelspreisen ist der EE-Wert gering und der Zertifikatspreis steigt dementsprechend.

Übliche Ausgestaltung

Das Quotensystem bietet die Möglichkeit, ein idealtypisches Mengensteuerungsinstrument darzustellen, in dem ohne zusätzliche Kriterien jede erneuerbar erzeugte Strommenge zur Zielerreichung beitragen kann. Eine technologieneutrale, internationale Ausgestaltung beinhaltet definitionsgemäß das umfangreichste Potenzial für eine kostengünstige Zielerfüllung. Das gemeinsame schwedisch-norwegische Quotensystem stellt ein Beispiel für eine derartige Ausgestaltung dar.

Eine große Anzahl internationaler Beispiele für Quotensysteme weist technologiespezifische Komponenten in Form von prozentualen Mindestzielen bestimmter Technologien oder Multiplikationsfaktoren für ausgewählte Technologien auf. Beispielsweise haben viele Staaten der USA Mindestziele für Solarenergie innerhalb des Quotensystems, und im Renewable Obligation System in Großbritannien erhalten Solar- und Offshore-Technologien mehr Zertifikate als Onshore-Wind.

Argumente für Quotensysteme

Die Hauptargumente für ein idealtypisches Quotensystem liegen in der effektiven und kosteneffizienten Zielerreichung. Die potenziellen Effizienzvorteile reduzieren sich mit einer zunehmenden Technologiespezifizierung und mit einer Reduktion der erschließbaren Potenziale. Daher sollten Quotensysteme möglichst großflächig ausgestaltet sein.

Darüber hinaus bestehen zwei negativ korrelierte Einkommensströme für Anbieter von Zertifikaten. Dadurch reduziert sich das spezifische betriebswirtschaftliche Risiko in Bezug auf die Strompreisentwicklung gegenüber einer Ausschreibung mit fixen Prämien, in denen EE-Anlagenbetreiber der Schwankung des Strompreises vollständig ausgesetzt sind und keine direkte Kompensationsmöglichkeit haben.

Argumente gegen Quotensysteme

In Quotensystemen werden die wahren Risikokosten von erneuerbaren Energien offengelegt. Das ist eher ein politisches als ein ökonomisches Gegenargument. Trotz des beschriebenen Kompensationseffekts zwischen Strompreis und Zertifikatspreis ist das Investitionsrisiko höher als in Fördersystemen, die ex-post eine Vergütungsanpassung vornehmen (z. B. variable Prämie). Dadurch können insbesondere die Kapitalkosten der Investition ansteigen. Inwiefern die Steuerung des Risikos zur Organisation von Fördersystemen geeignet ist, wird im Bewertungsabschnitt diskutiert.

Ein weiteres politisches Gegenargument ist die größere Unsicherheit des Marktergebnisses. Es kann zwar davon ausgegangen werden, dass die Ziele kosteneffizient erfüllt werden, der Ausbaupfad unterliegt jedoch den Entscheidungen der Marktteilnehmer. Dazu gehört bei einer länderübergreifenden Ausgestaltung auch die Standortwahl, die neben den vorherrschenden Marktwerten auch von nationalen Besonderheiten, wie z.B. Geländeeinschränkungen, Steuersystemen, Netzanschlusskosten, etc. abhängt.

Daneben bestehen erhebliche Unsicherheiten bei den Erlösen aus den Zertifikaten für den Fall, dass die Ziele im Nachhinein verändert werden.

4.2.6 Ausschreibungen

Ausschreibungen gehören ebenfalls zu den Mechanismen der Mengensteuerung, bei denen eine administrativ festgelegte Menge ausgeschrieben wird und sich der Preis als Ergebnis des Beschaffungsprozesses darstellt. Ausschreibungen dienen dementsprechend auch der wettbewerblichen Preisfindung. In jüngster Vergangenheit haben Ausschreibungen wieder eine größere Verbreitung erfahren. Es gibt inzwischen auch aus dem deutschen Ausschreibungssystem erste Erfahrungswerte, die an späterer Stelle in die Bewertung einfließen.

Grundlegende Funktionsweise

In einer ausschreibungsbasierten Beschaffung wird eine Energiemenge oder eine Leistung von staatlicher Stelle ausgeschrieben. Die Auszahlungsmechanismen (feste Einspeisevergütung, variable Prämie, feste Prämie, Investitionszuschuss) spielen eine relevante Rolle in der Ausgestaltung der Ausschreibungen. Dennoch diskutieren wir an dieser Stelle primär den Beschaffungsmechanismus.

Bei der Beschaffung können verschiedene Vorgaben gemacht werden, die sich auf räumliche Ausdehnung, technologische Kriterien oder Anbietergruppen beziehen können. Grundsätzlich ist es möglich sehr offene Ausschreibungen durchzuführen, deren Realisierungsrate durch Vorgaben bei der Angebotsabgabe und durch Pönalen bei Nichterfüllung beeinflusst werden kann. Aus politischen Gründen können jedoch auch Zusatzkriterien berücksichtigt werden, die einer Einschränkung oder Besser- bzw. Schlechterstellung einzelner Standorte, Technologien oder Anbietergruppen dient, wodurch das Effizienzpotenzial in der Regel zugunsten der gewünschten Verteilungseffekte eingeschränkt wird.

Übliche Ausgestaltung

Ausschreibungssysteme werden in frühen Phasen der Entwicklung häufig technologiespezifisch ausgestaltet. Durch die niedrigere Komplexität im Vergleich zu technologieübergreifenden Ausschreibungen und die überschaubare Auswahl an Stellschrauben lassen sich leichter Erfahrungswerte sammeln. Dies ist beispielsweise relevant für die Realisierungsrate oder die Anbieterauswahl. Mit dem Ziel einer großen Anbieterbandbreite und zur Steigerung der Akzeptanz wurden in Deutschland zur Einführung der Ausschreibungen vereinfachte Bedingungen für Bürgerwindparks festgelegt. Derlei Regelungen können unerwünschte Nebenwirkungen in Form höherer Förderkosten mit sich bringen und im ungünstigsten Fall sogar das ursprüngliche Ziel verfehlen, indem diese Vorgaben ausgenutzt werden. Mit der Berücksichtigung derartiger Erfahrungswerte lassen sich üblicherweise akzeptable Ausgestaltungsvarianten organisieren, und anfänglich bewusst in Kauf genommene Ineffizienzen können über entsprechende Weiterentwicklungen reduziert werden.

Im Vergleich zu preissteuernden Fördersystemen mit regulatorisch festgelegten Fördersätzen können technologiespezifische Ausschreibungen bereits die Transparenz und den Wettbewerb erhöhen, da das ausgeschriebene Mengenkontingent an die Teilnehmer mit den niedrigsten

Preisgeboten vergeben wird. Dieser Wettbewerb kann sich positiv auf die Effizienz auswirken und auch langfristig positive Folgeeffekte entwickeln: Eine Studie zu Start-Ups hat gezeigt, dass die Chancen eines Unternehmens auf nachhaltigen Erfolg steigen, wenn sie direkt zu Beginn ihrer Entwicklung einem hohen Wettbewerbsdruck ausgesetzt sind (vgl. Burke/Hussels, 2013). In diesem Fall lernen sie mit knappen finanziellen Ressourcen zu operieren und werden kreativ. Start-Ups, die zu Beginn finanziell wohlwollend ausgestattet und wenig Wettbewerb ausgesetzt sind, gehen mit den Ressourcen häufig freizügiger um und verstricken sich in Nebenaktivitäten, anstatt sich zu fokussieren. In der Konsequenz geht ein größerer Teil dieser Gruppe in die Insolvenz, spätestens wenn das Wettbewerbsniveau steigt.

Mit zunehmender Erfahrung aus den technologiespezifischen Ausschreibungen kann der Wunsch entstehen, den Wettbewerb auszuweiten, um weitere Effizienzpotenziale zu heben. Dies kann bspw. durch länderübergreifende technologiespezifische Ausschreibungen erfolgen, in denen Nachbarländer kooperieren. Eine andere Möglichkeit besteht darin, mehrere Technologien zu einer Ausschreibung zuzulassen. Beide Optionen führen zu zusätzlichen Herausforderungen bei der konkreten Ausgestaltung der Ausschreibungen. Jedoch können länder- oder technologieübergreifende Ausschreibungen insbesondere in fortgeschrittenen Phasen des EE-Ausbaus und bei deutlich steigenden Ansprüchen an die Kosten der Förderung und die Marktintegration dazu beitragen, den effizienten geografischen und technologischen Mix über Wettbewerb zu offenbaren.

Beide Ausgestaltungsoptionen können allerdings Verteilungsfragen zwischen Ländern oder Technologien hervorrufen. Die Abwägung zwischen Fragen der Effizienz und der Verteilung findet sich häufig bei der Ausgestaltung von Instrumenten. Die Entscheidung für eine spezifische Gewichtung beider Aspekte wird von einer Vielzahl an Faktoren beeinflusst, zu denen u. a. auch nationale Klimaziele und industriepolitische Strategien (Schaffung oder Erhalt von heimischen Industriestandorten und Arbeitsplätzen etc.) zählen. Es zeigt sich jedoch oftmals, dass Ausgestaltungen, die eine Anbietergruppe oder eine Technologie von Wettbewerb abschirmen, nur vorübergehend erfolgreich sind, wenn es fundamentale Gründe dafür gibt, dass diese Gruppe weniger wettbewerbsfähig ist. Wenn eine Akteursgruppe auch längerfristig signifikante, fundamentale Wettbewerbsnachteile hat, dann führt eine spezifische Förderung dieser Gruppe zu Effizienzverlusten, steigenden Zusatzkosten und negativen Effekten auf die Akzeptanz der Förderung. Eine Steigerung des Wettbewerbs kann dazu führen, dass betriebliche Anpassungen und Effizienzsteigerungen erfolgen, oder dass im Extremfall Geschäftsmodelle oder -Bereiche aufgegeben werden. Es ist jedoch dieser steigende Wettbewerb, der zu Innovationen und zu einer nachhaltig erfolgreichen Entwicklungen führen kann. Um einen Mittelweg zwischen Verteilungs- und Effizienzaspekten zu finden, weitere Erfahrungen zu sammeln und Übergänge friktionsfrei zu gestalten, können technologie- oder länderübergreifende Ausschreibungen auch als Ergänzung zu bestehenden nationalen, technologiespezifischen Ausschreibungen eingeführt werden.

Argumente für Ausschreibungen

Ausschreibungen können dazu beitragen, die wahren Kosten einer Technologie zu offenbaren und somit effiziente Fördersätze zu ermitteln. Hierin liegt ein wesentlicher Vorteil gegenüber Preissteuerungen mit regulatorisch festgelegten Fördersätzen. Über die Wahl des Auszahlungsmechanismus im Ausschreibungssystem besteht dennoch eine Verknüpfung zu den oben beschriebenen Modellen der Preissteuerung. Sowohl variable als auch fixe Prämien lassen sich sinnvoll mit Ausschreibungen kombinieren. Analog zu den Ausgestaltungen mit regulatorisch festgelegten Fördersätzen (s. Abschnitte 4.2.2 und 4.2.3) spielt in beiden Prämiendesigns der Marktwert der Technologien eine Rolle für das betriebswirtschaftlichen Kalkül der Anbieter, wodurch Anreize für eine Marktwert-optimierende Standortauswahl und

Auslegung der Technologien zum Tragen kommen und gleichzeitig werden auch Anreize für eine effiziente Vermarktung und Integration des EE-Stroms gesetzt.

Wie oben beschrieben, liegen die wesentlichen Unterschiede zwischen den Prämiendesigns in der Allokation des langfristigen Strompreis- bzw. Marktwerttrisikos. Bei einer fixen Prämie ist zu erwarten, dass die Anbieter einen Risikoaufschlag in ihre Gebote einpreisen, der im Vergleich zu einem variablen Prämiendesign zu höheren Geboten und Fördersätzen führt. Demgegenüber stehen die bereits besprochenen Chancen, dass bei einer fixen Prämie zusätzliche Effizienz-anreize im Bereich der langfristigen Vermarktung und Portfoliooptimierung gesetzt werden.

Argumente gegen Ausschreibungen

Die Argumente für oder gegen Ausschreibungen basieren stärker auf der konkreten Ausgestaltung als auf dem Instrument per se. Dennoch gibt es Argumente, die häufig auftreten. Dazu gehört, dass der Wettbewerbsdruck durch Ausschreibungen zu hoch ist und insbesondere kleinere Akteure benachteiligt. Wie bereits beschrieben, müssen bei der Festlegung des Designs (politische) Abwägungen zwischen Effizienz- und Verteilungsfragen getroffen werden.

Ein weiteres Argument, dass gegen Ausschreibungen angeführt wird, liegt in potenziell niedrigen Realisierungsraten, welche die Zielerreichung gefährden können. Je nach Vorlaufzeit der Beschaffung kann viel Zeit vergehen, bis ersichtlich ist, wie hoch die Realisierungsrate ist. Dadurch kann der angestrebte Zielpfad deutlich verfehlt werden. Zudem sind die Lern- und Anpassungsprozesse langwierig. Für eine robuste Zielerreichung ist daher eine sinnvolle Nutzung relevanter Stellschrauben im Design (Fristen, Pönalen etc.) und ggf. eine vorausschauende Erhöhung der Ausschreibungsmenge (d. h. inklusive einer Sicherheitspuffers) erforderlich. Wichtig ist jedoch auch, dass Gründe für ineffizient niedrige Realisierungsraten, die außerhalb des eigentlichen Ausschreibungsdesigns liegen, nach Möglichkeit beseitigt werden. Dazu zählen u. a. unnötig aufwändige Genehmigungsverfahren, Einschränkungen der verfügbaren Flächen und Unsicherheit über politische (Richtungs-) Entscheidungen.

4.3 Bewertung der Fördermechanismen

Im Folgenden widmen wir uns einer Kriterien-basierten Bewertung der Fördermechanismen. In einem ersten Schritt werden (anknüpfend an die allgemeinen Erläuterungen in Abschnitt 2.5) die Bewertungskriterien im Kontext der EE-Förderung diskutiert. Darauf folgt die eigentliche Bewertung der Fördersysteme mit einem besonderen Augenmerk auf ihrer Eignung bei (sehr) hohen EE-Anteilen. Wie bereits mehrfach angedeutet, sollte im Zuge der Bewertung auch immer die Zielstellung für das Marktdesign im Auge behalten werden. Es stellt sich also erneut die Frage nach den relevanten Anforderungen und nach den Signalen, die von einem Förderdesign ausgehen sollten.

Bewertungskriterien

Die ersten Kriterien bewerten die Effektivität, die Effizienz und die Marktintegrationswirkung der Fördersysteme. Im Folgenden grenzen wir diese Bewertungsaspekte so weit wie sinnvoll möglich voneinander ab. Da sich die Kriterien jedoch gegenseitig bedingen, lassen sich Überschneidungen nicht vollständig vermeiden.

- **Effektivität:** Die Effektivität misst die Anreizwirkung eines Instruments, also seine Fähigkeit, Veränderungen in Richtung des angestrebten Ziels auszulösen. Der Anreiz kann durch eine gezielte Reduktion des Investitions- oder Liquiditätsrisikos (Reduktion der Kapitalkosten), durch monetäre Anreize oder durch Pönalen bei Nichterfüllung gesetzt werden. Hierfür spielt in der Regel die Ausgestaltung von vielen Details eine große Rolle. Wir gehen im

Folgenden davon aus, dass alle Instrumente sinnvoll im Sinne der Anreizwirkung ausgestaltet sind. Aus diesem Grund greifen wir an dieser Stelle die Treffsicherheit als strengeres Kriterium der Effektivität auf. Wie bereits in Abschnitt 2.5 erläutert, legen wir zwar die Treffsicherheit bei Punktzielen strenger aus als bei Mindestzielen, ein strukturelles Risiko einer signifikanten Übererfüllung ist jedoch in beiden Fällen nicht mit der Anforderung der Treffsicherheit vereinbar. Wir berücksichtigen aber auch, dass die Wahrscheinlichkeit einer eher geringfügigen Übererfüllung im Sinne einer robusten Erfüllung des Mindestziels bzw. eines leicht vorgezogenen EE-Ausbaus, der zur Reduzierung der kumulierten Emissionen beiträgt, noch keine hinreichende Bedingung für eine Verletzung des Treffsicherheitskriteriums ist.

- ▶ *Effizienz:* Die Effizienz eines Fördermechanismus misst, ob das vorgegebene Ziel mit den niedrigsten Kosten erreicht werden kann. Der Fokus liegt dabei auf der Effizienz des EE-Ausbaus an sich, bzw. auf der kostenminimalen Gewährleistung eines gegebenen EE-Anteils.
- ▶ *Marktintegration:* Das Kriterium der Marktintegration betrachtet die Effekte des Fördersystems für die Interaktion der EE mit dem Strommarkt. In erster Linie wird bewertet, ob die ökonomischen Anreize des Fördersystems marktdienliches Verhalten unterstützen.

Hinsichtlich des Ordnungsrahmens beziehen wir weitere Bewertungskriterien bzw. Unterziele mit ein, da sie eine differenzierte Einordnung der Wirkungsweisen der Fördersysteme ermöglichen. Die jeweiligen Unterkriterien werden jedoch nicht so stark gewichtet, wie die einzelnen Kriterien Effektivität, Effizienz und Marktintegration.

- ▶ *Robustheit:* Ein Fördermechanismus ist robust, wenn er auf technisch-ökonomische Veränderungen reagieren kann, ohne das Risiko interessen geleiteter Einflussnahme zu steigern. Somit adressiert das Kriterium Informationsasymmetrien zwischen Marktakteuren und den regulierenden Stellen.
- ▶ *EU-Kompatibilität:* Die EU-Kompatibilität bewertet, inwiefern es möglich ist, das Fördersystem grenzüberschreitend bzw. perspektivisch europaweit auszugestalten.
- ▶ *Planbarkeit:* Die Planbarkeit beschreibt, inwieweit das Residualsystem die Wahrscheinlichkeit und die Auswirkungen regulatorischer Anpassungen abschätzen kann, um adäquate Investitionsentscheidungen treffen zu können.
- ▶ *Pfadabhängigkeit:* Die Pfadabhängigkeit eines Fördersystems bezieht sich auf die Möglichkeit Anpassungen vorzunehmen, ohne die Risiken für alle anderen Akteure über ein marktübliches Niveau zu steigern.

Im Folgenden werden die Bewertungskriterien nicht vollumfänglich für alle Mechanismen angewendet. Um einen Ansatz auszuschließen reicht es, wenn er in wenigen besonders wichtigen Kriterien Nachteile aufweist, die eine Nutzung als inakzeptabel erscheinen lassen.

Hervorzuheben ist der Anreiz einer systemdienlichen Anlagenauslegung. Dieser Aspekt wurde in der Diskussion um Förderansätze bisher nicht als Schwerpunkt behandelt. Er eignet sich nicht als eigenes Kriterium, da diese Eigenschaft an der Schnittstelle von Fördereffizienz und Marktintegration angesiedelt ist. Gleichzeitig befindet sich die Anlagenauslegung im Spannungs-

verhältnis zwischen geringeren Förderkosten durch die Marktwertsteigerung auf der einen Seite und höherem Investorenrisiko und damit höheren Risikoaufschlägen durch eine größere Nähe zu Marktpreissignalen auf der anderen Seite. Der letzte Punkt verdient einige erklärende Worte.

Bei der Wahl der Anlagenauslegung geht es um eine Abwägung zwischen einer größeren Energieausbeute einerseits und einer geringeren Ausbeute mit dafür höherem Marktwert andererseits. Wenn das Fördersystem keinerlei Marktnähe beinhaltet, wie z.B. bei einer festen Einspeisevergütung, wird die Anlage auf einen maximalen Ertrag optimiert, da jede erzeugte Energieeinheit die gleiche Vergütung erhält. Wenn eine systemdienliche Anlagenauslegung angestrebt wird, ist die Integration von Marktpreissignalen in das Fördersystem erforderlich. Durch die Berücksichtigung der Preisstruktur kann eine Auslegung ausgewählt werden, die Erträge in Stunden mit höheren Preisen ermöglicht bzw. in der Kombination aus Energieertrag und Marktwert zu einem höheren Erlös führt. Mit der Auswahl eines Förderdesigns, welches diese Wirkung entfaltet, werden die EE automatisch einem Marktwertisiko ausgesetzt, da sich ansonsten kein Anreiz entfalten kann. Dieses Risiko kann zu höheren Risikoaufschlägen führen. Eine rein regulatorisch organisierte Festlegung der Anlagenauslegung kann der Komplexität der verschiedenen Preischarakteristika und der Entwicklung der Flexibilitätsanforderungen und Optionen nicht gerecht werden. Im schlimmsten Fall folgen für einen Zeitraum alle Investitionen einer administrativ vorgegebenen Anlagenauslegung, wodurch deren Marktwertvorteil wieder aufgehoben wird. Eine sorgfältige Abwägung der Risikoelemente und der gewünschten Marktintegrationseffekte in Kombination mit der Flexibilisierung des Gesamtsystems ist für eine zielführende Ausgestaltung unerlässlich.

Bewertung der Fördermechanismen

Die Anwendung der Bewertungskriterien auf die Fördermechanismen erfordert eine eindeutige und einheitliche Definition des Ziels, das durch die Förderung erreicht werden soll. Dies gilt insbesondere für die Kriterien Effektivität und Effizienz. Beispielsweise wird ein technologiespezifisches Ziel in einem technologieneutralen Mechanismus mit hoher Wahrscheinlichkeit über- bzw. untererfüllt. Die Treffsicherheit der Mechanismen ist dagegen anders zu bewerten, wenn als Ziel ein technologieübergreifender EE-Anteil gesetzt wird. Für das Kriterium der Effizienz ist die Wahl des Ziels ebenfalls entscheidend. So kann ein technologiespezifisches Ziel zwar effizient erreicht werden, jedoch sind technologie neutrale Fördermechanismen grundsätzlich effizienter, wenn ein Gesamtziel erreicht werden soll. Die Definition des Ziels ist folglich von großer Bedeutung für das Ergebnis der Bewertung.

Im Rahmen dieser Studie soll die Beanreizung eines effizienten Mixes aus Wind und PV und einer effizienten Anlagenauslegung sowie die Erfüllung der EE-(Mindest-) Ziele als zentrale Anforderungen an das Förderdesign definiert werden. In diesem Sinne sollen auch diejenigen Aspekte adressiert werden, die zu einem mit diesen Zielen konsistenten Marktwertsignal führen können.

Die Bewertung soll für Fördermechanismen erfolgen, die sinnvolle Kombinationen der diskutierten Ausgestaltungselemente aufweisen. Die folgende Liste gibt eine Übersicht von Grundinstrumenten, die in diesem Sinne eine engere Auswahl der theoretisch möglichen Kombinationen darstellt.

- ▶ Preissteuerung mit regulatorisch festgelegter Förderhöhe
 - Feste Einspeisevergütung, technologiespezifisch
 - Variable Prämie, technologiespezifisch

- Fixe Prämie, technologiespezifisch
- Mengensteuerung mit wettbewerblicher Preisfindung
 - Quotensystem
 - technologiespezifisch
 - technologieneutral
 - Ausschreibungen
 - technologiespezifisch, mit variabler Prämie
 - technologieneutral, mit variabler Prämie
 - technologiespezifisch, mit fixer Prämie
 - technologieneutral, mit fixer Prämie

Alle Mechanismen lassen sich grundsätzlich national oder länderübergreifend bis hin zu europaweit ausgestalten. Bevor die regionale Ausdehnung betrachtet wird, bietet es sich jedoch an, zuerst die Grundmechanismen zu diskutieren. Dadurch kann die obige Liste weiter reduziert werden, da einige Ansätze relativ schnell und eindeutig auf Basis von unterschiedlichen Ausschlusskriterien aussortiert werden können.

Bewertung von Instrumenten der Preissteuerung mit regulatorisch festgelegter Förderhöhe

Die *fixe Einspeisevergütung* ist in der frühen Entwicklung des EE-Ausbaus ein effektives Instrument. Bei höheren EE-Anteilen hat sie deutliche Nachteile. Diese liegen zum einen in der mangelnden Treffsicherheit der regulatorisch festgelegten Fördersätze und dem damit verbundenen hohen Kostenrisiko. Es werden weder Anreize für eine effiziente Anlagen- und Standortwahl noch für eine effiziente Vermarktung gesetzt, sodass die feste Einspeisevergütung auch in puncto Marktintegration schlecht abschneidet. Für eine zukunftsgerichtete Diskussion ist eine ausführliche Diskussion dieses Instruments daher nicht notwendig.

Die *variable Prämie* (im Design angelehnt an die gleitende Marktprämie) hat als Preissteuerungsinstrument ebenso wie die feste Einspeisevergütung den gewichtigen Nachteil, dass die politische Festlegung des Vergütungssatzes signifikante Risiken hinsichtlich der Treffsicherheit und der Höhe der Förderkosten in der kurzen Frist birgt (dieser Effekt kann jedoch mit fortschreitenden Lernkurven abnehmen). Hinsichtlich der Effizienz sind verschiedene Aspekte zu berücksichtigen: Einerseits führt der Einfluss des Marktwerts einer Anlage auf ihre Gesamteinnahmen dazu, dass Anreize zur Optimierung des Anlagentyps, des Standorts und der (kurzfristigen) Vermarktung bestehen. Im Vergleich zur festen Einspeisevergütung verbessert das sowohl die Effizienz als auch die Marktintegration. Andererseits gibt es weiterhin keinen Wettbewerb um den Zugang zum Fördersystem. Insbesondere aus dynamischer Perspektive besteht daher das Risiko, dass Effizienzpotenziale ungenutzt bleiben (insbesondere wenn etwaige Hemmnisse für den Zugang zu Potenzialflächen beseitigt sind). Die Preissteuerung mit variabler Prämie bietet sich daher in erster Linie als Übergangsinstrument an, um die feste Einspeisevergütung abzulösen. Insbesondere bei steigenden EE-Anteilen sprechen jedoch die

mangelnde Treffsicherheit⁸, das hohe Kostenrisiko und die eingeschränkten Effizienzpotenziale gegen eine dauerhafte Nutzung dieses Fördersystems. Als ein Argument für dieses Fördersystem spricht vor dem Hintergrund mangelnder Flächenpotentiale, dass es den Akteuren Planungssicherheit gibt, die sie mit einer mengensteuernden Ausschreibung (aufgrund der höheren Vorlaufkosten und der Unsicherheit, ob sie einen Zuschlag erhalten) nicht im gleichen Umfang haben.

Die *fixe Prämie* als Preissteuerungsinstrument setzt hinsichtlich der Anlagen- und Standortwahl sowie hinsichtlich der kurzfristigen Vermarktung ähnliche Anreize wie die variable Prämie. Bei einer fixen Prämie trägt der Erzeuger jedoch auch die Risiken der langfristigen Strompreisentwicklung, was zu Forderungen nach höheren Risikoprämien bzw. Vergütungssätzen einerseits und zusätzlichen Anreizen zum marktbasieren Risikomanagement andererseits führt. Entscheidend ist hier jedoch, dass die fixe Prämie bei regulatorischer Festlegung der Vergütungssätze die gerade genannten Nachteile der variablen Prämie teilt. In den USA beispielsweise hat der nationale „Production Tax Credit“ (PTC), der wie eine fixe Prämie wirkt, zwar insbesondere in den frühen Phasen teilweise signifikante Zuwächse herbeigeführt. Der nationale PTC wurde jedoch in der Regel durch lokale Fördersysteme ergänzt. In Texas wurden beispielsweise die Ziele des Quotensystems aufgrund sehr guter Windverhältnisse und des zusätzlichen PTC übererfüllt. Signifikante Zuwächse in kurzer Zeit haben jedoch gezeigt, dass die eingeschränkte Treffsicherheit dieses Instruments prinzipiell ähnliche Kosten- und auch Marktintegrationsrisiken nach sich ziehen kann wie die feste Einspeisevergütung.

Zwischenfazit: Aufgrund der mangelnden Treffsicherheit, den hohen Kostenrisiken und eingeschränkten wettbewerblichen Anreizen haben die Preissteuerungsmechanismen einige Schwächen gegenüber Ausschreibungen als Förderansatz für einen fortgeschrittenen EE-Ausbau (ab Phase 2), wie er in dieser Analyse im Fokus steht. Denn in dieser Phase wird die Heranführung der EE an den Wettbewerb zur Hebung von Effizienzpotenzialen sowie eine effiziente Marktintegration der EE immer wichtiger. Ebenso sollte die mittelfristige Kapazitätsentwicklung für alle Marktakteure möglichst planbar verlaufen. Zukünftig sollten daher vorrangig Ausschreibungen genutzt werden, wobei Ausnahmen für die Förderung von Kleinanlagen (die hier nicht im Fokus der Analysen steht) geprüft werden könnten.

Zwar ist es grundsätzlich möglich, über Hybrid-Ansätze mit ergänzenden Mengenbeschränkungen die Folgen der mangelnden Treffsicherheit zu begrenzen – dabei kommt es jedoch ganz maßgeblich auf die konkrete Ausgestaltung an. Grundsätzlich gilt jedoch zum einen, dass unerwünschte Mitnahmeeffekte und ihre entsprechenden Folgen für die Förderkosten dadurch nicht adressiert werden. Zum anderen ist diese Art der Symptombekämpfung anfällig für politische Einflussnahme und regulatorische Unsicherheit. Wenn eine Übererfüllung der gesetzten Ziele oder ein signifikanter Anstieg der Förderkosten regulatorisch adressiert werden soll, gelten derartige Risiken beispielsweise auch für die politische Festlegung der Fördersätze. So können Absenkungen der Fördersätze anlässlich sinkender Stromgestehungskosten wegen der mangelnden Treffsicherheit zu ungewollt starken Einbrüchen im EE-Ausbau und einer Zielverfehlung führen. Reduzierungen der Fördersätze aufgrund des politischen Drucks zur Begrenzung der Förderkosten können den gleichen Effekt haben. Mengensteuernde Mechanismen mit wettbewerblicher Preisfindung haben hier deutlich höhere Chancen, dass sich Kostensenkungen schnell, effizient und ohne zusätzliche Risiken der Zielverfehlung in niedrigere Fördersätze übersetzen. Aufgrund des expliziten Mengenziels besteht auch eine direktere und transparent-

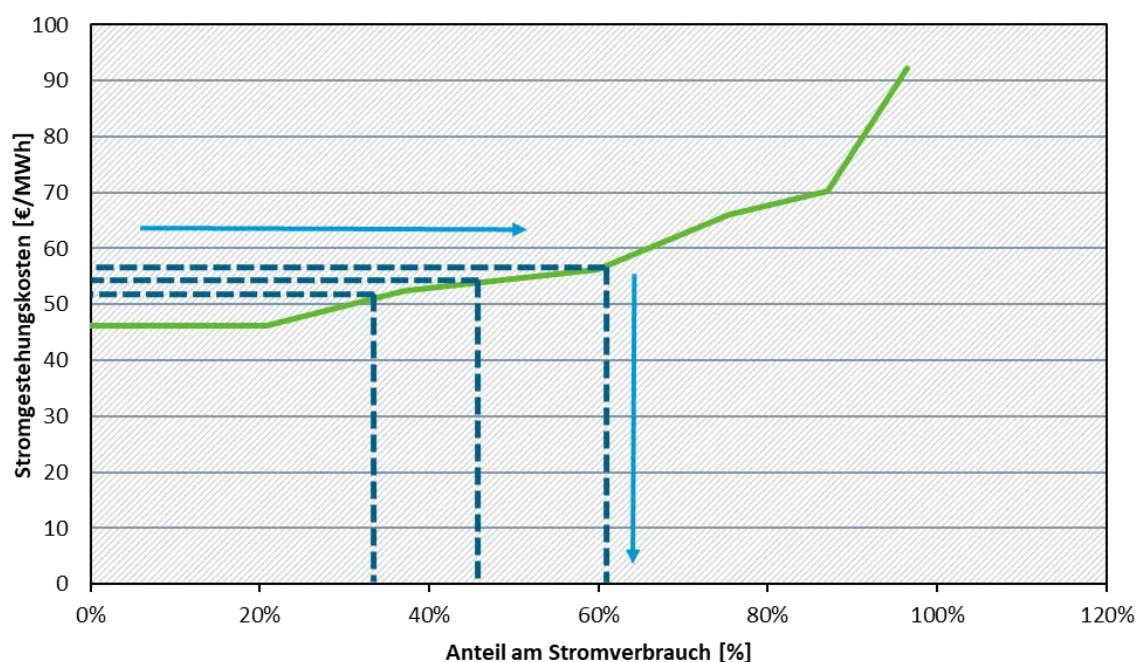
⁸ Mit Blick auf die Zeit bis 2030 und 2050 ist zu berücksichtigen, dass es nicht nur eine Handlungsperiode gibt. Anpassungen im Förderdesign wegen Zielverfehlungen in einem Jahr können der besseren Treffsicherheit des Instruments über einen längeren Betrachtungszeitraum dienen.

ere Verbindung zu den EE- und Klimazielen, was den Mechanismus bei einem glaubwürdigen Commitment zum Klimaschutz tendenziell weniger anfällig für politische Einflussnahme machen kann.

Preis- vs. Mengensteuerung bei flachen Kostenpotenzialkurven

Um diese Einschätzungen zu untermauern, kehren wir zurück zu der Diskussion, wie Mengen- und Preissteuerungen unter Unsicherheit abschneiden (siehe Diskussion in Abschnitt 4.1). Zu diesem Zweck nutzen wir die Datenaufbereitung aus dem Schwesterprojekt „Strommarkt und Klimaschutz“. Abbildung 28 zeigt beispielhaft die deutsche Kostenpotenzialkurve für Wind Onshore im Jahr 2030. Diese Kurve wurde u. a. mit den Annahmen zu den Kosten neuer Stark- und Schwachwindanlagen im Jahr 2030 und den Ergebnissen der Potenzialanalysen aus dem Schwesterprojekt abgeleitet.⁹

Abbildung 28: Kostenpotenzialkurve Wind Onshore 2030 für Deutschland und Effekte der Preissteuerung



Quelle: Eigene Berechnung.

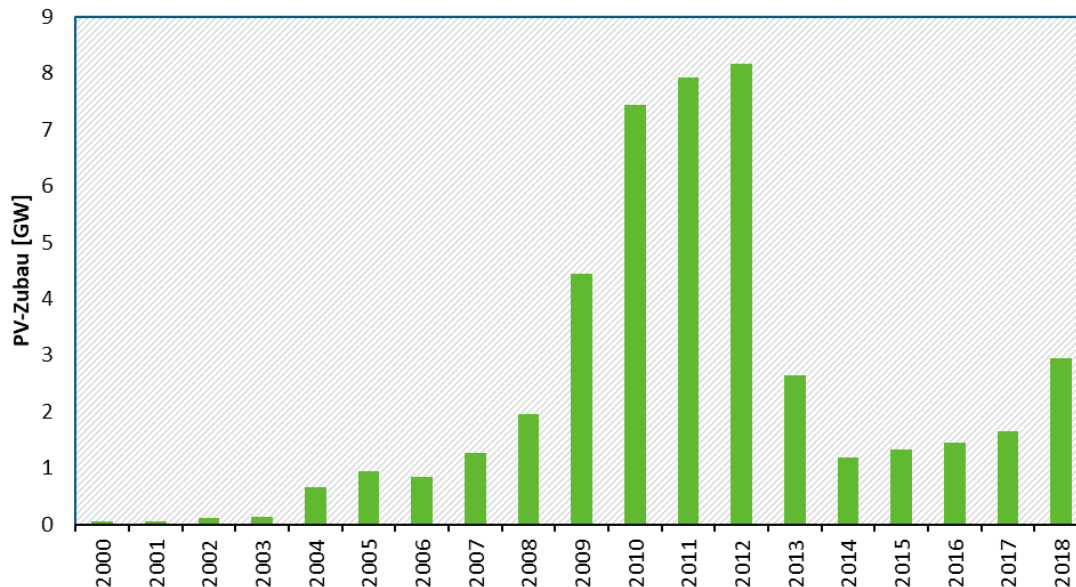
Die angenommenen Potenziale würden ausreichen, um beinahe die gesamte deutsche Stromnachfrage zu decken. Gleichzeitig ist die Kurve im Bereich der für das Jahr 2030 relevanten EE-Anteile (bis ca. 60-65%) vergleichsweise flach. Bei einer Preissteuerung führen in diesem Bereich bereits kleine Veränderungen im Vergütungssatz zu signifikanten Mengenveränderungen. Dementsprechend bestehen strukturelle Risiken in puncto Treffsicherheit¹⁰. Bei einer hohen Wahrscheinlichkeit einer Übererfüllung der gesetzten (Mindest-) Ziele sollten im Vorhinein die Beiträge eines möglicherweise signifikant vorgezogenen EE-Ausbaus zur früheren Begrenzung der kumulierten CO₂-Emissionen im Sinne des Pariser Klimaschutzabkommens (unter Annahme von im Zeitverlauf sinkenden Technologiekosten) gegen die dann höheren spezifischen Kosten des Ausbaus, gegen höhere

⁹ Die Annahmen zur Größe der Potenziale unterliegen bereits verschiedenlichen Restriktionen, mit denen einer Überschätzung der Potenziale entgegengewirkt wurde. Es ist allerdings möglich, dass je nach Umsetzung der Anfang 2020 neu gefassten Abstandsregelungen auf Ebene der Bundesländer und deren Fortbestand bis 2030 die tatsächlich verfügbaren Potenziale geringer ausfallen als hier angenommen.

¹⁰ Siehe Fußnote 8.

Förderkosten für Verbraucher und die regulatorischen Risiken durch geringere Planungssicherheit abgewogen werden. Das prominenteste Beispiel für die mangelnde Treffsicherheit einer Preissteuerung liefert die Zubaudynamik von PV-Anlagen. Zwischen 2009 und 2012 führte die Unsicherheit über die angemessene Vergütungshöhe und die gleichzeitig sehr dynamischen Kostensenkungen für PV-Module am Weltmarkt zu sehr hohen PV-Zubauten. Abbildung 29 zeigt die starke Mengenreaktion auf vorgegebene Vergütungssätze.¹¹

Abbildung 29: PV-Zubau 2000 - 2018



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BMWi (2019).

Zwar ist es aufgrund der im Vergleich zu den frühen Phasen des EE-Ausbaus inzwischen weiter abgefahrenen Lernkurven von PV und auch Wind aktuell weniger wahrscheinlich, dass es kurzfristig zu einer ähnlich schnellen und deutlichen Senkung der Technologiekosten kommt. Da mit den gesetzten EE- und Klimazielen allerdings noch ein signifikanter Ausbau in den kommenden Dekaden stattfinden wird und die Branche fortlaufend und weltweit an Innovationen arbeitet, ist eine plötzliche und signifikante Änderung der Kosten mittel- und langfristig keineswegs unrealistisch. In einem solchen Fall sind Anpassungen in den Fördersätzen bei Systemen mit wettbewerblicher Preisfindung deutlich schneller möglich als bei einer regulatorischen Preisfestlegung. Doch selbst wenn signifikante technologische Disruptionen ausbleiben sollten, zeigt das Beispiel in Abbildung 28, dass selbst bei einer kurzfristig statischen Perspektive auf die Kostenpotenziale sehr große Mengenrisiken bestehen können. Diese Mengenrisiken tragen die Verbraucher in Form von höheren Förderkosten. Diese Risiken müssen dann, ebenso wie die abnehmende Planungssicherheit für die Marktteilnehmer, gegen die positiven Beiträge des vorgezogenen Ausbaus zur Reduzierung der kumulierten CO₂-Emissionen abgewogen werden.

Wie bereits andiskutiert, ist es zwar grundsätzlich möglich, über Hybrid-Modelle der Preissteuerung mit ergänzenden Mengenbeschränkungen (Deckel, atmender Deckel, Einschränkung der Ausbaufächen etc.) die negativen Folgen der mangelnden Treffsicherheit zu reduzieren, oder dass andere externe Faktoren (bspw. ineffizient lange Genehmigungsprozesse) die Mengenreaktion in der Praxis bremsen. Ersteres schafft jedoch regulatorische Risiken und verhindert zudem nicht, dass durch Mitnahmeeffekte die Förderkosten ineffizient hoch ausfal-

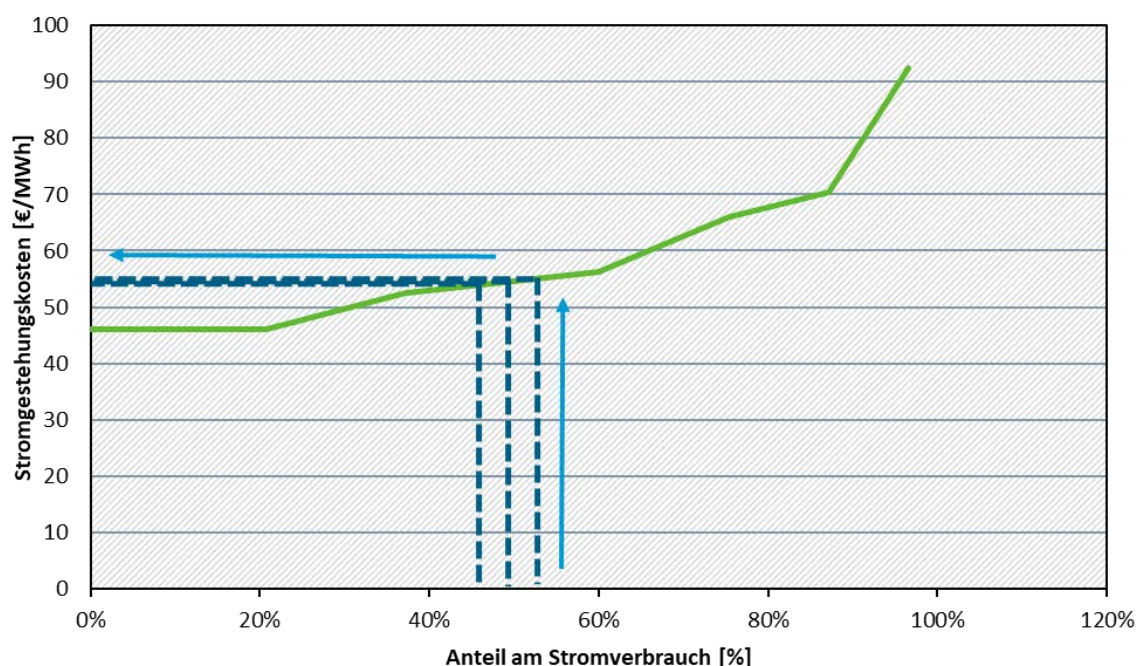
¹¹ Darstellung des Netto-Zubaus, d. h. ohne Berücksichtigung von Rückbauten (in diesem Zeitraum mengenmäßig nicht ausschlaggebend).

len. Hinter den an zweiter Stelle genannten externen Faktoren verbergen sich typischerweise Hemmnisse, die den EE-Ausbau auch bei treffsicheren Instrumenten behindern würden, und die schnellstmöglich beseitigt werden sollten, statt sie als Gegengewicht zu strukturellen Nachteilen eines Fördersystems zu nutzen.

Bei flachen Kostenpotenzialkurven führen Unsicherheiten in der regulatorischen Preisausgestaltung also zu signifikanten Mengenrisiken der Preissteuerung, die zu sehr hohen Förderkosten führen können. Hinsichtlich der dynamischen Effizienz gilt zwar, dass die Zusatzkosten eines unbeabsichtigt zeitlich vorgezogenen Ausbaus geringer ausfallen, wenn die (erwartete) Kostendegression gering ist. Aus Sicht des Stromsystems kann ein zeitlich vorgezogener Ausbau jedoch durchaus zu deutlichen Zusatzkosten führen, wenn die Kosten der Markt- und Systemintegration durch die höhere EE-Erzeugung stark ansteigen. Denn in dem für die EE-Integration besonders relevanten Bereich der Flexibilitätsoptionen und der Sektorkopplung liegt voraussichtlich noch größeres Potenzial für Innovationen und Kostensenkungen, die perspektivisch eine günstige Marktintegration auch bei sehr hohen EE-Anteilen ermöglichen können.

Angesichts kontinuierlich fortschreitender technologischer Entwicklungen sind Unsicherheiten über die Kostenentwicklung eine zwangsläufige Gegebenheit der Realität. Wie die Diskussion in Abschnitt 4.1 gezeigt hat, haben Mechanismen mit Mengensteuerung Vorteile bei Unsicherheit und flachen Potenzialkurven. Abbildung 30 veranschaulicht diesen Effekt auf Basis der gleichen Kostenpotenzialkurve.

Abbildung 30: Kostenpotenzialkurve Wind Onshore 2030 für Deutschland und Effekte der Mengensteuerung



Quelle: Eigene Berechnung.

Bei Unsicherheit über die exakte EE-Menge zeigt sich, dass bei einer flachen Kostenpotenzialkurve die Preisrisiken vergleichsweise gering und damit die volkswirtschaftlichen Förderkosten gut kalkulierbar sind.

Gleichzeitig lassen sich über die Mengensteuerung auch die Herausforderungen der EE-Integration gezielter regulieren, was sich positiv auf die Gesamtkosten des Stromsystems

auswirken kann. Durch eine wettbewerbliche Bestimmung der Förderhöhe können außerdem zusätzliche (dynamische) Effizienz- und Innovationspotenziale gehoben werden. Aus diesen Gründen ist nach den frühen Phasen des EE-Ausbaus eine Mengensteuerung einer Preissteuerung vorzuziehen. Zwar besteht eine gewisse Unsicherheit darüber, wie der Verlauf der Kostenpotenzialkurven zukünftig aussehen wird. Abbildung 30 zeigt allerdings, dass selbst zu den Kostenannahmen für 2030 und mit Onshore Wind alleine sehr hohe EE-Anteile mit einem relativ moderaten Kostenanstieg erzielt werden könnten. Mit weiteren technologischen Entwicklungen, Kostensenkungen, einer geeigneten Mischung von Technologien und Standorten ist davon auszugehen, dass auch langfristig eher flache Verläufe der Kostenpotenzialkurven bzw. ihrer relevanten Abschnitte wahrscheinlich sind.

Bewertung von Instrumenten der Mengensteuerung mit wettbewerblicher Preisfindung

Aus der zu Beginn dieses Unterkapitels erstellten Liste von Fördersystemen betrachten wir nun mit Quotensystemen und Ausschreibungen typische mengensteuernde Instrumente.

1. Quotensysteme

Das Quotensystem sollte auf Basis der oben gezeigten technologiespezifischen Kostenpotenzialkurve eigentlich vergleichsweise effizient funktionieren und mit überschaubaren Risiken einhergehen. Eine gewichtige Schwäche von Quotensystemen liegt unseres Erachtens allerdings in Pfadabhängigkeiten und Investitionsrisiken. Unter perfekter Voraussicht und mit wenig technologischem Fortschritt würde ein langfristig festgelegter EE-Ausbaupfad sinnvolle Anreize liefern und zu kalkulierbaren Marktergebnissen führen. In der Realität unterliegen Ausbaupfade jedoch kontinuierlich politischen Diskussionen und der technologische Fortschritt ist nur begrenzt prognostizierbar (Einschränkungen bei dynamischer Effizienz). Die Komplexität der Festlegung eines geeigneten Pfades für den Stromsektor steigt zudem bei sektorübergreifenden Klimazielen, da der Lösungsraum für die Dekarbonisierung größer wird. Bei Anpassungen der Mengenziele verändern sich aber auch die Einnahmen von Bestandsanlagen. Auch im Fall von rasantem oder unerwartetem technologischem Fortschritt, der Neuanlagen zu günstigeren Kosten möglich macht, fällt die Vergütung von Bestandsanlagen. In anderen Worten bestehen aufgrund der Unsicherheit über Veränderungen des Zertifikatspreises im Laufe der Lebensdauer einer Anlage zusätzliche betriebswirtschaftliche Risiken, sodass Investoren bzw. Kapitalgeber höhere Risikoaufschläge verlangen oder Anlagen aufgrund der Risiken gar nicht erst bauen. Grundsätzlich sind Risikoprämien im Marktgeschehen zwar die Regel. Es ist jedoch aus Sicht der Kapitalgeber fraglich, ob die im Vergleich zu den anderen hier betrachteten Fördersystemen deutlich höheren Risikoprämien mit ausreichender Zuverlässigkeit erwirtschaftet werden können bzw. wie Mindesteinnahmen über Absicherungsgeschäfte garantiert werden könnten. Daher steht bei Quotensystemen die Erfüllung der Mengenziele (Effektivität) in Frage, bzw. dass die Ziele mit einem effizienten (Kapital-) Kostenaufwand (Effizienz) erreicht werden können.

2. Ausschreibungen

Ausschreibungen betrachten wir hier als zweite Kategorie der mengensteuernden Instrumente. Ausschreibungen lassen sich sowohl in technologiespezifischen als auch in technologieneutralen Varianten durchführen. Als Auszahlungsmechanismen sind fixe und variable Prämien denkbar. Der wesentliche Vorteil von Ausschreibungen ist, dass Marktteilnehmer grundsätzlich ihre Kosten offenbaren und keine politische Abschätzung des Vergütungssatzes notwendig ist. Eine umfassende Diskussion aller Designelemente und Ausgestaltungsvarianten geht über den Fokus der vorliegenden Analyse hinaus. Dennoch werden im Folgenden die wichtigsten Grundüberlegungen diskutiert. Wir gehen davon aus, dass die Detailregelungen sinnvoll ausgestaltet werden, sodass beispielsweise innerhalb des Designs ausreichend Anreize für eine hohe Realisierungsrate gesetzt werden, und auch außerhalb des Fördersystems liegende Gründe

für ineffizient niedrige Realisierungsraten (insb. unnötig lange Genehmigungsverfahren, zu geringe ausgewiesene Ausbaufächen) weitgehend beseitigt werden können.

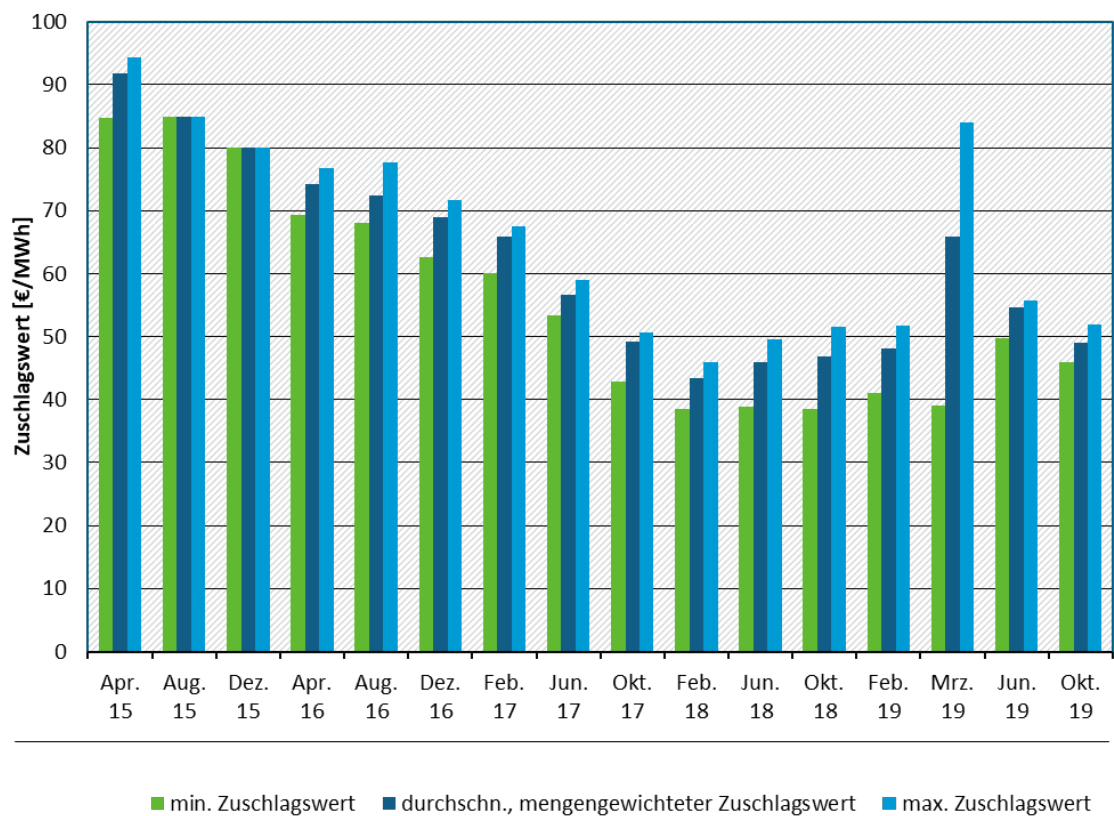
Bei der **fixen Prämien** besteht wie bei der variablen Prämie der Hauptvorteil darin, dass die Anreize zur Optimierung des individuellen Marktwertes über Standortwahl und Anlagenauslegung voll wirksam werden. Zusätzlich zur variablen Prämie wirken bei der fixen Prämie aber über das höhere Marktrisiko noch zusätzliche Anreize, wodurch die Vermarktung optimiert wird (s. Kapitel 4.2.3). Aus dem Gewicht des Marktwertes für die Gesamteinnahmen und dem höheren Marktrisiko folgt allerdings auch der wesentliche Nachteil dieses Ansatzes bezüglich des Investitionsrisikos. Die Erlöse der EE am Strommarkt sind den Schwankungen der Strompreise (beispielsweise aufgrund von fossilen Brennstoffpreisänderungen) direkt ausgesetzt, da sich die Prämienhöhe derartigen Schwankungen nicht anpasst. Wenn der Ausbaupfad angepasst wird, sind zudem aufgrund der Gleichzeitigkeitseffekte auch die Marktwerte der Bestandsanlagen betroffen. Für die Investoren ist es vergleichsweise herausfordernd, sich gegen diese Risiken mithilfe marktbasierter Strategien abzusichern. Daher dürften signifikante Risikoaufschläge in die Gebote eingepreist werden, welche die Förderkosten entsprechend anheben. Auf der anderen Seite können die Marktwerte auch signifikant ansteigen, beispielsweise aufgrund hoher CO₂-Preise. In diesem Fall würden Verbraucher dennoch mit den Kosten der Prämienzahlung belastet, da die Prämie unabhängig vom Strompreis ausgezahlt wird.

Bei einer **variablen Prämie**, wie bei der gleitenden Marktprämie in Deutschland, bei der aus der Differenz zwischen einem durchschnittlichen Marktwert und dem (wettbewerblich ermittelten) Vergütungssatz bestimmt wird, bestehen wie bei der fixen Prämie Anreize zur Optimierung des individuellen Marktwertes über eine entsprechende Anlagen- und Standortwahl und eine entsprechende Vermarktung. Da sich die Höhe der variablen Prämie an Veränderungen im Strompreis- bzw. Marktwertniveau anpasst, besteht innerhalb des Fördersystems eine Absicherung gegen langfristige Strompreisrisiken (z.B. im Fall exogener Schocks wie der Finanz- und Corona-Krise). Dementsprechend fallen die Risikoprämien und die Gebote im Rahmen der Ausschreibung geringer aus als bei der fixen Prämie. Im Fall steigender Marktwerte kann die tatsächlich ausgezahlte variable Prämie bis auf null absinken, wodurch Verbraucher entlastet werden.

Erste Erfahrungen aus den Ausschreibungen in Deutschland

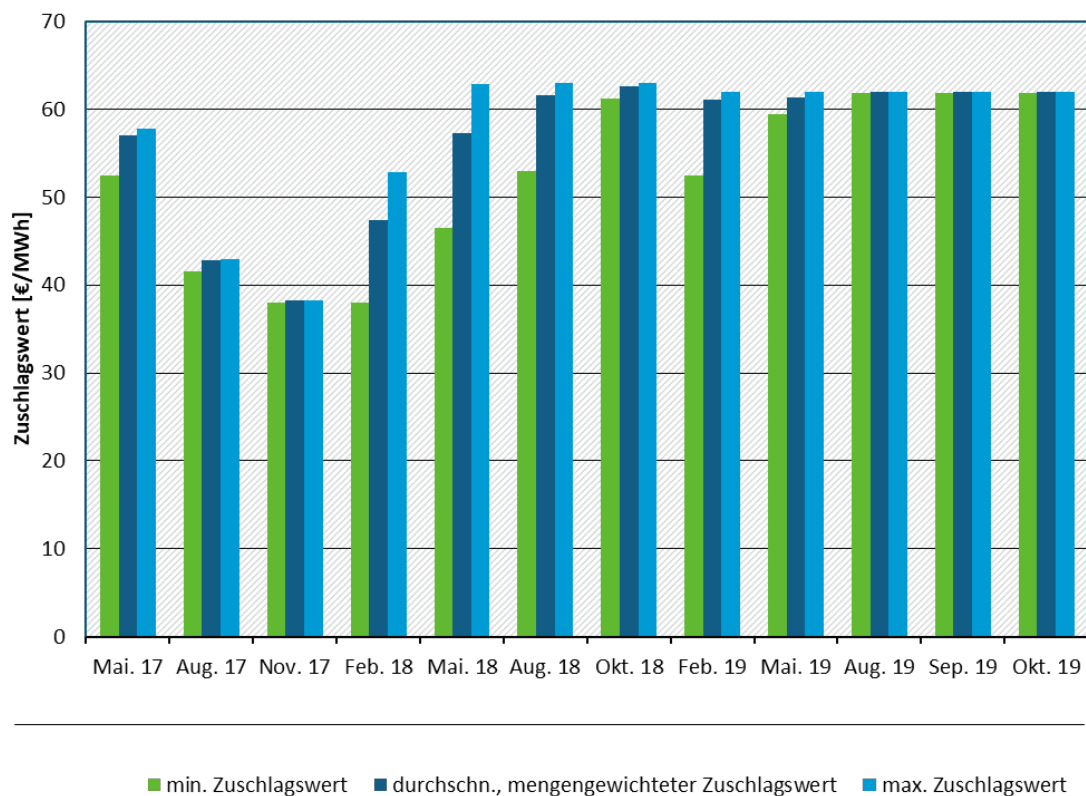
In Deutschland wurden bisher Ausschreibungen mit gleitenden Prämien für PV, Wind Onshore (auch gemeinsam mit PV), Wind Offshore und Biomasse durchgeführt. Es ist zu früh für eine abschließende Bewertung der Ausschreibungen, da für die Bewertung die Realisierungsraten derjenigen Projekte relevant sind, die über die Projektpipeline hinausgehen, die unter dem vorherigen Ausschreibungsregime gewachsen ist. Die folgenden Abbildungen zeigen zunächst die Ergebnisse der Ausschreibungen mit den bisher meisten Runden, also in Abbildung 31 für PV und in Abbildung 32 für Wind Onshore.

Abbildung 31: Ausschreibungsergebnisse PV in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2019a).

Abbildung 32: Ausschreibungsergebnisse Wind Onshore in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2019b).

Bei den Ausschreibungen für PV erkennt man in den ersten Ausschreibungsrunden die Effekte des Umstiegs auf das neue Vergabesystem in Gestalt sinkender Fördersätze besonders deutlich. Bei den PV-Auktionen haben sich die Ergebnisse dann in den Jahren 2018/2019 im Vergleich zu den ersten Runden auf einem niedrigeren Niveau stabilisiert. Das deutet darauf hin, dass die Ausschreibungsergebnisse nach der ersten Anpassungsphase nun verstärkt die fundamentalen Kosten und (erwarteten) Marktwerte widerspiegeln. Der Vorteil von Ausschreibung ist genau diese Eigenschaft, dass die ermittelten Fördersätze diese fundamentalen Faktoren berücksichtigen. Das bedeutet, dass auch ein Anstieg der Fördersätze in zukünftigen Runden grundsätzlich möglich ist. Dies wäre beispielsweise relevant, wenn die Kapitalkosten, z.B. aufgrund höherer Zinsen wieder anstiegen. Die Gebote sollten die Änderung dieser Rahmenbedingungen berücksichtigen und zu steigenden Fördersätzen führen.

Bei den Ergebnissen der Wind-Onshore-Ausschreibung zeigt sich im Jahr 2017 ebenfalls ein Trend zu sinkenden Fördersätzen. Da in diesem Zeitraum jedoch auch die Erleichterungen für Bürgerenergie-Projekte (keine Genehmigung vorausgesetzt, geringere Sicherheiten, längere Realisierungszeiten) zu niedrigeren Kosten und mehrheitlichen Zuschlägen für diese Projekte führten, sind diese Entwicklungen der Ausschreibungsergebnisse nicht allein auf die Umstellung des Fördersystems zurückzuführen. Auch in den Ergebnissen seit 2018 zeigen sich Effekte regulatorischer Rahmenbedingungen, in diesem Fall u.a. lange Genehmigungszeiten, eingeschränkte Flächenverfügbarkeit oder öffentliche Akzeptanz (-Maßnahmen). Diese regulatorischen bzw. politischen Rahmenbedingungen erschweren derzeit die Ausweitung des Anbieterkreises und des Wettbewerbs für Wind Onshore. In Konsequenz konvergierten die Ausschreibungsergebnisse der in 2018/2019 häufig unterdeckten Ausschreibungen in Richtung des vorgegebenen Höchstpreises. Diese Hemmnisse sind unseres Erachtens jedoch nicht in strukturellen Defiziten im Ausschreibungsmodell selbst begründet, sondern würden unter sonst gleichen Bedingungen auch den Ausbau in anderen Förderdesigns erschweren. Wenn Verbesserungen in den regulatorischen Rahmenbedingungen bzw. Wettbewerbsvoraussetzungen erfolgen, ist zu erwarten, dass die Ausschreibungsergebnisse stärker die fundamentalen Faktoren hinter den Geboten eines dann größeren Wettbewerberfeldes reflektieren.

Förderung und Wirtschaftlichkeit der EE in Stromsystemen mit (sehr) hohen EE-Anteilen

Aus konzeptionellen Überlegungen heraus spricht vieles für Ausschreibungen als Mengenmechanismus und variable Prämien (nach dem auch bei der gleitenden Marktpremie verwendeten Grundkonzept) als Auszahlungsansatz in Stromsystemen mit signifikanten EE-Anteilen. Diese Variante offenbart die Kosten der EE-Technologien, führt zu relativ robust kalkulierbaren Förderkosten, und setzt Anreize für Effizienz und Marktintegration. Im Vergleich zu einer Variante mit fixer Prämie sind die Investoren niedrigeren Marktrisiken ausgesetzt, sodass die Fördersätze niedriger ausfallen und der Ausbaupfad robuster wird. Diese Vorteile überwiegen unseres Erachtens auch bei weiter fortschreitendem EE-Ausbau den Nutzen der zusätzlichen Effizienzgewinne, die potenziell durch eine höhere Exposition gegenüber Marktrisiken erzielt werden könnten. Wenn die EE-Anteile in weit fortgeschrittenen Phasen auf ein sehr hohes Niveau ansteigen, stellt sich die Frage, ob und welche Anpassungsnotwendigkeiten bestehen. Im Vergleich zu einem Wechsel auf eine fixe Prämie scheinen die größeren und robuster erschließbaren Effizienzpotenziale in einer Ausweitung technologie- und länderübergreifender Ausschreibung zu liegen.

Bei sehr hohen EE-Anteilen können die EE-Marktwerte signifikant sinken, was hohe Förderkosten und Integrationskosten zur Folge hätte. Die Diskussion zu Anpassungen des residualen Systems findet in Kapitel 3 statt. Wir gehen an dieser Stelle davon aus, dass die Entwicklungen hin zu hohen EE-Anteilen innerhalb geeigneter Rahmenbedingungen stattfinden und dementsprechend nicht unnötige Inflexibilitäten der Grund für niedrige Marktwerte sind,

sondern niedrige Marktwerte in erster Linie aufgrund einer hohen technologischen und/oder räumlichen EE-Konzentration in Kombination mit den entsprechenden Gleichzeitigkeitseffekten der Einspeisung bei einem geringen europäischen Netzausbau auftreten. Der Nutzen des Marktwertes als Anreizsignal bzw. Steuerungselement würde somit bei sehr hohen EE-Anteilen ansteigen.

In fortgeschrittenen Phasen des EE-Ausbaus sind nicht mehr nur die Stromgestehungskosten einer Technologie das entscheidende Kriterium für eine effiziente Entwicklung, da die Kosten der Marktintegration zunehmend an Relevanz gewinnen. Herausforderungen bei der EE-Integration zeigen sich in niedrigen Marktwerten. Unter der o.g. Prämisse, dass keine strukturellen Hemmnisse für die Erschließung zusätzlicher Flexibilität bestehen, bedeuten anhaltend niedrige Marktwerte, dass eine weitere Einheit dieser Technologie nur noch einen geringen Zusatznutzen liefert, bzw. nur mit signifikanten Kosten integriert werden kann.

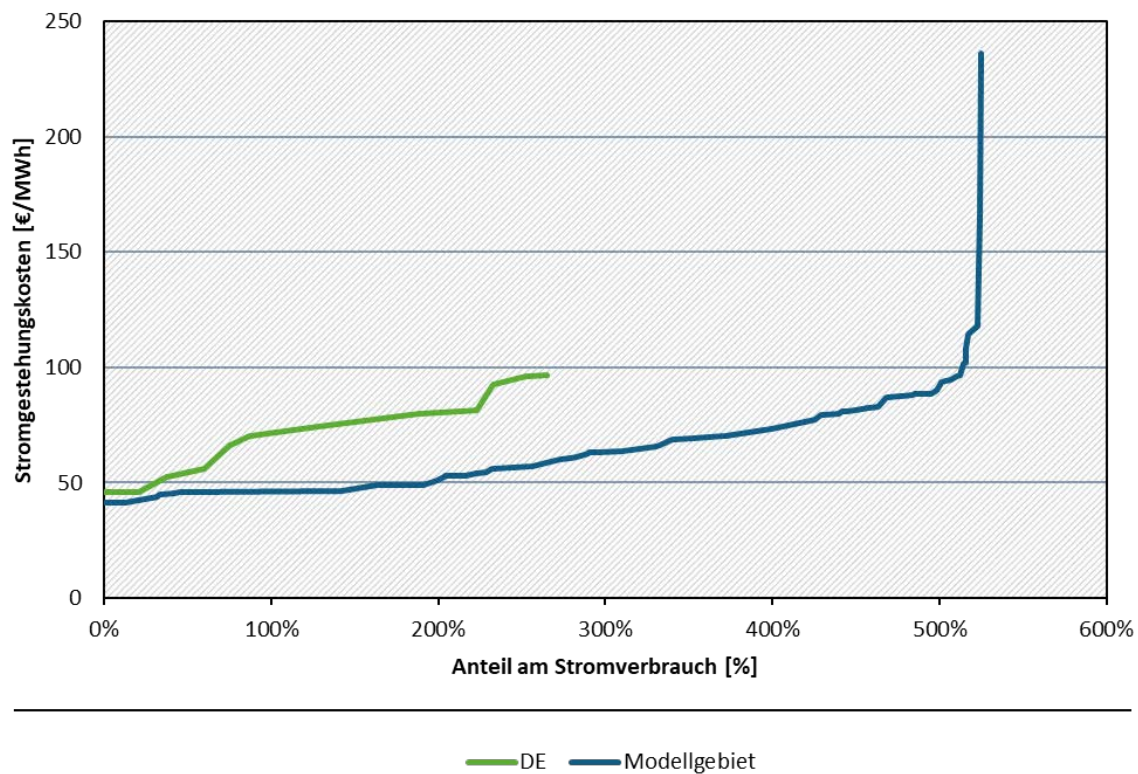
Grundsätzlich können die Förderkosten gesenkt werden, wenn zusätzliche Freiheitsgrade bei der Technologieauswahl und/oder die Auswahl der Marktzone erschlossen würden. Das Ziel wäre es dabei, die Kombination aus Technologie und Standort zuzubauen, die den größten Nutzen stiften kann, bzw. zu den geringsten Zusatzkosten führt. Eine Möglichkeit wäre eine schrittweise Weiterentwicklung des Ausschreibungssystems, welches zunehmend technologie-neutral und grenzüberschreitend bis hin zu EU-weit ausgestaltet werden könnte. Die Ausweitung von Auktionen auf andere Länder würde dazu führen, dass der EE-Zubau nicht mehr nur in Deutschland erfolgt. Falls auch langfristig politische Präferenzen für einen heimischen (Mindest-) Zubau bestehen, können grundsätzlich auch Hybrid-Lösungen aus nationalen und internationalen Ausschreibung gewählt oder nationale Mindestanteile als Nebenbedingungen in die internationalen Ausschreibungen integriert werden.

Abbildung 33 zeigt einen Vergleich einer technologieübergreifenden nationalen Kostenpotenzialkurve für Wind und PV mit einer entsprechenden technologieübergreifenden Kostenpotenzialkurve des gesamten Modellgebiets.

Es zeigt sich, dass die nationale Kurve stärker ansteigt als diejenige des Modellgebiets. Zudem ist das Potenzial des Modellgebiets relativ zur Stromnachfrage signifikant größer. Daraus ist ersichtlich, dass größere und günstigere Potenziale genutzt werden könnten, wenn der räumliche Freiheitsgrad in der Ausschreibung genutzt würde. Ein größerer Lösungsraum wirkt sich dabei per Definition senkend auf die Förderkosten aus. Bei der Interpretation der Abbildung ist allerdings zu beachten, dass die Kurven auf Annahmen zu Stromgestehungskosten basieren und noch nicht die Marktwerte als zusätzliches Entscheidungskriterium für die Allokation des Ausbaus enthalten. Die Reihung der volkswirtschaftlich günstigsten Zubauoptionen ist daher nicht zwingend identisch mit der rein kostenbasierten Reihung.

Es ist nicht trivial den Zeitpunkt zu bestimmen, ab dem eine Ausweitung der Ausschreibungen sinnvoll ist. Wie bereits in den vorherigen Phasen spielen auch Lerneffekte eine Rolle, welche noch vor einer Ausweitung die Effizienz und Effektivität der Förderung in der Praxis durch gezielte Feinjustierungen im Design erhöhen können. Wenn jedoch trotz der Nutzung dieser Weiterentwicklungsoptionen die Förderkosten unverhältnismäßig hoch sind, könnte eine Ausweitung der Ausschreibungsfreiheitsgrade in Betracht gezogen werden.

Abbildung 33: Technologieübergreifende Kostenpotenzialkurven für Wind und PV

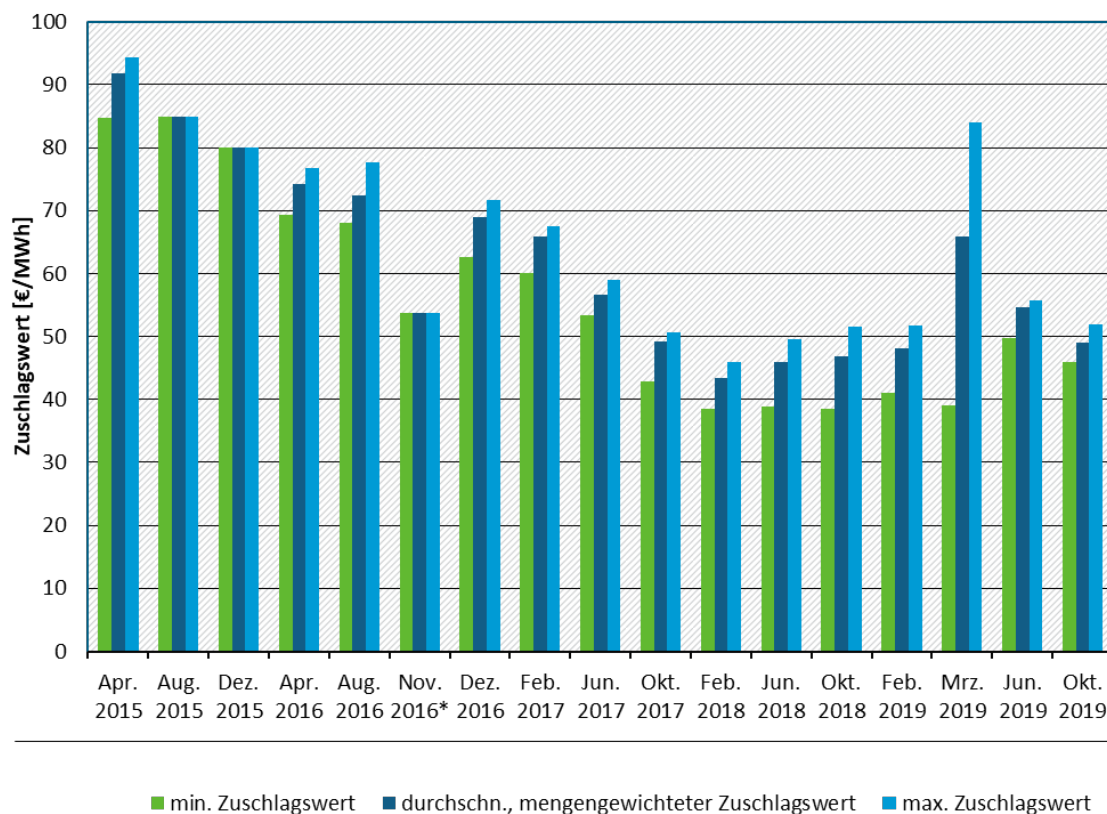


Quelle: Eigene Berechnung.

In der jüngeren Vergangenheit gab es bereits erste Schritte in Richtung größerer Freiheitsgrade. So fanden in den Jahren 2018/2019 insgesamt vier gemeinsame Ausschreibungen für Wind Onshore und PV statt. Die Zuschläge erhielten bisher ausschließlich PV-Anlagen, was für eine derzeit günstigere Kombination aus Kosten und Marktwert-Projektionen im Vergleich zu Wind Onshore spricht. Es ist allerdings auch zu beachten, dass die Bedingungen für Windenergieanlagen in der gemeinsamen Ausschreibung in einigen Punkten von denen der technologiespezifischen Ausschreibungen abweichen (keine Anwendung der Regelungen für Bürgerenergiegesellschaften, keine Anwendung des Referenzertragsmodells, Einführung standortspezifischer Höchstwerte).

Für grenzüberschreitende Ausschreibungen gibt es ebenfalls bereits erste Erfahrungswerte. Im November 2016 wurde eine deutsch-dänische PV-Ausschreibung durchgeführt. Eine Ausschreibung unter Beteiligung von zwei Ländern ist zwar nur ein kleiner Test, er kann jedoch schon andeuten, welche Effekte bei umfassenderen Ausgestaltungen auftreten könnten. Abbildung 34 stellt die Ergebnisse der Ausschreibung vom November 2016 in die Reihe der bereits oben gezeigten nationalen PV-Ausschreibungen.

Abbildung 34: Ergebnisse deutscher und deutsch-dänischer (Nov. 2016) PV-Ausschreibungen



* Grenzüberschreitende Ausschreibung DE&DK

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2019a, 2019d).

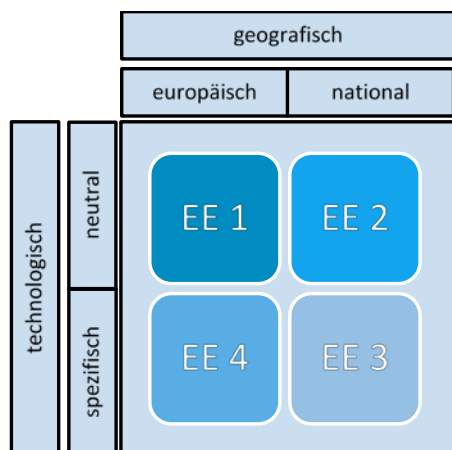
Das Ergebnis der Ausschreibung führte entsprechend der Erwartungen bei größeren regionalen Freiheitsgraden zu geringeren Fördersätzen. In dieser Ausschreibung erhielten ausschließlich dänische Gebote die Zuschläge. Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass Effizienzpotenziale durch mehr Freiheitsgrade gehoben werden können. Sie zeigen jedoch gleichzeitig, dass Verteilungsfragen bei der räumlichen Allokation des Ausbaus (und der entsprechenden Förderkosten) relevant werden können. Es ist ratsam, bei Verteilungsfragen nicht auf einzelne Ausschreibungen zu schauen, sondern eine längere zeitliche Perspektive einzunehmen. Räumliche und technologische Freiheitsgrade in wettbewerblichen Ausschreibungen führen zu Feedback-Loops, die langfristig zu ausgleichenden Effekten führen können. Wenn in einer Ausschreibungsrunde eine Technologie in einer Marktzone viele Zuschläge erhält, kann es daran liegen, dass diese Technologie an diesem Ort bisher unterrepräsentiert ist und der Zubau daher einen hohen Nutzen stiften kann. Der Zubau wirkt jedoch senkend auf den Marktwert. In der nächsten Ausschreibungsrunde könnte daher eine andere Technologie an einem anderen Standort bezuschlagt werden, um diese Konzentrationseffekte auszugleichen. Für marktwertbasierte Feedback-Loops ist es jedoch notwendig, dass Marktwerte in der Gebotsgestaltung eine Rolle spielen, und dass somit ein gewisses Maß an Investitionsrisiko besteht, um einen systemdienlichen EE-Zubau anzureizen.

4.4 Quantitative Analysen verschiedener EE-Fördersysteme

Im Schwesterprojekt untersuchen wir, wie bereits in Kapitel 3.3.7 ausführlicher erläutert, Transformationspfade für die europäische Stromversorgung hin zu einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung auf Basis erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050. In vier der insgesamt zehn Szenarien analysieren wir dabei die Effekte verschiedener EE-Fördersysteme, die neben Deutschland auch das übrige Europa abdecken. Im Fokus stehen dabei nicht die in den Kapiteln 4.2 und 4.3 untersuchten Umsetzungsmodelle der Förderung sondern die Definition der vorgegebenen EE-Ziele in ihren räumlichen, technologischen und indirekt auch zeitlichen Dimensionen.¹² Grundsätzlich ließen sich diese EE-Ziele aber über geeignete Varianten der diskutierten Fördersysteme in der Praxis implementieren.

Die Szenarioanalysen nähern sich den genannten Zieldimensionen in einer stilisierten, möglichst systematischen Art und Weise. Jedes der vier Szenarien kombiniert entweder europäische oder nationale Zielvorgaben mit einer technologieneutralen oder technologiespezifischen Zieldefinition. Abbildung 35 zeigt ein Schema der EE-Szenarien. Im Szenariodesign berücksichtigen wir zusätzliche Wünsche des Umweltbundesamtes zur konkreten Umsetzung. Die Unterschiede zwischen den Szenarien sind in diesen Fällen auf den jeweiligen Policy-Mix statt auf einzelne Policy-Elemente zurückzuführen. Weitere Erläuterungen zu den Szenarien finden sich auch in Anhang A.1.

Abbildung 35: Schematische Darstellung der EE-Szenarien entlang der EE-Zieldimensionen



Quelle: Eigene Darstellung.

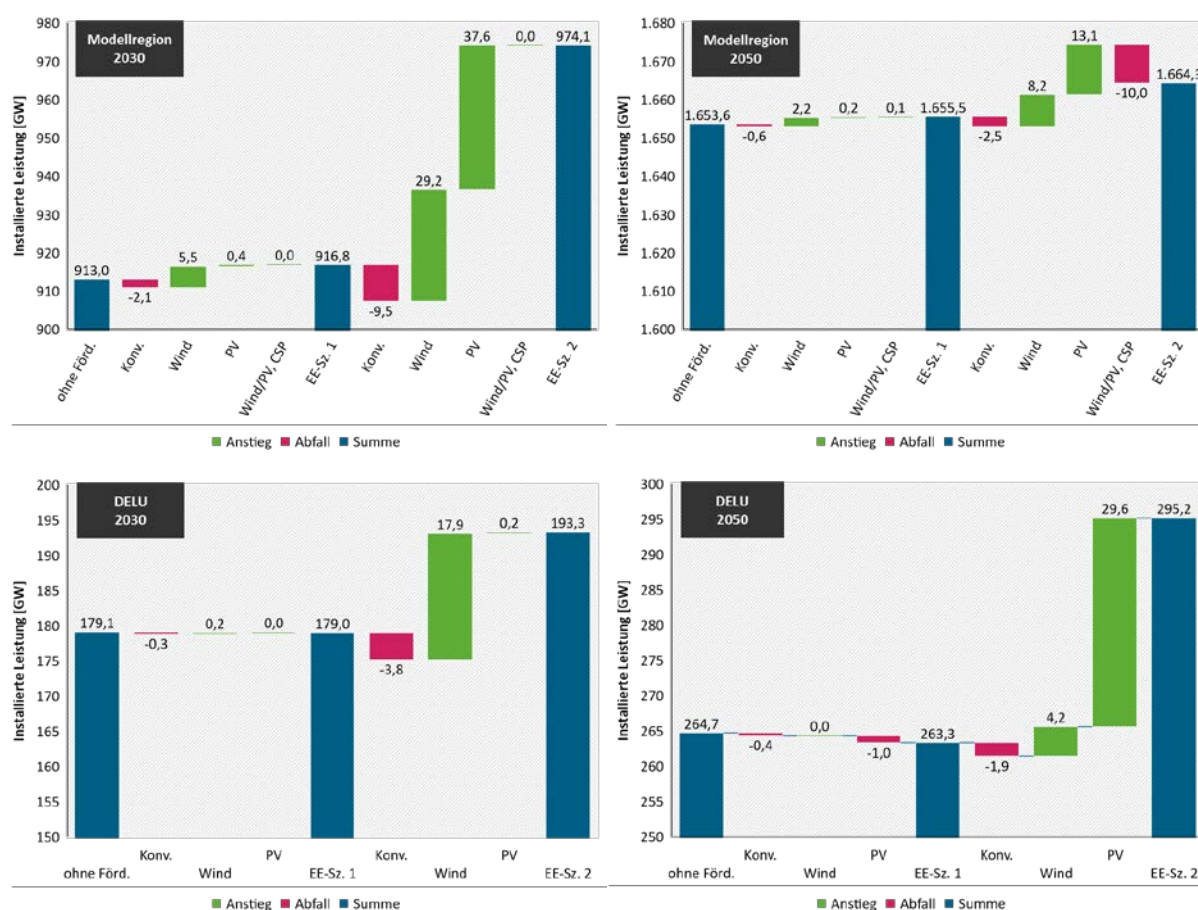
Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten

An dieser Stelle gehen wir auf einige Kernergebnisse der EE-Szenarien ein. Abbildung 36 zeigt anhand der installierten Leistung zunächst die Effekte der Einführung eines europäischen, technologieneutralen Fördersystems (EE-Szenario 1) im Vergleich zu einem Referenzszenario ohne Fördersystem (das bereits in Kapitel 3.3.7 betrachtete Netzrestriktionsszenario), sowie die Effekte einer zusätzlichen Einführung nationaler, technologieneutraler Zielvorgaben (EE-Szenario 2) neben dem weiterhin geltenden europäischen Ziel. Wir betrachten dabei das Modelljahr der Einführung der Ziele (2030) und das letzte Modelljahr 2050 mit den ambitioniertesten Vorgaben.

¹² Technisch werden die Zielvorgaben im Modell über die Vorgabe einer Mindest-EE-Erzeugung umgesetzt. Es handelt sich dabei aber um keine Vorfestlegung auf oder Empfehlung für ein Umsetzungsmodell.

Die Veränderungen zwischen dem EE-Szenario 1 und dem Referenzszenario sind aufgrund der moderaten Vorgabe von +20 TWh zusätzlicher EE-Erzeugung¹³ in der gesamten Modellregion im Jahr 2030, +30 TWh im Jahr 2040 und +40 TWh im Jahr 2050 (entspricht jeweils +1%) sind relativ gering. In Summe über die Modellregion beobachten wir daher sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2050 einen leichten Rückgang der konventionellen Kraftwerkskapazitäten und einen leichten Anstieg der EE-Kapazitäten. Die Windenergieleistung steigt dabei stärker als die der anderen Technologien (hier untergliedert in PV einerseits, und die Summe aus den nur in Nordafrika modellierten kombinierten Wind- und PV-Anlagen und Solarthermie (CSP) andererseits). Die Windenergie ist also die nächstgünstigste EE-Technologie zur Zielerfüllung, d. h. die Technologie mit dem besten Verhältnis aus Nutzen (Höhe und Struktur des Ertrags) und Kosten. In der deutsch-luxemburgischen Marktzone (abgekürzt als DELU oder deutsche Marktzone) sind die Effekte auf die installierte Leistung kaum spürbar.

Abbildung 36: Veränderung der installierten Leistung bei europäischer, technologieneutraler Förderung (EE-Sz. 1) und nationaler, technologieneutraler Förderung (EE-Sz. 2) gegenüber dem Referenzfall ohne Förderung (Netzrestriktions-Szenario)



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Einführung zusätzlicher nationaler EE-Ziele im EE-Szenario 2 führt dagegen zu deutlich größeren Veränderungen im Vergleich zum EE-Szenario 1. Für das Jahr 2030 ist dabei allerdings zu beachten, dass die Summe der nationalen Zielvorgaben um rund 123 TWh über dem europäischen Ziel liegt, das bereits im EE-Szenario 1 galt und auch weiterhin im EE-Szenario 2

¹³ Einschließlich Stromerzeugung auf Basis von treibhausgasneutralem EE-basierten PtG und Stromimporten aus Nordafrika.

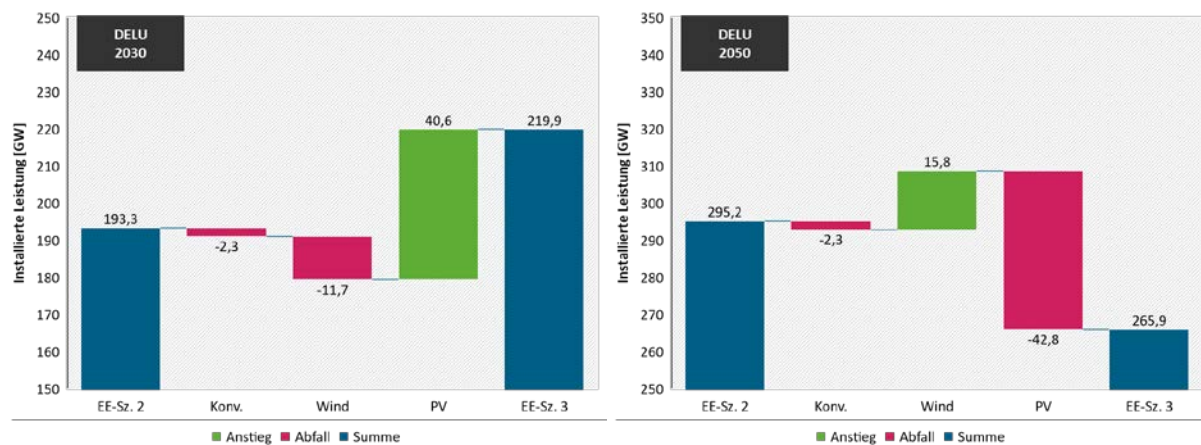
gilt. Die Veränderungen der Ergebnisse sind daher auf einen Policy-Mix aus der zusätzlichen nationalen Zieldimension und dem im Jahr 2030 höheren Ambitionsniveau für den EE-Ausbau zurückzuführen.

Für das Erreichen der Ziele im EE-Szenario 2 ist die geografische Verteilung der erneuerbaren Energien ein zusätzliches Kriterium. Daher werden nun auch weniger günstige EE-Standorte genutzt, die bei rein europäischen Zielen nicht zum Zuge kamen, und bessere Standorte kommen im Gegenzug weniger zum Einsatz. Da sich dementsprechend die durchschnittlichen Erträge der erneuerbaren Energien verringern, werden insgesamt mehr EE-Kapazitäten benötigt. Auf der Ebene der Modellregion steigen daher sowohl die Wind- als auch die PV-Kapazitäten im EE-Szenario 2, wozu im Jahr 2030 allerdings auch das höhere Ambitionsniveau beiträgt, das den EE-Ausbau teilweise vorzieht. Im Jahr 2050 verdrängen die zusätzlichen Wind- und PV-Kapazitäten auch nordafrikanische Technologien (hier zu erkennen anhand der kombinierten Wind- und PV-Anlagen), da diese annahmegemäß nicht zu den nationalen Zielen beitragen. Die konventionelle Kraftwerksleistung geht in der Modellregion ebenfalls leicht zurück.

Die deutsche Marktzone zählt zu denjenigen Zonen, deren EE-Ausbau durch die nationalen EE-Ziele am stärksten steigt. Im Jahr 2050 ist die deutsche Marktzone nur eine von zweien, deren nationale Zielvorgabe eine Zunahme der erneuerbaren Energien im Vergleich zum EE-Szenario 1 nach sich zieht. Dieser zusätzliche EE-Ausbau verdrängt sogar im Gegenzug erneuerbare Energien in anderen Zonen, die dort zuvor aufgrund der übergeordneten europäischen Ziele zugebaut wurden. Per Definition führt diese neue Allokation zu einer aus europäischer (System-) Sicht weniger optimalen, d.h. teureren Nutzung der europäischen EE-Potenziale. Die Ergebnisse der deutschen Marktzone zeigen auch, dass die zusätzlich geforderten nationalen EE-Mengen im Jahr 2030 noch aus Windenergie bereitgestellt werden, während im Jahr 2050 der zusätzliche PV-Ausbau dominiert. Dies zeigt, dass sich im Laufe der Zeit die optimale Technologiewahl ändern kann, sowohl aufgrund veränderter Kostenstrukturen als auch durch Veränderungen in der residualen Laststruktur.

Die nächste Abbildung 37 zeigt die Effekte einer nationalen technologiespezifischen Förderung, die im EE-Szenario 3 allein für die deutsche Marktzone zusätzlich zu den im EE-Szenario 2 geltenden Zielsystemen eingeführt wird. Aus diesem Grund zeigen sich relevante Veränderungen in den Ergebnissen auch nur in der deutschen Marktzone, während die Effekte in der restlichen Modellregion vernachlässigbar gering sind. Daher zeigt Abbildung 37 hier auch nur die Ergebnisse für die deutsche Marktzone. Die technologiespezifischen Ziele der deutschen Marktzone sind im EE-Szenario 3 so gestaltet, dass sie eine paritätische Verteilung der installierten Leistung von Wind (Onshore und Offshore in Summe) einerseits und PV andererseits bei einer ggü. EE-Szenario 1 unveränderten Gesamterzeugungsmenge der Technologien anstreben. Im Jahr 2030 übersetzen sich diese Ziele in sinkende Wind- und steigende PV-Kapazitäten. Aufgrund der niedrigeren Erträge von PV ist der Leistungsanstieg dieser Technologie größer als der Rückgang der Windleistung. Im Jahr 2050 nehmen dagegen die Windkapazitäten zu und die PV-Kapazitäten ab.

Abbildung 37: Veränderung der installierten Leistung bei nationaler, technologiespezifischer Förderung in der deutschen Marktzone (EE-Sz. 3) gegenüber einer nationalen, technologieneutralen Förderung (EE-Sz. 2)

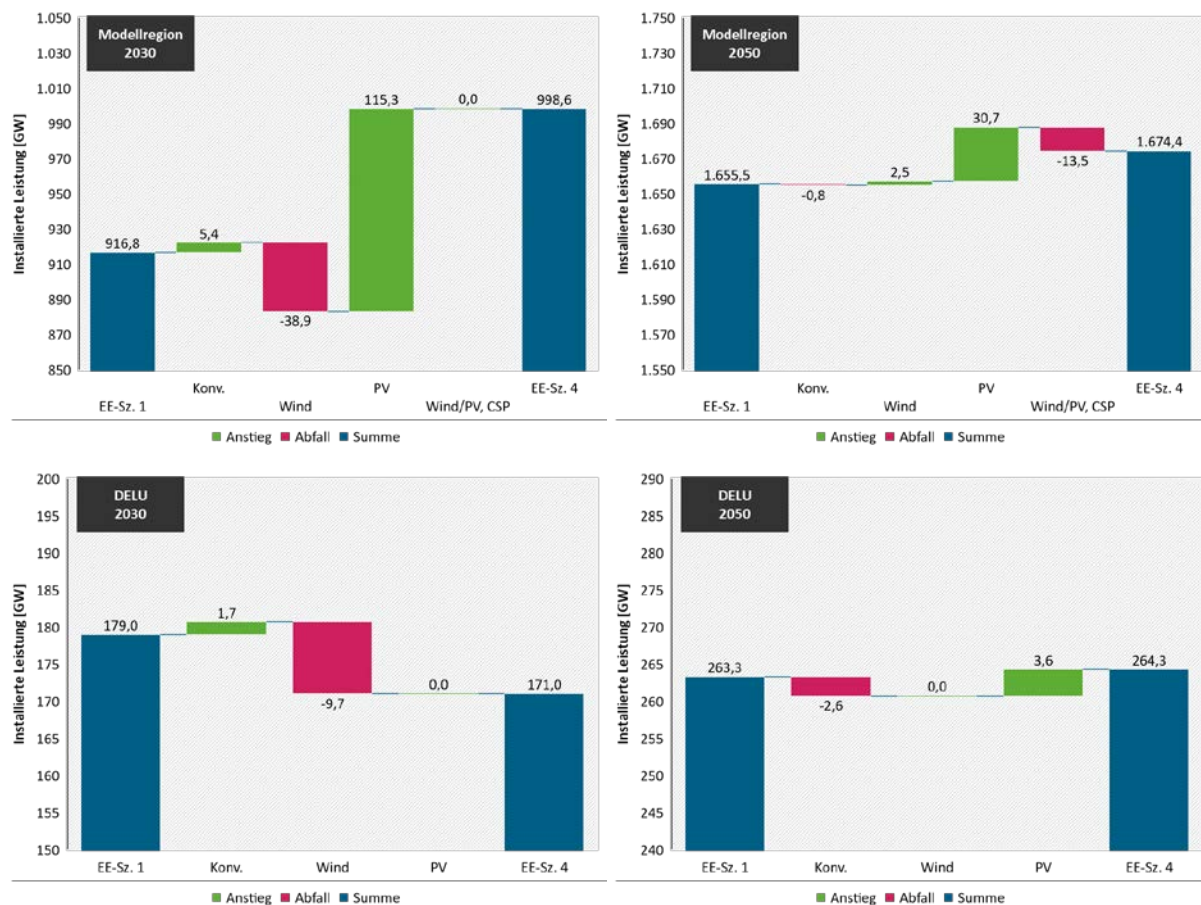


Quelle: Eigene Berechnungen.

Der PV-Ausbau wird durch die technologiespezifischen Ziele zeitlich deutlich vorgezogen, da er in den anderen Szenarien erst im Jahr 2050 in signifikantem Ausmaß stattfindet. Außerdem werden im Jahr 2050 erstmals Offshore-Kapazitäten in der deutschen Marktzone endogen zugebaut, die in den anderen Szenarien aus Kostengründen nicht zum Zuge kommen. Die technologiespezifischen Ziele stellen demnach einen deutlichen Eingriff in die technologische und zeitliche Entwicklung des EE-Ausbaus dar.

Das vierte EE-Szenario ist eine Variation des ersten EE-Szenarios und untersucht die Einführung einer technologiespezifischen Förderung auf europäischer Ebene. Die technologiespezifischen Ziele werden wieder nach dem Grundsatz der Leistungsparität von Wind und PV bei gleichbleibenden EE-Erzeugungsmengen gestaltet. Auch auf Ebene der Modellregion bedeutet das wiederum einen Anstieg der Windleistung im Jahr 2030 und einen Anstieg der PV-Leistung im Jahr 2050. Das technologiespezifische Wind-Ziel wird allerdings in allen Jahren leicht übererfüllt, um das übergeordnete technologieneutrale EE-Ziel zu erfüllen. Auf europäischer Ebene sind die technologiespezifischen Ziele insgesamt leichter zu erfüllen als auf nationaler Ebene, da angesichts der vielfältigen europäischen EE-Potenziale mehr Wahlmöglichkeiten bestehen.

Abbildung 38: Veränderung der installierten Leistung bei europäischer, technologiespezifischer Förderung (EE-Sz. 4) gegenüber einer europäischen, technologieneutralen Förderung (EE-Sz. 1)



Quelle: Eigene Berechnungen.

Entwicklung der Systemkosten

Wir haben aus den bisherigen Analysen folglich zeigen können, dass EE-Fördersysteme zu durchaus signifikanten Veränderungen in den räumlichen, technologischen und zeitlichen Dimensionen des EE-Ausbaus führen können. Da in den Modellrechnungen das Versorgungssystem als Ganzes optimiert wird, passen sich auch die anderen Systemelemente an die veränderten Rahmenbedingungen an. Die bisher diskutierten Abbildungen haben bereits Veränderungen des konventionellen Kraftwerksparks gezeigt, die darüber hinaus von weiteren Anpassungen im Einsatz der Flexibilitätsoptionen einschließlich des Netzes ergänzt werden.

Aufgrund der großen Freiheitsgrade, die im Modell annahmegemäß zur Verfügung stehen, kann sich das modellierte System sowohl regional als auch technologisch gut an die EE-Fördersysteme anpassen und macht von diesen Möglichkeiten umfassend Gebrauch. Auch die Verwendung eines quantitativen Optimierungsmodells, das per Definition Lösungen an den effizienten Außenkanten des Lösungsraums sucht, führt zur Ausnutzung jeder kleinsten Anpassungsmöglichkeit, um die Kosten zu minimieren. Die in der Praxis mit Fördersystemen verbundenen Transaktionskosten und möglichen regulatorischen Risiken für Marktteilnehmer, sowie die Friktionen, welche die entsprechenden Systemanpassungen hemmen können, können im Modell allerdings nicht oder nur vereinfacht erfasst werden. Diese verschiedenen Faktoren

sind insbesondere bei der Interpretation der Ergebnisse zu den Kosten der Systemanpassungen zu bedenken, die als theoretische, in der Praxis nicht erreichbare Untergrenze anzusehen sind.

Zusätzliche bindende Nebenbedingungen für die Optimierung, wie hier die Zielvorgaben in den EE-Szenarien, schränken den Lösungsraum der Optimierung per Definition ein und führen stets zu höheren Kosten. Dementsprechend liegen die Barwerte der Gesamtkosten¹⁴ für den Zeitraum 2015-2050 in den EE-Szenarien über demjenigen des Referenzszenarios ohne EE-Förderung (die Gesamtkosten des Netzrestriktionsszenarios, welches als Referenzszenario dient, liegen bei ca. 3.200 Mrd. EUR). Die EE-Szenarien mit Zielvorgaben auf europäischer Ebene weisen im Vergleich zur Referenz um 0,7 Mrd. EUR (EE-Szenario 1, technologieneutral) bzw. 9,9 Mrd. EUR (EE-Szenario 4, technologiespezifisch) höhere Barwerte der Gesamtkosten auf (abdiskontierte Summe der Gesamtkosten über die Modelljahre 2015-2050). Die Zusatzkosten derjenigen EE-Szenarien, die zusätzlich zu den europäischen Zielen auch nationale Vorgaben (also einen weiter eingeschränkten Lösungsraum) aufweisen, liegen wie zu erwarten auf einem nochmals höheren Niveau, und zwar bei 20,2 Mrd. EUR im EE-Szenario 2 mit nationalen technologieneutralen Zielen, und bei 25,0 Mrd. EUR im EE-Szenario 3 mit darüber hinaus ergänzten nationalen technologiespezifischen Zielen in der deutschen (jeweils Anstieg des Barwerts der Gesamtkosten 2015-2050 im Vergleich zum Referenzszenario). Der Kostenanstieg zwischen den beiden letztgenannten Szenarien i.H.v. 4,8 Mrd. EUR ist dabei in erster Linie auf Anpassungen innerhalb der deutschen Marktzone zurückzuführen, da sich die Ergebnisse in der restlichen Modellregion kaum ändern.

Alle genannten Zahlen sind als theoretische Untergrenze für die zusätzlichen Systemkosten der EE-Förderung zu interpretieren, die in der Praxis so nicht erreichbar ist. Unter Berücksichtigung der oben erläuterten Freiheitsgrade und der Grundeigenschaften des Optimierungsmodells ist es daher auch nicht überraschend, dass die Zusatzkosten der EE-Szenarien relativ zu den Gesamtkosten des Referenzszenarios ohne Förderung im Bereich von 0,02% (EE-Szenario 1) bis 0,78% (EE-Szenario 3) liegen, nicht zuletzt angesichts der - entsprechend des umfassenden Modellierungsrahmens - großen Kostenbasis von ca. 3.200 Mrd. EUR im Nenner der Berechnung (entspricht dem Barwert der Gesamtkosten im Referenzszenario).

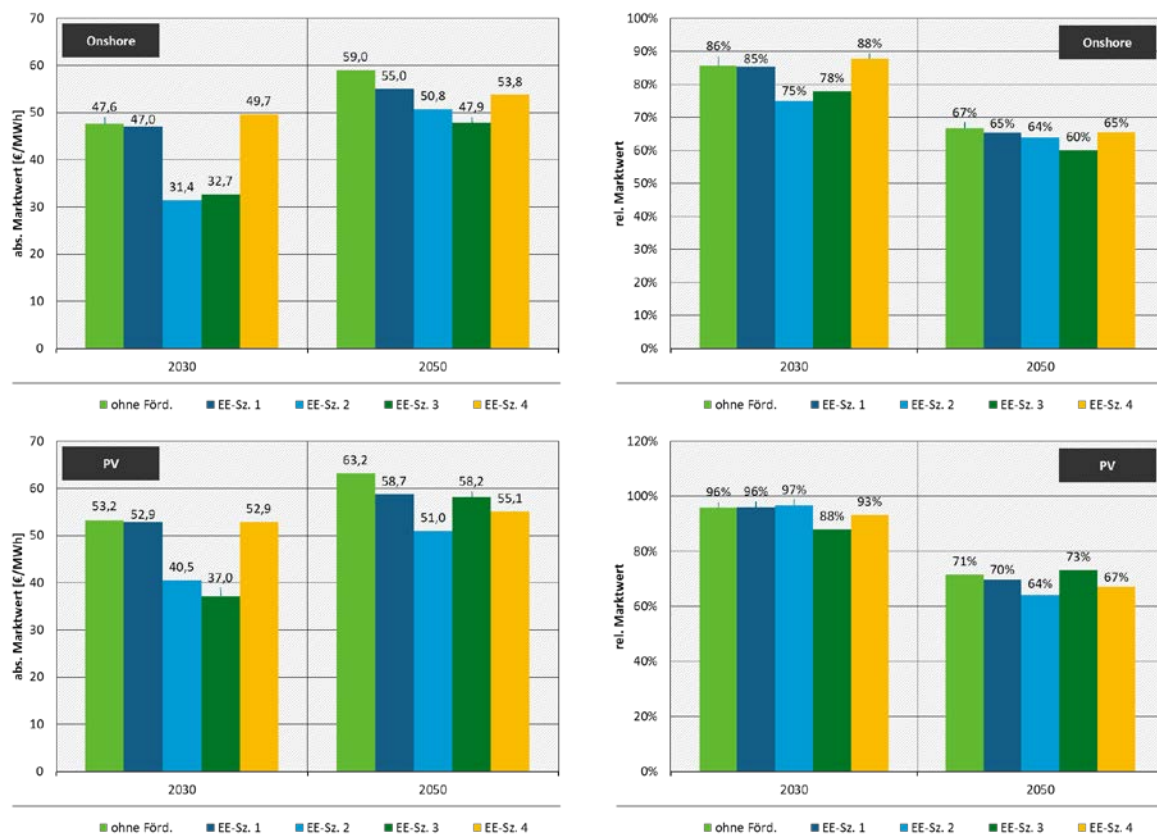
Wie bereits angesprochen, entstehen in der Praxis grundsätzlich zusätzliche Friktionen und Transaktionskosten, die durch das Modell nicht erfasst werden können. Im spezifischen Fall der EE-Förderung kommt es in der Praxis zu weiteren Ineffizienzen, deren Umfang von dem gewählten Umsetzungsmodell der (hier in ihrer einfachsten Repräsentation modellierten) Fördersysteme abhängt. Andererseits können in der Praxis die Kosten für Wind und PV auch deutlich stärker sinken, als in der Modellierung angenommen. Dadurch würden EE-Zusammensetzungen, die von der optimalen Allokation abweichen, zu niedrigeren relativen Kostenunterschieden führen. Aus diesen und den anderen oben genannten Gründen sind also in der Praxis (tendenziell) höhere Zusatzkosten zu erwarten, sodass die o.g. exakten Zahlen nicht überbewertet werden sollten. Die Reihenfolge der nach Höhe ihrer Kosten sortierten Szenarien ist allerdings robust und wäre in der Praxis ebenso zu erwarten. Sie verdeutlicht einen wichtigen Zusammenhang: Je komplexer und vielschichtiger die Fördersysteme bzw. Zielvorgaben sind, desto höher sind die Zusatzkosten. Dementsprechend ist eine technologiespezifische Förderung teurer als eine technologieneutrale, und eine nationale Förderung teurer als eine europäische Förderung. Umgekehrt gesprochen sind die EE-Ziele umso günstiger zu erreichen, je mehr Freiheitsgrade im Ausbau bzw. der Allokation der erneuerbaren Energien gelassen werden.

¹⁴ Zur Berechnung des Barwerts wurden alle im Modell erfassten Kosten für den Zeitraum 2015-2050 summiert und auf das Startjahr 2015 mit einem Satz von 3% abdiskontiert.

Entwicklung der EE-Marktwerte

Die Unterschiede in den Marktwerten einzelner Techniken der erneuerbaren Energien sind ein hilfreicher Indikator dafür, wie gut bzw. wie einfach die EE-Integration dieser Techniken unter verschiedenen Rahmenbedingungen gelingt, und eben auch welchen Wert die Stromerzeugung dieser Techniken am Markt hat (s. auch Diskussion in Kapitel 3.2.7). Wie bereits erläutert, entsprechen die absoluten Marktwerte dem jährlichen Durchschnitt der Einnahmen der erneuerbaren Energien am Strommarkt, also des Produktes aus stündlichen Strompreisen und stündlicher Einspeisung. Alle Veränderungen im Niveau und in der Struktur sowohl der Preise als auch der EE-Einspeisung schlagen sich demnach im Marktwert nieder. Dementsprechend komplex sind die Analysen der Marktwerte.

Abbildung 39: EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone bei unterschiedlichen Fördersystemen



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 39 zeigt die deutschen Marktwerte für Wind Onshore und PV für die vier EE-Szenarien und das Vergleichsszenario ohne Fördersystem (Netzrestriktionsszenario). Die beiden Diagramme links zeigen die absoluten Marktwerte, jeweils für die Jahre 2030 und 2050. Dabei wird deutlich, dass die absoluten Marktwerte in den Szenarien mit Fördersystemen niedriger sind als ohne Fördersystem. Im Regelfall sind die Marktwerte im EE-Szenario 1, also im Szenario mit den größten Freiheitsgraden bei der Zielerreichung, höher als in den anderen EE-Szenarien. Deutlich ist dagegen das Absinken der Marktwerte in den EE-Szenarien 2 (national, technologieneutral) und 3 (national, technologiespezifisch). Insbesondere im Jahr 2030, in dem die nationalen Zielvorgaben zu den größten Veränderungen gegenüber dem europäisch-technologieneutralen Fördersystem führen, sind die Marktwertverluste in Deutschland besonders signifikant. Dennoch sind die absoluten Marktwerte in beiden Szenarien im Jahr 2030 deutlich höher als im Jahr 2020 mit wesentlich weniger EE-Erzeugung, weil (wie

auch in allen anderen Szenarien) das allgemeine Strompreisniveau im Zeitverlauf steigt; aus demselben Grund steigen die absoluten Marktwerte von 2030 bis 2050 auch in den beiden EE-Szenarien 2 und 3 noch einmal erheblich.

Wie bereits beschrieben, steigen im Jahr 2030 im EE-Szenario 3 die PV-Kapazitäten im Vergleich zum EE-Szenario 2, während die Wind-Kapazitäten sinken. Dies übersetzt sich in einen Rückgang der PV-Marktwerte und einen Anstieg der Onshore-Marktwerte, da die höhere Konzentration der PV-Einspeisung stärkere preissenkende Effekte nach sich zieht, während es sich für Onshore andersherum verhält. Im Jahr 2050 dreht sich der Effekt für die beiden Technologien, ausgehend von einem Leistungszuwachs für Onshore und einem Rückgang für PV.

Im Vergleich der Szenarien 1 (europäisch, technologieneutral) und 4 (europäisch, technologiespezifisch) gibt es ähnliche Muster, die Effekt sind jedoch geringer. Im Jahr 2030 sinken die Onshore-Kapazitäten in der deutschen Marktzone bei einer technologiespezifischen Förderung im Vergleich zu einer technologieneutralen Förderung. Gleichzeitig steigt der Onshore-Marktwert. Für PV verändert sich in diesem Jahr weder die Leistung noch der Marktwert. Im Jahr 2050 steigen dann die PV-Kapazitäten, während die Onshore-Leistung etwa gleichbleibt. Der PV-Marktwert sinkt in diesem Jahr merklich unter den Marktwert im EE-Szenario 1, und auch der Onshore-Marktwert sinkt, absolut betrachtet allerdings etwas weniger als für PV.

Die Entwicklung der absoluten Marktwerte über die Zeit zeigt ein steigendes Niveau im Jahr 2050 im Vergleich zu 2030. Dieser Effekt ist im Wesentlichen auf das ebenfalls steigende Strompreisniveau (auch in Folge der wesentlich höheren CO₂-Preise) zurückzuführen, das aber entsprechend senkend auf den Förderbedarf für die EE wirkt. Zusätzliche Hinweise für die Interpretation der Ergebnisse liefern die relativen Marktwerte, also die Quotienten aus Marktwert und Preisdurchschnitt, da sie die Effekte unterschiedlicher Preisniveaus ausblenden. Die Entwicklung der relativen Marktwerte ist für Wind und PV jeweils in den beiden rechten Diagrammen in Abbildung 39 dargestellt. Dort wird deutlich, dass die relativen Marktwerte im Jahr 2050 deutlich niedriger sind als im Jahr 2030. Aufgrund der steigenden EE-Anteilen kommt es häufiger zu Situationen mit hoher EE-Erzeugung, in denen die preissenkenden Effekte der erneuerbaren Energien besonders deutlich sind und die in der Berechnung des Marktwertes aufgrund der hohen Mengen stark ins Gewicht fallen. Die sinkenden relativen Marktwerte sind daher ein Indikator für die steigenden Herausforderungen der EE-Integration mit höheren EE-Anteilen.

Fazit

Insgesamt bestätigen die Ergebnisse der Modellierung einige der allgemeineren Aussagen aus den vorherigen Unterkapiteln. Das Hauptaugenmerk der quantitativen Analyse liegt auf der Effizienz der Fördersysteme. Wie bereits in den qualitativen Diskussionen deutlich geworden ist, werden Gesamt-EE-Ziele am effizientesten über Fördersysteme mit regionen- und technologieübergreifenden Zielen erreicht. Wenn aus anderen Gründen, beispielsweise aufgrund von nationalen Klima- und EE-Zielen, aus arbeitsmarkt- und industriepolitischen Gründen oder mit dem Ziel günstigerer Großhandelspreise für Strom weiterhin ein heimischer und/oder technologiespezifischer (Mindest-) Zubau angestrebt wird, und diese Präferenzen über entsprechende Fördersysteme implementiert werden, entstehen bei gleichem Gesamtziel höhere Kosten. Gleichzeitig steigen die Integrationsherausforderungen, während die Marktwerte in der Tendenz sinken. Insbesondere in Systemen mit hohen EE-Anteilen sollten daher alle Argumente im Gesamtkontext gegenübergestellt und sorgfältig abgewogen werden.

5 Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei der Transformation des Strommarktes

In diesem Kapitel wird das Marktdesign aus Kapitel 3 hinsichtlich der Wirkung auf die Versorgungssicherheit analysiert. Bereits dort wurde das Thema Versorgungssicherheit als eine zentrale Anforderung für das Marktdesign diskutiert. Im nun folgenden Abschnitt legen wir jedoch den Fokus der Untersuchung auf die spezifischen Herausforderungen bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien, sowie auf die Ansätze, mit denen auch bei hohen EE-Anteilen Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Im Anschluss diskutieren wir, wie sich die Anreize für Marktteilnehmer mit der Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu einem nachhaltigen Strommarktdesign kombinieren lassen und unter welchen Umständen zusätzliche Instrumente zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit genutzt werden können.

5.1 Anforderungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Wir folgen auch in diesem Abschnitt der Definition von Versorgungssicherheit aus Kapitel 3.1. Der Fokus liegt also auf einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage unter Berücksichtigung aller zur Verfügung stehenden Optionen und der jeweiligen Zahlungsbereitschaft.¹⁵ Ausgehend von dieser Definition bestehen jedoch verschiedene Perspektiven auf den Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Spitzenlastsituationen, die den Schwerpunkt auf unterschiedliche Aspekte legen. Im Folgenden diskutieren wir, wie sich diese Perspektiven auf die Bewertung und Bereitstellung von Versorgungssicherheit auswirken. Die Herausforderung besteht darin, all diese Perspektiven zu integrieren, sodass die Versorgungssicherheit effizient und nachhaltig gewährleistet werden kann.

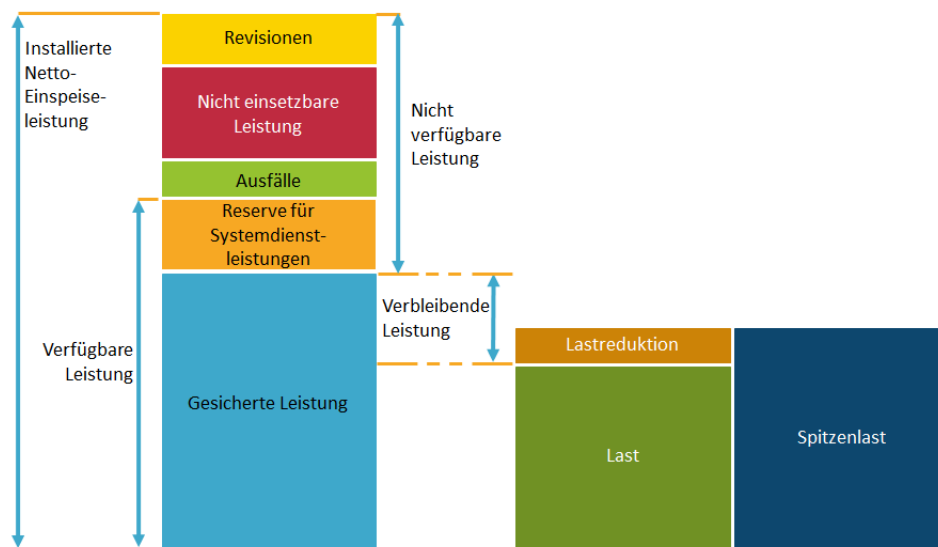
Zunächst diskutieren wir jedoch verschiedene Methoden zur Bewertung der Versorgungssicherheit, an denen sich bereits unterschiedliche Perspektiven erkennen lassen und die spätere Diskussion unterstützen.

Methoden zur Bewertung von Versorgungssicherheit

Die *Leistungsbilanzmethode* stellt den traditionellen Ansatz zur Bewertung von Versorgungssicherheit dar. Er wird u. a. von den Übertragungsnetzbetreibern genutzt (vgl. ÜNB, 2015) und folgt einer statischen Perspektive auf Versorgungssicherheit, in der stochastische Effekte nur sehr begrenzt erfasst werden. In dieser Methode wird von der erwarteten Spitzenlast die mögliche Lastreduktion abgezogen, und die verbleibende Last mit derjenigen Erzeugungsleistung verglichen, die für die Spitzenlaststunde als gesichert angenommen wird. Aus der Differenz dieser zwei Kenngrößen wird dann eine Aussage über die Versorgungssicherheit abgeleitet. Da in diese Analyse keine Abweichungen von den betrachteten Zuständen der Last und der verfügbaren Erzeugungsleistung einbezogen werden, wird die Leistungsbilanzmethode auch als deterministischer Ansatz bezeichnet. Abbildung 40 stellt den Vergleich zwischen Erzeugungsleistung und Last schematisch dar.

¹⁵ Der Ausgleich von Angebot und Nachfrage kann auch in Situationen mit hoher EE-Einspeisung eine Herausforderung darstellen. Wenn von wirtschaftlichen und ökologischen Aspekten abstrahiert wird, kann der Ausgleich von Angebot und Nachfrage durch das Abregeln von EE-Einspeisung hergestellt werden. In weiteren Verlauf des Kapitels konzentrieren wir uns daher auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Knappheitssituationen.

Abbildung 40: Schematische Darstellung der Leistungsbilanzmethode



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ÜNB (2014).

Die als gesichert angenommene konventionelle Erzeugungsleistung ergibt sich aus der installierten konventionellen Leistung abzüglich der aufgrund von Revisionen, der Bereitstellung von Systemdienstleistungen und ungeplanten Ausfällen nichtverfügbaren Leistung. Die ungeplanten, nicht-disponiblen Ausfälle der konventionellen Kraftwerke werden dabei mit einer rekursiven Faltung bestimmt, die erwartete technologiespezifische Ausfallwahrscheinlichkeiten berücksichtigt. Aus der rekursiven Faltung lässt sich dann die mit 99 % Wahrscheinlichkeit gesichert verfügbar Leistung berechnen. Die Faltung erfolgt entweder auf der Ebene einzelner Technologien (vgl. ÜNB, 2014) oder auf Ebene des gesamten Kraftwerksparks (vgl. ÜNB, 2015). Wie wir in der späteren Diskussion in diesem Unterkapitel zeigen werden, wird die gesicherte Leistung unterschätzt, wenn die rekursive Faltung nicht technologieübergreifend durchgeführt wird und so der Ausgleich der Ausfälle zwischen den Technologien vernachlässigt wird.

Die gesicherte Leistung aus erneuerbaren Energien und Pumpspeichern wird in der Leistungsbilanzmethode typischerweise pauschal berücksichtigt. Beispielsweise wird in ÜNB (2015) die historische Einspeisung der Windenergie über vier Jahre betrachtet und ihre Verfügbarkeit in dem einen Prozent der Stunden mit der niedrigsten Einspeisung als gesicherte Leistung angesetzt. Im Ergebnis wird 99 % der Leistung als nicht verfügbar gewertet. Ähnlich wird für andere EE vorgegangen, wobei jedoch teils deutlich kürzere Zeiträume ausgewertet werden. Beispielsweise werden für PV nur zwei Referenzzeitpunkte betrachtet, und zwar jeweils der dritte Mittwoch im Januar und Dezember um 19:00. Im Ergebnis wird 100 % der PV-Leistung als nicht verfügbar bewertet. Die Nichtverfügbarkeit von Pumpspeichern wird auf Basis von Erfahrungswerten festgelegt. Die Summe dieser nicht verfügbaren Leistung ist in Abbildung 40 gemeinsam mit disponiblen ungeplanten Ausfällen unter „nicht einsetzbarer Leistung“ zusammengefasst. Der Leistungsbilanzansatz erfasst folglich nicht in geeigneter Form die Stochastik der erneuerbaren Energien und den Speichereinsatz sowie die Ausgleichseffekte zwischen erneuerbaren Energien und der Last. Insgesamt wird dadurch der Beitrag dieser Technologien zur Versorgungssicherheit unterschätzt.

Eine weitere Einschränkung der Leistungsbilanzmethode ist, dass alle Eingangsgrößen statisch sind, sodass zeitabhängige Effekte nicht erfasst werden können. Insbesondere die stochastische Durchmischung von Kraftwerksausfällen, der Einspeisung erneuerbarer Energien und der Last sind jedoch wichtige Einflussgrößen für das Versorgungssicherheitsniveau. Anpassungen von

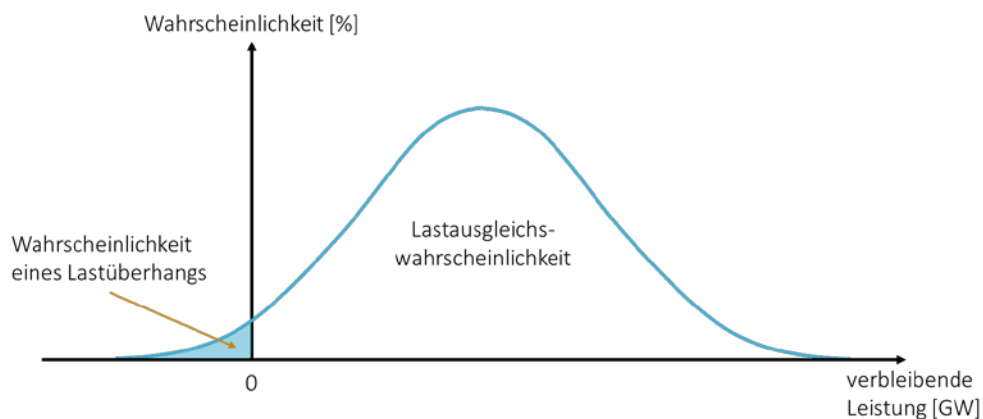
Angebot und Nachfrage an die Marktsituation werden ebenfalls nicht geeignet abgebildet. Unter anderem wird Lastflexibilität in der Regel nur über einen pauschalen, in der Regel sehr gering angesetzten Abschlag von der Spitzenlast berücksichtigt.

Der Leistungsbilanzansatz wird derzeit in der Regel für nationale Analysen der Versorgungssicherheit angewendet. Zwar ist es möglich, die Datengrundlage auf ein größeres Gebiet auszuweiten, jedoch können die ebenfalls zeitabhängigen grenzüberschreitenden Beiträge zur Versorgungssicherheit nicht geeignet erfasst werden. Das gleiche gilt für Einschränkungen aufgrund von begrenzten Übertragungskapazitäten. Für die Abbildung der Versorgungssicherheit im Kontext des europäischen Binnenmarktes ist die Methode folglich nicht geeignet.

Aufgrund der Limitierungen der Leistungsbilanzmethode wurden in den letzten Jahren *probabilistische Methoden* zur Bestimmung der Versorgungssicherheit weiterentwickelt (siehe bspw. Consentec/r2b, 2015) und im Rahmen des Versorgungssicherheits-Monitoring angewendet (Consentec/r2b, 2019). Im Gegensatz zum weitgehend deterministischen Ansatz der Leistungsbilanz, welche die Ausgleichsmöglichkeit von Angebot und Nachfrage zu einem einzelnen gegebenen Zeitpunkt überprüft, betrachten probabilistische Methoden eine Vielzahl an möglichen Konstellationen von Angebot und Nachfrage. Hierfür werden Zeitreihen für die Last, die Nichtverfügbarkeit von konventioneller Erzeugung und die wetterabhängige Einspeisung erneuerbarer Energien genutzt. Durch eine ausreichend große Anzahl an Zeitreihen (mehrere Wetter- und Lastjahre) und eine geeignete Kombination dieser Eingangsdaten können die relevanten stochastischen Effekte erfasst werden. Dieser Ansatz ist für eine realitätsnahe Bewertung von Versorgungssicherheit von entscheidender Bedeutung. Insbesondere mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der zunehmenden Wetterabhängigkeit des Stromsystems werden stochastische Ausgleichseffekte relevanter, da sie einen positiven Effekt auf das Versorgungssicherheitsniveau haben.

Das Versorgungssicherheitsniveau kann in den probabilistischen Ansätzen anhand der Lastdeckungswahrscheinlichkeit bewertet werden. Dafür wird analysiert, in welchem Anteil der untersuchten Stunden die Last mit der jeweils verfügbaren konventionellen und erneuerbaren Leistung gedeckt werden kann. Dieses Vorgehen kann anhand einer Verteilungsfunktion der verbleibenden Leistung, d. h. der Differenz zwischen verfügbarer Leistung und Last, illustriert werden. Diese Verteilungsfunktion ist in Abbildung 41 dargestellt. Positive Werte auf der x-Achse stellen einen Angebotsüberhang dar ($\text{Leistung} > \text{Last}$), negative Werte einen Lastüberhang ($\text{Last} > \text{Leistung}$). Auf der y-Achse wird die Häufigkeit abgetragen, mit der eine verbleibende Leistung in einer gegebenen Höhe auftritt.

Abbildung 41: Wahrscheinlichkeitsverteilung der verbleibenden Leistung



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit entspricht der Fläche unter der Verteilungsfunktion im positiven Bereich der x-Achse. Im Umkehrschluss gibt die blau gekennzeichnete Fläche unter der Funktion im negativen Bereich die Wahrscheinlichkeit eines Lastüberhangs an. Auf Basis der Datengrundlage, aus der die Verteilungsfunktion abgeleitet wurde, ließe sich zudem die Information ableiten, wie hoch die erwartete nicht gedeckte Energiemenge ist. Setzt man diese Energiemenge in Relation zur erwarteten Stromnachfrage eines Jahres, dann erhält man die sogenannte Versorgungswahrscheinlichkeit.

Probabilistische Methoden können zudem so umgesetzt werden, dass räumliche Effekte im Binnenmarkt abgebildet werden. Wie beispielsweise Consentec/r2b (2015) zeigen, kann über eine methodische Weiterentwicklung auch der Einfluss begrenzter Austauschkapazitäten zwischen den Marktzone auf den Beitrag des Auslands zur nationalen Versorgungssicherheit erfasst werden. Dieser Ansatz gewinnt insbesondere im Kontext der Transformation der Stromerzeugung und der Binnenmarktintegration an Bedeutung.

5.1.1 Unterschiedliche Perspektiven auf Versorgungssicherheit

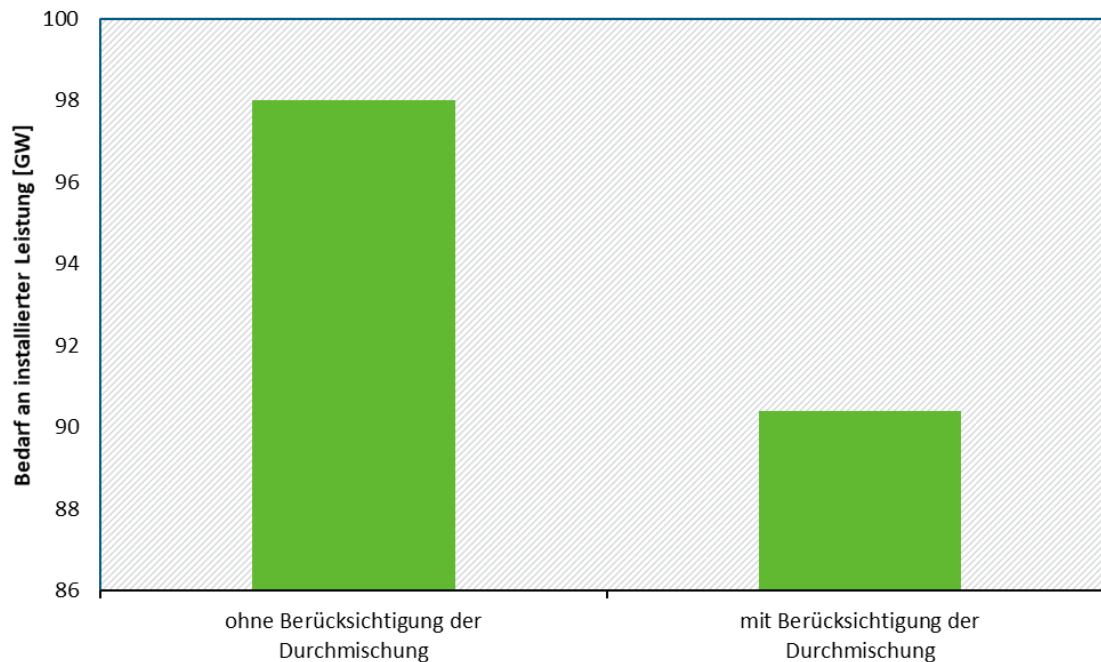
Die Diskussion der Methoden macht bereits deutlich, dass es unterschiedliche Perspektiven auf Versorgungssicherheit gibt, die sich in der Wahl der Ansätze niederschlagen. Im Folgenden gehen wir auf diese unterschiedlichen Perspektiven weiter ein und machen Querbezüge zur Methodendiskussion deutlich.

Perspektive nationale Vorhaltung konventioneller Erzeugungsleistung

Als Startpunkt der Analyse nehmen wir wie bei der Leistungsbilanzmethode eine deterministische Perspektive ein, in der die Versorgung national und ausschließlich über konventionelle Kraftwerke abgesichert wird. Von diesem Punkt aus können wir die weiteren Perspektiven einordnen und Weiterentwicklungen der deterministischen Perspektive illustrieren.

Die Frage, ob das gewünschte Versorgungssicherheitsniveau erreicht wird, wird aus der hier betrachteten Perspektive durch einen Vergleich der Spitzenlast mit der gesicherten konventionellen Erzeugungsleistung bei einem vorgegebenen Wahrscheinlichkeitsniveau von typischen 99% beantwortet. Beide Größen beschreiben jeweils einen denkbaren Zustand der nationalen Kraftwerksverfügbarkeit bzw. der nationalen Last. Eine Überschätzung des Kapazitätsbedarfs ergibt sich, wenn die Verfügbarkeit der Leistung wie bspw. in ÜNB (2014) auf Ebene einzelner Kraftwerkstechnologien statt wie in ÜNB (2015) gemeinsam für den gesamten Kraftwerkspark analysiert wird. Indem die gesicherte Leistung zunächst für einen Teil des Kraftwerksparks ermittelt und die Ergebnisse erst anschließend aufaddiert werden, wird die Durchmischung der stochastischen Kraftwerksausfälle nicht vollständig erfasst und die gesichert verfügbare Leistung wird unterschätzt. In Abbildung 42 zeigen wir anhand eines vereinfachten Beispiels mit 5 Erzeugungstechnologien und 84 GW Spitzenlast, wie sich dieses Vorgehen auf den Bedarf an Kraftwerksleistung auswirkt.

Abbildung 42: Bedarf an installierter Leistung zur Absicherung einer Spitzenlast von 84 GW mit 99 % Wahrscheinlichkeit mit und ohne Berücksichtigung von Ausgleichseffekten bei einer rekursiven Faltung über 5 Kraftwerkstechnologien



Quelle: Eigene Berechnung.

In unserem Beispiel gehen wir von einheitlichen Wahrscheinlichkeiten ungeplanter nicht disponibler Ausfälle und einer gleichmäßigen Verteilung der Kapazitäten auf die 5 Technologien aus. Wir bestimmen einmal mit und einmal ohne Berücksichtigung der Ausgleichseffekte zwischen den Technologien, wieviel installierte Leistung benötigt wird, um die Spitzenlast mit der in Leistungsbilanzansätzen typischen 99 %igen Wahrscheinlichkeit zu decken. Die Ergebnisse zeigen, dass bei einer Vernachlässigung der Ausgleichseffekte der Bedarf an installierter Leistung stark überschätzt wird. Bei der vorgegebenen Wahrscheinlichkeit wird ein um 5,6 GW höherer Bedarf konventioneller Erzeugungsleistung ermittelt, als bei einer umfassenden Berücksichtigung der relevanten stochastischen Ausgleichseffekte. Dieser überschätzende Effekt auf den Bedarf ist umso größer, je höher das vorgegebene Wahrscheinlichkeitsniveau ist.

Durch den Fokus auf die gesicherte Leistung wird die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Kraftwerksverfügbarkeit zudem nur an einem Zeitpunkt ausgewertet. Die eingangs beschriebenen probabilistischen Ansätze, in denen die stochastischen Effekte durch die Auswertung einer Vielzahl möglicher Zustände erfasst werden, erlauben eine deutlich differenziertere Perspektive auf Versorgungssicherheit. Dazu trägt auch bei, dass die Durchmischung der Kraftwerksausfälle mit der Schwankung der Last berücksichtigt werden. Ähnlich wie beim oben diskutierten Beispiel führt die Analyse zusätzlicher Ausgleichseffekt dazu, dass der Bedarf an Leistung genauer abgeschätzt werden kann. Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit hat dementsprechend einen höheren Informationsgehalt als der statische Vergleich von Angebot und Nachfrage.

In den folgenden Abschnitten entfernen wir uns schrittweise weiter von der hier betrachteten konventionellen und nationalen Perspektive und erweitern den Fokus um zusätzliche stochastische Faktoren. Der Mehrwert probabilistischer Ansätze wird umso deutlicher, je höher

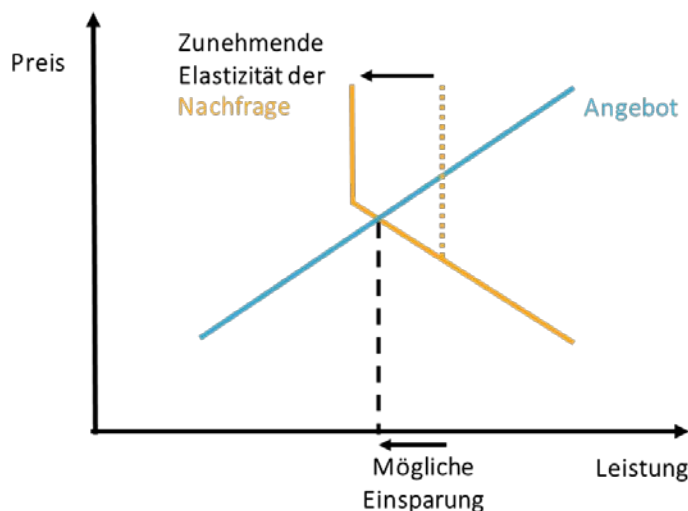
die Komplexität des betrachteten Systems und dementsprechend die Realitätsnähe im Transformationsprozess ist.

Perspektive Deckung des inflexiblen Anteils der Nachfrage

Die eben beschriebene Perspektive, in der konventionelle Kraftwerke die Versorgungssicherheit gewährleisten, blendet aus, dass auch Verbraucher einen aktiven Beitrag zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage leisten können. Der Fokus auf die Erzeugungsleistung vernachlässigt somit wichtige Flexibilitäts- und Effizienzpotenziale.

Wie in Abschnitt 3.1.1 beschrieben, setzt sich die Nachfrage aus flexiblen und inflexiblen Verbrauchern zusammen. Flexible Verbraucher, die ihren Konsum an den Strompreis anpassen, bilden den elastischen Teil der Nachfragefunktion. Sie erhöhen durch ihr flexibles Verbrauchsverhalten die Versorgungssicherheit. In Spitzenlastsituationen mit hohen Strompreisen reduzieren diese Verbraucher ihre Nachfrage, sodass die Last sinkt und weniger konventionelle Erzeugungsleistung benötigt wird. Die Nachfragereduktion erfolgt freiwillig auf Basis eigener Präferenzen, da flexible Verbraucher die Strompreise gegen ihre Opportunitäten abwägen. Für inflexible Verbraucher sind die Opportunitätskosten dagegen so hoch, dass ihre Nachfrage in den marktrelevanten Strompreisbereichen inelastisch ist, oder das Strompreissignal erreicht sie nicht (z.B. weil sie über keinen zeitdifferenzierenden Zähler verfügen). Dieser Teil der Nachfrage ist letztlich dafür ausschlaggebend, wie viele Erzeugungskapazitäten vorgehalten werden müssen. Um eine Markträumung sicherzustellen, muss die inelastische Nachfrage durch Erzeugungsleistung in entsprechender Höhe abgesichert sein, da eine preis- und präferenzbasierte Reduktion der Last in diesem Bereich nicht stattfindet. In Abbildung 43 haben wir den Ausgleich von Angebot und Nachfrage mit unterschiedlich großen elastischen Anteilen exemplarisch dargestellt.

Abbildung 43: Mögliche Einsparung von Erzeugungsleistung bei zunehmender Elastizität der Nachfrage



Quelle: Eigene Darstellung.

Gegenüber einer weitgehend inelastischen Nachfrage sinkt die benötigte Leistung in Zeiten hoher Strompreise, wenn ein Teil der Nachfrage elastisch ist. Das Heben von Flexibilitätspotenzialen auf Seiten der Nachfrage kann somit den Bedarf an gesicherter konventioneller Erzeugungsleistung zur Deckung der Spitzenlast reduzieren. Zu den für die Versorgungssicherheit relevanten Flexibilitätspotenzialen zählen sowohl Verbraucher, die ihre

Last in Abhängigkeit des Strompreises verschieben, als auch Verbraucher, die vollständig auf ihre Last verzichten:

- *Lastverschiebung*: Die Nachfrage wird in diesem Fall zeitlich verlagert. In Zeiten hoher Preise wird die Last eingesenkt, und als Ausgleich dazu in Stunden mit niedrigeren Preisen erhöht. Der Verbraucher nutzt diese Flexibilität, wenn die eingesparten Stromkosten über den mit der Verschiebung verbundenen intertemporalen Opportunitätskosten liegen.
- *Freiwilliger Lastverzicht*: In diesem Fall verzichtet der Verbraucher auf Konsum, weil die Stromkosten die Opportunitätskosten übersteigen. Im Gegensatz zur Lastverschiebung wird die verminderte Stromnachfrage jedoch nicht im späteren Zeitverlauf kompensiert.

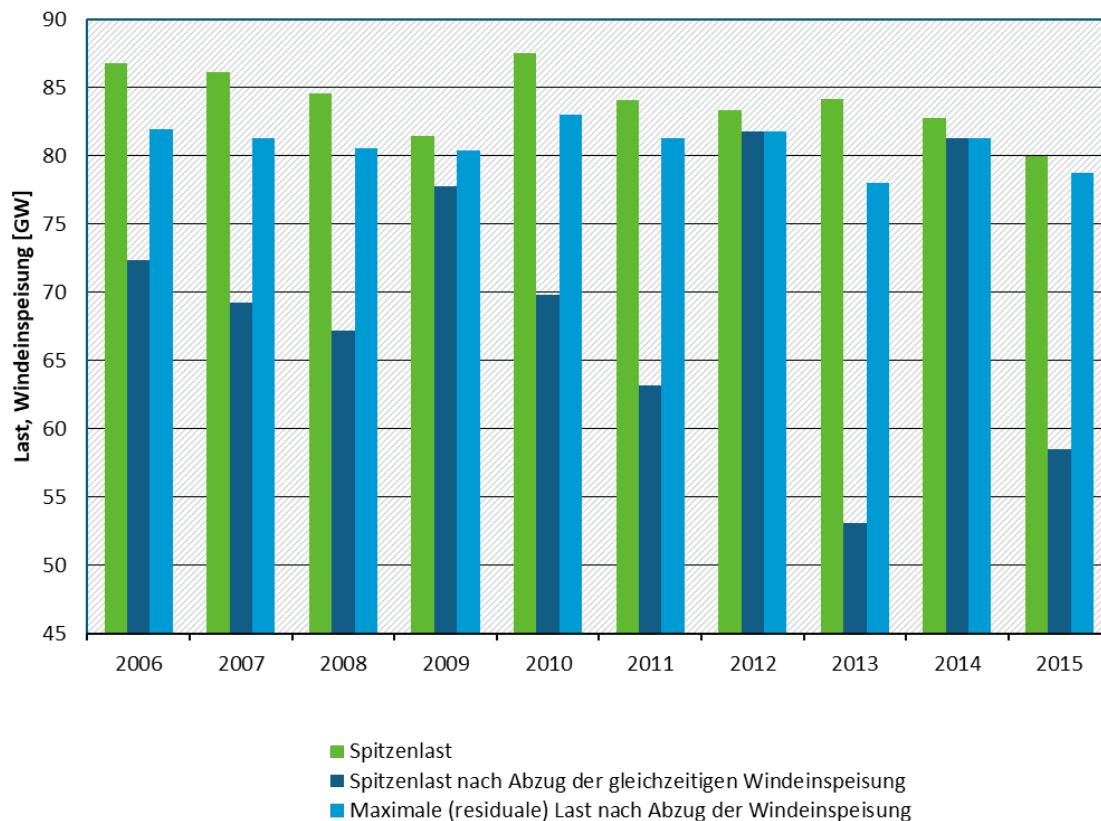
Beide Optionen können also die für den Bedarf an Erzeugungskapazitäten relevante Spitzenlast mindern, sodass sie in Versorgungssicherheitsanalysen ein wichtiger Bestandteil sind. Auf die Rolle flexibler Verbraucher für die Wirtschaftlichkeit von Spitzenlasttechnologien und die Anreize, mit denen die Flexibilitätspotenziale erschlossen werden können, gehen wir an späterer Stelle in diesem Unterkapitel 5.1 sowie in Abschnitt 5.2 näher ein.

Perspektive residuale Spitzenlast

Mit der Transformation der Stromerzeugung steigen die Anteile der erneuerbaren Energien am Erzeugungs- und Leistungsmix. Bei der Analyse der Versorgungssicherheit sollten deshalb der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung der Nachfrage und die mögliche Einsparung konventioneller Leistung berücksichtigt werden. In Systemen mit erneuerbaren Energien ergibt sich der Bedarf nach konventioneller Leistung aus der residualen Spitzenlast, also aus dem Maximum der um die EE-Erzeugung reduzierten Last. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Absicherung der Versorgung ergibt sich also vereinfacht gesagt aus dem Vergleich der Spitzenlast mit der residualen Spitzenlast. Da das Versorgungssicherheitsniveau auch bei einer Berücksichtigung der Beiträge erneuerbarer Energien unverändert bleiben soll, sind für die Bestimmung der möglichen Einsparungen konventioneller Leistung jedoch umfangreiche stochastische Analysen notwendig.

Im Gegensatz zu konventionellen Erzeugungstechnologien hängt die Verfügbarkeit variabler erneuerbarer Energien hauptsächlich von den Wetterbedingungen ab, sodass die EE-Erzeugung zur Zeit der Spitzenlast signifikanten Schwankungen unterliegt. Dies führt auch dazu, dass die residuale Spitzenlast in einer anderen Stunde des Jahres auftreten kann als die Spitzenlast. In Abbildung 44 haben wir exemplarisch für Deutschland für 10 Jahre die Spitzenlast, die Spitzenlast abzüglich der gleichzeitigen Onshore-Windeinspeisung und das Maximum der Last nach Abzug der Onshore-Windeinspeisung dargestellt.

Abbildung 44: Gegenüberstellung von Spitzenlast, Spitzenlast abzüglich der gleichzeitigen Windeinspeisung und der maximalen (residualen) Last nach Abzug der gleichzeitigen Windeinspeisung der Jahre 2006 - 2015 für Deutschland



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis ENTSO-E (2016), DWD (2014).

Es zeigt sich zum einen, dass sowohl die Spitzenlast selbst (grün) als auch die Beiträge der Windenergie in der Spitzenlaststunde mit den Jahren variieren. Zum anderen wird deutlich, dass die um die gleichzeitige Windenergieeinspeisung verminderte Spitzenlast (dunkelblau) und das Maximum der (residualen) Last nach Abzug der Windenergie (hellblau) deutlich voneinander abweichen können. Letztere beschreibt die maximal durch konventionelle Kraftwerke und (sofern verfügbar) andere EE zu deckende Last.

Die Ergebnisse illustrieren folglich, dass die stochastische Durchmischung der Last- und der EE-Erzeugung in Versorgungssicherheitsanalysen erfasst werden sollte, und dass sich der Bedarf an konventioneller Leistung in Systemen mit erneuerbaren Anteilen nicht länger anhand der Spitzenlastsituation bestimmen lässt. Eine auf konventionelle Technologien fokussierte Perspektive auf Versorgungssicherheit sowie deterministische Ansätze zu ihrer Bewertung sind deshalb im Kontext der Energiewende nicht geeignet.

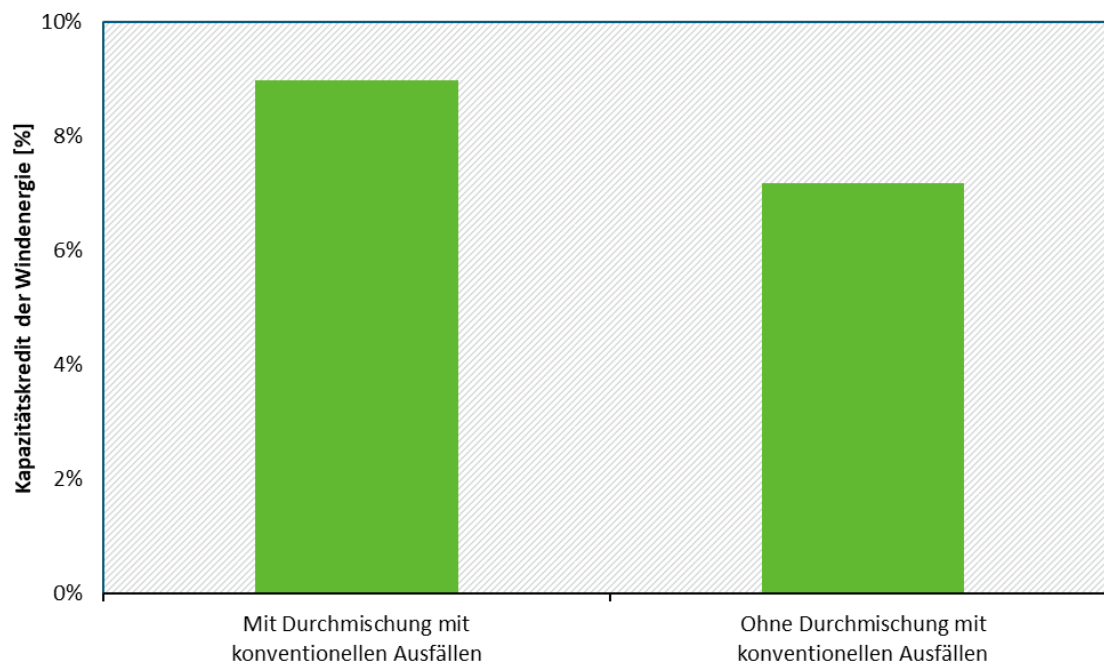
Die relevante Alternative sind folglich probabilistische Ansätze, in denen die residuale Last im Fokus steht. Die Datengrundlage und die Anzahl der betrachteten Zustände der Last und der EE-Einspeisung sollten in diesen Analysen so groß sein, dass die Wahrscheinlichkeitsverteilungen dieser stochastischen Faktoren adäquat abgebildet werden. Zudem ist es erforderlich, dass die in Abbildung 44 angedeuteten Gleichzeitigkeitseffekte der Last und der erneuerbaren Energien erfasst werden. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen haben wir in Connect (in Veröffentlichung, a) eine Methode entwickelt, um den Kapazitätskredit der erneuerbaren Energien zu bestimmen. Diese Größe ist für Fragen der Versorgungssicherheit relevant, da sie angibt, wieviel Leistung

konventioneller Kraftwerke durch erneuerbare Energien eingespart werden kann, ohne dass die Lastdeckungswahrscheinlichkeit sinkt.

In diesem Ansatz berücksichtigen wir stündliche Zeitreihen der Last und der Windgeschwindigkeiten aus zehn historischen Wetterjahren. Die Analyse der relevanten stochastischen Parameter vervollständigen wir, indem wir zudem 100 Ausfallzeitreihen des konventionellen Kraftwerksparks generieren und diese mit den Zeitreihen der Last und der EE-Einspeisung kombinieren. Die Abbildung der Durchmischung dieser Faktoren ist aus den gleichen Gründen relevant, wie eine technologieübergreifende Faltung der Ausfälle des konventionellen Kraftwerksparks (vgl. Abbildung 42). Würden wir die Durchmischung zwischen konventioneller und erneuerbarer Verfügbarkeit vernachlässigen, dann würden wir den Kapazitätskredit der erneuerbaren Energien unterschätzen und den Bedarf an konventioneller Kraftwerksleistung überschätzen.

In Abbildung 45 illustrieren wir diesen Zusammenhang, indem wir den Kapazitätskredit der Windenergie mit der Methode aus Connect (in Veröffentlichung, a) bestimmen, und dabei einmal eine konstante Verfügbarkeit des konventionellen Parks und einmal eine variierende Verfügbarkeit unterstellen. Der eine Fall (in der Abbildung rechts) vernachlässigt also Ausgleichseffekte zwischen der Höhe der Windenergieeinspeisung und der Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke. Der andere Fall (in der Abbildung links) schließt diese Durchmischung dagegen in die Analyse mit ein. Für das illustrative Beispiel nehmen wir eine rein nationale Perspektive ein und geben als alleinige erneuerbare Energien die installierte Onshore-Windleistung des Jahres 2015 in Deutschland vor.

Abbildung 45: Illustrative Darstellung des Kapazitätskredits der Windenergie mit und ohne Durchmischung mit konventionellen Kraftwerksausfällen



Quelle: Eigene Berechnung.

Die Ergebnisse zeigen einen signifikanten Einfluss der Ausgleichseffekte auf den Kapazitätskredit. Die Vernachlässigung dieser Effekte verringert den Kapazitätskredit um knapp 2 Prozentpunkte, was einem Rückgang um ca. 20 % entspricht. Dementsprechend wird auch die mögliche Einsparung konventioneller Kapazitäten um ca. 20 % unterschätzt. Die Höhe dieser

Abweichung unterstreicht die Bedeutung einer umfassenden Perspektive auf Versorgungssicherheit, in der das Zusammenspiel der stochastischen Systemelemente berücksichtigt wird.

Unsere Analysen in Connect (in Veröffentlichung, a) bestätigen, dass erneuerbare Energien einen signifikanten Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland leisten können. Wie hoch dieser Anteil ausfällt, hängt jedoch von mehreren Faktoren ab:

- ▶ *Auslegung der EE-Anlagen:* Die Anlagenauslegung beeinflusst, welchen Ertrag erneuerbare Energien auch bei ungünstigen Wetterbedingungen erzielen können. Je größer die Ausbeute in diesen Situationen ist, desto größer fällt der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit aus. Schwachwindanlagen haben deshalb einen höheren Kapazitätskredit als Starkwindanlagen.
- ▶ *Räumliche Anlagenverteilung:* Je breiter die EE-Anlagen regional verteilt sind, desto besser können lokale Unterschiede in den Wetterbedingungen ausgeglichen werden. Die stärkere regionale Durchmischung führt so zu einer höheren möglichen Einsparung konventioneller Kapazitäten.
- ▶ *Diversität der EE-Erzeugungstechnologien:* Ausgleichseffekte zwischen Wind- und PV-Technologien haben einen positiven Effekt auf die Versorgungssicherheit im europäischen Strommarkt. Insbesondere im Fall sehr hoher Windenergieanteile werden die residualen Spitzenlastsituationen in Zeiten verschoben, in denen auch Solaranlagen einen Beitrag zur Lastdeckung leisten können (insb. weil die Spitzenlast in Südeuropa zu einem anderen Zeitpunkt liegt als in Mitteleuropa).

In der Summe sinkt durch die Berücksichtigung des Beitrags erneuerbarer Energien die zur Absicherung der Versorgung notwendige konventionelle Erzeugungsleistung. Wie wir im Folgenden erläutern, hat neben den oben genannten Aspekten die räumliche Perspektive auf Versorgungssicherheit einen bedeutenden Einfluss darauf, wie viel Leistung benötigt wird.

Perspektive Berücksichtigung des Binnenmarktes zur Deckung der Last

Ein weiterer wichtiger Aspekt für die Versorgungssicherheit ist der Einfluss des EU-Binnenmarktes: Versorgungssicherheit muss europäisch länderübergreifend betrachtet werden, weil die deutsche Marktzone mit den Marktzone der Nachbarländer über eine umfängliche Netzinfrastruktur verbunden ist und Strom im europäischen Strommarkt intensiv grenzüberschreitend gehandelt und weiträumig transportiert wird.

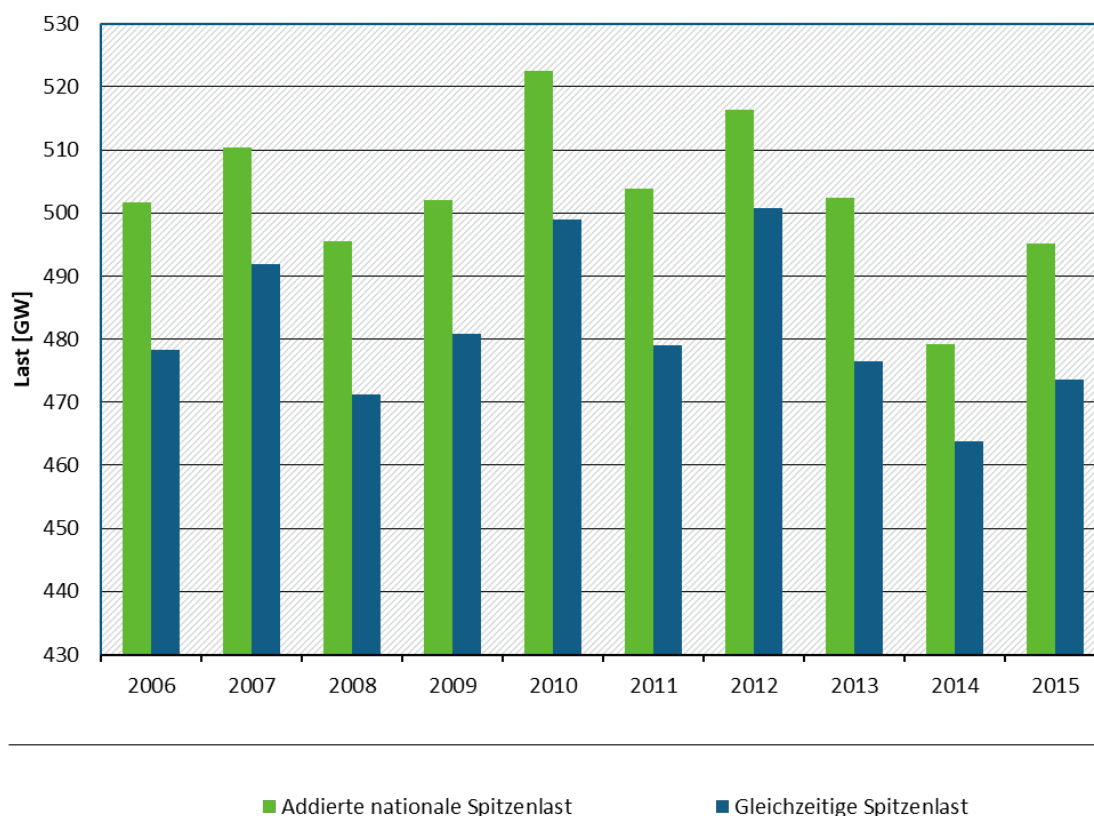
Der Binnenmarkt bietet über die Austauschkapazitäten zwischen Ländern die Möglichkeit, dass Angebot und Nachfrage länderübergreifend ausgeglichen werden können. Im Vergleich zu einer isolierten Betrachtung einer Marktzone erhöht der Binnenmarkt so die Flexibilität des Stromsystems, senkt den Kapazitätsbedarf im betrachteten Gebiet und unterstützt die Absicherung der Versorgung. Von zentraler Bedeutung sind dabei die länderübergreifenden Ausgleichseffekte

- der Last,
- der EE-Erzeugung und
- ungeplanter Kraftwerksausfälle.

Im Folgenden diskutieren wir diese drei Bereiche zunächst separat. Um das vollständige Potenzial der Ausgleichseffekte aufzuzeigen, illustrieren wir sie dabei unter der Annahme, dass keine Netzeengpässe bestehen. Zum Ende der Analyse zeigen wir dann die Kombination der drei Faktoren unter Berücksichtigung begrenzter Austauschkapazitäten.

Aufgrund der individuellen Laststrukturen einzelner Länder ist die Wahrscheinlichkeit gering, dass Spitzenlastsituationen zeitgleich auftreten (insb. weil die Spitzenlast in Südeuropa zu einem anderen Zeitpunkt liegt als in Mitteleuropa). Dies erlaubt es, ungenutzte Erzeugungskapazitäten des Binnenmarktes zur Deckung der nationalen Nachfrage in Spitzenlastsituationen zu nutzen. Um die Ausgleichseffekte der Last zu illustrieren, stellen wir in Abbildung 46 die addierten Spitzenlasten von 17 europäischen Ländern der gleichzeitigen Spitzenlast in diesen Ländern gegenüber.

Abbildung 46: Vergleich der addierten nationalen Spitzenlasten und der gleichzeitigen Spitzenlast in 17 europäischen Ländern in den Jahren 2006 bis 2015



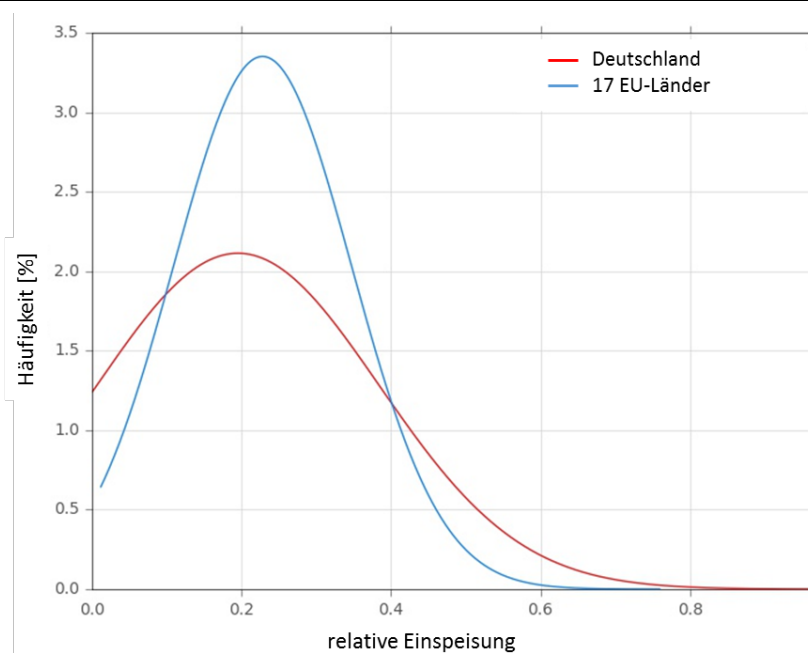
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis ENTSO-E (2016).

Die großen Unterschiede zeigen, dass zum Zeitpunkt nationaler Spitzenlasten signifikante Ausgleichspotenziale im Binnenmarkt bestehen. Diese Potenziale sind in der Tendenz umso größer, je größer das betrachtete Gebiet ist. Ein analoger Zusammenhang besteht bei den Ausgleichseffekten der erneuerbaren Energien im Binnenmarkt. In der nationalen Perspektive

auf die EE-Beiträge zur Versorgungssicherheit haben wir bereits diskutiert, dass der Kapazitätskredit der erneuerbaren Energien steigt, wenn Ausgleichseffekte zwischen verschiedenen Erzeugungsregionen beachtet werden. Die Einbeziehung länderübergreifender Ausgleichseffekte verstärkt diesen Zusammenhang auf der Ebene des Binnenmarktes. So kann eine niedrige nationale EE-Erzeugung in einer Hochlastsituation durch EE-Erzeugung in anderen Regionen des Binnenmarktes ausgeglichen werden.

Zur Verdeutlichung des Durchmischungspotenzials haben wir in Abbildung 47 die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Auslastung der Windenergiekapazitäten für Deutschland und für die bereits oben betrachtete Gruppe von 17 europäischen Ländern dargestellt. Datengrundlage sind 10 historische Wetterjahre und der Windenergieanlagenbestand des Jahres 2015.

Abbildung 47: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Windenergieeinspeisung relativ zur Kapazität für Deutschland und für 17 europäische Länder über 10 Wetterjahre



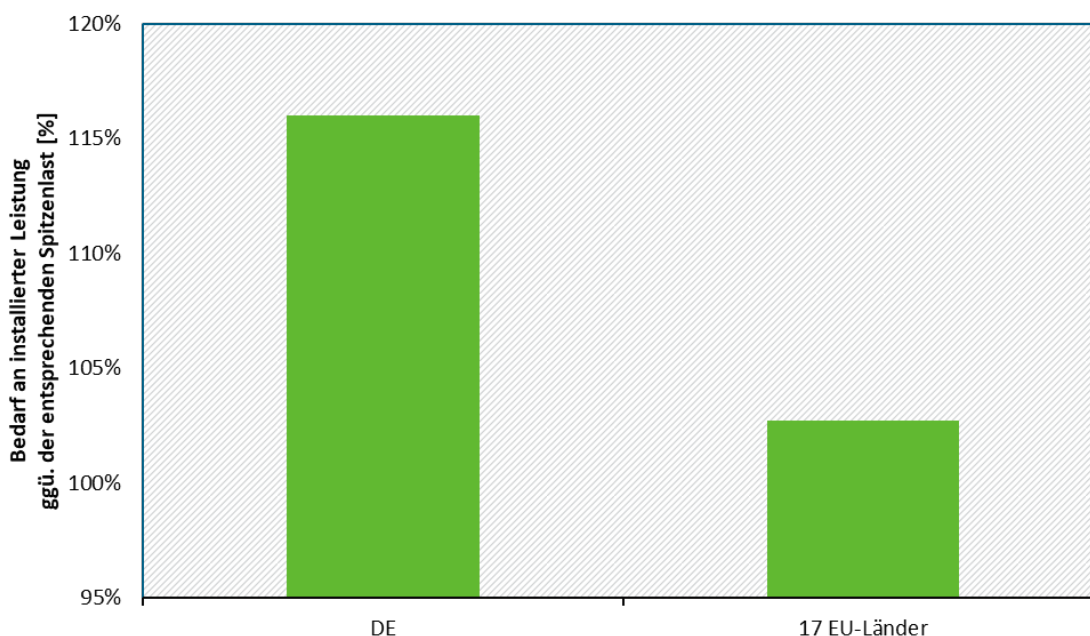
Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Darstellung verdeutlicht, dass sich die Form der Wahrscheinlichkeitsverteilung bei einer Ausweitung des betrachteten Gebiets deutlich ändert. Besonders wichtig im Kontext der Versorgungssicherheit sind die Effekte der internationalen Betrachtung im Bereich einer geringen relativen Einspeisung. Hier treten Situationen mit einer geringen Auslastung der Windenergiekapazitäten deutlich seltener auf, als bei einer nationalen Betrachtung. Gleichzeitig steigt der Erwartungswert der relativen Windenergieeinspeisung. Es ergibt sich deshalb ein positiver Effekt der Ausgleichseffekte auf den Beitrag der EE zur Versorgungssicherheit. Unsere weiterführenden Analysen in Connect (in Veröffentlichung, a) haben gezeigt, dass sich der relative Kapazitätskredit der erneuerbaren Energien durch die vollständige Ausnutzung internationaler Ausgleichseffekte signifikant gegenüber einer nationalen Betrachtung erhöhen kann. Dementsprechend ergeben sich hohe Einsparpotenziale bei konventionellen Erzeugungskapazitäten.

Auch über den dritten Aspekt der ungeplanten Kraftwerksausfälle haben länderübergreifende Ausgleichseffekte einen vorteilhaften Effekt für die Versorgungssicherheit. Ähnlich wie bei der länderübergreifenden EE-Durchmischung führt die länderübergreifende Perspektive auf die

Kraftwerksverfügbarkeit dazu, dass sich die ungeplanten Ausfälle im gesamten Binnenmarkt durchmischen. Der Ausfall einzelner Erzeugungskapazitäten muss also im Binnenmarkt nicht mehr ausschließlich durch zusätzliche, national vorgehaltene Kapazitäten abgesichert werden, sondern kann auch durch länderübergreifende Kapazitäten kompensiert werden. Auf diese Weise erhöht sich der gesichert verfügbare Anteil der Erzeugungsleistung, da das Risiko ungeplanter Ausfälle über eine größere Region und somit einen größeren Kraftwerkspark gestreut wird. In Abbildung 48 zeigen wir illustrativ anhand einer rekursiven Faltung, wieviel installierte Leistung relativ zur Spitzenlast bei einer 99 %igen Wahrscheinlichkeit der Spitzenlastdeckung vorgehalten werden muss, wenn die Ausfälle entweder nur für Deutschland oder für eine Gruppe von 17 Ländern im Binnenmarkt betrachtet wird. Um die Interpretation der Ergebnisse zu erleichtern, gehen wir von einem rein konventionellen Kraftwerkspark aus, der sich in beiden Fällen aus gleichgroßen Blöcken mit identischer Ausfallwahrscheinlichkeit zusammensetzt.

Abbildung 48: Bedarf an installierter Leistung relativ zur Spitzenlast für Deutschland und für 17 EU-Länder bei 99%iger Wahrscheinlichkeit der Spitzenlastdeckung



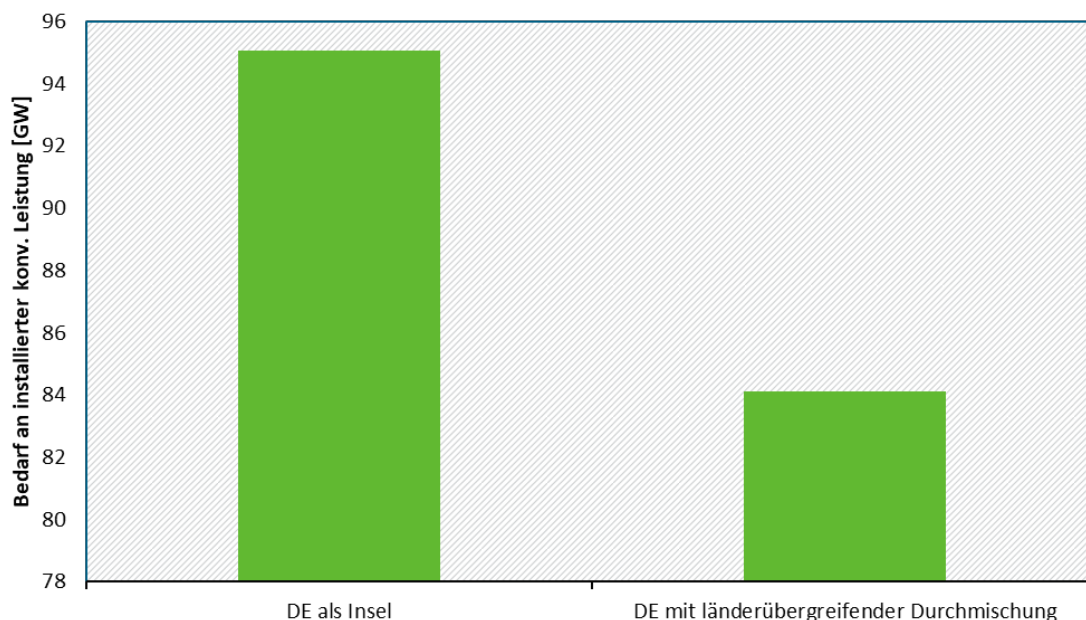
Quelle: Eigene Berechnung.

Es wird deutlich, dass die Größe des betrachteten Kraftwerksparks einen großen Einfluss darauf hat, wieviel installierte Leistung über die Spitzenlast hinaus vorgehalten werden muss, um ein gegebenes Versorgungssicherheitsniveau zu erreichen. Die Durchmischung von Kraftwerksausfällen im Binnenmarkt führt dazu, dass die Vorhaltung von konventioneller Erzeugungsleistung im Vergleich zu einer national autarken Perspektive gesenkt werden kann, ohne die Versorgungssicherheit dadurch zu beeinträchtigen.

Die in diesem Abschnitt bisher diskutierten Ceteris-Paribus-Vergleiche mit und ohne Ausgleichseffekte haben das volle Potenzial des Binnenmarktes gezeigt. Der Umfang, in dem diese Ausgleichseffekte letztlich genutzt werden können, hängt jedoch stark von den verfügbaren Übertragungskapazitäten ab. Je größer die Austauschmöglichkeiten sind, desto mehr Potenziale können gehoben werden. Die Ceteris-Paribus-Vergleiche zum Binnenmarkt haben außerdem bisher nur separat für die Last, die erneuerbaren Energien und die Kraftwerksausfälle stattgefunden. Wie wir bereits aus den Diskussionen der nationalen

Perspektiven wissen, hat die Durchmischung zwischen diesen drei Faktoren ebenfalls positive Effekte auf die Versorgungssicherheit. An dieser Stelle führen wir deshalb die relevanten Effekte zusammen und illustrieren für Deutschland, wie sich der Bedarf an installierter konventioneller Leistung zur Absicherung der Versorgung verändert, wenn man anstelle einer Insel-Perspektive ohne Austauschmöglichkeiten die Binnenmarkteffekte berücksichtigt, und dabei die Interkonnektorkapazitäten aus dem Jahr 2015 unterstellt. Wir verwenden dazu wieder die probabilistische Methode aus Connect (in Veröffentlichung, a). Um den Vergleich der Effekte zu erleichtern, ermitteln wir den Bedarf konventioneller Kapazitäten für eine repräsentative Kraftwerkstechnologie, deren erwartete Wahrscheinlichkeit für ungeplante nicht-disponible Ausfälle rund 4 % beträgt und die in allen Ländern gleich ist. Stellvertretend für die erneuerbaren Energien geben wir den (länderspezifischen) Bestand der Windenergie aus dem Jahr 2015 in der Analyse vor, und setzen auch die erwartete Nachfrage auf die jeweiligen Werte aus dem Jahr 2015. Zudem geben wir eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,966 % vor. Abbildung 49 zeigt die Ergebnisse. Die zur Absicherung der Versorgung benötigte installierte konventionelle Leistung wird dann als Ergebnis der Analyse ermittelt.

Abbildung 49: Bedarf an installierter konventioneller Leistung in Deutschland bei Inselbetrachtung und bei Berücksichtigung länderübergreifender Ausgleichseffekte im Binnenmarkt



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Ergebnisse unterstreichen, wie sich der Binnenmarkt vorteilhaft auf die Versorgungssicherheit auswirkt und dass durch die Nutzung der Ausgleichseffekte signifikante Kapazitäten eingespart werden können. Das Versorgungssicherheitsniveau bleibt durch diese reduzierte Vorhaltung konventioneller Kapazitäten unberührt. Die Analysen in Connect (in Veröffentlichung, a) zeigen zudem, dass die Bedeutung des Binnenmarktes und damit auch der Übertragungskapazitäten mit steigenden EE-Anteilen weiter zunimmt.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass im Binnenmarkt

- ▶ nationale residuale Spitzenlasten auch durch internationale Beiträge gedeckt werden,
- ▶ ein höherer Anteil der EE-Erzeugungskapazitäten gesichert zur Verfügung steht und ebenfalls

- ein höherer Anteil der konventionellen Erzeugungskapazitäten in der Region gesichert verfügbar ist.

Die Verringerung der relevanten residualen Spitzenlasten und die Erhöhung gesicherter Erzeugungskapazitäten bedeuten, dass Versorgungssicherheit im Binnenmarkt mit einem geringeren Anteil konventioneller Kapazitäten erreicht werden kann. Diese Ergebnisse unterstreichen, dass Versorgungssicherheit aus einer länderübergreifenden Perspektive heraus betrachtet werden sollte, die auch grenzüberschreitende Effekte erfasst. Dementsprechend sollten probabilistische Ansätze zur Analyse der Versorgungssicherheit herangezogen werden.

5.1.2 Wirtschaftlichkeit der Spitzenlastoptionen (langfristige Perspektive)

Wie die bisherigen Analysen gezeigt haben, können viele verschiedene Flexibilitätsoptionen zur Versorgungssicherheit beitragen. Damit die Versorgungssicherheit kostengünstig gewährleistet wird, sollte ein effizienter Mix dieser Optionen genutzt werden. Das setzt voraus, dass sich ein Marktgleichgewicht bildet, in dem alle benötigten Flexibilitätsoptionen wirtschaftlich sind. Im Kontext der Versorgungssicherheit stellt sich insbesondere die Frage, wie sich die Wirtschaftlichkeit für flexible Spitzenlasttechnologien gestaltet, sodass sie in ausreichendem Umfang verfügbar sind.

Spitzenlastoptionen haben die Eigenschaft, dass sie relativ geringe Fixkosten und relativ hohe variable Kosten haben. Dementsprechend müssen sie nur relativ niedrige Deckungsbeiträge erwirtschaften, um ihre Fixkosten zu decken. Deckungsbeiträge können zum einen in Stunden erzielt werden, in denen eine andere Technologie mit höheren Grenzkosten den Preis setzt. Zum anderen kann die letzte zur Deckung der Spitzenlast benötigte Technologie ihre Fixkosten in ihren Geboten einpreisen und sie so refinanzieren (für Erläuterungen zum Peak-Load-Pricing siehe Abschnitt 3.1). Diese Preissetzung unterstützt dann wiederum die Wirtschaftlichkeit der inframarginalen Technologien. Darüber hinaus kann durch die Flexibilisierung ein Optionswert entstehen, der die angefallenen Fixkosten rechtfertigt. Die Bandbreite an Finanzierungsmöglichkeiten ist ebenso groß wie die Bandbreite der Flexibilitätsoptionen.

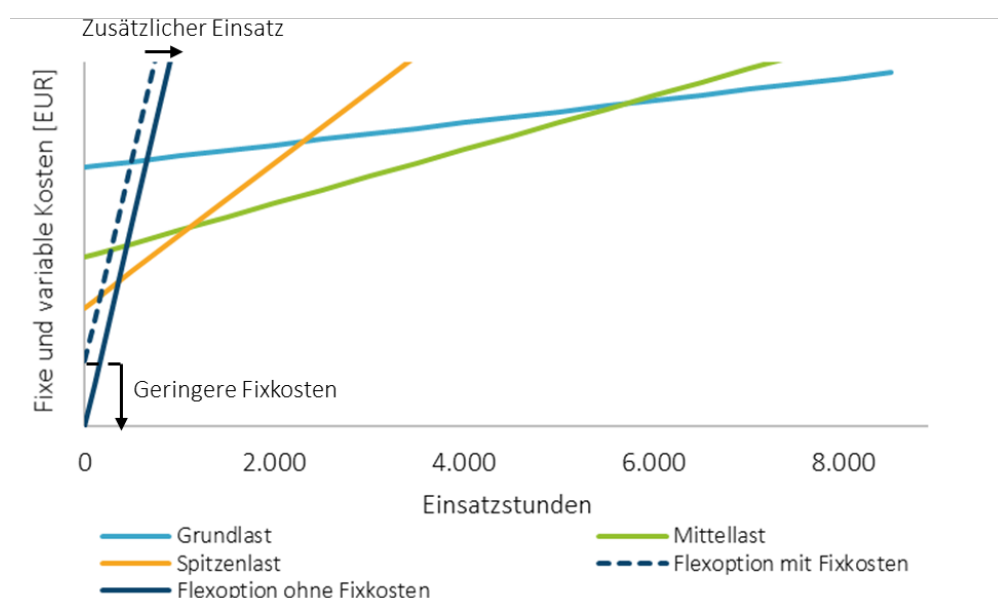
Mit steigenden EE-Anteilen steigt der Bedarf an Spitzenlasttechnologien, die bereits bei wenigen Einsatzstunden wirtschaftlich sind. Optionen mit sehr geringen oder vernachlässigbaren Fixkosten sind deshalb vorteilhaft für eine kostengünstige Absicherung der Versorgung in den höchsten residualen Laststunden. Im Vergleich zu konventionellen Spitzenlastkraftwerken bieten sich verschiedene Flexibilitätsoptionen an, die deutlich geringere Fixkosten aufweisen.

So verfügen auf der Nachfrageseite bereits viele große Verbraucher über die Möglichkeit, ihre Last gezielt zu steuern.¹⁶ Damit diese Verbraucher flexibel am Strommarkt agieren können, sind also häufig keine zusätzlichen Investitionskosten fällig, die refinanziert werden müssten. Für die Marktteilnahme dieser flexiblen Lasten sind lediglich ihre Opportunitätskosten ausschlaggebend (vgl. u.a. Abschnitt 3.3.4). Sobald der Strompreis die Opportunitätskosten übersteigt, reduzieren bzw. verschieben die flexiblen Verbraucher ihren Konsum und reduzieren damit auch den Bedarf nach Erzeugungsleistung. Wenn die flexible Last als marginale Technologie den Preis in Höhe ihrer Opportunitätskosten setzt, unterstützt sie zudem die Finanzierung anderer Spitzenlasttechnologien. Da die Opportunitätskosten häufig deutlich über den variablen Kosten konventioneller Erzeugungstechnologien liegen, können diese zusätzliche Deckungsbeiträge erwirtschaften. Indem ihre Wirtschaftlichkeit so unterstützt wird, ergibt sich ein zusätzlicher positiver Effekt auf die Absicherung der Versorgung.

¹⁶ Beispielsweise um ungewünschte Lastspitzen zu vermeiden, auf deren Basis die Netzentgeltkosten berechnet werden.

Eine weitere wertvolle Eigenschaft von flexiblen Lasten und vielen anderen Flexibilitätsoptionen liegt zudem darin, dass sie dem Strommarkt Flexibilität bereitstellen, sich aber vorrangig aufgrund anderer Nutzungen refinanzieren. Beispielsweise liegt das Hauptgeschäftsfeld flexibler Verbraucher häufig im produzierenden Gewerbe. Der Strommarkt ist also eine zusätzliche Einnahmequelle, die aber nicht zwingend für die Existenz der Flexibilitätsoption ist. Ähnlich verhält es sich beispielsweise mit Netzersatzanlagen, die ausschließlich zur Absicherung von Krankenhäusern oder Stadien gegen Ausfälle des Stromnetzes installiert werden. Die Fixkosten fallen folglich aus Gründen der Absicherung gegen Netzausfälle an. Der Wert der Anlagen steigt jedoch für den Betreiber, wenn die Netzersatzanlagen über Spillover-Services zusätzliche Einnahmen über den Strommarkt erwirtschaften. Auch bei der Elektromobilität liegt der Grund für die Anschaffung im Mobilitätsbedürfnis der Fahrer, und nicht in der Bereitstellung von Lastflexibilität am Strommarkt. Wenn die Fahrer durch flexibles Laden und gegebenenfalls sogar durch Rückspeisung einen günstigeren Stromtarif nutzen können, wird das Angebot von Flexibilität wirtschaftlich attraktiv. Die genannten Flexibilitätsoptionen haben also gemeinsam, dass ihre Fixkosten aus anderen Quellen gedeckt werden und nicht in die Gebote am Strommarkt eingepreist werden. Die Versorgungssicherheit wird in diesen Fällen aus anderen Sektoren querfinanziert. Abbildung 50 stellt schematisch dar, wie sich diese Flexibilitätsoptionen effizient in den Technologiemarkt am Strommarkt einfügen.

Abbildung 50: Flexibilitätsoptionen mit und ohne Fixkosten im Technologiemarkt



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Darstellung illustriert, wie sich die jährlichen Kosten verschiedener Technologien in Abhängigkeit ihrer Einsatzdauer verhalten. Diese Screening-Curves haben wir bereits in Abschnitt 2.2.2 verwendet um zu erläutern, wie sich aus den Kostenverhältnissen und der residualen Last der effiziente Mix der Technologien und ihre Einsatzstunden ableiten lässt. An dieser Stelle zeigen wir anhand der Abbildung, wie sich eine Flexibilitätsoption in den effizienten Technologiemarkt einfügt. Die dargestellte Flexibilitätsoption stellt Spillover-Services für den Strommarkt bereit und wird aufgrund ihrer hohen variablen Kosten nur in den Stunden der höchsten Last eingesetzt. Da ihre Fixkosten bereits anderweitig gedeckt sind, können wir sie von den Strommarkt-relevanten Gesamtkosten abziehen. Die Screening-Curve verschiebt sich dadurch nach unten. Ihre Einsatzstunden im effizienten Technologiemarkt fallen demnach höher aus und die Strompreise werden öfter von der Flexibilitätsoption gesetzt. Dadurch wird die

Refinanzierung der anderen Technologien leichter. Die Flexibilitätsoption selbst muss am Strommarkt dagegen keine Deckungsbeiträge erzielen, um wirtschaftlich zu sein.

Flexibilitätsoptionen mit einem Ursprung außerhalb des Strommarktes können demnach die Versorgung besonders kostengünstig absichern. Außerdem haben sie den Vorteil, dass sie in der Regel schnell in den Strommarkt integriert werden können und ihre Aktivierung deutlich geringere Vorlaufzeiten hat als ein Kraftwerksneubau. Häufig sind lediglich kleinere technische Anpassungen oder auch nur Änderungen von Strombezugsverträgen notwendig, um das Flexibilitätspotenzial zu erschließen.

Die Vorhaltung von Flexibilitätsoptionen hat für die Marktteilnehmer zudem einen Optionswert, der sich ebenfalls positiv auf ihre Wirtschaftlichkeit auswirkt. Beispielsweise kann eine Flexibilitätsoption den Betreiber gegenüber Marktsituationen mit hohen Strompreisen schützen. Der Wert dieser Option misst sich dann nicht an potenziellen Strommarkterlösen, sondern an den vermiedenen Kosten. Je höher das Risiko ist, gegen das sich der Betreiber absichern möchte, desto größer ist der Optionswert der Flexibilität. Dieser Optionswert kann die Wirtschaftlichkeit der Investition stützen und ist ein integraler Bestandteil bei Investitionsentscheidungen. Wenn der Investor effiziente Anreize zur Vorhaltung von Flexibilitätsoptionen hat, wird demnach auch die Versorgungssicherheit unterstützt.

Anreizmechanismen für die Erschließung von Flexibilitätsoptionen und die individuelle Absicherung der Versorgung diskutieren wir ausführlich in Abschnitt 5.2. Bereits an den hier genannten Aspekten wird allerdings deutlich, dass unverzerrte Preissignale und ein Level-Playing-Field für alle Flexibilitätsoptionen eine wichtige Voraussetzung für eine kostengünstige Absicherung der Versorgung sind.

5.1.3 Herausforderungen bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien

Die Analysen in diesem Kapitel haben gezeigt, dass sich die Perspektiven auf Versorgungssicherheit weiterentwickeln. Insbesondere wird die umfassende Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen einschließlich des Binnenmarktes bei der Bewertung und Bereitstellung von Versorgungssicherheit mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien wichtiger. Das wird besonders deutlich, wenn die in Abschnitt 2.2.1 diskutierten Eigenschaften der erneuerbaren Energien im Kontext der Versorgungssicherheit betrachtet werden.

- ▶ *Variable Einspeisung:* Die Variabilität der wetterabhängigen erneuerbaren Energien steigert die Unsicherheit über die Höhe der residualen Spitzenlast mit steigenden EE-Anteilen. Dementsprechend unterliegt auch die benötigte Höhe der Leistung konventioneller und anderer nicht-erneuerbarer Technologien, die zur Absicherung der Versorgung benötigt wird, einer höheren Unsicherheit.
- ▶ *Gradienten der Einspeisung:* Aus der Wetterabhängigkeit der erneuerbaren Energien folgen zudem steilere Gradienten der residualen Last. Damit diese Schwankungen kurzfristig ausgeglichen werden können, muss das residuale System ausreichend flexibel sein. Dementsprechend steigen die Anforderungen an die Laständerungsgeschwindigkeit von Angebot und Nachfrage und damit an die Qualität der Flexibilität.
- ▶ *Prognoseungenauigkeit:* Die verbleibenden Prognosefehler der EE-Einspeisung übersetzen sich in Unsicherheit über die Höhe und den Zeitpunkt der residualen Last, den Bedarf an Flexibilität und ihre Qualität. Sie verstärkt folglich die Effekte der beiden oben genannten

Eigenschaften der erneuerbaren Energien und steigert den Bedarf schnell verfügbarer Technologien.

- *Regionale Verteilung:* Eine großflächigere regionale Verteilung der erneuerbaren Energien kann die Auswirkungen der zuvor genannten Eigenschaften dagegen verringern. Da mit einer stärkeren Verteilung die Ausgleichseffekte zunehmen, sinkt die zu deckende residuale Spitzenlast des gesamten Gebiets, die Gradienten werden flacher und die Güte der Prognose steigt.

Die Wirkung dieser Eigenschaften der erneuerbaren Energien auf das Stromsystem nimmt mit steigenden EE-Anteilen graduell zu. Dadurch verändern sich auch die Herausforderungen bei der Absicherung der Versorgung. Die in diesem Kapitel diskutierte Weiterentwicklung der Perspektiven auf die Versorgungssicherheit zeigt jedoch, wie diese Herausforderungen adressiert werden können.

Ein wesentlicher Ansatzpunkt für eine effiziente Absicherung der Versorgung bei steigenden EE-Anteilen ist die Berücksichtigung der Vielfalt an Flexibilitätsoptionen. Es sind große Potenziale an verschiedenen Optionen vorhanden, die in kurzer Zeit erschließbar sind und nur geringe Fixkosten aufweisen. Die Unsicherheit über die Höhe der residualen Spitzenlast und den tatsächlichen Bedarf an Leistung kann insbesondere durch Lastflexibilität und andere Anbieter von Spillover-Services kostengünstig abgefangen werden. Außerdem verfügen diese Flexibilitätsoptionen häufig über eine schnelle Reaktionsgeschwindigkeit, sodass steile Gradienten abgefahren werden können. Aufgrund dieser Eigenschaft lassen sich auch Prognosefehler leichter und günstiger ausgleichen.

Ein vielfältiger Technologiemarkt sorgt zudem für eine höhere Verfügbarkeit der Optionen, mit denen die Versorgung abgesichert werden kann. So zeigt ein Mix, der sich beispielsweise aus einer Anzahl kleiner Kraftwerke, flexiblen Lasten und erneuerbaren Energien zusammensetzt, eine gleichmäßigere Verfügbarkeit als ein rein konventioneller Kraftwerkspark mit wenigen großen Blöcken und gleicher Leistung. Wird die Versorgung allein durch diese Kraftwerke abgesichert, dann hat ein Ausfall große Auswirkungen auf das Verhältnis von Angebot und Nachfrage. Dieser Ausfall ist dann nur zu hohen Kosten zu kompensieren, die sich in signifikanten Preissprüngen niederschlagen können. Mit einem diversifizierten Mix können Ausfälle zu geringeren Kosten durch andere Anbieter ausgeglichen werden, sodass auch die Preisspitzen gedämpft werden. Diese Aspekte sprechen folglich für eine Weiterentwicklung von der rein konventionellen Perspektive auf Versorgungssicherheit zu einem umfassenderen Ansatz, mit dem ergänzend die Effizienzpotenziale von Flexibilitätsoptionen bei der Deckung der residualen Spitzenlast genutzt werden können.

Von zentraler Bedeutung für die Absicherung der Versorgung bei steigenden EE-Anteilen ist eine europäische länderübergreifende Perspektive auf Versorgungssicherheit, die räumliche Ausgleichseffekte berücksichtigt. Ein größeres betrachtetes Gebiet führt einerseits zu einer höheren relativen Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen, da sich unter anderem Kraftwerksausfälle bei einer größeren Anzahl an Blöcken besser verteilen. Eine Berücksichtigung von Ausgleichseffekten führt aber insbesondere auch dazu, dass sich die Nachfrage nach Leistung reduziert. Wie bereits diskutiert, ist die gleichzeitige Spitzenlast mehrerer Marktzonen geringer als die addierte Spitzenlast dieser Zonen, da die Last nicht vollständig synchron verläuft. Aus dem gleichen Grund verringert sich zudem die relative Schwankungsbreite der Spitzenlast. Ähnlich verhält sich die Durchmischung der EE-Einspeisung. Aufgrund von länderübergreifenden Ausgleichseffekten vergleichmäßigte sich die Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien, sodass die Unsicherheit über die residuale Spitzenlast in einem größeren Gebiet sinkt.

Auf diese Weise reduziert sich der Bedarf nach konventionellen Kapazitäten und anderen Flexibilitätsoptionen.

Die Durchmischung der erneuerbaren Energien führt zudem dazu, dass die Gradienten der Einspeisung abnehmen (siehe auch Abschnitt 2.2.1). Damit reduziert sich auch die Anforderung an die Qualität der vorgehaltenen Flexibilität und es kann ein breiterer Mix an Optionen mit unterschiedlichen Eigenschaften genutzt werden. Des Weiteren wirkt sich eine europäische länderübergreifende Perspektive positiv auf die Genauigkeit von Prognosen aus. Während die Vorhersage der Einspeisung einer einzelnen Anlage mit großer Unsicherheit verbunden ist, gleichen sich Prognosefehler bei einer größeren und stärker verteilten Anzahl von Anlagen gegenseitig aus. Des Weiteren betreffen unvorhergesehene Änderungen in der Wetterlage in der Regel nicht flächendeckend mehrere Länder, bzw. führen zu einer räumlichen und zeitlichen Verschiebung der Wetterlage. Aus diesen Effekten heraus verringern sich der Bedarf nach Leistung zur Absicherung der Prognosefehler sowie die Ansprüche an die Reaktionsgeschwindigkeit der Flexibilitätsoptionen.

Damit diese positiven Ausgleichseffekte, insbesondere der erneuerbaren Energien, optimal genutzt werden können, sind ausreichende Netzkapazitäten und eine fortschreitende Integration des EU-Binnenmarktes wichtige Voraussetzungen. Die Flexibilitäts- und Effizienzgewinne, die durch verbesserte Austauschmöglichkeiten erzielt werden können, steigen dabei mit dem EE-Ausbau. Wenn sie systematisch bei der Bewertung und Absicherung der Versorgung berücksichtigt werden, senken sie sowohl die Kosten der Versorgungssicherheit als auch der EE-Integration.

5.2 Versorgungssicherheit im Strommarktdesign für erneuerbare Energien

In Kapitel 3 haben wir herausgearbeitet, dass ein Energy-Only-Marktdesign am besten geeignet ist, um die Systemeigenschaften für die Integration erneuerbarer Energien wettbewerblich zu organisieren. Im Folgenden gehen wir der Frage nach, ob die im letzten Abschnitt diskutierten Systemanforderungen der Versorgungssicherheit mit dem Energy-Only-Markt kompatibel sind. Darüber hinaus stellt sich die Frage, welche dieser Anforderungen gegebenenfalls Anpassungen des Marktdesigns notwendig machen, beziehungsweise bei welchen Designelementen besondere Aufmerksamkeit in eine zielkonforme Ausgestaltung investiert werden sollte.

Versorgungssicherheit ist ein Bestandteil des energiepolitischen Dreiecks. Aus diesem Grund ist dieses Kriterium ein Grundbestandteil eines jeden Strommarktdesigns. Daher wurden grundlegende Anforderungen aus Sicht der Versorgungssicherheit bereits bei der Analyse in Kapitel 3 berücksichtigt. Die durch das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiepreis-System privatisierte Verantwortung für Versorgungssicherheit stellt das Fundament der dezentralen Organisation der Versorgungssicherheit dar. Diese dezentrale und wettbewerbliche Struktur ermöglicht es Innovations- und Effizienzpotenziale zu heben.

Organisation der Versorgungssicherheit

Aufgrund der Eigenschaften des Gutes Strom kann Versorgungssicherheit privat organisiert werden. Die aktuellen technologischen Entwicklungen in der Informations- und Kommunikationstechnologie unterstützen diese dezentrale Organisationsform.¹⁷ Strom zeichnet sich sowohl durch Rivalität im Konsum als auch durch Ausschließbarkeit des Konsums aus.

Die Rivalität des Konsums äußert sich in Knappheitssituationen über die Zahlungsbereitschaft der Marktteilnehmer. Auf der Erzeugungsseite sind Marktteilnehmer bereit ihre Ressourcen zu

¹⁷ Die Preissetzung in Knappheitssituationen führt zu Investitionsanreizen für Flexibilitätsoptionen und Erzeugungstechnologien. Dieser Zusammenhang wird in Kapitel 3 diskutiert und wird an dieser Stelle nicht wiederholt.

nutzen, um die Stromerzeugung zu steigern. Zugunsten von höheren Einnahmen akzeptieren Erzeuger beispielsweise Anfahrkosten, ggf. einen erhöhten Verschleiß oder im Fall von Speichertechnologien den Verzicht auf spätere Einnahmen. Somit spielen Opportunitätskosten bei der Preissetzung in Spitzenlastsituationen auf der Erzeugungsseite ebenso eine zentrale Rolle wie auf der Nachfrageseite. Verbraucher verzichten in Spitzenlastsituationen auf den Konsum, wenn der Strompreis ihren Opportunitätsnutzen übersteigt. Im Fall von Lastverzicht verzichten Verbraucher auf eine Wertschöpfung, wenn der Strompreis die Wertschöpfung übersteigt. Im Fall von Lastverschiebung wird die Wertschöpfung zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt. Somit spielen intertemporale Opportunitätskosten eine Rolle beim Verbrauchsverhalten und folglich bei der Preissetzung in Spitzenlastsituationen. Die Rivalität im Konsum stellt also einen Wettbewerb zwischen Opportunitäten dar. Diejenigen Marktteilnehmer, die bei einem hohen Preis in der Lage sind, eine hohe Wertschöpfung zu generieren oder ihre Erzeugungsanlagen weiterhin sicher zu betreiben, akzeptieren den Preis. Diejenigen Marktteilnehmer, die ihre Erzeugung nicht erhöhen können, weil sie beispielsweise davon ausgehen, dass die Mehrkosten in der Wartung den Nutzen aus dem hohen Preis übersteigen, oder diejenigen Verbraucher, deren Wertschöpfung unterhalb des Preises liegt, verzichten auf die Mehrerzeugung bzw. den Verbrauch. Die Zahlungsbereitschaft dieser Marktteilnehmer setzt somit den Preis an der Strombörse.

Für die Ausschließbarkeit des Konsums ist entscheidend, dass der für die Deckung des Nachfrage Verantwortliche eindeutige Anreize für eine angemessene Strombeschaffung hat. Dafür sorgt ein gut ausgestaltetes Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem. Die Verantwortung für den Ausgleich von Verbrauch und Strombeschaffung liegt somit beim Bilanzkreisverantwortlichen. Im Falle eines nicht ausgeglichenen Bilanzkreises zahlt der Bilanzkreisverantwortliche den Preis für die notwendige Ausgleichsenergie. In Knappheitssituationen kann der Ausgleichsenergiepreis sehr stark ansteigen, wodurch ein nicht gedeckter Stromkonsum zu hohen Kosten führen kann. Dieser Anreiz organisiert die Ausschließbarkeit des Konsums für alle Verbrauchergruppen.

Im Fall vieler Großverbraucher, die einen eigenen Bilanzkreis führen und eine Lastgangmessung haben, liegt die Verantwortung für einen stets ausgeglichenen Bilanzkreis direkt beim Verbraucher. Der Ausgleich lässt sich herstellen, indem ausreichend Energie beschafft wird, oder indem der Konsum angepasst wird. Wenn der Strompreis im Vergleich zur Wertschöpfung niedrig ist, wird in der Regel ausreichend Strom beschafft, um den Wertschöpfungsprozess effizient auszugestalten. Wenn der Preis die Wertschöpfung einiger Prozesse übersteigt, werden diese Prozesse nach Möglichkeit verschoben. Sollte der Preis deutlich über den Preis der Wertschöpfung steigen, wird auf die Wertschöpfung verzichtet, da mit der Produktion ein Verlust einhergehen würde.

Im Fall von Kleinverbrauchern übernimmt üblicherweise ein Vertrieb die Bilanzkreisverantwortung. Der Vertrieb prognostiziert den Stromverbrauch und beschafft die entsprechende Strommenge. Durch die zunehmende Installation von Smart Metern steigt der Anteil der Kleinverbraucher mit Lastgangmessung, was den Prognose- und Abrechnungsprozess erleichtert. Durch smarte Infrastrukturen (bspw. Smart Homes) steigen die Steuerungsmöglichkeiten des Konsums in Abhängigkeit der Großhandelsstrompreise. Das Ausüben der Bilanzkreisverantwortung wird somit im Vergleich zum Management von Standardlastprofilen deutlich erleichtert. Es ist jedoch wichtig zu betonen, dass sich die Ausschließbarkeit des Konsums nicht auf die Endkunden bezieht. Endkunden, die einen Stromvertrag bei einem Vertrieb unterschreiben, delegieren die Bilanzkreisverantwortung an den Vertrieb. Die Ausgestaltung des Vertrags unterliegt dabei der Vertragsfreiheit. Preisstrukturen können somit individuell verhandelt werden. Das kann sowohl Flatrate-Tarife beinhalten als auch

Echtzeitabrechnungen. In jedem Fall sollte ein Verbraucher die Wahl haben, ein Vertriebsprodukt entsprechend der individuellen Präferenzen und Zahlungsbereitschaften auswählen zu können. Die Flexibilitäts- und Zahlungsmodalitäten und damit das Preisrisiko können dadurch individuell gestaltet werden.

Die Ausschließbarkeit vom Konsum bezieht sich somit nicht notwendigerweise auf Letztverbraucher, sondern auf den Bilanzkreisverantwortlichen. Die Verantwortung für den Ausgleich von Last und Erzeugung kann von Letztverbrauchern an Dritte delegiert werden. Die Pönalisierung nicht ausgeglichener Bilanzkreise übersetzt in diesem System die Ausschließbarkeit des Konsums in entsprechende Anreize für die verantwortliche Partei.

Auswirkungen staatlicher Organisation

Trotz dieser Eigenschaften des Gutes Strom wird in der öffentlichen bzw. politischen Diskurs teilweise argumentiert, dass der Staat die Verantwortung für die Versorgung übernehmen könne bzw. solle. Eine staatliche Organisation der Versorgung hat jedoch voraussichtlich zur Folge, dass die Kosten für die Organisation der Versorgungssicherheit ansteigen und langfristig die Innovations- und Effizienzpotenziale nicht genutzt werden. Regulatorische Lösungen führen aufgrund von Zielkonflikten in der Regulierung sowie aufgrund einer unzureichenden Informationsbasis der Regulierer üblicherweise zu höheren Kosten und potenziell zu Regulierungsspiralen, in denen aufgrund unerwarteter bzw. unerwünschter Ergebnisse der Regulierung immer mehr Folgeeingriffe vorgenommen werden. Ebenfalls kostensteigernd wirkt die Tendenz von Behörden, mehr Verantwortlichkeiten an sich zu ziehen und dadurch auch Bereiche zu regulieren, die alternativ wettbewerblich ausgestaltet werden könnten.¹⁸ Dadurch treten in der Regel politische Abwägungen an die Stelle wirtschaftlicher Entscheidungen. Bei politischen Entscheidungen stehen jedoch häufig Verteilungsaspekten im Vordergrund, statt Effizienz- und Innovationsbestrebungen. Als Folge steigen die Kosten für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zusätzlich an.

Eine vollständige Internalisierung aller Verantwortlichkeiten über ein Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem führt hingegen dazu, dass Wettbewerb zwischen den Unternehmen zu effizienten Prozessen führt, die unter Nutzung innovativer Technologien und Geschäftsmodelle die Qualität der Produkte steigern und gleichzeitig die Kosten senken.

Notwendige Eigenschaften der dezentralen Organisation

Damit Versorgungssicherheit effizient gewährleistet werden kann, müssten Anreize auf adäquate Weise ausgestaltet sein und Hemmnisse für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen ausgeräumt werden.

Adressatengerechte Anreize

Bilanzkreisverantwortliche verhalten sich entsprechend der Rahmenbedingungen, die ihnen das Ausgleichsenergiesystem vorgibt. Sollten beispielsweise die Ausgleichsenergiepreise in Knappheitssituationen niedriger sein als die Preise der Kurzfristmärkte, wäre es rational, die Ausgleichsenergie (über die Regelleistung) zu beziehen, statt am Großhandelsmarkt Strom zu beschaffen. Das Ziel sollte es sein, eine weitestgehend wettbewerbliche Beschaffung anzureizen, statt die Lastdeckung in Knappheitssituationen in den regulierten Bereich der Regelleistungsbereitstellung bzw. das Ausgleichsenergiesystems zu verschieben.

Eine Voraussetzung für die wettbewerbliche Organisation der Versorgungssicherheit ist die Quantifizierbarkeit der für die Lastdeckung relevanten Einflussgrößen. Residuale Spitzenlastsituationen hängen von verschiedenen Faktoren ab. Die Nachfrage reagiert auf die

¹⁸ Vgl. bspw. Budgetmaximierungsmodell, Niskanen (1994).

Außentemperatur und die Konjunktur. Kraftwerksausfälle hängen von den Technologien und verschiedenen Umweltzuständen ab, wie z.B. der Temperatur, dem Wasserstand von Flüssen für Kohletransporte und der Transportinfrastruktur und Verfügbarkeit von Erdgas. Erneuerbare Energien sind wetterabhängig und können daher ebenfalls probabilistisch erfasst werden. Die Kombination dieser Faktoren führt dazu, dass sich die einzelnen Wahrscheinlichkeiten durchmischen und mittels Wahrscheinlichkeitsverteilungen erfassen lassen. Der quantifizierbare Teil von Unsicherheit wird auch als Risiko bezeichnet, da er auf Basis von Wahrscheinlichkeiten eingeschätzt werden kann.

Die Berechenbarkeit der Wahrscheinlichkeit von Knappheitssituationen in Kombination mit adressatengerechten Anreizen in Form eines zielführend ausgestalteten Ausgleichsenergiepreissystems führt dazu, dass Marktakteure angereizt werden, ausreichend Leistung vorzuhalten oder ihren Verbrauch marktlich zu reduzieren.

Für die wettbewerbliche Bewirtschaftung von Knappheitssituationen ist es notwendig, dass Ausgleichsenergiepreise zumindest im Erwartungswert über den Preisen der Kurzfristmärkte liegen. Es werden umso eindeutiger Anreize gesetzt, je eindeutiger die Ausgleichsenergiepreise über den Preisen der Kurzfristmärkte liegen. Allerdings sollten die Risiken für Bilanzkreisverantwortliche durch zu hohe Ausgleichsenergiepreise in einem akzeptablen Rahmen liegen. Wenn das Risiko durch hohe Ausgleichsenergiepreise bei gleichzeitig gehemmten Anpassungsmöglichkeiten zu hoch ausfällt, wird der Wettbewerb eingeschränkt. Die Bewirtschaftung großer Bilanzkreise ist aufgrund von Ausgleichseffekten leichter als von kleinen Bilanzkreisen. Steigen die Risiken stark an, sinkt folglich die Zahl der Bilanzkreise und die Marktkonzentration erhöht sich. Dennoch sollten eindeutige Anreize dazu führen, dass ein bestmöglicher Ausgleich der Bilanzkreise über die Beschaffung an Kurzfristmärkten angestrebt wird.

Beseitigung von Markt- und Regulierungshemmnissen

Anreize können ihre Wirkung bestmöglich entfalten, wenn sie die Marktakteure unverzerrt erreichen. Dabei können Hemmnisse verschiedene Formen annehmen. Beispielsweise sollten am Markt handelbare Produkte die Zeiträume abbilden, die für die Bilanzkreisabrechnung ausschlaggebend sind. In der Vergangenheit standen für die Deckung der 15-minütigen Bilanzkreisabrechnung lediglich Stundenprodukte am Day-Ahead Markt zur Verfügung. Dadurch waren Marktakteure darin gehemmt, den Bilanzkreis viertelstundenscharf auszugleichen. Würden sie dafür durch das Ausgleichssystem stark pönalisiert, wäre keine effiziente Anreizsystematik gegeben. Durch die Einführung von 15-Minuten-Produkten wurde dementsprechend eine für effiziente Anreize wichtige Konsistenz zum Ausgleichsenergiesystem hergestellt. Zudem lag zwischen dem Day-Ahead-Markt und dem Erfüllungszeitraum eine Zeitspanne von 12 bis 36 Stunden. Anpassungen aufgrund von veränderten Prognosen waren nur schwer möglich. Die Etablierung eines 15-minütigen Intradaymarktes hat sich somit sehr positiv auf die Effizienz des Anreizsystems ausgewirkt.

Hemmnisse können sich jedoch neben Produktdesigns in einer Vielzahl von Regelungen verbergen. Ein viel diskutiertes Beispiel findet sich im § 19 (2) der Stromnetzentgeltverordnung. Aufgrund von Netzentgeltentlastungen bei vordefiniertem Verbrauchsverhalten wird ein Bandlastverhalten angereizt. Das hat zur Folge, dass flexibles Verbrauchsverhalten Gefahr läuft, durch den Verlust der Entgeltermäßigung pönalisiert zu werden. Durch eine solche Regelung wird dem Anreizsignal des Ausgleichsenergiesystems ein anderes Anreizsystem entgegengestellt. Das stärkere Signal entscheidet schließlich über das Marktverhalten. Dieses Hemmnis ist jedoch relativ einfach vermeidbar und stammt noch aus früheren Zeiten der Netzentgeltregulierung, in der industriepolitische Erwägungen im Vordergrund standen und die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit weniger beachtet wurden.

Die Möglichkeit, auf ausländische Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich des Bilanzkreises zugreifen zu können, ist abhängig von den Regelungen des Handels und von der Koordination der Rahmenbedingungen. Beispielsweise führen unterschiedliche nationale Abrechnungsperioden zu grundlegend anderen Anforderungen der Marktteilnehmer, wodurch die grenzüberschreitende Nutzung von Flexibilitätsoptionen gehemmt wird. Dieses Hemmnis soll mit der Umsetzung des CEP durch Angleichung der Handelsbedingungen weitgehend ausgeräumt werden.

Wenn Anreize durch unkoordinierte Markt- und Regulierungshemmnisse blockiert oder verzerrt werden, steigen die Kosten für die Versorgungssicherheit, da in Knappheitssituationen keine eindeutigen Anreize wirken können und teurere Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden. Bei großen Hemmnissen kann auch die Versorgungssicherheit sinken. Auch ein weiterer Wirkungspfad könnte zu höheren Kosten für die Versorgungssicherheit führen: Bei ausbleibender Beanreizung von Flexibilitätsoptionen können Forderungen laut werden, bestimmte technische Optionen zu fördern. Diese Förderungen führen in der Regel direkt zu höheren Belastungen für Verbraucher und indirekt zu höheren Kosten für das Gesamtsystem, da spezifische Förderungen andere Optionen verdrängen. Die effiziente Beanreizung von Flexibilitätsoptionen wird somit durch technologiespezifische Förderungen auf Kosten der Verbraucher gehemmt.

Anreize für Flexibilitätsqualität

Die Qualität einer Flexibilitätsoption bezeichnet ihre technische Fähigkeit, steile Gradienten bewältigen zu können. Wie bereits beschrieben, ist diese Laständerungsgeschwindigkeit eine wichtige Eigenschaft, um beispielsweise Prognosefehler kurzfristig ausgleichen und zunehmend steile PV-Gradienten bewältigen zu können. Diese technische Eigenschaft kann angereizt werden, wenn die Abrechnungsperiode des Bilanzkreis- Ausgleichsenergiepreis-Systems den fundamentalen Anforderungen entspricht. So helfen 15-Minuten-Produkte an den Kurzfristmärkten, den Bedarf nach dieser technischen Eigenschaft zu signalisieren.

Neben den Anreizen im wettbewerblichen Bereich sind auch die Anreize im regulierten Regelleistungsmarkt wichtig. Die zentrale Anforderung an die Qualität der angebotenen Leistung, ist die Reaktionsgeschwindigkeit im Falle eines Abrufs. Sie wird über die Definition der Regelleistungsprodukte ausgedrückt. Zusätzlich gibt es eine Anforderung an die Zeit, über die die angebotene Leistung zur Verfügung stehen muss. Während die erstgenannte fundamentale Anforderung aufgrund einer empirischen Notwendigkeit entsteht, gibt es bei der Anforderung an die Verfügbarkeitsdauer einen Abwägungsspielraum. Der angeforderte Zeitraum kann grundsätzlich durch eine bezuschlagte Technologie (oder einen Pool) abgedeckt werden, oder durch mehrere bezuschlagte Gebote, die sich gegenseitig ablösen. Bei kürzeren Produktlaufzeiten wären in der Tendenz mehr Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise flexible Nachfrager und dargebotsabhängige erneuerbare Energien, in der Lage, diese Anforderungen zu erfüllen. Auf der anderen Seite könnten diese Produkte für konventionelle Technologien weniger attraktiv sein, wenn für die Bereitstellung Anfahrtkosten anfallen. Dieser Abwägung kann beispielsweise durch die Möglichkeit von Blockgeboten¹⁹ begegnet werden.

Eine vergleichbare Abwägung ist bei der Vorlaufzeit des Beschaffungsprozesses relevant. Je länger im Voraus sich eine Technologie für den Einsatz am Regelleistungsmarkt verpflichten muss, desto kleiner ist der technologische Wettbewerb, da flexible Nachfrager und dargebotsabhängige erneuerbare Energien mit einem großen zeitlichen Vorlauf eine größere Unsicherheit über ihre Verfügbarkeit bzw. ihren Einsatz haben.

¹⁹ Bei einem Blockgebot umfasst das Angebot eine Lieferung über mehrere zusammenhängende Zeitscheiben hinweg.

Bei der Ausgestaltung und Beschaffung von Regelleistungsprodukten ist es wichtig, diese Abwägungen vor dem Hintergrund zukünftiger Herausforderungen und aktueller technologischer Möglichkeiten bewusst auszugestalten und sich nicht zu stark von den historischen Notwendigkeiten und Entscheidungen leiten zu lassen. Diese basierten primär auf einer weitestgehend konventionellen Erzeugungslandschaft. Zusätzlich kann eine europäische Koordination der Produkte und der Beschaffung bzw. des Einsatzes die Effizienz der Regelleistung signifikant steigern.

Wenn die Ausgestaltung der Kurzfristprodukte und der Regelleistung für alle in Frage kommenden Flexibilitäten offen umgesetzt ist, hängt es von den konkreten Marktsituationen ab, ob zusätzliche Flexibilitätsoptionen mit hoher Laständerungsgeschwindigkeit angereizt werden. Wenn der Markt bereits ein ausreichend hohes Potenzial zur Verfügung stellt, signalisieren die Preise, dass kein zusätzlicher Bedarf besteht. Hierbei ist es wiederum wichtig zu beachten, dass eine großräumige Ausgestaltung über Ländergrenzen hinweg den Bedarf nach diesen Flexibilitätsoptionen tendenziell senkt und somit zu niedrigeren Preisen führt. Empirisch ließ sich in den letzten Jahren häufig beobachten, dass der Markt stets in der Lage war, effizientere Lösungen zu finden als es viele Studien ex-ante vorhergesehen haben, bspw. beim Zusammenschluss verschiedener Flexibilitätsoptionen in virtuellen Kraftwerken und deren Vermarktung. Hierbei waren beispielsweise die Anpassungen der Regelleistungsbeschaffung über Regelzonen hinweg eine wichtige effizienzsteigernde Maßnahme, die zu einer Reduktion des Regelleistungsbedarfs beigetragen hat. Ebenso hat die dynamische Entwicklung des Intradaymarktes dazu geführt, dass der Einsatz von Regelenergie zugunsten marktbasierter Prognoseanpassungen zurückgegangen ist. Die Kombination von optimierten Marktplätzen und Anpassungen der Markt- und Regelleistungsprodukte führt zu geringeren Kosten und zu einer leichteren Deckung des Bedarfs nach hochqualitativen Flexibilitätsoptionen.

Bei der marktbasierten Organisation der Versorgungssicherheit hilft es grundsätzlich, wenn die Marktteilnehmer die Entwicklung der Rahmenbedingungen langfristig abschätzen können, insbesondere in Hinblick auf die Entwicklung der EE-Anteile und der Interkonnektorkapazitäten.

5.3 Zusätzliche Instrumente zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Die wettbewerbliche beziehungsweise privatisierte Organisation der Versorgungssicherheit führt in Kombination mit dem Anreizsystem und reduzierten Markt- und Regulierungshemmnissen zu einer nachhaltigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass durch exogene Schocks oder extreme Wettersituationen, die aufgrund ihrer seltenen Erscheinung nicht in die Erwartung der Marktteilnehmer eingeflossen sind, Stresssituationen auftreten, die eine sichere Versorgung gefährden. Ebenso kann es zu Anpassungsverzögerungen des Marktes kommen, wenn der Hemmnisabbau nicht in einer ausreichenden Geschwindigkeit vollzogen werden kann. Diese Szenarien zeichnen sich nicht durch eine hohe Wahrscheinlichkeit aus. Dennoch sollten sie bei der Absicherung der Versorgung berücksichtigt werden. Üblicherweise werden diese nicht quantifizierbaren Ereignisse als Ungewissheit bezeichnet. Im Gegensatz zum Risiko (siehe Diskussion in Abschnitt 5.1) können für ungewisse Ereignisse keine Eintrittswahrscheinlichkeiten bestimmt werden. Das kann beispielsweise der Fall sein, wenn sie zwar denkbar, aber noch nicht aufgetreten sind, oder wenn sie zu selten auftreten, um ihre Wahrscheinlichkeits-

verteilung sinnvoll quantitativ erfassen zu können.²⁰ Ungewissheiten unterscheiden sich somit von marktüblichen Risiken, die von Marktakteuren effizient bewirtschaftet werden können.

Es stellt sich die Frage, mit welchen Instrumenten diese ungewissen, bzw. unwahrscheinlichen und extremen Ereignisse oder Szenarien abgesichert werden können, ohne die zuvor diskutierte anreizkompatible Funktionsweise des Strommarktes negativ zu beeinflussen. Es sollte ebenfalls darauf hingewiesen werden, dass das Instrument zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Extremsituationen nicht die Wirtschaftlichkeit der Marktteilnehmer beeinflussen sollte. Die Perspektive der Marktteilnehmer auf die Wirtschaftlichkeit von Technologien ist ein wichtiges Anzeilelement im beschriebenen Marktdesign und sollte nicht durch übermäßige regulatorische Eingriffe verzerrt werden.

Bewertungskriterien

Auch für ein Instrument zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Extremsituationen sollten die grundlegenden Kriterien für ein Marktdesign aus Kapitel 2 erfüllt werden. Diese Kriterien sind: Effektivität, Effizienz, Robustheit gegenüber möglichen Störungen und unterschiedlichen ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen, EU-Binnenmarktkompatibilität, Planbarkeit sowie Vermeidung von unerwünschten Pfadabhängigkeiten. Über diese Kriterien hinaus spielen die folgenden Zusatzkriterien eine wichtige Rolle:

- ▶ *Regulierungsrisiken* sind ein relevantes Kriterium, da sich die Festlegungen direkt auf das Marktgeschehen auswirken und nachträgliche Anpassungen der Entscheidungen das Risiko für Marktteilnehmer steigern. Das Ausmaß an Regulierungsrisiken steigt üblicherweise mit der Anzahl der festzulegenden Parameter.
- ▶ Die *Reversibilität* eines Instruments ist wichtig, um Pfadabhängigkeiten zu vermeiden. Wenn Marktteilnehmer und andere Stakeholder direkt oder indirekt an einem Instrument festhalten wollen, beispielsweise, weil es ihre wirtschaftliche Situation stark beeinflusst, ist es – insbesondere in einem politischen Prozess – herausfordernd, das Instrument wieder abzubauen.
- ▶ Das Design sollte eine *effiziente und effektive Integration und Förderung der erneuerbaren Energien* möglichst wenig beeinträchtigen. Die Integrationsfähigkeit erneuerbarer Energien ist ein zentrales Kriterium, da sie die Kosten der Energiewende maßgeblich beeinflusst. Dadurch spielen auch die Fähigkeiten eines Instruments, die Flexibilisierungswirkung des Strommarktes zu erhalten, eine entscheidende Rolle.

Die Europäische Kommission (EU KOM) hat Kriterien für die Genehmigung von Kapazitätsmechanismen erarbeitet, die im Clean Energy Package (CEP) umgesetzt wurden. Bevor Kapazitätsmechanismen eingeführt werden dürfen, muss deren Notwendigkeit anhand einer Versorgungssicherheitsbewertung nachgewiesen werden. Zudem dürfen Kapazitätsmechanismen nur als letztes Mittel eingeführt werden, wenn zuvor andere Maßnahmen zur Beseitigung bestehender Hemmnisse ergriffen wurden und der Bedarf dennoch weiter bzw. vorübergehend besteht. Darüber hinaus werden Anforderungen an die Ausgestaltung der Kapazitätsmechanismen gestellt, die u. a. einer Verzerrung des

²⁰ Bei ungewissen Ereignissen geht man davon aus, dass sie sehr selten bzw. sehr unwahrscheinlich sind. Die ungewissen Ereignisse können weder im Strommarkt 2.0 noch in Kapazitätsmärkten effizient adressiert werden. Der Grund liegt darin, dass es für diese ungewissen (im Gegensatz zu unsicheren) Extremereignisse nicht möglich ist, ökonomisch effiziente Maßnahmen zur Vorbereitung darauf zu treffen, und zwar weder für den Regulierer noch für die Marktakteure.

Binnenmarktes durch Kapazitätsmechanismen entgegenwirken sollen. Zu diesem Zweck wird die Beteiligung grenzüberschreitender Kapazitäten gefordert. Des Weiteren wird die Anforderung einer technologieutralen Beschaffung gestellt. Zu diesem Zweck sollen insbesondere flexible Verbraucher die Möglichkeit der Teilnahme erhalten.

Im Folgenden beschreiben wir zunächst Kapazitätsmärkte und Kapazitätsreserven als Instrumente zur ergänzenden Absicherung der Versorgung. Im Anschluss bewerten wir sie anhand der genannten Kriterien.

5.3.1 Kapazitätsmärkte

Kapazitätsmärkte zeichnen sich dadurch aus, dass Kapazitäten neben dem Strompreis einen zweiten Zahlungsstrom für die Bereitstellung gesicherter Leistung erhalten. Die Kernentscheidung liegt darin, dass Versorgungssicherheit nicht mehr privatwirtschaftlich organisiert wird, sondern dass der Regulierer die Verantwortung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch die Implementierung eines zusätzlichen Marktes für die Beschaffung und Vergütung von Kapazitäten übernimmt. Für die Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten ist daher eine große Anzahl regulatorischer Festlegungen erforderlich, um sicherzustellen, dass die Kapazitätsanbieter klare Rahmenbedingungen für ihr wettbewerbliches Handeln vorfinden. Bei der regulatorischen Festlegung der Designelemente besteht ein inhärentes Spannungsverhältnis zwischen einer effektiven und einer effizienten Ausgestaltung. Je effektiver und damit sicherer die individuellen Elemente des Kapazitätsmarktes ausgestaltet sind, desto höher sind die Kosten. Je effizienter die Elemente ausgestaltet werden, desto größer ist das Risiko, dass die Anforderungen an die Versorgungssicherheit nicht erfüllt werden bzw. tatsächlich kein zusätzlicher Effekt auf die Versorgungssicherheit erzielt werden kann. In der Realität kann man feststellen, dass alle Kapazitätsmarktdesigns in Laufe der Zeit angepasst werden. Wenn beispielsweise die Höhe der nachgefragten Kapazität nicht zur Entwicklung der Nachfrage passt, wenn die bereitgestellte Qualität der Kapazität nicht für die Anforderungen der Variabilität ausreicht und wenn räumliche Anforderungen oder Emissionsanforderungen angepasst werden müssen, ändert sich das Produktdesign eines Kapazitätsmarktes.

Im Folgenden werden wir auf einige Grundelemente möglicher Kapazitätsmarktdesigns eingehen und die relevanten Abwägungen diskutieren. In der Realität ist der Detailgrad der Festlegungen jedoch deutlich größer und komplexer.

Umfassend oder selektiv

Selektive Kapazitätsmärkte adressieren lediglich einen Teil der Kapazitäten, während sich umfassende Kapazitätsmärkte an alle im Markt befindlichen Kapazitäten richten. Argumente, die für selektive Ansätze vorgebracht werden, beziehen sich in der Regel auf Präferenzen für Emissionsstandards oder bestimmte Flexibilitätsanforderungen, sowie auf politisch ungewünschte Primärbrennstoffe, wie beispielsweise Uran. Durch einen selektiven Ansatz wird eine technologiespezifische Herangehensweise gewählt. Sie unterliegt somit den Präferenzen derjenigen, die mit dem Design betraut sind, sowie dem Einfluss der von verschiedenen Stakeholdern geäußerten Interessen.

Umfassende Kapazitätsmärkte unterscheiden nicht zwischen Technologien, sondern setzen den Beitrag zur gesicherten Leistung als entscheidendes Kriterium fest. Argumente, die für umfassende Ansätze vorgebracht werden, stellen daher den Beitrag zur Versorgungssicherheit in den Fokus und beziehen sich auf die geringeren Kosten, die in der Regel mit der Technologieutralität einhergehen.

Aus der Perspektive der Versorgungssicherheit können lediglich umfassende Mechanismen zum Erreichen des definierten Ziels führen. Selektive Mechanismen lösen einen sogenannten Rutschbahneffekt (Slippery Slope) aus, der die Wirkung auf die Versorgungssicherheit einschränkt. Der Rutschbahneffekt wird durch die einseitige Berücksichtigung von bestimmten Technologien ausgelöst. Die Technologien, die nicht vom selektiven Kapazitätsmarkt erfasst werden, werden aufgrund der Preiswirkung der neu angereizten Technologien negativ in ihrer Wirtschaftlichkeit beeinflusst. Dadurch scheiden sie auf kurz oder lang aus dem Markt aus, wodurch die Gesamtleistung im Strommarkt nicht ansteigt und die Versorgungssicherheit nicht erhöht wird.

Technologieneutralität in umfassenden Kapazitätsmärkten

Umfassende Kapazitätsmärkte zielen darauf ab, Versorgungssicherheit durch alle Technologien im Markt zu gewährleisten. Daraus folgt jedoch nicht notwendigerweise eine Technologieneutralität. Da die Verantwortung für Versorgungssicherheit auf eine staatliche Stelle übertragen wird, muss diese Stelle Versorgungssicherheit durch die Festlegung von Regeln organisieren. Diese Regeln umfassen viele Details zu den Kapazitätsprodukten, Beschaffungszeiträumen und weiteren Organisationsregeln des Marktes. Sie führen dazu, dass bestimmte Technologien die Anforderungen besser oder schlechter erfüllen können als andere, unabhängig davon, wie hoch ihr Beitrag zur Versorgungssicherheit auf Basis der richtigen Anreize tatsächlich sein könnte. Aus der Regulierung folgt somit, dass eine tatsächliche Technologieneutralität in der Realität nicht erreicht werden kann. Ein typisches Vorgehen, um spezifische Technologieeigenschaften adäquat zu berücksichtigen, ist die Teilung des Marktes in Segmente. Das führt jedoch wiederum zu höheren Kosten, da der Technologiewettbewerb eingeschränkt wird, sowie zu Verteilungsaspekten.

Zentral oder dezentral

Kapazitätsmärkte können über eine staatlich organisierte Auktion zentral ausgestaltet werden, oder über ein Handelssystem dezentral organisiert werden. In der Tendenz können dezentrale Systeme effizienter und offener ausgestaltet werden. Das kann jedoch zu Lasten der Versorgungssicherheit gehen. Je mehr regulatorische Vorgaben erfolgen, desto höher steigt der Grad der Zentralisierung. Eine zentrale marktumfassende Auktion, die auch Neuanlagen adressieren soll, muss aufgrund der Bauzeiten mehrere Jahre vor dem Lieferjahr erfolgen. Diese Regelung birgt Nachteile für Bestandskapazitäten und viele Flexibilitätsoptionen. Auf der anderen Seite lassen sich Beiträge aus dem Ausland leichter durch eine zentrale Beschaffung berücksichtigen, wodurch Effizienzvorteile entstehen können. In diesem Fall benötigt der Kapazitätsmarkt zumindest eine zentrale Stelle, die ausländische und inländische Beiträge koordiniert. In allen Ausgestaltungen sind zentrale Vorgaben notwendig. Der Übergang zur Zentralisierung ist fließend, ebenso wie die Abwägung zwischen effektiven und effizienten Designs.

Über diese Kernelemente hinaus bestehen Ausgestaltungsoptionen, die in der Regel leichter mit einem zentralen Kapazitätsmarkt umgesetzt werden können. Diese Optionen umfassen die Einbindung flexibler Verbraucher, regionale Steuerung, Anforderungen an Emissionen, Anforderung an Flexibilität und viele weitere. Diese Festlegungsoptionen gehen zwangsläufig mit Verteilungsfragen einher, die Kapazitätsmärkte anfällig für politische Einflussnahme machen. Kontinuierliche Anpassungen der verschiedenen Designparameter können somit das Risiko für Marktteilnehmer innerhalb von Kapazitätsmärkten signifikant steigern.

5.3.2 Kapazitätsreserve

Die Kapazitätsreserve zeichnet sich durch eine vergleichsweise kleine Anzahl an festzulegenden Elementen aus. Insbesondere wenn mit der Kapazitätsreserve eine Absicherung des

Strommarktes angestrebt wird, die die Funktionsweise des Strommarktes nicht beeinflusst, lassen sich die Elemente zieladäquat ausgestalten. Eine solche Reserve hat keine Überschneidung mit der Preisfindung an den Kurzfristmärkten und wird als Systemdienstleistung von den Übertragungsnetzbetreibern genutzt. Die Schnittstelle zum Ausgleichsenergiepreis wird lediglich durch einen Mindestpreis (und keinen Höchstpreis) für den Einsatz der Kapazitätsreserve adressiert, wenn die eingesetzte Ausgleichsenergie die vorgehaltene Reserveleistung überschreitet.

Neu- oder Bestandsanlagen

Für die Kapazitätsreserve können entweder stilllegungsbedrohte Bestandsanlagen oder Neuanlagen genutzt werden. Eine idealtypisch überschneidungsfreie Kapazitätsreserve würde ausschließlich aus Neuanlagen bestehen, da bei der Nutzung von Bestandsanlagen das Risiko besteht, dass eine frühzeitige Stilllegung in wirtschaftlich schwierigen Zeiten angereizt wird. Eine Kapazitätsreserve, die lediglich aus Neuanlagen besteht, würde jedoch zu höheren Kosten führen. Es könnte dann der Fall auftreten, dass eine neue Anlage für die Kapazitätsreserve gebaut wird, während zur gleichen Zeit eine technisch funktionsfähige Anlage aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt würde. Um die Effizienz der Kapazitätsreserve zu steigern, sollte sie somit für stilllegungsbedrohte Bestandsanlagen offen sein, ohne Anreize dafür zu setzen, Kapazitäten verfrüht aus dem Markt zu nehmen. Um diese Anreize so weit wie möglich abzuschwächen, sollte die Kapazitätsreserve für Marktteilnehmer vergleichsweise unattraktiv sein. Eine unattraktive Reserve zeichnet sich durch geringe Opportunitäten aus. Daraus folgt, dass die Vergütung der Reserve kostenbasiert und streng reguliert erfolgen sollte. Zudem darf sie den Teilnehmern nicht die Opportunität bieten zurück in den Strommarkt zu wechseln, um dort in wirtschaftlich besseren Zeiten wieder mehr verdienen zu können (No-Way-Back-Regel). Der Wechsel in die Kapazitätsreserve kommt somit einer Stilllegungsentscheidung nahe. Lediglich die Kosten werden so lange erstattet, bis die Anlage tatsächlich nicht mehr gebraucht und stillgelegt wird.

Höhe der Reserve

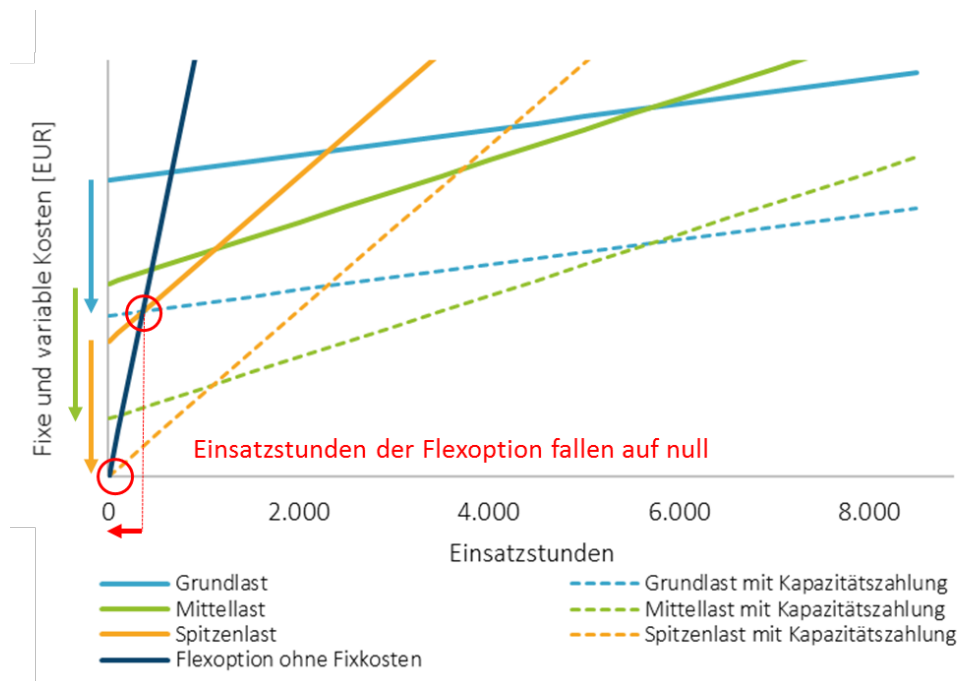
Da die Kapazitätsreserve eine Absicherungsfunktion für sehr seltene Extremereignisse erfüllt, die nicht vorhersehbar sind, lässt sich die benötigte Größe der Reserve nicht eindeutig quantitativ herleiten. Wenn eine eindeutige quantitative Herleitung möglich wäre, würde damit gleichzeitig postuliert, dass diese Kapazitätsmenge nicht von den Teilnehmern des Strommarktes bereitgestellt würde. Das würde somit der Grundannahme widersprechen, dass Versorgungssicherheit privatwirtschaftlich organisiert werden kann. Wenn sich diese Grundannahme als nicht tragbar herausstellen würde, dann würde daraus folgen, dass Versorgungssicherheit staatlich organisiert werden müsste, was wiederum die Organisation über einen Kapazitätsmarkt zu Folge haben sollte. Da jedoch die privatwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit auf Basis der Stromeigenschaften und mit den zuvor diskutierten Vorteilen hinsichtlich der Freisetzung von Innovations- und Effizienzpotenzialen einhergeht, sollte dieser Pfad nicht leichtfertig verlassen werden. Daraus folgt, dass die benötigte Höhe der Kapazitätsreserve anhand von Abschätzungen festgelegt werden muss. Sicherheitsreserven wurden in der Vergangenheit in der Größenordnung von 5% des Kraftwerkbestands abgeschätzt. Eine angebotsseitige Näherung bietet sich jedoch in Märkte mit hohen Anteilen dargebotsabhängiger Erzeugung nicht mehr an. Die Größenordnung von 5% ließe sich verlässlicher an der Spitzenlast eines Marktes ableiten, die zwar ebenfalls in geringem Maße schwankt, jedoch in der Größenordnung vergleichsweise stabil ist. Zudem gilt es die Versorgung in extremen Spitzenlastsituationen zu decken, wodurch sich ebenfalls ein fundamentaler Zusammenhang zwischen der Last und der Sicherheitsreserve herleitet.

5.3.3 Bewertung der Kapazitätsmechanismen

Kapazitätsmarkt

Aus der Beschreibung der Instrumente wird deutlich, dass Kapazitätsmärkte das Strompreissignal durch einen parallelen Zahlungsstrom für Kapazitäten verzerren. Marktakteure reagieren somit nicht mehr effizient auf die quantifizierbaren Marktrisiken. Das Strompreissignal enthält jedoch wichtige Informationen. Beispielsweise signalisiert die Volatilität der Preise die benötigte Qualität der Kapazität. Werden diese Signale verzerrt, wirkt die Verzerrung wie ein Innovations- und Flexibilitätshemmnis (siehe Diskussion in Abschnitt 3.3). Wenn aufgrund des Produkt- und Ausschreibungsdesigns primär konventionelle Erzeugungstechnologien angereizt werden, führt das zu einer Verdrängung von Innovationen und Flexibilitätsoptionen. Abbildung 51 stellt diesen Zusammenhang zunächst schematisch dar.

Abbildung 51: Verdrängung von Flexibilitätsoptionen durch Kapazitätsmärkte



Quelle: Eigene Darstellung.

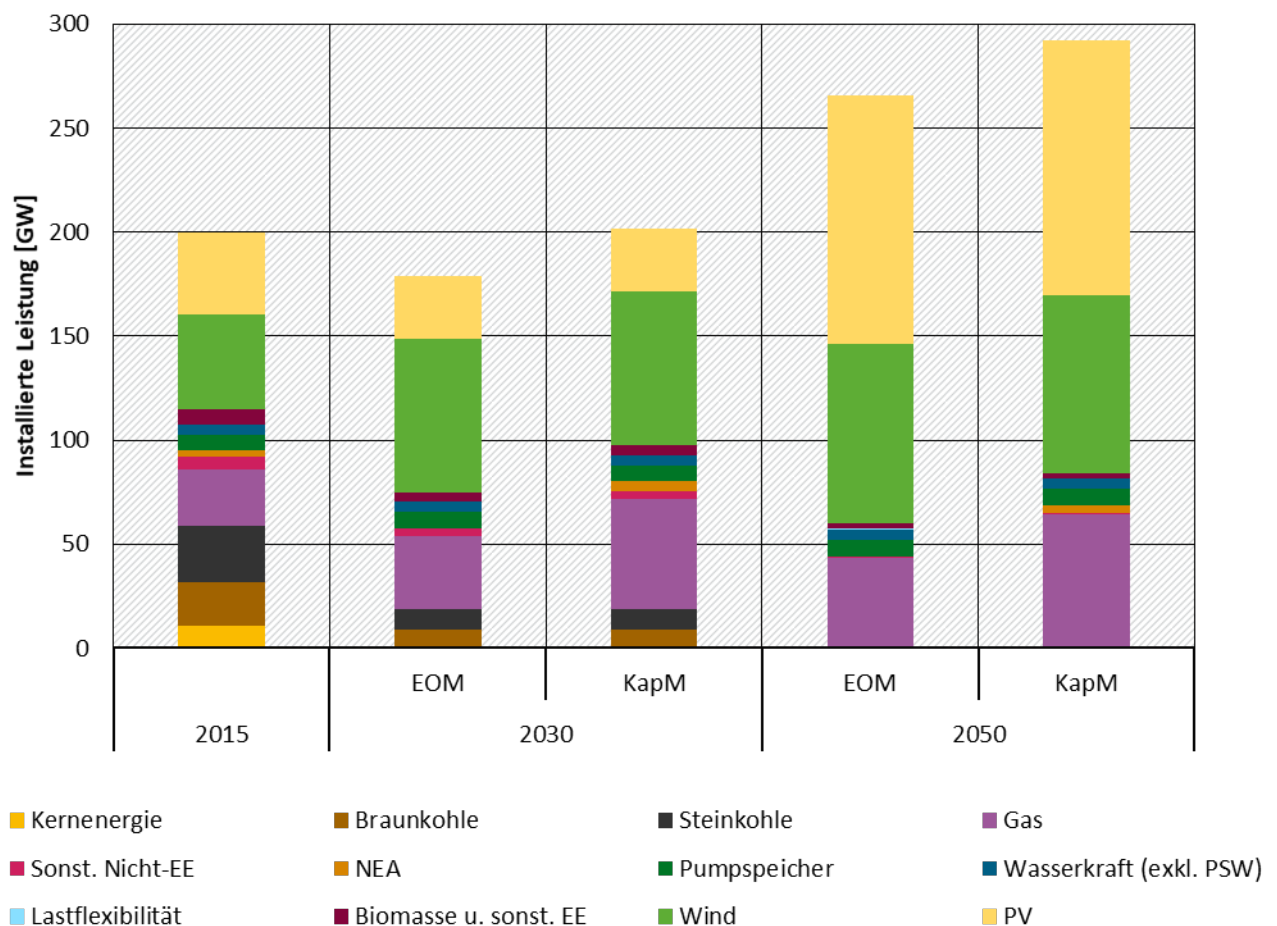
Wenn die angereizte Leistung höher ausfällt, als es ein Marktgleichgewicht ergeben würde, werden Flexibilitätsoptionen verdrängt, da sie aufgrund ihrer vergleichsweise hohen variablen Kosten am Strommarkt nicht eingesetzt würden.

Die quantitativen Modellrechnungen im Szenarioprojekt ergänzen diese schematischen Analysen und bestätigen die Grundaussagen. Dort wird ein Kapazitätsmarktszenario modelliert, das sich der Bedeutung des Marktdesigns für die Transformation des Stromsystems widmet (s. Szenariobeschreibung in Anhang A.1). Im Gegensatz zu allen anderen Szenarien, die ein Energy-Only-Marktdesign unterstellen, werden nun nationale Kapazitätsmärkte mit einer expliziten Nachfrage nach gesicherter Leistung implementiert. Die Höhe des Kapazitätsziels wird aus Analysen der Lastspitzen in Knappheitssituationen im Netzrestriktionsszenario abgeleitet und um einen 5%-Abschlag reduziert, um u. a. mögliche Beiträge von internationalen Anbietern zum Kapazitätsziel zu berücksichtigen und die Kapazitätsnachfrage nicht zu überschätzen. Dabei wurde von einem konservativen Regulierer ausgegangen, der Effektivität höher als Effizienz

bewertet, und daher erneuerbare Energien und flexible Lasten nicht zum Kapazitätsmarkt zugelassen sind.

Die Ergebnisse zeigen dementsprechende, dass im Kapazitätsmarktszenario deutlich mehr konventionelle Kraftwerke im System gehalten werden als in allen anderen Szenarien (s. Abbildung 52). Diese konventionellen Kapazitäten ersetzen in einem langfristig nahezu CO₂-freien Stromsystem jedoch keine EE-Kapazitäten, sodass es sich in erster Linie um additive, ungenutzte konventionelle Leistung handelt, die in Szenarien mit einem Energy-Only-Marktdesign nicht zugebaut wird. Hinsichtlich der Flexibilitätsoptionen zeigt sich die Verzerrungswirkung der Kapazitätsmärkte in den Modellergebnissen, wie es auch an Abbildung 52 am Beispiel der deutschen Marktzone zu erkennen ist. Einerseits werden einzelne Flexibilitätsoptionen, die am Kapazitätsmarkt teilnehmen können, im Vergleich zum EOM mehr zugebaut. Das ist im Modell u.a. bei Netzersatzanlagen (NEA) der Fall, die jedoch in keiner einzigen Stunde zum Einsatz kommen. Verdrängt werden dagegen andere Flexibilitätsoptionen wie flexible Lasten, die nicht am Kapazitätsmarkt teilnehmen können, und deren Einsatzkosten oberhalb der durch die Überschusskapazitäten abgesenkten maximalen Strompreise liegen.

Abbildung 52: Installierten Leistung in der deutschen Marktzone im Energy-Only-Markt (EOM) und im Kapazitätsmarkt (KapM)



Quelle: Eigene Berechnungen.

Im Grundsatz gilt, dass die Verzerrungs- und Verdrängungseffekte von Kapazitätsmärkten umso geringer ausfallen, je dezentraler, technologieneutraler und offener (für das Ausland) ein Kapazitätsmarkt ausgestaltet ist. Eine entsprechende Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes hätte jedoch zur Folge, dass das Spannungsverhältnis zwischen Effizienz und Effektivität

(zusätzliche Versorgungssicherheit) deutlich in Richtung Effizienz ausfällt. Der verzerrende Effekt von zwei Zahlungsströmen bleibt jedoch strukturell verankert.

In Connect (in Veröffentlichung, b) haben wir mithilfe einer stochastischen Optimierung die Verzerrungswirkungen von Kapazitätsmärkten in größerem Detail untersucht. Selbst bei einer technologieoffenen Ausgestaltung und unter Berücksichtigung der Teilnahme ausländischer Kapazitäten kommt es zu signifikanten Verzerrungseffekten. Diese offenere Gestaltung der Kapazitätsmärkte führt zwar tendenziell dazu, dass weniger Überkapazitäten vorgehalten werden und die Kosten sinken, sie führen jedoch nicht dazu, dass Marktverzerrungen beseitigt werden. Das offene Kapazitätsmarkt-Design kann auch nicht verhindern, dass der EE-Marktwert in einem Ceteris-Paribus-Vergleich mit dem EOM in einem ähnlichen Maß sinkt, wie in nicht-offenen Kapazitätsmärkten. Kohlekraftwerke, die im EOM aufgrund von Unwirtschaftlichkeit stillgelegt werden, werden im Kapazitätsmarkt weiterbetrieben. Kapazitätsmärkte führen dazu, dass der Austausch zwischen den Marktzonen sich gegenüber einem EOM-Design verändert. Das gilt umso mehr, wenn einzelne Länder einen Kapazitätsmarkt einführen und andere nicht. In Summe können durch das Kapazitätsmarkt-Design zwar in gewissem Maße Überkapazitäten und Zusatzkosten reduziert werden, Verzerrungen des Binnenmarktes und der Klimapolitik lassen sich jedoch kaum abschwächen. In solchen Fällen kann es notwendig werden nachzuregulieren und durch explizite Instrumente die o.g. Verzerrungen zu adressieren, was die Kostenbelastung für Verbraucher weiter steigert.

Kapazitätsmärkte führen in der Regel zu Pfadabhängigkeiten. Bei der Abschaffung eines Kapazitätsmarktes führt der Wegfall des zweiten Zahlungsstroms für Kapazitätsanbieter zu politischen Widerständen. Im Fall von Neuinvestitionen werden erneute Zahlungsforderungen formuliert werden, bevor Investitionsentscheidungen getroffen werden. Wenn der Staat in der Vergangenheit eine Zahlungsbereitschaft signalisiert hat, wenn Sorgen um die Versorgungssicherheit bestanden, werden Investoren versuchen, diese Zahlungsbereitschaft für sich zu nutzen.

Ein häufig vorgebrachtes Argument von Kapazitätsmarkt-Befürwortern ist die Planungssicherheit der Kapazitätsszahlungen, durch die Investitionsrisiken und damit auch die Finanzierungskosten sinken würden. Dabei sind die Kapazitätsszahlungen u.a. abhängig von diversen regulatorischen Vorgaben, dem Neubau von Interkonnektoren und der nachgefragten Leistung. Alle Faktoren können eine signifikante Preisvolatilität zur Folge haben. Im Februar 2018 wurden die Ergebnisse der zweiten Auktion des britischen Kapazitätsmarktes veröffentlicht. Die Erste Auktion im Dezember 2016 schloss mit einem Kapazitätspreis von 22,5 £/kW ab. Die folgende Auktion schloss bei einem Kapazitätspreis von 8,4 £/kW. Diese Preisvolatilität ist höher, als sie in EOM-Strommärkten zu beobachten ist. Dieses Beispiel unterstreicht, dass in der Argumentation für Kapazitätsmärkte häufig idealisierte Designs und Ergebnisse vorgebracht werden. Die Empirie zeigt jedoch, dass das Design sehr anfällig für Fehlregulierungen ist und die Ergebnisse nicht zwangsläufig den intendierten Wünschen entsprechen.

Das größte Risiko bei Kapazitätsmärkten geht jedoch von den Regulierungsrisiken aus. Die Vielzahl der durch regulatorische und politische Prozesse festzulegenden Parameter führt zu einer großen Unsicherheit hinsichtlich ihrer Robustheit. Gleichzeitig besteht bei der regulatorischen Organisation der Versorgungssicherheit das Spannungsverhältnis zwischen Effektivität und Effizienz. Das bedeutet, dass es kein optimales Design gibt, sondern zwangsläufig Abwägungen getroffen werden müssen. Die regulatorischen Entscheidungen haben signifikante Verteilungswirkungen zur Folge, wodurch Interessenvertreter angeregt werden, ihre Einflussmöglichkeiten umfassend zu nutzen. Dabei gilt es zu beachten, dass sich die Interessen der Marktteilnehmer deutlich unterscheiden. Einige Verbraucher könnten durch die

Bereitstellung von Flexibilität unter gewissen Umständen von Kapazitätzahlungen profitieren. Andere Verbraucher werden lediglich Zusatzkosten zu tragen haben. Erzeuger haben technologiespezifische Interessen. Erneuerbare Energien sehen sich im Ceteris-Paribus-Vergleich mit dem EOM einem reduzierten Marktwert gegenüber. Konventionelle Erzeuger könnten zwar von Kapazitätzahlungen profitieren, sind jedoch einem Anpassungsrisiko ausgesetzt, wenn beispielsweise Anforderungen an Emissionen, Flexibilität oder regionale Verteilung in den Kapazitätsmarkt eingeführt werden. Durch diese Wechselwirkungen besteht eine große Wahrscheinlichkeit, die sich empirisch in vielen Kapazitätsmärkten bestätigt, dass das Kapazitätsmarktdesign regelmäßigen Anpassungen ausgesetzt ist, wodurch das Risiko für Marktteilnehmer steigt.

Kapazitätsreserve

Die Kapazitätsreserve zeichnet sich durch eine vergleichbar kleine Anzahl an festzulegenden Parametern aus. Für deren Ausgestaltung gibt es – im Sinne des Ziels der privatisierten Organisation der Versorgungssicherheit – eine optimale Lösung. Dadurch sind weniger Abwägungen notwendig. Die Konformität der Kapazitätsreserve mit dem Ziel einer effizienten und innovativen Anreizwirkung durch das Bilanz- und Ausgleichenergiesystem führt zu einer anforderungsadäquaten Flexibilisierung. Dafür ist es erforderlich, die oben diskutierten Designelemente in einer Form umzusetzen, die eine möglichst geringe Überschneidung mit den wettbewerblichen Elementen des Strommarktes hat. Das Ergebnis wäre eine mikroinvasive Kapazitätsreserve. Ein anreizkompatibler Vorteil der Kapazitätsreserve liegt darin, dass Marktrisiken weiterhin durch Marktakteure bewirtschaftet werden. Die Vielzahl der Marktakteure kann die verschiedenen Wahrscheinlichkeiten am besten erfassen und durch Investitions- und Absicherungsgeschäfte effizient agieren, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Kapazitätsreserve erlaubt die Absicherung gegen ungewisse Ereignisse. Diese nicht quantifizierbaren Events können nicht sinnvoll von Marktakteuren bewirtschaftet werden.²¹ Somit ermöglicht die Kapazitätsreserve eine Absicherung der Versorgung, ohne die Effizienz- und Innovationspotenziale des wettbewerblichen Strommarktes zu beeinträchtigen.

Der Fokus liegt auf der Nichtbeeinflussung der Strompreise und der Implementierung einer No-Way-Back-Regel, um die Anreizwirkung im Strommarkt aufrechtzuerhalten. Ein wesentlicher Vorteil einer derartigen Ausgestaltung liegt in der Reversibilität des Instruments. Wenn die Flexibilisierung des Strommarktes ein hinreichendes Niveau erreicht hat, kann die Kapazitätsreserve friktionsfrei abgebaut werden, ohne dass Rückwirkung auf das Marktgeschehen auftreten.

Fazit

Die Kapazitätsreserve ist im Gegensatz zum Kapazitätsmarkt vergleichsweise leicht und optimal implementierbar. Dafür bedarf es weder eines Kompromisses bei der Anreizwirkung des Strommarktes noch bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Dadurch sind bei der Kapazitätsreserve ebenfalls die spezifischen Kriterien der Regulierungsrisiken, Reversibilität und geringen Beeinflussung der EE-Integration erfüllt. Kapazitätsmärkte schneiden bei diesen Kriterien vergleichsweise schlecht ab. Sie schirmen Marktakteure auch von quantifizierbaren Marktrisiken ab. Dadurch reagieren sie nicht mehr effizient auf Marktsignale, sondern auf regulatorische Vorgaben. Einem nachhaltigen zieladäquaten Energy-Only-Marktdesign steht somit ebenfalls aus der Perspektive der Versorgungssicherheit nichts im Wege.

²¹ Die ungewissen Ereignisse können weder im Strommarkt 2.0 noch in Kapazitätsmärkten effizient adressiert werden. Der Grund liegt darin, dass es für diese ungewissen (im Gegensatz zu unsicheren) Extremereignisse nicht möglich ist, ökonomisch effiziente Maßnahmen zur Vorbereitung darauf zu treffen, und zwar weder für den Regulator noch für die Marktakteure.

6 Synthesevorschlag

Das Ziel dieses Kapitels ist es, die zuvor separat diskutierten Elemente des Marktdesigns, der EE-Förderung und der Versorgungssicherheit zu einem konsistenten Markt- und Regulierungsdesign zusammenzuführen. Die Elemente des energiepolitischen Dreiecks, Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit, sollen adressiert werden. Entscheidend ist jedoch die Perspektive des langfristigen Transformationspfades hin zu einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung des Stromsystems auf Basis erneuerbarer Energien.

CO₂-Bepreisung und Aktivierung der EE-Potenziale als Grundvoraussetzung der Transformation

Wichtige Grundvoraussetzungen für die Systemtransformation hin zu erneuerbaren Energien liegen außerhalb des eigentlichen Untersuchungsgegenstandes dieses Abschlussberichts. Sie werden jedoch annahmegemäß vorausgesetzt und sind gleichwohl klimapolitisch von elementarer Bedeutung. Auf die beiden Themen i) CO₂-Bepreisung und ii) Aktivierung der EE-Potenziale sei zunächst kurz eingegangen.

Die Markt- und Förderdesigns sind stets auf einen wirksamen klimapolitischen Treiber für die Dekarbonisierung angewiesen. Dieser wird in der europäischen und deutschen Klimapolitik und in der begleitenden Modellierung insbesondere in der CO₂-Bepreisung gesehen (europäischer Emissionshandel). Da die CO₂-Emissionen im Energiesektor und (Teilen) der Industrie auf europäischer Ebene reguliert sind, muss die Dekarbonisierung auch auf dieser Ebene festgeschrieben sein, kann aber auch nur auf dieser Ebene, d.h. europäisch wirken.

Die umfangreichen vorliegenden Modellierungsergebnisse zur Dekarbonisierung einschließlich der Ergebnisse des Schwesterprojektes "Strommarkt und Klimaschutz – Transformation der Stromversorgung bis 2050" unterliegen stets spezifischen Annahmen wie beispielsweise dem klimapolitischen Ambitionsniveau, der technologischen Entwicklung und verfügbaren Potentialen für erneuerbaren Energien und anderen Techniken. Vor diesem Hintergrund liegt es nahe, dass in der wissenschaftlichen Literatur ein breiter Korridor von CO₂-Preisen in klimapolitischen Szenarien im Zeitraum bis 2050 zu finden ist. Dabei ist die CO₂-Bepreisung auch im Zusammenhang mit der EE-Förderung und anderen Klimaschutzinstrumenten zu sehen, die in Kombination die Einhaltung von Klimazielen bewirken können.

Die zweite Grundvoraussetzung für die Systemtransformation ist die Aktivierung der EE-Potenziale. Viele Modellierungsstudien gehen hier von eher optimistischen Annahmen aus und identifizieren effiziente Transformationspfade. Beispielhaft sei auf das o.g. Schwesterprojekt zur Strommarktmodellierung verwiesen, auch wenn dieses durch Abstandsannahmen und große pauschale Abschläge deutlich geringere EE-Potenziale berücksichtigt als dies rechnerisch möglich wäre. Hemmnisse bei der Aktivierung der EE-Potentiale erschweren die Systemtransformation – selbst, wenn sie diese nicht grundsätzlich in Frage stellen. Sind in Teilbereichen günstige EE-Potentiale nicht nutzbar, müssen andere, teurere Potentiale dies ausgleichen. Entsprechend höher ist dann auch ein möglicher Förderbedarf des EE-Ausbaus. Hemmnisse bei der Aktivierung der EE-Potentiale stellen das Marktdesign des Strommarkts daher nicht grundsätzlich in Frage, sollten allerdings zur Unterstützung einer effizienten und erfolgreichen Dekarbonisierung so weit wie möglich behoben werden. Hemmnisse des EE-Ausbaus, die in zu langen Genehmigungsverfahren, zu wenigen ausgewiesenen EE-Flächen und einer geringen Akzeptanz begründet sind, lassen sich durch monetäre Anreize, wie sie durch die CO₂-Bepreisung oder die EE-Förderung gesetzt werden, ggf. nur sehr begrenzt adressieren. Nötig ist hier eine zielgerichtete Politikstrategie, welche eine effiziente Transformation über

eine geeignete Flächenplanung, Genehmigungspraxis, EE-Förderung und verlässliche CO₂-Bepreisung unterstützt.

Strommarktdesign

Mit der Entscheidung der Bundesregierung zum Strommarkt 2.0 wurde bereits ein Weg beschritten, der geeignet ist, mit kleineren jedoch kontinuierlichen Anpassungen nachhaltig fortgeführt zu werden. Das EOM-Marktdesign ist bei geeigneter Ausgestaltung am besten in der Lage, die richtigen Signale zu senden, um eine kontinuierliche Flexibilisierung anzureizen und dadurch effiziente Marktergebnisse herbeizuführen und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Notwendige Eigenschaften sind dabei die freie Preisbildung im Sinne des Peak-Load-Pricing, die Möglichkeit Opportunitätskosten in allen Marktsegmenten angemessen abzubilden und die Internalisierung externer Effekte, die zu einer steigenden Wohlfahrt führt, indem Kosten und Nutzen vollumfänglich berücksichtigt werden. Im Sinne der Internalisierung von Klimakosten werden die deutschen und europäischen Klimaziele sowie die entsprechenden nationalen und europäischen Instrumente als Umsetzungsansatz gesehen.

Damit der Strommarkt die Wohlfahrt steigert und Versorgungssicherheit effizient gewährleisten kann, sollte die Binnenmarktintegration kontinuierlich weiterentwickelt werden. Dafür ist eine zunehmende Synchronisierung der Produkte am Spot- und Regelleistungsmarkt notwendig. Damit die Wohlfahrtspotenziale genutzt werden können, ist es ebenfalls nötig, die Interkonnektoren und die Netzinfrastruktur so weit auszubauen, dass die Ausgleichseffekte sehr weitgehend genutzt werden können.

Da sich die Anforderungen an ein effizientes Marktgeschehen aufgrund der fundamentalen Eigenschaften erneuerbarer Energien (variable Einspeisung, Prognoseungenauigkeit, regionale Verteilung und Gradienten der Einspeisung) in Kombination mit technologischen Innovationen auch langfristig stetig weiterentwickeln, ist es notwendig, das Markt- und Regulierungsdesign kontinuierlich auf mögliche Hemmnisse zu untersuchen und diese zu beseitigen. Um die kontinuierliche Weiterentwicklung der Anforderungen an das Design zu begleiten, müssen beispielsweise Produkteigenschaften an den Spot- und Regelleistungsmärkten hinterfragt und bei Bedarf angepasst werden. Aus heutiger Perspektive scheint es auch denkbar, dass in späteren Marktphasen eine feinere zeitliche Granularität als 15-Minuten-Bilanzierungsintervalle notwendig werden könnte, um den sicheren Systembetrieb möglichst kosteneffizient zu gewährleisten. Dazu gehören auch die passende Produktdefinition an Spot- und Regelleistungsmärkten und das weitere zeitliche Heranführen des Handelsschlusses an den Erfüllungszeitraum. Aus heutiger Sicht mag das sehr ambitioniert erscheinen. Mit der Weiterentwicklung von IT- und Kommunikationssystemen ist es voraussichtlich zukünftig möglich, auf Basis eines höheren Maßes an Automatisierung des Systembetriebs die Systemsicherheit auch bei kurzfristigeren Handelsmöglichkeiten zu gewährleisten, sodass die Effizienzpotenziale des kurzfristigen Handels weiter ausgeschöpft werden können.

Parallel zur Weiterentwicklung der Kurzfristmärkte ist davon auszugehen, dass sich auch die Produkte an den Langfristmärkten weiterentwickeln. Es werden sich voraussichtlich Produkte herausbilden, mit denen Risiken besser bewirtschaftet werden können. Aus heutiger Sicht deutet sich bereits an, dass Produkte mit Options-Charakter dazu in der Lage wären, die Absicherung der Bilanzkreise einfacher zu ermöglichen. Derlei Produkte bilden sich jedoch erst im Markt, wenn sich die Anforderungen von Seiten der Produkt-Nachfrager ausreichend deutlich abzeichnen. Bei heutiger Einführung wäre vermutlich die Liquidität dieser Produkte sehr gering und der Preis sehr niedrig und nicht aussagekräftig. Ein Merkmal von Märkten, die derlei Produkte liquide handeln, ist das Auftreten von hohen Knappheitspreisen, die eine Absicherung wirtschaftlich machen. In Phasen mit Überkapazitäten, wie sie derzeit bestehen, ist

es wirtschaftlich nicht rational, zusätzliche Absicherungsgeschäfte einzugehen, wenn stets ausreichend niedrige Gebote an den Kurzfristmärkten verfügbar sind.

Im Rahmen der Hemmnisreduktion muss gleichzeitig sichergestellt werden, dass die markt-basierten Anreize bei den richtigen Akteuren ankommen. Dafür ist es nötig, dass durch eine freie Preisbildung unverzerrte Anreize bei den Bilanzkreisverantwortlichen ankommen. Für die weitere effiziente Integration erneuerbarer Energien ist es notwendig, dass der Stromverbrauch sektorübergreifend möglichst verzerrungsfrei stattfindet. Dafür ist einerseits eine wirksame breite Bepreisung von CO₂ notwendig, und andererseits ein aufeinander abgestimmter Umgang mit Abgaben, Entgelten und Steuern. Das Ziel ist es, über alle Sektoren einen möglichst flexiblen und effizienten Energieeinsatz zu erreichen, der den Charakteristika erneuerbarer Energien entspricht.

Förderung erneuerbarer Energien

Die jüngsten Entwicklungen bei der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland und der damit verbundene Umstieg auf ein Ausschreibungssystem sind eine sinnvolle Weiterentwicklung in Richtung eines zunehmend effizienten Fördersystems. Die bisherigen Ausschreibungsergebnisse deuten bereits Fortschritte bei der Effizienz an. Besonders relevant ist dabei zum einen die wettbewerbliche Bestimmung des Fördersatzes anstelle einer regulatorischen Festlegung. Das Ausschreibungssystem setzt hier Anreize zur Offenbarung der tatsächlichen Kosten der Teilnehmer über ihre Gebote. Des Weiteren fördert der Wettbewerb im Rahmen der Ausschreibung die Erschließung zusätzlicher Effizienzpotenziale. Um eine umfängliche Bewertung des Ausschreibungssystems durchführen zu können, sind allerdings noch die tatsächlichen Realisierungsraten abzuwarten. Im Falle niedriger Realisierungsraten und einer Unterschreitung der gesetzten Ausbauziele kann und sollte an einzelnen Designelementen und insbesondere an den regulatorischen Rahmenbedingungen außerhalb des Fördersystems nachgeschärft werden, um das System weiter zu verbessern und eine robuste Zielerreichung zu ermöglichen. Zu den Hemmnissen außerhalb des Fördersystems zählen dabei u.a. unnötig lange Genehmigungsverfahren, zu geringe ausgewiesene Ausbaufächen und Unsicherheit über politische und regulatorische Entscheidungen. Diese Hemmnisse sind unabhängig vom gewählten Fördersystem hinderlich für einen effizienten EE-Ausbau und sollten weitestgehend beseitigt werden.

Aufbauend auf konzeptionellen Analysen und den ersten Erfahrungen erscheinen Ausschreibungen mit einer variablen Prämie einschließlich der in Deutschland implementierten Variante der gleitenden Marktprämie für die mittlere Frist und bei Bedarf auch für die langfristige Zukunft geeignet, um den Transformationspfad fortzuführen. Für ein solches Fördersystem sprechen seine prinzipiell gute Treffsicherheit, die Nutzung von Kostensenkungspotenzialen durch wettbewerbliche Elemente sowie seine Anreize für eine effiziente Marktintegration. Wir gehen allerdings davon aus, dass (ähnlich wie beim Marktdesign) kontinuierliche Überprüfungen und ggf. Anpassungen ausgewählter Förderdesignelemente und des begleitenden Regulierungsrahmens notwendig sein können, um den Anforderungen der jeweiligen Situation gerecht zu werden. Dazu zählt auch, dass die ausgeschriebenen Mengen aktiv und vorausschauend gesteuert werden, sodass die Zielerreichung kontinuierlich und robust gewährleistet ist. Dabei sollte sichergestellt werden, dass durch ein transparentes und ganzheitliches Vorgehen ein hohes Maß an Planungssicherheit für Investoren besteht.

Zur Senkung der Förderkosten können die Freiheitsgrade in der technologischen Auswahl und der Standortwahl des EE-Ausbaus über technologieübergreifende und/oder länderübergreifende Ausschreibungen wettbewerblich genutzt und die entsprechenden Effizienzpotenziale erschlossen werden. Da in dem hier vorgeschlagenen Förderdesign der

Marktwert mit dafür ausschlaggebend ist, welche technologischen und räumlichen Zubauoptionen zum Zuge kommen, können über die geöffneten Ausschreibungen effizientere Investitionen mit geringeren Förder- und Integrationskosten stattfinden.

Bei der Entscheidung über eine Ausweitung der technologie- bzw. länderübergreifenden Ausschreibungen spielen in der Praxis auch verschiedene weitere energiewirtschaftliche und politische Aspekte eine Rolle. So würde die Ausweitung von Auktionen auf andere Länder dazu führen, dass der EE-Zubau nicht mehr nur in Deutschland erfolgt. Wenn beispielsweise aufgrund von nationalen Klima- und EE-Zielen, aus arbeitsmarkt- und industriepolitischen Gründen oder mit dem Ziel günstigerer Großhandelspreise für Strom weiterhin ein heimischer (Mindest-) Zubau angestrebt wird, kann eine Hybrid-Strategie aus nationalen und länderübergreifenden Instrumenten die politisch präferierte (Übergangs-) Option sein.

Bei einer Umstellung auf technologieübergreifende Ausschreibungen ist zu berücksichtigen, dass dann bestimmte (auch langfristig sinnvolle) Technologien unter Umständen weniger oder vorübergehend nicht mehr ausgebaut werden. Um einen kontinuierlichen und robusten Ausbau von langfristig sinnvollen Technologien zu gewährleisten oder auch aus arbeitsmarkt- und industriepolitischen Abwägungen heraus, können daher technologiespezifische Instrumente (ergänzend) beibehalten werden. Technologiespezifische (ergänzende) Instrumente können ebenso dazu dienen, die für einen schnellen und robusten EE-Ausbau erforderlichen Potentiale, insb. vor dem Hintergrund der Akzeptanz vor Ort oder anderer zukünftiger Hemmnisse, zu erschließen und hierfür einen breiten Technologiemarkt zu sichern. Ein Beispiel hierfür ist die Förderung der Offshore-Windenergie in den letzten Jahren, ohne die derzeit das 65%-EE-Ziel für 2030 nur schwer erreichbar erscheint.

Beim fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien ist eine kontinuierliche Stärkung des Wettbewerbs und der Effizienzanreize entscheidend dafür, dass die Förderkosten auch bei hohen EE-Anteilen im Rahmen bleiben, und dass die EE wirtschaftlicher werden und die Beiträge der Strommarkteinnahmen zu ihrer Finanzierung wachsen. Aus ökonomischer Sicht wäre es erstrebenswert, wenn erneuerbare Energien perspektivisch marktgetrieben in einem flexiblen Binnenmarkt mit einer (möglichst vollständigen) Internalisierung externer Effekte in Form zielkonsistenter CO₂-Preise (entweder auf Basis einer CO₂-Mengen- oder Preissteuerung) zugebaut würden. Auch bei klimazielskonsistenten europäischen CO₂-Preisen ist jedoch nicht zwangsläufig gewährleistet, dass die nationalen EE- und Klima-Ziele erreicht werden, selbst wenn die EE auf europäischer Marktebene ohne Förderung wirtschaftlich sind. Zur Erfüllung nationaler Ziele wäre dann eine (zumindest flankierende) Förderung des heimischen EE-Ausbaus notwendig.

Die Entwicklung der Ergebnisse im Ausschreibungssystem liefert Hinweise darauf, wie sich der Förderbedarf entwickelt. Wenn sich die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien weiter verbessert, berücksichtigen die Teilnehmer in den Ausschreibungen ihre sinkenden Kosten und ihre absehbaren Mehrerträge am Strommarkt zunehmend in ihren Gebotsstrategien, d.h. über niedrigere Gebote. In diesem Kontext wird auch die Frage aufgeworfen, ob Mehrerträge von EE-Anlagen an guten Standorten zusätzlich über regulatorische Instrumente abgeschöpft werden sollten. Ein solches Vorgehen würde einerseits die Effizienzanreize reduzieren und das Signal senden, dass erneuerbare Energien dauerhaft in einem regulierten Marktsegment blieben, anstatt dass erneuerbare Energien mit zunehmender Wirtschaftlichkeit vorrangig unter wettbewerblichen Bedingungen zugebaut werden. Andererseits könnten mit solchen Ansätzen beispielsweise große Mitnahmeeffekte am Strommarkt infolge hoher CO₂-Preise und daraus resultierender hoher Strompreise abgeschöpft werden, die dann bei sehr guten EE-Standorten entstehen könnten. Auf diese Weise könnten die insgesamt auf die Stromkunden umzulegenden EE-Förderkosten gesenkt werden. Energiepolitisch gilt es die Entwicklung von Mitnahme-

effekten und ihrer Effekte auf die Förderkosten im Blick zu behalten und zu prüfen, ob die Stärkung des europäischen Binnenmarktes, eine geeignete EE-Förderpolitik oder andere Ansätze geeignet sind, möglichen Fehlentwicklungen effizient entgegenzuwirken. Hierzu sind weitere vertiefende Analysen erforderlich.

Wenn erneuerbare Energien zunehmend wirtschaftlich sind, werden bei Ausschreibungen häufiger Null-Gebote abgegeben. Wird dies für längere Zeiträume beobachtet, kann das ein Zeichen dafür sein, dass das Fördersystem (zumindest zeitweise) nicht mehr zwingend notwendig ist. Um das Erreichen der langfristigen EE-Ziele und einen möglichst gleichmäßigen Zubau sicherzustellen, können die Ausschreibungen entweder mit sehr niedrigen resultierenden Fördersätzen weiterlaufen oder ausgesetzt werden. Insbesondere im zweiten Fall ist dann eine kontinuierliche Marktbeobachtung und bei Bedarf die Reaktivierung der Förderung notwendig. In diesem Prozess sollte allerdings darauf geachtet werden, dass ein stabiler Rahmen für Investitionen bzw. das dafür notwendige Maß an Planbarkeit der ökonomischen und politischen Entwicklung gewahrt bleibt.

Zukünftig können EE-Projekte auch vermehrt abseits von Ausschreibungen auf Basis von bilateralen Verträgen (Power Purchase Agreements – PPAs) zwischen Projektierern und Stromverbrauchern zustande kommen. In PPAs teilen sich die beiden Vertragspartner die Marktrisiken und können auf Basis dieser langfristigen Finanzierungsvereinbarung Fremdkapital von Banken erhalten. Dieser marktgetriebene Zubau von EE berücksichtigt alle Informationen zur Kosten- und Marktwertentwicklung sowie alle relevanten Marktrisiken, sodass der EE-Ausbau systemfreundlich erfolgt. PPA stehen dabei nicht im Widerspruch zu Fördersystemen. Vielmehr können PPA eine ergänzende und/oder alternative Finanzierungsquelle für EE darstellen, die längerfristig mit zunehmender Erfahrung und Wirtschaftlichkeit der EE an Bedeutung gewinnt.

Zwischenfazit: So lange jedoch die Voraussetzungen einer hinreichenden Wirtschaftlichkeit auf Basis eines flexiblen Binnenmarktes und eines ambitionierten, rahmengebenden EU-Emissionshandels mit zielkonsistenten CO₂-Preisen nicht erfüllt sind, gehen wir davon aus, dass Fördersysteme nötig sein werden, um einen robusten Ausbaupfad und die Erfüllung der Ziele zu gewährleisten. Auch wenn diese Voraussetzungen erfüllt sind, können jedoch die bereits oben genannten politischen Gründe – u.a. nationale Klima- und EE-Ziele, Arbeitsmarkt- und Industriepolitik – zu einer Beibehaltung (flankierender) Fördersysteme zur räumlichen oder technologischen Steuerung des EE-Ausbaus führen. Unabhängig davon, welche politischen Abwägungen eine mögliche EE-Förderung begründen, sollte diese Förderung so ausgestaltet sein, dass die Akteure ihre Investitions- und Vermarktungs-Entscheidungen an Marktsignalen ausrichten.

Das Förderdesign für EE sollte zudem auch energiewirtschaftliche Wechselwirkungen mit anderen Systemelementen berücksichtigen. U.a. wirkt eine EE-Förderung tendenziell dämpfend auf CO₂- und Strompreise. Dies wirkt entlastend für die Endverbraucher von Strom. Gleichzeitig verschlechtert die Förderung die Marktwerte der EE, so dass die Förderung auch den spezifischen Förderbedarf der EE erhöht. Mögliche Entlastungseffekte der Stromendverbraucher durch niedrigere Preise sollten daher u.a. gegenüber der Finanzierung höherer Förderbedarfe und weiteren potenziellen Ineffizienzen des EE-Fördersystems abgewogen werden.

Versorgungssicherheit

Die Analysen in Kapitel 3 und 5 zeigen, dass Versorgungssicherheit in einem Strommarktdesign auf Basis eines Energy-Only-Marktes effizient von Marktakteuren gewährleistet werden kann. Dafür ist es notwendig, dass Preissignale eine Anreizwirkung entfalten können. Daher sollte das Markt- und Regulierungsdesign auf noch bestehende Hemmnisse geprüft und diese beseitigt

werden, wenn diese dazu führen, dass ein ineffizient großer Teil der Marktakteure nicht auf die Preissignale reagieren kann. Quantifizierbare Marktrisiken können durch Absicherungsgeschäfte von den Marktakteuren bewirtschaftet werden. Die entsprechenden Anreize führen zu Innovationen und Investitionen bei denjenigen Akteuren, die effizient auf die Marktrisiken reagieren können.

Der Transformationspfad zeichnet sich jedoch auch durch ungewisse Entwicklungen aus. Ungewissheit entsteht, wenn die Wahrscheinlichkeit von Entwicklungen nicht sinnvoll quantifiziert werden kann. Ungewisse Ereignisse können beispielsweise extreme Wetterereignisse oder unvorhersehbare Marktverzögerungen sein, die sich nicht von Marktakteuren antizipieren lassen. Ungewisse Extremereignisse können durch eine Kapazitätsreserve abgesichert werden. Sie hat den Vorteil, dass die klassischen Marktrisiken weiterhin von den Marktakteuren bewirtschaftet werden und somit Innovations- und Effizienzpotenziale genutzt werden können. Kapazitätsmärkte hätten dagegen den Nachteil, dass auch einige Marktrisiken durch ein reguliertes System abgefangen werden und Marktakteure daher nicht mehr umfänglich auf Marktsignale reagieren, sondern primär auf regulatorische Vorgaben, die innovations- und effizienzhemmend wirken. Kapazitätsmärkte verlängern auf diese Weise auch den Fortbestand konventioneller (Über-) Kapazitäten, die insbesondere langfristig dem Ziel einer effizienten Dekarbonisierung und einem effizienten Marktwert der erneuerbaren Energien entgegenstehen.

Die Entwicklungsrichtung des Strommarktes 2.0 ist daher nachhaltig. Es werden Marktanreize durch das Ausgleichsenergiepreissystem gestärkt, Hemmnisse durch das fortlaufende Monitoring reduziert und ungewisse Ereignisse durch eine Kapazitätsreserve abgesichert. Dieser Pfad ermöglicht es Innovationen anzureizen, niedrige Kosten durch ein effizientes Marktgeschehen zu erhalten und Versorgungssicherheit effizient zu gewährleisten sowie durch eine Kapazitätsreserve zusätzlich abzusichern.

7 Quellenverzeichnis

BMWi (2019): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019.

BNetzA (2019a): Beendete Ausschreibungen Solar-Anlagen. Bundesnetzagentur, 2019.

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html (14.11.2019)

BNetzA (2019b): Beendete Ausschreibungen Windenergieanlagen an Land. Bundesnetzagentur, 2019.

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html (14.11.2019)

BNetzA (2019c): Windenergieanlagen auf See. Bundesnetzagentur, 2019.

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Offshore/offshore-node.html (14.11.2019)

BNetzA (2019d): Geöffnete Ausschreibung mit dem Königreich Dänemark. Bundesnetzagentur, 2019.

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Internat_Ausschreibungen/PV_Daenemark_23_11_2016/23112016_PV_DK_node.html (14.11.2019)

Bundesregierung (2019): CO₂-Preis für Wärme und Verkehr. Die Bundesregierung, 16.10.2019. Verfügbar online unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/co2-preis-fuer-waerme-und-verkehr-1682074>, letzter Abruf am 26.11.19.

Burke, A., Hussels, S. (2013): How Competition Strengthens Start-ups. In: Harvard Business Review, März 2013.

Connect (2014): Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Connect Energy Economics GmbH, 2014.

Connect (2015): Leitstudie Strommarkt 2015. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Connect Energy Economics GmbH, mit Beiträgen von Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, r2b energy consulting GmbH, 2015.

Connect (2018): Konzepte für Redispatch-Beschaffung und Bewertungskriterien. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Connect Energy Economics GmbH, 2018. Verfügbar online unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/konzepte-fuer-redispatch.html>.

Connect (in Veröffentlichung, a): Kapazitätskredit erneuerbarer Energien - welchen Beitrag zur Versorgungssicherheit können Wind- und Solarenergie leisten? Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Connect Energy Economics GmbH, in Veröffentlichung.

Connect (in Veröffentlichung, b): Ein Strommarkt für die Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Connect Energy Economics GmbH, in Veröffentlichung.

Consentec/r2b (2015): Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung. Consentec GmbH und r2b energy consulting GmbH, 2015.

Consentec/r2b (2019): Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten. Consentec GmbH und r2b energy consulting GmbH, 2019.

DECC (2013): Annex C: Reliability Standard Methodology. Department of Energy and Climate Change, Juli 2013.

dena (2010): dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Amprion GmbH, DEWI GmbH, EnBW Transportnetze AG, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, 2010.

DWD (2014): Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Europa COSMO-EU (LME) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD. Deutscher Wetterdienst, Offenbach, 2014.

ENTSO-E (2016): Historische Nachfragedaten aus dem ENTSO-E Country Package für die Jahre 2006 bis 2015. ENTSO-E, 2016.

ENTSO-E (2019): ENTSO-E Transparency Platform. ENTSO-E, 2019. <https://transparency.entsoe.eu/> (04.03.2019)

EPEX Spot (2013): Marktdaten. EPEX Spot, 2013.

EPEX Spot (2015): Marktdaten. EPEX Spot, 2015.

EWEA (2009): Integrating Wind - Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power. European Wind Energy Association, 2009.

Fraunhofer ISI et al. (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG - Vorhaben IV Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Fraunhofer ISI, Forschungsstelle Umweltenergierecht Universität Würzburg, IZES, Becker Büttner Held, Fraunhofer IWES, 2011.

Gross, R., Stern, J., Charles, C., Nicholls, J., Candelise, C., Heptonstall, P. und Greenacre, P. (2012): On picking winners: The need for targeted support for renewable energy. ICEPT Working Paper, Centre for Energy Policy and Technology, Imperial College London, 2012.

Jevons, W. S. (1871): The theory of political economy. 1. Ausgabe, London/New York, 1871.

Keles, D. (2013): Uncertainties in energy markets and their consideration in energy storage evaluation. In Produktion und Energie, Band 4, Karlsruher Institut für Technologie, 2013.

Müsgens, F., Peek, M. (2011): Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der Ökonomischen Theorie. In Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), 6/2011, S. 576-583, 2011.

Nicolosi, M. (2012): The Economics of Renewable Electricity Market Integration. An Empirical and Model-Based Analysis of Regulatory Frameworks and their Impacts on the Power Market. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, 2012.

Niskanen, W. A. (1994): Bureaucracy and Public Economics. E. Elgar, 1994.

Ragwitz, M., Held, A., Resch, G., Faber, T., Haas, R., Huber, C., Coenraads, R., Voogt, M., Reece, G., Morthorst, P.E., Jensen, S.G., Konstantinaviciute, I. und Heyder, B. (2007): OPTRES – Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market. Final Report. Intelligent Energy Europe, 2007.

Siefert, M., Dobschinski, J., Röpnack, A. (2018): Energieprognosen 2.0. In: Windenergiereport Deutschland 2017, S. 81 ff. Hrsg. Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, 2018.

ÜNB (2014): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2014.

ÜNB (2015): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2015 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2015.

Weitzman, M.L. (1974): Prices vs. Quantities. In Review of Economic Studies, 41 (4), 477-491, 1974.

A Anhang

A.1 Beschreibung ausgewählter Szenarien aus dem Projekt „Strommarkt und Klimaschutz – Transformation der Stromversorgung bis 2050“

Das genannte Projekt wird von Connect im Auftrag des Umweltbundesamtes bearbeitet (FKZ 3713 97 102). In diesem Vorhaben werden insgesamt zehn Szenarien für die Entwicklung der europäischen Stromversorgung bei ambitionierten Dekarbonisierungszielen modelliert. Die folgenden Kurzbeschreibungen fassen die wesentlichen Merkmale derjenigen Szenarien zusammen, die in diesem Bericht diskutiert werden.

	Basisszenario 1
Kurzname	Basis 1
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	-
Szenariologik	Das Basisszenario 1 bildet den Startpunkt für die Analysen in diesem Projekt. Die Motivation hinter diesem Szenario ist es, einen Transformationspfad unter möglichst freien, aber dennoch realistischen Rahmenbedingungen zu ermitteln. Das bedeutet u. a., dass die wesentlichen fundamentalen Restriktionen (wie bspw. sinnvolle Grenzen für EE-Potenziale, s. Abschnitt 5.3) berücksichtigt werden, und dass die Verfügbarkeit technologischer Innovationen moderat optimistisch eingeschätzt wird (bspw. Importmöglichkeit von CO ₂ -freiem EE-basierten Power-to-Gas-Brennstoff ab 2030). Darüber hinaus bestehen große Freiheitsgrade in der Optimierung der Transformation, die lediglich über CO ₂ -Minderungspfade angereizt wird. Der Lösungsraum wird dabei nicht künstlich durch technologische Vorgaben (bspw. Ziele für erneuerbare Energien oder konventionelle Kapazitäten) eingegrenzt. Auch bei der räumlichen Allokation von Erzeugung und Verbrauch gibt es aufgrund umfassender Netzausbaumöglichkeiten großen Spielraum.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Die folgenden Grundannahmen charakterisieren das Szenario. Die Auswahl hebt besonders diejenigen Elemente hervor, die in den folgenden Szenarien variiert werden. <ul style="list-style-type: none"> - Minderung der CO₂-Emissionen in der Modellregion um -99% ggü. 1990 - Umfassender Netzausbau mit 2 Ausbaustufen möglich - Energy-Only-Strommarktdesign, keine regulatorischen Kapazitätsmechanismen - Keine zusätzlichen Zielvorgaben für erneuerbare Energien oder andere CO₂-Vermeidungsoptionen

	Netzrestriktionsszenario
Kurzname	Netz
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	Basisszenario 1
Szenariologik	Im Netzrestriktionsszenario werden die Möglichkeiten des Netzausbaus im Vergleich zum Basisszenario reduziert. Vor dem Hintergrund des in den letzten Jahren u. a. aufgrund der „Not in my backyard“-Mentalität langsamer als geplant voranschreitenden Netzausbaus werden hier die Ausbaupotenziale konservativer

	Netzrestriktionsszenario
	angesetzt. Lediglich die erste Ausbaustufe, auf der Interkonnektorausbau ohne eine gleichzeitige signifikante Verstärkung marktzoneninterner Netze möglich ist, kann in diesem Szenario realisiert werden. Das maximale Potenzial dieser Stufe kann zudem erst im Jahr 2050 statt bereits 2030 realisiert werden. Im Netzrestriktionsszenario wird zudem indikativ, d. h. in sehr kleinem Maßstab, eine endogene Produktion von PtG-Methan modelliert.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Wie Basisszenario 1, mit folgenden Anpassungen: <ul style="list-style-type: none"> - Begrenzter Netzausbau: nur 1 statt 2 Ausbaustufen, sowie spätere Realisierbarkeit der Ausbaupotenziale - Endogene Modellierung von Investitionen in und Einsatz von Anlagen zur Erzeugung von PtG-Methan in sehr begrenztem Maßstab („Marker“ von 10 MW pro Zone) ab 2030

	EE-Szenario 1 (europäische, technologieneutrale EE-Förderung)
Kurzname	EE 1
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	Netzrestriktionsszenario
Szenariologik	Das EE-Szenario 1 ist das erste aus einer Gruppe von 4 Szenarien, in denen EE-Ausbauziele vorgegeben und entsprechende Fördersysteme unterstellt werden. In diesen Szenarien ist die Dekarbonisierungsstrategie also in Teilen ex-ante vorgegeben, während in den anderen Szenarien größere Freiheitsgrade bestehen. Die EE-Szenarien folgen der Idee, dass auch längerfristig EE-Fördersysteme als „Hosenträger zum Gürtel“ implementiert werden, d. h. ergänzend zum CO ₂ -Handel als weiterer Investitionsanreiz für CO ₂ -Vermeidungsoptionen im Stromsektor. Im EE-Szenario 1 ist das Fördersystem europäisch und technologieneutral gestaltet. Es wird also für die Modellregion ein Gesamt-Ziel vorgegeben, das darüber hinaus keine weiteren Vorgaben zum Standort oder dem Technologiemarkt macht. Das Ziel bezieht sich auf eine Mindest-Stromerzeugung, die auf Wunsch des Umweltbundesamtes sowohl von erneuerbaren Energien als auch PtG-basiert bereitgestellt werden kann. Diese Vorgabe folgt der Idee, dass das PtG aus erneuerbarem Strom erzeugt wird und demnach eine gleichwertige Vermeidungsoption darstellt.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Wie Netzrestriktionsszenario, mit folgenden Anpassungen: <ul style="list-style-type: none"> - Europäisches, technologieneutrales Mindestziel für die EE- und PtG-basierte Stromerzeugung

	EE-Szenario 2 (nationale, technologieneutrale EE-Förderung)
Kurzname	EE 2
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	EE-Szenario 1 (europäische, technologieneutrale EE-Förderung)
Szenariologik	Das EE-Szenario 2 führt im Vergleich zum vorherigen EE-Szenario 1 zusätzliche nationale, technologieneutrale EE-Mindestziele ein. Das Szenario ist durch die heute weit verbreiteten nationalen Fördersysteme motiviert, die den heimischen EE-Ausbau in Einklang mit der nationalen Energie- und Klimapolitik unterstützen. Da diese Fördersysteme auf die heimische Erzeugung begrenzt sind, kann im EE-Szenario 2 die Verstromung von importierten PtG nicht zur Erfüllung der

	EE-Szenario 2 (nationale, technologieneutrale EE-Förderung)
	nationalen Mindestziele beitragen. Das übergeordnete europäische Mindestziel aus dem EE-Szenario 1 bleibt auch im EE-Szenario 2 erhalten und sorgt insbesondere in späteren Jahren für zusätzliche europäische EE- und/oder PtG-basierte Stromerzeugung.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Wie EE-Szenario 1, mit folgenden Anpassungen: <ul style="list-style-type: none"> - Zusätzliche nationale, technologieneutrale Sub-Ziele für die Mindest-Erzeugung aus erneuerbaren Energien (exkl. PtG)

	EE-Szenario 3 (nationale, technologiespezifische EE-Förderung)
Kurzname	EE 3
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	EE-Szenario 2 (nationale, technologieneutrale EE-Förderung)
Szenariologik	Das EE-Szenario 3 untersucht eine weitere Fördersystem-Variante, in der für die deutsche Marktzone zusätzliche technologiespezifische Ziele eingeführt werden. Gegenüber dem EE-Szenario 2 werden nun zusätzlich Mindestbeiträge von Wind und PV zum nationalen EE-Ziel vorgegeben, das in seiner absoluten Höhe unverändert beibehalten wird. Diese Anpassung trägt den Umstand Rechnung, dass nationale Fördersysteme in der Praxis häufig technologiespezifisch gestaltet sind, um u. a. technologische Diversität und potenziell für das Stromsystem günstige Durchmischungseffekte zu erzielen.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Wie EE-Szenario 2, mit folgenden Anpassungen: <ul style="list-style-type: none"> - Zusätzliche nationale, technologiespezifische Sub-Ziele für die Mindest-Erzeugung aus Wind und PV in der deutschen Marktzone

	EE-Szenario 4 (europäische, technologiespezifische EE-Förderung)
Kurzname	EE 4
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	EE-Szenario 1 (europäische, technologieneutrale EE-Förderung)
Szenariologik	Mit dem EE-Szenario 4 vervollständigen wir die möglichen Kombinationen der zentralen Ausgestaltungsoptionen von Fördersystemen (europäisch/national, technologieneutral/technologiespezifisch). Das EE-Szenario 4 untersucht dabei die Effekte zusätzlicher technologiespezifischer Mindestziele in einem europäischen Fördersystem. Das übergeordnete Mindestziel aus EE-Szenario 1 bleibt unverändert erhalten.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Wie EE-Szenario 1, mit folgenden Anpassungen: <ul style="list-style-type: none"> - Zusätzliche europäische, technologiespezifische Sub-Ziele für die Mindest-Erzeugung aus Wind und PV

	Kapazitätsmarktszenario
Kurzname	KapM
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	Netzrestriktionsszenario

	Kapazitätsmarktszenario
Szenariologik	Im Vergleich zu allen anderen Szenarien wird im Kapazitätsmarktszenario das Strommarktdesign angepasst. Statt eines Energiewende-freundlichen Energy-Only-Marktdesigns wird nun davon ausgegangen, dass in allen Marktzone Kapazitätsmärkte implementiert werden. Dementsprechend besteht in jeder Marktzone eine explizite Nachfrage nach gesicherter Leistung. Im Fokus der Analyse steht die Frage, wie sich der Transformationspfad ändert, wenn auch langfristig hohe konventionelle Kapazitäten im System gehalten werden.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Wie Netzrestriktionsszenario, mit folgenden Anpassungen: <ul style="list-style-type: none"> - Einführung nationaler Kapazitätsmärkte