

CLIMATE CHANGE

20/2015

Strommarktdesign der Zukunft

CLIMATE CHANGE 20/2015

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3712 97 100
UBA-FB 002214

Strommarktdesign der Zukunft

von

Markus Peek, Robert Diels
r2b energy consulting GmbH, Köln

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

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

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

r2b energy consulting GmbH
Zollstockgürtel 61
50969 Köln

Abschlussdatum:

Mai 2015

Redaktion:

Fachgebiet I 1.4 Wirtschafts- und sozialwissenschaftliche Umweltfragen,
nachhaltiger Konsum; I 2.2 Energiestrategien und -szenarien
Benjamin Lünenbürger
Thomas Klaus

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/strommarktdesign-der-zukunft>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Februar 2016

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter der Forschungskennzahl 3712 97 100 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Die Transformation des Stromversorgungssystems, in dem die erneuerbaren Energien zur tragenden Säule werden, wird die Anforderungen an alle Akteure verändern. Zentral für das Gelingen der Energiewende ist eine zunehmende Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch. Sie ermöglicht eine kostengünstige Integration der volatilen Einspeisung der erneuerbaren Energien. Einerseits bestehen vielfältige technische Optionen zum Abbau heute vorhandener technischer Inflexibilität. Andererseits zeigen Analysen, dass überregionale Ausgleichseffekte der Last und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Flexibilitätsanforderungen deutlich reduzieren können. Technologie neutrale wettbewerbliche Strommärkte stellen ein geeignetes Instrument zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems dar. Die Wirkungsmechanismen wettbewerblicher Strommärkte gewährleisten in der kurzen Frist eine effiziente Synchronisierung von Angebot und Nachfrage. In der mittleren und langen Frist setzen sie effiziente Anreize für eine Anpassung des Technologiemix an die Anforderungen, die aus einer sich verändernden residualen Last resultieren. Das Auftreten negativer Großhandelspreise bei deutlich positiven residualen Lasten in den vergangenen Jahren zeigt aber auch, dass aktuell noch Flexibilitätshemmnisse bestehen. Ursächlich dafür sind zumindest zum Teil Regelungen des Marktdesigns und des regulatorischen Rahmens, die einerseits Markteintrittsbarrieren darstellen und andererseits dazu führen, dass die Preissignale der wettbewerblichen Strommärkte nicht oder nur verzerrt bei einem Teil der Marktakteure ankommen.

Für eine effiziente Erschließung der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen in einem technologie neutralen Wettbewerb sollten die Hemmnisse in den entsprechenden Regelungen, z. B. in den Bereichen Netznutzungsentgelte, Regelleistungsmärkte und Ausgleichsenergie, abgebaut oder zumindest reduziert werden.

Abstract

The transformation of the power generation system, to one in which renewable energies will form a cornerstone, will change the requirements for all market actors. To achieve the goals of the German Energiewende ('energy transition'), greater flexibility in production and consumption is of particular importance. Flexibility enables the cost-effective integration of the fluctuating actual feed-in of renewable energies. On the one hand, the technical options for reducing existing technical inflexibilities are given to a considerable extent. On the other hand, analyses of the transnational compensation effects of load and renewable energy supply (RES) feed-in show that flexibility requirements can be reduced significantly in a common electricity market. Electricity markets in which there is open technological competition are an appropriate instrument for the flexibilization of the power supply system. In the short term, the mechanisms of competitive electricity markets ensure an efficient synchronization of supply and demand. Over the medium and long term, the market creates efficient incentives to adapt the generation system and the behavior of consumers to future needs, resulting from the changes in the residual load structure. But at the same time, in recent years the occurrence of negative electricity prices in situations with significantly positive residual loads show that flexibility restraints exist. The causes of these restraints are at least partly due to the market design or the regulatory framework. On the one hand, there are barriers to market entry and, on the other hand, price signals from the electricity markets do not reach all market actors or reach them distortedly.

To enable the cost effective development of the different flexibility options in an open technology competition, restraints resulting from market design and the regulatory framework (e. g. in the framework of grid charges, the market and product design of control power markets, as well as in the configuration of the balancing group and balancing energy system) should be eliminated or at least be reduced.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
Summary	14
1 Hintergrund und Aufbau der Studie.....	26
1.1 Hintergrund.....	26
1.2 Aufgabenstellung und Aufbau der Studie	30
1.2.1 Aufgabenstellung.....	30
1.2.2 Aufbau der Studie	31
2 Anforderungen an das zukünftige Stromversorgungssystem.....	33
2.1 Allgemeine Anforderungen an das Stromversorgungssystem	33
2.1.1 Voraussetzungen und Herausforderungen für eine sichere Stromversorgung der Verbraucher	33
2.1.2 Notwendige Rahmenbedingungen für eine sichere Versorgung der Verbraucher.....	35
2.2 Entwicklung des zukünftigen Stromerzeugungssystems – Avisierte Ziele	37
2.3 Veränderung der Anforderungen an das Stromversorgungssystem	38
2.3.1 Entwicklung der residualen Last in Deutschland.....	40
2.3.1.1 Rahmenannahmen, Datengrundlage und Methodik.....	40
2.3.1.2 Ergebnisse.....	47
2.3.2 Bereitstellung von Systemdienstleistungen	60
2.4 Zwischenfazit	61
3 Technische Inflexibilität und Flexibilisierungsoptionen.....	64
3.1 Überregionale Ausgleichseffekte und europäische Netzinfrastruktur	65
3.2 Erzeugungssseitige Flexibilitätsoptionen	77
3.2.1 Konventionelle Kraftwerke.....	79
3.2.1.1 Potenzielle technische Inflexibilität.....	80
3.2.1.2 Technische Flexibilisierungsoptionen	84
3.2.2 KWK-Anlagen.....	86
3.2.2.1 Potenzielle technische Inflexibilität.....	87
3.2.2.2 Technische Flexibilisierungsoptionen	89
3.2.2.3 Ökonomische Hemmnisse der Flexibilisierung.....	92
3.2.3 Aktive Einbindung von Netzersatzanlagen in den Markt	93
3.2.4 Neubau von Spitzenlastkraftwerken	96
3.3 Lastmanagement / Verbraucher	97

3.3.1	Potenzielle technisch bedingte Inflexibilität auf der Nachfrageseite	97
3.3.2	Technische Flexibilisierungsoptionen	98
3.4	Nutzung von Stromspeichern zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems.....	100
3.5	Möglichkeiten zur alternativen Bereitstellung von Systemdienstleistungen	101
3.6	Zwischenfazit	102
4	Wettbewerbliche Strommärkte als Instrument zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems	104
4.1	Wirkungsmechanismen des wettbewerblichen Strommarktes	105
4.1.1	Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom.....	107
4.1.2	Refinanzierung von Investitionen in Spitzenlastanlagen und Flexibilitätsoptionen	108
4.1.3	Anpassungen des Stromversorgungssystems bei steigenden Anteilen der EE	110
4.2	Zwischenfazit	116
5	Hemmnisse des Regulierungsdesigns und Anpassungsoptionen für die Flexibilisierung des Stromversorgungssystems	117
5.1	Exkurs: Empirische Evidenz für Hemmnisse im aktuellen Regulierungsdesign.....	118
5.2	Förderung von Erzeugungsanlagen.....	122
5.3	Systematik von Netzentgelten	124
5.3.1	Übersicht – Aktuelle Ausgestaltung der Regelungen	127
5.3.2	Hemmnisse und Fehlanreize der aktuellen Ausgestaltung	131
5.3.2.1	Nicht-leistungsgemessene Verbraucher.....	132
5.3.2.2	Leistungsgemessene Verbraucher.....	133
5.3.2.3	Sonderformen der Netznutzung.....	135
5.3.3	Anpassungsoptionen	136
5.3.3.1	Nicht leistungsgemessene Verbraucher	137
5.3.3.2	Leistungsgemessene Verbraucher.....	139
5.3.3.3	Sonderformen der Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV.....	141
5.3.4	Handlungsempfehlung und weiterer Analysebedarf.....	142
5.4	Regelleistungsmärkte	144
5.4.1	Übersicht - Aktuelle Rahmenbedingungen	144
5.4.2	Analyse von Hemmnissen und Schwachstellen	148
5.4.2.1	Vorlaufzeiten zwischen Ausschreibung und Lieferzeitraum sowie Dauer der Gebotszeitscheiben.....	150

5.4.2.2	Vergütung der Vorhaltung und des Abrufs von Regelleistung auf Basis ‚pay as bid‘	153
5.4.2.3	Präqualifikationsbedingungen	155
5.4.2.4	Dimensionierung der Regelleistung	156
5.4.3	Anpassungsoptionen	157
5.4.3.1	Vermeidung von Ineffizienzen durch lange Gebotszeitscheiben und lange Vorlaufzeiten.....	158
5.4.3.2	Vergütung des Abrufs von Regelleistung auf Basis ‚pay as cleared‘	162
5.4.4	Handlungsempfehlungen und weiterer Analysebedarf.....	164
5.5	Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem	166
5.5.1	Übersicht – Aktuelle Ausgestaltung der Regelungen	168
5.5.2	Schwächen und potenzielle Fehlanreize	173
5.5.3	Anpassungsoptionen	176
5.5.4	Handlungsempfehlungen und weiterer Analysebedarf.....	181
5.6	Zwischenfazit	182
6	Fazit	185
7	Literaturverzeichnis	187

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Entwicklung des Netto-Stromverbrauchs inkl. Netzverluste in den Basisjahren 2007 bis 2012 sowie den Projektionsjahren 2015, 2020 und 2030	41
Abbildung 2-2:	Entwicklung der installierten Leistung von Windenergie, PV und Laufwasser der Jahre 2015, 2020 und 2030	42
Abbildung 2-3:	Typische Zyklen der Last in Deutschland – Winterwoche & Sommerwoche	47
Abbildung 2-4:	Durchschnittliche monatliche Last in Deutschland – Mittel über die Jahre 2007 bis 2012.....	48
Abbildung 2-5:	Jährlicher Stromverbrauch, Jahreshöchst- und Jahrestiefstlast in Deutschland - Jahre 2007 bis 2012	49
Abbildung 2-6:	Durchschnittliche Lastdauerlinie und Schwankungsbreite für die Jahre 2007 bis 2012	51
Abbildung 2-7:	Lastdauerlinie, Leistung und Erzeugung – Grund-, Mittel- und Spitzenlast.....	52
Abbildung 2-8:	Last und Einspeisung FEE einer Augustwoche in 2015 auf Basis des Wetterjahres 2009.....	53
Abbildung 2-9:	Last und Einspeisung FEE einer Augustwoche in 2030 auf Basis des Wetterjahres 2009.....	54
Abbildung 2-10:	Lastdauerlinie und residuale Lastdauerlinie in 2012, 2015, 2020 und 2030.....	55
Abbildung 2-11:	Zusammensetzung der Residuallast aus Grund-, Mittel und Spitzenlast für die Jahre 2015, 2020 und 2030.....	56
Abbildung 2-12:	Analyse der (residualen) Jahreshöchstlast für die Jahre 2015, 2020 und 2030.....	57
Abbildung 2-13:	Leistung und Auslastung in Knappheitssituationen für die Jahre 2015, 2020 und 2030	58
Abbildung 2-14:	Leistung und Auslastung in Überschusssituationen für die Jahre 2015, 2020 und 2030	59
Abbildung 3-1:	Entwicklung des Stromverbrauchs Europa 11 für die Basis- und Projektionsjahre	66
Abbildung 3-2:	Entwicklung der installierten Leistung FEE in den Ländern in Europa 11 für die Projektionsjahre 2015, 2020 und 2030	67
Abbildung 3-3:	Ausgleichseffekte der Jahreshöchstlasten in Europa 11 in 2015, 2020 und 2030.....	69
Abbildung 3-4:	Ausgleichseffekte Windenergie On- & Offshore in 2030.....	70
Abbildung 3-5:	Residuale Lastdauerlinien in 2015, 2020 und 2030 - Deutschland vs. Europa 11	71

Abbildung 3-6:	Maximale Überschüsse nach Ländern bei nationaler Betrachtung in Europa 11 für die Jahre 2015, 2020 und 2030	72
Abbildung 3-7:	Ausgleichseffekte der residualen Jahreshöchstlast in Europa 11 für die Jahre 2015, 2020 und 2030	73
Abbildung 3-8:	Leistung in Grund-, Mittel- und Spitzenlast in Europa 11 für die Jahre 2015, 2020 und 2030 – nationale Betrachtung vs. europäische Betrachtung.....	74
Abbildung 3-9:	Erzeugung Grund-, Mittel- und Spitzenlast in Europa 11 für die Jahre 2015, 2020 und 2030 – nationale Betrachtung vs. europäische Betrachtung.....	75
Abbildung 3-10:	Einsatz eines thermischen Kraftwerks ohne Berücksichtigung von technischen und ökonomischen Restriktionen	78
Abbildung 3-11:	Technische Inflexibilität aufgrund technischer Mindestleistung	81
Abbildung 3-12:	Technische Inflexibilität aufgrund der Bereitstellung positiver Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke	83
Abbildung 3-13:	Technische Inflexibilität aufgrund der Bereitstellung negativer Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke	84
Abbildung 3-14:	Erhöhung der Flexibilität durch geringere technische Mindestleistung	85
Abbildung 3-15:	Technische Inflexibilität von inflexiblen KWK-Anlagen	88
Abbildung 3-16:	Technische (In-)Flexibilität von flexiblen KWK-Anlagen	89
Abbildung 4-1:	Angebotskurve auf einem wettbewerblichen Strommarkt (‚merit order‘)	106
Abbildung 4-2:	Nachfragekurve auf einem wettbewerblichen Strommarkt.....	107
Abbildung 4-3:	Kurzfristige Grenzkostenpreisbildung auf dem Strommarkt.....	107
Abbildung 4-4:	Erzielbare Deckungsbeiträge bei kurzfristiger Grenzkostenpreisbildung auf dem Strommarkt	108
Abbildung 4-5:	Erzielbare Deckungsbeiträge bei Preisbildung auf dem Strommarkt in Knappheitssituationen.....	109
Abbildung 4-6:	Effizienter TechnologiemiX des residualen Erzeugungssystems in 2015	112
Abbildung 4-7:	Vergleich des effizienten TechnologiemiX in den Jahren 2015 und 2030	113
Abbildung 4-8:	Schematische Darstellung der Preisdauerlinie und der Preissetzung in Abhängigkeit der Residuallast.....	114

Abbildung 5-1: Historischer Zusammenhang der Preise am Großhandelsmarkt (EPEX Spot SE) und der residualen Last in Deutschland in 2012.	118
Abbildung 5-2: Zusammensetzung des Strombezugspreises für Haushalte und Industrie mit maximalen Entlastungen & ohne Entlastungen	125
Abbildung 5-3: Abschätzung der Zusammensetzung des Stromverbrauchs nach Netznutzungsfällen in Deutschland im Jahr 2014	126
Abbildung 5-4: Zusammensetzung Arbeits- und Grundpreis für SLP-Kunden mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh im Jahr 2014 – Durchschnittspreise in ct je kWh.....	127
Abbildung 5-5: Absolutes Netzentgelt bei einem Stromverbrauch von 200.000 kWh p.a. im System mit weniger und im System mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden pro Jahr in Hochspannung	129
Abbildung 5-6: Hemmnis für Lastmanagement bei RLM-Kunden - Exemplarisch.....	133
Abbildung 5-7: Anreize für einen ineffizienten Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen zur Minimierung der Bezugsspitze bei RLM-Kunden - Exemplarisch	134
Abbildung 5-8: Aufgaben des Ausgleichsenergiesystems sowie der Wettbewerbs- und Regelleistungsmärkte	166
Abbildung 5-9: Zahlungsströme BKV und ÜNB im aktuellen Ausgleichsenergiesystem	169
Abbildung 5-10: Beschaffungskosten von unter- und überdeckten Bilanzkreisen.....	170
Abbildung 5-11: Zusammenhang zwischen reBAP und NRV-Saldo.....	175

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Entwicklung der installierten Leistung FEE Europa 11 für die Projektionsjahre 2015, 2020 und 2030	67
Tabelle 3-2:	NTC-Kapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern heute, in 2020 und in 2030	76
Tabelle 3-3:	NTC-Kapazitäten zwischen den Nachbarländern zzgl. Italien heute in 2020 und in 2030.	76
Tabelle 4-1:	Fixe und variable Kosten der exemplarisch betrachteten Technologien	110
Tabelle 4-2:	Wirtschaftlichkeitsanalyse eines unangepassten residualen Erzeugungssystems bei einer sich verändernden Struktur der residualen Last	115
Tabelle 5-1:	Negative Preise in verschiedenen residualen Lastbereichen in 2012	119
Tabelle 5-2:	Negative Preise in verschiedenen residualen Lastbereichen in 2012 und bei Fortschreibung des historischen Zusammenhangs auf die Jahre 2020 und 2030	120
Tabelle 5-3:	Relative Häufigkeit von Stunden mit negativen Preisen im jeweiligen residualen Lastbereich.	120
Tabelle 5-4:	Negative Preise differenziert nach residualem Lastbereich in 2020.	121
Tabelle 5-5:	Negative Preise differenziert nach residualem Lastbereich in 2030.	122

Abkürzungsverzeichnis

AGEE	Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien
BEWAG	Berliner Städtische Elektrizitätswerke AG
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	Bundesnetzagentur
DSM	Demand Side Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	energy only Markt
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
FEE	fluktuierende Erneuerbare Energie
GIS	Geoinformationssystem
GLP	ganzzahliges lineares Problem
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
HLZF	Hochlastzeitfenster
HT	Hauptzeit
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MR	Minutenreserve
NEA	Netzersatzanlagen
NRV	Netzregelverbund
NT	Nebenzeit
NTC	Net Transfer Capacity
PRL	Primärregelleistung
PSP	Pumpspeicher
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
reBAP	regelzonenübergreifender Bilanzausgleichsenergiepreis
RLM	Registrierende Lastgangmessung
SLP	Standardlastprofil
SRL	Sekundärregelleistung
StaBuA	Statistisches Bundesamt
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung
WEA	Windenergieanlage(n)

Zusammenfassung

Die Umstellung des Stromerzeugungssystems auf erneuerbare Energien ist ein zentraler Baustein zur Erreichung der Ziele der Energiewende und wird die Anforderungen an und die Rahmenbedingungen für alle Marktakteure verändern. Um die Ziele der Energiewende zu erreichen, muss das Stromerzeugungssystem einen erheblichen Beitrag leisten. Dem Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor kommt hierbei eine besondere Bedeutung zu.

Mit dem Energiekonzept der Bundesregierung wurden mittel- und langfristige Ziele für die zukünftige Energieversorgung beschlossen. Für das Stromversorgungssystem kommt dem Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) eine besondere Bedeutung zu, um die avisierten Verringerungen der Treibhausgasemissionen und des Primärenergieverbrauchs zu erreichen. Im Jahr 2035 wird ein Anteil zwischen 55 und 60 % und bis zum Jahr 2050 ein Anteil von mindestens 80 % angestrebt. Mit der Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes im Jahr 2014 hat die Politik Zielkorridore für die Jahre 2025 und 2035 festgelegt und den Fokus der Förderung auf die kostengünstigsten erneuerbaren Energien gelegt. Bereits im Jahr 2025 soll ein Anteil der erneuerbaren Energien am Brutto-Stromverbrauch zwischen 40 % und 45 % erreicht werden. Damit werden die EE mittel- und langfristig zu einer wesentlichen Säule des Stromerzeugungssystems und die Anforderungen und Rahmenbedingungen werden sich für alle Marktakteure – Betreiber von Erzeugungsanlagen, Verbraucher und Netzbetreiber – erheblich verändern. Darüber hinaus sind zur Erreichung der Ziele der Energiewende weitere flankierende Instrumente vorhanden. Hierzu zählen beispielsweise die Förderung der KWK-Erzeugung, Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz auf Seiten der Verbraucher und das europäische Emissionshandelssystem.

Der Staat muss in einem wettbewerblich organisierten Stromversorgungssystem Regeln unter Berücksichtigung spezifischer Besonderheiten der Stromversorgung setzen, damit alle Akteure ihrer jeweiligen Verantwortung gerecht werden, ihre Verpflichtungen einhalten und ein diskriminierungsfreier Wettbewerb auf dem Strommarkt möglich ist.

Der Transport und die Verteilung von Strom über Netze sowie die fehlenden Möglichkeiten einer wirtschaftlichen Speicherung von Strom in den Netzen erfordern, in Verbindung mit spezifischen Charakteristika der Stromversorgung auf Seiten der Erzeuger und auf Seiten der Verbraucher, ein Marktdesign und einen regulatorischen Rahmen, um die Funktionsfähigkeit eines wettbewerblichen Strommarktes und damit eine sichere Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten. Auf der einen Seite müssen die Netzbetreiber eine ausreichend dimensionierte Netzinfrastruktur für den Transport und die Verteilung des Stroms von den Erzeugungsanlagen zu den Verbrauchern, wie auch die ausreichende Vorhaltung von Systemdienstleistungen für einen sicheren Betrieb des Netzes bzw. Versorgungssystems, gewährleisten. Auf der anderen Seite müssen Erzeuger und Verbraucher bzw. deren Lieferanten verpflichtet werden, ihre vertraglich eingegangenen Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Hierzu müssen Regelungen zur Überprüfung der Einhaltung der Lieferverpflichtung sowie in Fällen einer Pflichtverletzung entsprechende Sanktionsmechanismen definiert sein. Dem Staat kommt in diesem Bereich die Aufgabe zu, geeignete Regeln zu setzen, damit die Marktteilnehmer ihrer individuellen Verantwortung gerecht werden (können). Zentrale Elemente sind dabei einerseits adäquate Regelungen für den Zugang zum Netz und den Betrieb und Ausbau der Netze sowie deren Refinanzierung. Andererseits sind geeignete Rahmenbedingungen für die Beschaffung und die Bereit-

stellung von Systemdienstleistungen – insbesondere Vorhaltung und Abruf von Regelleistung – sowie für die Erfassung und Kontrolle der Lieferverpflichtungen im Rahmen des Bilanzkreissystems und die Abrechnung von Abweichungen von diesen Lieferverpflichtungen im Rahmen des Ausgleichsenergiesystems festzulegen.

Anforderungen an das zukünftige Stromversorgungssystem

Der avisierte Ausbau erneuerbarer Energien wird die Anforderungen an das übrige Stromversorgungssystem erheblich verändern. Es werden sich Situationen ergeben, in denen der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung der Nachfrage der Verbraucher (bei nationaler Betrachtung) gering ist. Zugleich wird es zunehmend zu Situationen kommen, in denen die erneuerbaren Energien die Stromnachfrage der Verbraucher (bei nationaler Betrachtung) vollständig decken oder sogar mehr Strom erzeugen als Verbraucher bei ihrem bisherigen Abnahmeverhalten nachfragen.

Erneuerbare Energien werden in Zukunft einen erheblichen Anteil des jährlichen Stromverbrauchs decken. Die Erhöhung des Anteils führt aufgrund der Abhängigkeit der Einspeisung der erneuerbaren Energien von meteorologischen Bedingungen (situationsabhängig) zu unterschiedlichen Anforderungen:

- **Hohe Residuallast:** In Zeiten mit hoher Stromnachfrage wird es Situationen geben, in denen das Angebot aus EE-Anlagen gering ist: Entweder muss in solchen Stunden Kapazität in Form von (gesicherter) Erzeugungsleistung von Kraftwerken oder Speichern verfügbar sein oder einige Verbraucher müssen ihr verfügbares Lastmanagementpotenzial nutzen, so dass sie in solchen Stunden ihren Strombezug reduzieren bzw. in andere Stunden verlagern.
- **Niedrige Residuallast:** In Zeiten mit geringer Stromnachfrage wird es Situationen geben, in denen das Angebot aus EE-Anlagen hoch ist: Entweder muss in solchen Stunden eine Abregelung eines Teils der Einspeisung der EE erfolgen oder Verbraucher müssen ihren Strombezug in diese Stunden verlagern bzw. Speicher den ‚überschüssigen‘ Strom aufnehmen. Zugleich sollten Systemdienstleistungen, wie z. B. Regelleistung und Blindleistung, ebenso wie der Wärmebedarf, der durch KWK-Anlagen gedeckt wird, in solchen Stunden alternativ bereitgestellt werden, um sog. ‚must run‘-Erzeugung von konventionellen Kraftwerken zu vermeiden oder zumindest zu verringern.
- **Hohe Gradienten der Residuallast und Prognosefehler:** Die Gradienten der Residuallast und die Höhe an vorzuhaltenden Systemdienstleistungen, insbesondere die notwendige Vorhaltung der Regelleistung, werden tendenziell zunehmen: Aufgrund der Abhängigkeit eines erheblichen Anteils der EE-Anlagen von meteorologischen Bedingungen ist nicht nur die tatsächliche Einspeisung volatil. Die Einspeisung kann sich zudem in kurzer Zeit in erheblichem Umfang verändern und auch kurzfristig nicht exakt prognostiziert werden. Beides führt dazu, dass ceteris paribus die notwendige Vorhaltung von Regelleistung zum Ausgleich von Ungleichgewichten zwischen Einspeisungen in und Entnahmen aus dem Netz in dem Maße erhöht werden muss, soweit dies nicht durch Verbesserungen der Prognosegenauigkeiten ausgeglichen werden kann. Zudem müssen ausreichend flexible Erzeuger oder Verbraucher die planmäßigen Änderungen der Residuallast (Gradienten) ausgleichen können.

Die Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks, die Nutzung von Speichertechnologien, eine Anpassung der Netzinfrastruktur und nicht zuletzt die Flexibilisierung des Verbrauchsverhaltens sind für den Ausbau und eine effiziente und effektive Integration der erneuerbaren Energien unabdingbar.

Eine Flexibilisierung des Stromversorgungssystems wird bei dem avisierten Ausbau der erneuerbaren Energien an Bedeutung gewinnen. Der überwiegende Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stammt bereits heute aus Anlagen (insbesondere Windenergie- und PV-Anlagen), deren jeweilige Erzeugung von meteorologischen Bedingungen abhängt, und somit unabhängig vom Bedarf bzw. von den bisherigen Verbrauchsgewohnheiten der Kunden ist. Eine effiziente und effektive Integration der Stromerzeugung dieser EE-Technologien erfordert eine Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks, die Nutzung von Speichertechnologien, eine adäquate Anpassung der Netzinfrastruktur und nicht zuletzt die Flexibilisierung des Verbrauchsverhaltens. Hierbei werden mit der Zeit in einem zunehmenden Umfang Flexibilitätsoptionen erforderlich, die nur in sehr wenigen Stunden des Jahres oder ausschließlich zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Extremsituationen genutzt bzw. benötigt werden.

Detaillierte quantitative Betrachtungen der Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien für die Jahre 2015, 2020 und 2030 anhand von Analysen der sog. residualen Lastdauerlinie (Last abzgl. Einspeisung von Windenergie- und der PV-Anlagen sowie Laufwasserkraftwerken) bei nationaler Betrachtung, d. h. ohne die Berücksichtigung der in der Realität bereits heute verfügbaren überregionalen Ausgleichseffekte im europäischen Binnenmarkt (s.u.), liefern erste Indikationen zu den zukünftigen Anforderungen im Stromversorgungssystem:

- Der Bedarf an konventionellen Kraftwerken, die in der Grundlast betrieben werden, nimmt im Zeitverlauf weiter ab. Die residuale Grundlast in Deutschland wird von aktuell rund 40 GW bis 2030 auf etwa 20 GW weiter sinken. Der Bedarf an Leistung von konventionellen Kraftwerken oder alternativen Optionen zur Deckung der residualen Mittel- und Spitzenlast nimmt im Zeitverlauf hingegen sogar tendenziell zu. So erhöht sich der Leistungsbedarf in der residualen Mittellast und residualen Spitzenlast jeweils von aktuell etwa 20 GW bis 2030 auf rund 30 GW.
- Der Ausbau erneuerbarer Energien führt (bei nationaler Betrachtung) trotz erheblicher, zu erwartender Erhöhungen der installierten Leistung von Windenergie- und PV-Anlagen gegenüber dem heutigen Niveau in Summe über alle Lastbereiche – residuale Grund-, Mittel- und Spitzenlast – bei nationaler Betrachtung nur zu einer sehr geringen Absenkung der benötigten gesicherten Erzeugungsleistung bzw. abschaltbaren Verbrauchsleistung, um in allen Situationen einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt gewährleisten zu können. Ein erheblicher und im Zeitverlauf zunehmender Anteil der erforderlichen gesicherten Leistung bzw. abschaltbaren Verbrauchsleistung wird dabei nur in sehr wenigen Stunden zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt benötigt.
- Während im Jahr 2015 (bei nationaler Betrachtung) keine Situationen mit einer negativen residualen Last zu erwarten sind, d. h. Situationen in den die Einspeisung von Windenergie- und der PV-Anlagen sowie Laufwasserkraftwerken die Last ohne marktgetriebene Anpassungen der Verbraucher decken bzw. überdecken, ist (bei nationaler Betrachtung) bereits im Jahr 2020 mit Überschüssen in Höhe von bis zu 9 GW in ein-

zelen Situationen zu rechnen. Bis zum Jahr 2030 steigt die maximale Überschussleistung (bei nationaler Betrachtung) auf bis zu 35 GW. Auch die für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt erforderliche zuschaltbare Verbrauchsleistung (oder abschaltbare EE-Leistung) wird dabei überwiegend nur in sehr wenigen Stunden benötigt.

Überregionale Ausgleichseffekte der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien

Die Integration der nationalen Strommärkte im Rahmen der Liberalisierung und der Schaffung eines EU-Binnenmarktes für Strom leistet einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems. In einem gemeinsamen Binnenmarkt gleichen sich Schwankungen der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien teilweise aus. Im Vergleich zur für den EU-Binnenmarkt nicht adäquaten, nationalen Perspektive sind weniger konventionelle Erzeugungskapazitäten erforderlich und Situationen mit Überschüssen der Einspeisungen erneuerbarer Energien verringern sich erheblich. Voraussetzung zur Nutzung dieser Ausgleichseffekte ist eine ausreichend dimensionierte europäische Netzinfrastruktur, die bereits heute in erheblichen Umfang vorhanden ist und durch den geplanten Ausbau der europäischen Netze weiter gestärkt wird.

Detaillierte quantitative Betrachtungen der Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung des EU-Binnenmarktes für Strom für die Jahre 2015, 2020 und 2030 anhand von Analysen der sog. residualen Lastdauerlinie (Last abzgl. Einspeisung von Windenergie- und der PV-Anlagen) für Deutschland, seine Nachbarländer und Italien zeigen:

- Ausgleichseffekte der Jahreshöchstlast führen im Durchschnitt zu einer Verringerung der gemeinsamen, zeitgleichen Jahreshöchstlast um etwa 10 GW gegenüber der Summe der individuellen, zeitungleichen Jahreshöchstlasten in allen betrachteten zukünftigen Jahren (2015, 2020 & 2030). Dabei unterliegen die Ausgleichseffekte bei der gemeinsamen Jahreshöchstlast stochastischen Effekten und schwanken (bei Berücksichtigung aller betrachteten Basisjahre 2007 bis 2012) zwischen etwa 6 und 12 GW.
- Betrachtet man die residuale Last, d.h. berücksichtigt man neben den Ausgleichseffekten bei der Last simultan die Ausgleichseffekte bei der Einspeisung von Windenergie- und PV-Anlagen, ergeben sich die Ausgleichseffekte bei der residualen Jahreshöchstlast. Ausgleichseffekte bei der residualen Jahreshöchstlast führen im Durchschnitt zu einer Verringerung der gemeinsamen, zeitgleichen residualen Jahreshöchstlast um etwa 9 GW gegenüber der Summe der individuellen, zeitungleichen Jahreshöchstlasten im Jahr 2015. Bis zum Jahr 2020 steigt dieser Wert auf 13 GW und bis zum Jahr 2030 auf 22 GW.
- Ausgleichseffekte zwischen den Ländern sind ebenfalls in potenziellen Überschussituationen vorhanden. Während die Last bei individueller Betrachtung der einzelnen Länder ohne marktgetriebene Anpassungen der Verbraucher bereits in einzelnen Situationen durch die Einspeisung von Windenergie- und PV-Anlagen gedeckt und zum Teil in erheblichen Umfang überdeckt wird, ergeben sich bei gemeinsamer, zeitgleicher Betrachtung der Länder keine Überschussituationen im Zeithorizont bis 2030.

Technische Inflexibilität und Flexibilisierungsoptionen

Innerhalb des heutigen Kraftwerksparks und bei den Verbrauchern sind unterschiedliche Ursachen für technische Inflexibilität gegeben. Technische Möglichkeiten und alternative Optionen, wie z. B. eine Flexibilisierung der Einsatzmöglichkeiten von Erzeugungsanlagen durch alternative Technologiewahl oder Anpassung der Auslegung, die Nutzung von Netzersatzanlagen, die Nutzung von Speichertechnologien und die Schaffung von technischen Voraussetzungen für die stärkere Einbindung der Verbraucher in den Strommarkt, sind in erheblichem Umfang gegeben. Vor diesem Hintergrund hat die Erschließung der kostengünstigsten und am besten geeigneten Flexibilitätsoptionen in einem technologieoffenen Wettbewerb eine zentrale Bedeutung.

Im heutigen konventionellen Kraftwerkspark, der auf die Anforderungen in der Vergangenheit ausgelegt worden ist, sind unterschiedliche Ursachen für technische Inflexibilität gegeben. Insbesondere Grundlastkraftwerke, wie Kernkraft-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke aber auch KWK-Anlagen, wurden vorrangig auf einen kontinuierlichen Betrieb ausgelegt:

- Lange An- und Abfahrzeiten sowie hohe Kosten für An- und Abfahrvorgänge in Verbindung mit geringen Leistungsgradienten und einer hohen technischen Mindestlast führen dazu, dass Kraftwerke auch bei geringen oder negativen Strompreisen am Großhandelsmarkt Strom erzeugen, obwohl sie in den einzelnen Stunden negative Deckungsbeiträge erzielen. Wird Regelleistung aus diesen Kraftwerken vorgehalten, nehmen die Anreize für einen Weiterbetrieb der Anlagen in diesen Situationen zusätzlich zu.
- Auch bei KWK-Anlagen ergeben sich, aufgrund einer eingeschränkten Flexibilität des Verhältnisses von Wärme- und Stromerzeugung sowie der teilweise unzureichenden Möglichkeiten der Speicherung oder alternativen Bereitstellung von Wärme, Situationen, in denen die Anlagen trotz sehr geringer oder negativer Strompreise am Großhandelsmarkt weiterhin Strom erzeugen oder bei sehr hohen Strompreisen am Großhandelsmarkt nicht mit ihrer verfügbaren Leistung Strom erzeugen.

Auch bei Verbrauchern sind die technischen Voraussetzungen für eine Nutzung von Flexibilität nur zum Teil gegeben. Bei einem überwiegenden Anteil des Verbrauchs erfolgt zwar eine Leistungsmessung, die als Grundvoraussetzung für eine Abrechnung auf Grundlage von kurzfristigen Preissignalen des Strommarktes anzusehen ist. In der Vergangenheit waren allerdings keine oder nur geringe wirtschaftliche Anreize gegeben, mit bestehenden Flexibilitäten auf Preissignale zu reagieren oder Produktionsprozesse so auszuliegen, dass flexibler auf die Schwankungen der Preissignale am Strommarkt reagiert werden kann.

Die Möglichkeiten technische Inflexibilitäten auf Seiten der Erzeugung und auf Seiten der Verbraucher zu beseitigen bzw. zu reduzieren sind in erheblichem Umfang gegeben und können bei entsprechenden wirtschaftlichen Anreizen erschlossen werden.

- Im Rahmen von Retrofit- bzw. Repoweringmaßnahmen aber auch im Rahmen von Ersatzinvestitionen von konventionellen Kraftwerken können die Kosten und die Dauer von An- und Abfahrvorgängen reduziert, die technische Mindestleistung verringert und die Leistungsgradienten erhöht werden.

- Durch Spitzenlastkessel, Wärmespeicher und ‚power to heat‘ ist eine Flexibilisierung des Betriebs von KWK-Anlagen (d.h. vollständige oder zumindest teilweise Entkopplung von Stromproduktion und Wärmebedarf) ebenso möglich, wie durch eine entsprechende Anpassung der Auslegung oder Technologiewahl bei Ersatzinvestitionen.
- Durch eine Erhöhung des Anteils leistungsgemessener Verbraucher können technische Flexibilitätshemmnisse abgebaut werden und bei entsprechenden Anreizen werden Verbraucher ihre Auslegung von Produktionsprozessen anpassen und potenzielle Flexibilität in ihren Produktionsprozessen verstärkt nutzen.

Allerdings sind nicht nur die Beseitigung bzw. Reduktion von technischen Inflexibilitäten auf Seiten der Erzeugung und auf Seiten der Verbraucher als Flexibilisierungsoptionen für das Stromversorgungssystem vorhanden. Neben der bereits dargestellten Bedeutung einer ausreichenden Netzinfrastruktur zur Nutzung von Ausgleichseffekten gibt es weitere Optionen, wie z. B.:

- Aktive Einbindung von Netzersatzanlagen in den Strom- und die Regelleistungsmärkte.
- Nutzung von schnellstartenden Technologien mit zum Teil geringen Investitionskosten, wie Gasturbinen und Motorkraftwerken, zur Stromerzeugung, zur Bereitstellung von Regelleistung und Absicherung von Situationen mit hoher residualer Last.
- Ausbau von vorhandenen Stromspeichertechnologien, insbesondere Pumpspeicherkraftwerken, und Nutzung von neuen Stromspeichertechnologien, wie z. B. Schwungradspeicher und Batterien.

Wettbewerbliche Strommärkte als Instrument zur Flexibilisierung

Ein wettbewerblicher Strommarkt auf Basis eines ‚energy only‘-Marktes ist in der Lage in der kurzen Frist auf Grundlage von Preissignalen Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt zum Ausgleich zu bringen. In der mittleren und langen Frist schafft der Markt effiziente Anreize, damit sich das Erzeugungssystem und das Verhalten der Verbraucher an die zukünftigen Anforderungen anpassen, und ermöglicht einen technologieoffenen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen.

Bei einem sukzessiven Ausbau der erneuerbaren Energien ist über die Marktmechanismen zu erwarten, dass die Volatilität der Preise am Strommarkt zunimmt. Preisspitzen in einzelnen Situationen ermöglichen – über den Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Knappheitssituationen – eine Refinanzierung von Optionen zur Spitzenlastdeckung. Niedrige oder negative Preise ermöglichen – über einen marktlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Überschusssituationen – die Erschließung von alternativen Nutzungsmöglichkeiten in Überschusssituationen. Damit erscheint ein wettbewerblicher Strommarkt auf Basis eines ‚energy only‘-Marktes als ein geeignetes Marktdesign, um einen technologieoffenen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen.

Zentrale Voraussetzung für die Effizienz eines wettbewerblichen Strommarktes ist, dass Preissignale bei möglichst allen Marktakteuren möglichst unverzerrt ankommen und keine Markteintrittsbarrieren gegeben sind. Nur so können in einem technologieoffenen

Wettbewerb die kostengünstigsten Flexibilitätsoptionen erschlossen und genutzt werden.

Dieses erfordert auf der einen Seite, dass der Staat nicht regulatorisch in die Preisbildung der Märkte, z. B. in Form von Beschränkungen von Preisspitzen (und negativen Preisen), eingreift. Auf der anderen Seite sollten z. B. die Systematik von Netzentgelten (Umlagen, Abgaben und Steuern) sowie Fördermechanismen für bestimmte Erzeugungsanlagen – soweit zur Erreichung von umwelt- und klimapolitischen Zielen erforderlich – die effizienten Erzeugungs- und Verbrauchsentscheidungen der einzelnen Marktakteure nicht bzw. in möglichst geringem Umfang beeinflussen, so dass die Strompreise ihre Steuerungsfunktion nicht verlieren. Durch die Ausgestaltung des Markt- und Produktdesigns an den Strom- und Regelleistungsmärkten sowie bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen sollten implizite oder explizite Markteintrittsbarrieren vermieden werden.

Empirische Evidenz für Inflexibilität

Negative Preise auf dem Großhandelsmarkt für Strom bei deutlich positiven residualen Lasten in den letzten Jahren zeigen, dass Hemmnisse und Markteintrittsbarrieren durch die spezifische Ausgestaltung von rechtlichen Regelungen für das Stromversorgungssystem vorhanden sind. Ohne zusätzliche Flexibilisierung des Stromversorgungssystems würden das Ausmaß und die Häufigkeit von negativen Preisen stark zunehmen. Zugleich zeigt die Entwicklung der letzten Jahre in diesem Bereich aber auch Evidenz für die Funktionsfähigkeit des Marktes, da Marktakteure bei entsprechenden Preissignalen ihr Verhalten anpassen.

In den letzten Jahren haben sich negative Strompreise am Großhandelsmarkt in einzelnen Stunden des Jahres ergeben, obwohl (selbst bei nationaler Betrachtung) die erneuerbaren Energien die Last nicht annähernd vollständig gedeckt haben. Dies ist ein deutliches Indiz dafür, dass erhebliche Inflexibilitäten bestehen oder Preissignale des Großhandelsmarktes nicht oder nur unzureichend bei den Marktakteuren angekommen sind:

- Im Jahr 2012 gab es insgesamt 56 Stunden mit negativen Preisen am ‚day ahead‘-Markt in Deutschland. Die residuale Last war dabei zu keinem Zeitpunkt negativ. So gab es vereinzelt negative Preise am ‚day ahead‘-Markt, obwohl die residuale Last bei über 25 GW lag.
- Detaillierte quantitative Betrachtungen zeigen, dass die Häufigkeit und das Ausmaß dieser Situationen ohne eine zusätzliche Flexibilisierung des Stromversorgungssystems auf mehr als 700 Stunden im Jahr 2020 und mehr als 2.000 Stunden im Jahr 2030 erheblich zunehmen würden.
- Zugleich zeigen die Betrachtungen aber auch, dass sich im Zeitverlauf der letzten Jahre die Höhe der residualen Last, bei der bereits vereinzelt negative Strompreise zu beobachten sind, erheblich verringert hat. So gab es im Jahr 2009 noch Situationen mit negativen Preisen, in denen die residuale Last bei über 40 GW lag, während es im Jahr 2012 selbst bei einer residualen Last zwischen 25 und 30 GW nur noch sehr selten zu negativen Preisen gekommen ist.

Hemmnisse für Flexibilität im aktuellen Markt- und Regulierungsdesign

Analysen der aktuellen Regelungen in ausgewählten Bereichen – Förderung von Erzeugungsanlagen, Systematik der Netzentgelte, Markt- und Produktdesign der Regelleistungsmärkte sowie Ausgestaltung des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems – machen deutlich, dass Anpassungsbedarf trotz zahlreicher Verbesserungen in den letzten Jahren gegeben ist.

Aufgrund der aktuellen Ausgestaltung von Regelungen kommen Preissignale des Großhandelsmarkts nicht oder nur unzureichend bei einigen Marktakteuren an und einige aktuelle Regelungen führen zu impliziten Markteintrittsbarrieren für Flexibilitätsoptionen, denen in einem zukünftigen Markt für eine kostengünstige Stromversorgung und eine effektive Integration der erneuerbaren Energien voraussichtlich eine zunehmende Bedeutung zukommen wird. Im Rahmen dieser Studie haben wir für zentrale Regelungen des Marktdesigns und der regulatorischen Rahmenbedingungen, wie die aktuellen Regelungen für die Förderung von Erzeugungsanlagen, die Netzentgeltsystematik, die Ausgestaltung des Markt- und Produktdesigns der Regelleistungsmärkte sowie das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem analysiert sowie potenzielle Schwachstellen und Fehlanreize mit dem Fokus von Hemmnissen für einen technologieoffenen Wettbewerb von Flexibilitätsoptionen identifiziert. Hierzu zählen z. B.:

- Eine Förderung von Erzeugungsanlagen auf Basis einer fixen Einspeisevergütung setzt keine (adäquaten) Anreize für deren Betreiber, die Erzeugungsanlagen bedarfsgerecht auszulegen und zu betreiben sowie Systemverantwortung, z. B. durch Teilnahme bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, zu übernehmen. Durch die Neuregelung des EEG 2014 und die Ausgestaltung der KWK-Förderung wird der Großteil der EE- und KWK-Anlagen jedoch nicht mehr mit festen Einspeisetarifen vergütet, sondern über Aufschläge zu den Vermarktungserlösen gefördert.
- Der hohe Anteil der Arbeitspreiskomponente bei den Netzentgelten für nicht leistungsgemessene Verbraucher schafft (in Verbindung mit der Erhebungssystematik von Umlagen, Abgaben und Steuern) Anreize für den Zubau von Eigenerzeugungsanlagen. Der Verbraucher kann seine individuelle Netzentgeltzahlung reduzieren, auch ohne dass tatsächlich Netzkosten reduziert werden können. In der Konsequenz kommt es zu einer Entsolidarisierung bei der Refinanzierung der Netzkosten sowie einem Zubau von Eigenerzeugungsanlagen (ggf. in Verbindung mit dezentralen Speichern), die nicht nach den Anforderungen des Stromversorgungssystems insgesamt betrieben werden.
- Die aktuelle Netzentgeltsystematik sowie entsprechende Ausnahmeregelungen für leistungsgemessene Verbraucher verhindern eine effiziente Nutzung von vorhandenen Flexibilitätspotenzialen sowohl beim Verbrauch als auch bei Eigenerzeugungsanlagen am Strommarkt, da die Gefahr höherer Netzentgelte und die Gefahr des Verlusts der Anspruchsvoraussetzungen für Netzentgeltreduktionen besteht.
- Lange Vorlaufzeiten bei der Ausschreibung und lange Lieferzeiträume bei der Bereitstellung von Regelleistung führen zu impliziten Markteintrittsbarrieren für einige Anbieter und zu höheren Kosten sowie Kostenrisiken für alle Anbieter.

- Eine Vergütung von Leistung und Arbeit auf den Regelleistungsmärkten nach dem ‚pay as bid‘-Verfahren (Gebotspreisverfahren) führt zu einer hohen Komplexität bei der Gebotsabgabe. In der Konsequenz können sich erhebliche Ineffizienzen bei der Bezuschlagung der Anbieter ergeben und die geringe Transparenz von Erlösmöglichkeiten für neue Anbieter kann eine implizite Markteintrittsbarriere darstellen.
- Aktuell wird nur ein Teil der Kosten, die dem Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen zugeordnet werden können, auf die Verursacher – die Bilanzkreisverantwortlichen – umgelegt. Hierdurch sind die wirtschaftlichen Anreize für eine Vermeidung und das aktive Management von Bilanzkreisabweichungen in Summe über alle Bilanzkreise zu gering.
- Sog. Nulldurchgänge, d. h. positive und negative Abweichungen im Saldo über alle Bilanzkreise innerhalb einer Fahrplanperiode von 15-Minuten, führen bei der aktuellen Ausgestaltung des Ausgleichsenergiesystems zu Preisspitzen für Ausgleichsenergie, obwohl der Saldo der Abweichungen im Durchschnitt der Fahrplanperiode sehr gering ist. Dieses führt zu Kostenrisiken für Bilanzkreisverantwortliche, die kontraproduktiv für ein verursachungsorientiertes und anreizkompatibles Ausgleichsenergiesystem sind.
- Als Referenzpreis für die Kopplung des Ausgleichsenergiepreises für eine 15-minütige Fahrplanperiode an den Strommarkt wird aktuell der mengengewichtete Durchschnitt des stündlichen Preises des kontinuierlichen ‚intraday‘-Handels verwendet. Dieser Referenzpreis ist nur bedingt geeignet, um nicht gewünschte Arbitragemöglichkeiten zwischen den Strommärkten und dem Ausgleichsenergiesystem zu vermeiden.

Anpassungsoptionen im aktuellen Markt- und Regulierungsdesign

Anpassungen in den Bereichen – Förderung von Erzeugungsanlagen, Systematik der Netzentgelte, Markt- und Produktdesign der Regelleistungsmärkte sowie Ausgestaltung des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems – mit dem Ziel eines technologieoffenen Wettbewerbs und des Abbaus von impliziten Markteintrittsbarrieren können einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems leisten.

Adäquate Anreize bei der Förderung von Erzeugungsanlagen zur bedarfsgerechten Einspeisung und Anlagenauslegung sowie zur Erbringung von Systemdienstleistungen beibehalten und weiterentwickeln.

In einem langfristig angelegten Zielmodell sollte eine Förderung von Erzeugungsanlagen, soweit diese zur Erreichung von Umwelt- und Klimaschutzziele erforderlich ist, unter Berücksichtigung von Kostenaspekten und der Vermeidung von Missbrauchsmöglichkeiten darauf ausgelegt sein, dass die Preissignale des Großhandelsmarktes bei den Anlagenbetreibern (zumindest teilweise) ankommen. Die Anpassungen der letzten Jahre bei der Ausgestaltung der Förderungen erneuerbarer Energien durch die optionale Möglichkeit der Teilnahme (Bestandsanlagen) bzw. obligatorische Teilnahme (Neuanlagen) am Marktprämienmodell mit einer (variablen) Zusatzvergütung neben den Markterlösen sowie der aktuellen Ausgestaltung der Förderung von KWK-Anlagen mit in der Regel einer (fixen) Zuschlagszahlung neben den Markterlö-

sen, erscheint im Vergleich zu alternativen Vergütungssystemen zielführend. Mögliche Weiterentwicklungen sollten in diesem Rahmen erfolgen.

Hemmnisse für die Erschließung und Nutzung von Flexibilität bei Verbrauchern durch Anpassung der Netzentgeltsystematik reduzieren.

In einem langfristig angelegten Zielmodell sollten einerseits die technischen Voraussetzungen durch eine Ausweitung der Leistungsmessung für eine Erschließung und Nutzung von Flexibilität auf Seiten der Verbraucher geschaffen werden. Auf der anderen Seite sollten bei der Netzentgeltsystematik sowie bei Ausnahmeregelungen zur Netzentgeltsystematik die flexibilitäts-hemmende Ausrichtung von Vergünstigungen auf einen möglichst gleichmäßigen Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung angepasst werden. Das Ziel der Anpassungen sollte sein, ineffiziente Anreize beim Verbrauch in Verbindung mit Eigenerzeugung zu reduzieren sowie die Nutzung von markt- und systemdienlicher Flexibilität beim Verbraucher zu erhöhen.

In der kurz- und mittelfristigen Perspektive schlagen wir folgende Maßnahmen vor:

- Bei nicht-leistungsgemessenen Kunden (SLP-Kunden) sollte der Anteil der Leistungspreiskomponente erhöht werden, um insbesondere einer weiteren Entsolidarisierung bei der Refinanzierung der Netzkosten durch Eigenerzeugung entgegenzuwirken und die Netzentgeltsystematik für SLP-Kunden verursachungsorientierter zu gestalten.
- Die Sondernetzentgelte für stromintensive Netznutzer gemäß § 19 (2) S.2ff. StromNEV sollten für die Teilnahme von Lastflexibilität am Strommarkt und an den Regelleistungsmärkten geöffnet werden. Lasterhöhungen bei niedrigen oder negativen Strompreisen sowie aufgrund der Erbringung von negativer Regelleistung sollten nicht zu einer Verringerung oder dem Verlust der Netzentgeltreduktion führen. Auch Lastabsenkungen flexibler stromintensiver Verbraucher zu Zeiten hoher Strompreise oder zur Erbringung von positiver Regelleistung sollten nicht zu einer Verringerung oder einem Verlust der Netzentgeltreduktion führen. Es sollten Schwellenwerte des Strompreises eingeführt werden, bei denen marktdienliche Verbrauchsanpassungen – unter der Prämisse der Netzverträglichkeit – bei der Ermittlung der Netzentgeltreduktion nicht nachteilig sind.
- Die Öffnung des regulären Netzentgeltes von RLM-Kunden (gemäß § 17 StromNEV) für marktdienliche oder regelleistungsinduzierte Verbrauchsanpassungen sollte geprüft werden. Eine Bezugsspitze, die unter der Prämisse der Netzverträglichkeit bei Strompreisen unterhalb eines definierten Schwellenwertes oder auf Anforderung eines Netzbetreibers, z. B. zur Erbringung negativer Regelleistung, auftritt, sollte nicht nachteilig bei der Ermittlung der Leistungspreiskomponente sein.

Darüber hinaus empfehlen wir eine eingehende Analyse folgender potenzieller Maßnahmen zur Anpassung der Netzentgeltsystematik:

- Eine Anpassung der Bestimmung der Hochlastzeitfenster (HLZF) für die atypische Netznutzung gemäß § 19 (2) S.1 StromNEV, die den Anforderungen eines von hohen Anteilen FEE geprägten Stromversorgungssystem besser gerecht wird, kann einen Beitrag zur Flexibilisierung des Verbrauchs leisten. So könnte eine

kurzfristigere Bestimmung der HLZF unter Berücksichtigung der erwarteten Einspeisung aus FEE die tatsächliche Netzsituation besser abbilden. So ermittelte HLZF könnten ggf. auch als Indikator für die Möglichkeit eines flexiblen Verbrauchsverhaltens ohne kritische Netzrückwirkungen herangezogen werden. Vor diesem Hintergrund erscheint die Prüfung einer möglichen Anpassung der Ermittlung der HLZF sinnvoll.

- Eine mögliche Dynamisierung von Netzentgelten, z. B. über die Kopplung des Netzentgeltes an den Strompreis kann ggf. einen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems leisten und hat ggf. positive Auswirkungen auf die Effizienz des Einsatzes von Eigenerzeugungsanlagen. Da eine solche Anpassung einen erheblichen Eingriff in ein komplexes und eingespieltes System darstellt und die Anreize zur Flexibilisierung von Erzeugungsanlagen am Strommarkt ceteris paribus verringert, sollte eine solche Anpassung der Netzentgeltsystematik umfassend analysiert werden.

Das Markt- und Produktdesign der Regelleistungsmärkte anpassen, um neuen Anbietern Teilnahme zu ermöglichen und unnötige Kosten für Anbieter zu reduzieren.

Um eine Erhöhung der Wettbewerbsintensität, eine Reduktion der sogenannten ‚must-run‘ Erzeugung für die Vorhaltung von Regelleistung, den Abbau von Marktzutrittsbarrieren und Wettbewerbsverzerrungen sowie eine Erhöhung der Effizienz und Senkung der Kosten der Leistungs-Frequenz-Regelung zu erwirken, empfehlen wir das Design der Regelleistungsmärkte sukzessive anzupassen. Wir empfehlen folgende Anpassungen des Auktions- bzw. Ausschreibungsdesigns auf den Regelleistungsmärkten umzusetzen:

- **Erhöhung der Ausschreibungsfrequenz:** Als mittel- bis langfristiges Zielmodell empfehlen wir für alle drei Regelleistungsqualitäten eine kalendertägliche Ausschreibung. Kurzfristig sollte diese für die Minutenreserve (MR) umgesetzt werden, um erste Erfahrungen zu sammeln. Im nächsten Schritt sollte auch die Beschaffung der Sekundärregelleistung (SRL) kalendertäglich erfolgen. Um etwaige Bedenken hinsichtlich eines zu geringen Angebots und der zeitlich ggf. nicht bestehenden Möglichkeit einer zweiten Auktionrunde bei einer kalendertäglichen SRL-Ausschreibung auszuräumen, kann diese für eine Übergangszeit im Rahmen einer ebenfalls zentralen Sekundärauktion durchgeführt werden. In dieser wird die bereits in einer wöchentlichen Primärauktion beschaffte SRL-Vorhaltung realloziert. Diese Reallokation, der in der Primärauktion bezuschlagten SRL-Vorhaltung, kann entweder über freiwillig zum Wiederverkauf angebotene SRL-Vorhaltung oder über sog. ‚Market-Maker‘, die eine Prämie für verpflichtend abzugebende Angebote in der Sekundärauktion erhalten, erfolgen. Der in der Primärauktion beschaffte Anteil der SRL-Vorhaltung kann sukzessive reduziert werden, so dass mittelfristig eine vollständige Umstellung auf die kalendertägliche Beschaffung erfolgen kann. Nach einer erfolgreichen Umstellung auf eine kalendertägliche Ausschreibung von MR und SRL kann diese auch für die Primärregelleistung (PRL) geprüft werden. Die Taktung der Ausschreibungen sollte dabei in der Reihenfolge PRL, SRL, MR erfolgen, wobei die Auktionsergebnisse der jeweils vorherigen Auktion zu Beginn der nächsten Auktion vorliegen sollten bzw. das Ergebnis der MR-Auktion vor Handelsschluss des ‚day ahead‘-Marktes vorliegen sollte.

- **Verkürzung der Produktlaufzeiten:** Als mittel- bis langfristiges Zielmodell sollte für alle drei Regelleistungsqualitäten eine Verkürzung der minimalen Produktlaufzeiten auf eine Stunde avisiert werden. Um die Kompatibilität mit den technischen Anforderungen insbesondere konventioneller Erzeugungsanlagen zu erhalten, sollte die Möglichkeit der Abgabe von Blockgeboten bestehen. Für die MR empfehlen wir diese Umstellung kurzfristig anzustreben. Für die SRL empfehlen wir zunächst auf 4 Stundenblöcke umzustellen und in einem zweiten Schritt stündliche Produkte mit der Möglichkeit zur Abgabe von Blockgeboten einzuführen. Für die PRL kann zunächst auf kalendertägliche HT / NT-Zeitscheiben umgestellt werden, die dann sukzessive auf 4 Stunden und später ggf. auf eine Stunde mit der Möglichkeit der Abgabe von Blockgeboten reduziert werden.
- **Umstellung auf ‚pay as cleared‘ für Arbeitspreisgebote:** Als mittel- bis langfristiges Zielmodell empfehlen wir eine Umstellung der Vergütung des Abrufes von MR und SRL auf ‚pay as cleared‘. In einem ersten Schritt kann die Umstellung für die MR erfolgen, um erste Erfahrungen zu sammeln. In einem zweiten Schritt sollte auch die Vergütung des Abrufes von SRL auf eine ‚pay as cleared‘ Vergütung umgestellt werden.

Darüber hinaus sollten folgende mögliche Anpassungen zusätzlich analysiert werden:

- **Gemeinsame Ausschreibung aller drei Regelleistungsqualitäten:** Es sollte eingehend geprüft werden, ob eine gemeinsame Ausschreibung aller drei Regelleistungsqualitäten, bei der die Anbieter bedingte und komplexe Gebote abgeben können und die ÜNB auf Basis einer Minimierung der gesamten Kosten für Regelleistungsvorhaltung ihre Zuschlagsentscheidungen treffen, umsetzbar und vorteilhaft wäre. Eine solche gemeinsame Ausschreibung kann ggf. erhebliche Effizienzgewinne und Kostenreduktionen ermöglichen. Die Einführung einer solchen Ausschreibung würde jedoch die Beibehaltung bzw. Wiedereinführung der ‚pay as bid‘ Vergütung für Regelleistungsabrufe voraussetzen.
- **Adaptive Regelleistungsdimensionierung:** Es sollte eingehend untersucht werden, ob sich mittels einer Umstellung der Systematik der Regelleistungsdimensionierung die erforderliche Vorhaltung von Regelleistung reduzieren lässt. Die empfohlene kalendertägliche Ausschreibung der drei Regelleistungsqualitäten, würde eine tägliche Dimensionierung für den Folgetag ermöglichen. Dabei könnten insbesondere Informationen zur prognostizierten Einspeisung aus FEE-Anlagen mit einbezogen werden, die einen nicht unerheblichen Anteil der notwendigen Regelleistungsvorhaltung begründen.

Die Anreize des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems stärken, um den Bedarf für Regelleistungsvorhaltung zu senken und den Abruf zu verringern.

Anpassungen des Ausgleichsenergiesystems sind mit zahlreichen Herausforderungen verbunden. Insbesondere aufgrund komplexer Wechselwirkungen einerseits zwischen möglichen Anpassungsoptionen und andererseits zu den wettbewerblichen Strommärkten sowie den Regelleistungsmärkten sollten mögliche Anpassungen ganzheitlich innerhalb des Gesamtsystems betrachtet sowie umfassend qualitativ und quantitativ analysiert werden. Aufgrund der Komplexität und der Bedeutung des Ausgleichsenergiesystems für Funktionsfähigkeit der wettbewerblichen Strommärkte und die Sicherheit des Stromversorgungssystems besteht umfänglicher

weiterer Analysebedarf hinsichtlich möglicher Aus- und Wechselwirkungen bei Anpassungen des Ausgleichsenergiesystems.

Im Sinne einer verursachungsorientierten und anreizkompatiblen Ausgestaltung des Ausgleichsenergiesystems sollten die Anpassungen dazu führen, dass die Kosten der Vorhaltung und die Kosten des Abrufs von Regelleistung, die auf Fahrplanabweichungen der BKV im 15-Minuten-Raster zurückzuführen sind, auf die den NRV-Saldo verursachenden BKV umgelegt werden. Deshalb empfehlen wir zur Berechnung des AEP auf der ersten Stufe nur die Kosten des Regelleistungsabrufes in überwiegender Abrufrichtung sowie die entsprechenden Abrufmengen heranzuziehen. Zusätzlich behebt diese Maßnahme das Phänomen unverhältnismäßig hoher positiver oder negativer Ausgleichsenergiepreise bei geringen Salden des NRV, die sich aufgrund von sog. Nulldurchgängen des NRV-Saldos ergeben.

Eine Anpassung bei der Umlage von Kosten des Regelleistungsabrufes, ist bei isolierter Betrachtung adäquat. Bei einer Umsetzung sollte allerdings berücksichtigt werden, dass im heutigen System – ohne Umlage von Kosten der Vorhaltung von Regelleistung – in Summe in der Tendenz zu geringe Kosten auf die BKV umgelegt werden. Daher sollte eine Anpassung der Umlage der Abrufkosten im Zusammenhang mit einer verursachungsorientierten Umlage der Vorhaltekosten von Regelleistung betrachtet werden. Eine solche verursachungsorientierte Umlage von (anteiligen) Kosten der Regelleistungsvorhaltung sollte erfolgen. Die Art und Weise einer solchen Umlage sowie die Auswirkungen einer solchen Anpassungen müssen allerdings vor einer Umsetzung umfassender qualitativ und quantitativ untersucht werden. Hier besteht erheblicher weiterer Forschungsbedarf.

Arbitragemöglichkeiten gegenüber den wettbewerblichen Strommärkten durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie von BKV, deren Fahrplanabweichungen den Saldo des NRV verstärken und damit den erforderlichen Abruf von Regelleistung erhöhen, sollten weitestgehend ausgeschlossen werden. Deshalb empfehlen wir die Begrenzung von Arbitragemöglichkeiten zwischen dem Ausgleichsenergiesystem und den wettbewerblichen Strommärkten über die zusätzliche Kopplung des AEP auf der dritten Berechnungsstufe an den Preis des day-ahead Marktes sowie den durchschnittlichen mengengewichteten Preis des Viertelstundenhandels und der Eröffnungsauktion des intraday Marktes.

Summary

The conversion of the power generation system to renewable energy is a key element for achieving the objectives of the German Energiewende ('energy transition') and will change the requirements, as well as the playing field, for all market actors. To achieve the goals of the Energiewende, the power generation system has to make a significant contribution. The expansion of renewable energies in the electricity sector is of particular importance here.

The German Federal Government's energy concept is determined to achieve medium and long term goals in respect of future energy supplies. To achieve the targeted reductions in greenhouse gas emissions and primary energy consumption, the development of renewable energy sources (RES) within the power supply system is of particular importance. In 2035, a RES share of between 55-60% and, by 2050, a share of at least 80% is sought. With the amendment of the Renewable Energies Act ('EEG') in 2014, the policy has set target ranges for 2025 and 2035, and placed an emphasis on promoting the most cost-effective renewable energies. As early as 2025 a 40-45% renewables share of gross electricity consumption must be achieved. Thus RES will form a cornerstone of the power generation system in the medium to long term, and the requirements and conditions for all market actors – operators of generation assets, consumers and grid operators – will change considerably. Moreover, to achieve the objectives of the Energiewende further accompanying instruments are implemented. These include, for example, the promotion of CHP generation, measures to increase the energy efficiency of consumers, and the European Emissions Trading Scheme.

In a competitive organized power system, the Government must put in place appropriate rules. They must take into account the specific characteristics of the power supply to ensure that all the actors meet their respective responsibilities, that they comply with their obligations and that non-discriminatory competition in the electricity market is possible.

The transport and distribution of electricity via grids; the lack of opportunities for economic storage of electricity within the grids; and the specific characteristics of the power supply as regards producers and consumers, all require a market design and a regulatory framework that ensures the functioning of a competitive electricity market and thus a secure supply of consumers. On the one hand, the grid operators have to ensure an adequately dimensioned grid infrastructure for the transport and distribution of electricity from the generating plants to consumers as well as the adequate provision of ancillary services for the safe operation of the grid and supply system. On the other hand, producers and consumers, or their suppliers, must be obliged to fulfill their contractual delivery obligations. To this end, arrangements for checking compliance with this obligation to deliver have to be set and, in cases of delinquency, appropriate sanction mechanisms must be defined. Regarding this, the Government has to set appropriate rules to ensure that market participants (are able to) meet their individual responsibilities. Key elements to this end include adequate arrangements for accessing the grid and for the operation and expansion of the grids as well as for their refinancing. They also include a suitable framework for the procurement and provision of ancillary services – in particular the provision and call of control power – as well as for the recording and control of the delivery obligations as part of the balancing group system, and the settlement of deviations from these delivery obligations within the balancing energy system.

Requirements for the future power supply system

The announced expansion of renewable energies will significantly change the requirements of the other actors in the power supply system. There will be situations in which the contribution of renewable energy in meeting the demand of consumers (at a national level) is low. At the same time, it is increasingly the case that renewable energy electricity in some situations can fully cover the demand of consumers (at a national level) or even generate more electricity than consumers (based on their usual behavior pattern) demand.

Renewable energy will cover a substantial proportion of annual electricity consumption in the future. Increasing the proportion of RES leads, due to the dependence of renewable energy supply on situational meteorological conditions, to different requirements:

- **High residual load:** In periods of high electricity demand, there will be situations where the supply of renewable energy plants is low: Capacity in the form of (secured) production capacities for electricity generation or storage must be available during such situations and / or some consumers will have to use their available demand-side management potential, as they reduce their electricity consumption during these periods or shift their consumption to other periods.
- **Low residual load:** In periods of low electricity demand, there will be situations where the supply of renewable energy sources is high. When this occurs a down-regulation of part of the RES supply must take place or consumers must shift their electricity purchases into these periods and / or 'excess' power must be stored. Furthermore, ancillary services (for example, control power and reactive power as well as heat demand which is covered by CHP plants) should be provided in alternative ways at such times – to avoid, or at least reduce, so-called 'must run' generation of conventional power plants.
- **High gradients of residual load and forecast errors:** The gradients of the residual load as well as the amount of ancillary services that must be kept available (in particular the necessary reserve of control power) will tend to increase. Because of the dependence of a significant proportion of renewable energy capacity on meteorological conditions, it is not only the actual feed-in that is volatile. The feed-in can also change considerably over a short time and in ways (even over the short term) that may not accurately be predicted. Both these factors mean that the necessary provision of control power to compensate for imbalances between feed-in and consumption must be, *ceteris paribus*, increased to an extent that cannot be offset by improvements in prediction accuracy. In addition, sufficiently flexible producers and consumers must be able to compensate for planned changes in the residual load (so-called gradients of residual load).

Improvements in the flexibilization of conventional power plants, the use of storage technologies, adaptations to grid infrastructure and, not least, flexibility in consumption behavior are crucial for the development – and the efficient and effective integration – of renewable energies.

In the face of the announced expansion in renewable energy, a more flexible power system will gain more importance. The predominant proportion of electricity produced from renewable

energy already comes from utilities (especially wind and photovoltaic systems) whose respective production depends on meteorological conditions and thus is independent of the demand, or of the existing consumption habits, of customers. The efficient and effective integration of the power generated using renewable energy technology requires more flexible conventional power plants; the use of storage technologies; sufficient adaptation of the grid infrastructure and not least the flexibilization of consumption behavior. Over time this flexibility will be needed to an increasing extent for use during very few hours of the year or solely for balancing supply and demand in extreme situations.

Detailed quantitative considerations of the effects of the expansion of renewable energies for 2015, 2020 and 2030, based on analyses of the so-called residual load duration curve (load minus feed-in of wind and PV plants and hydroelectric power plants) without taking into account cross-regional compensation effects in the European electricity market (see below), yield first indications about the future requirements of the electricity supply system:

- The requirement for conventional power plants, operated in the base load, is decreasing further over time. The residual base load in Germany will decline from around 40 GW currently to about 20 GW by 2030. Whereas the requirement for power from conventional power plants or alternative options to cover the residual intermediate and peak load tends to increase over time. Thus, the required increased capacity in both the residual intermediate load and residual peak load of about 20 GW each currently to around 30 GW by 2030.
- The expansion of renewable energy (from a national perspective) – despite significant, anticipated increases in the installed capacity of wind and PV systems – only leads to a very small reduction in the secure generation capacity or interruptible power consumption required in order to ensure a balance between supply and demand in the electricity market in all situations, compared to the status quo. A significant and over time increasing, portion of the required power or saved interruptible consumption power is only needed for a handful of hours to balance supply and demand in the electricity market.
- While in 2015 (from a national perspective) no situations with a negative residual load (that is situations when the feed-in of wind, PV plants and hydroelectric power plants are expected to cover or exceed the load without market-driven adjustments of the demand structure) surpluses of up to 9 GW are to be expected (at a national level) in 2020 in some situations. By 2030, maximum excess power increases (at a national level) will be up to 35 GW. Also the capacity required to balance supply and demand in the electricity market in such situations, i.e. connectible power consumption or disconnectible RES-capacity, is only expected to be needed during very few hours.

Transnational compensation effects of load and RES feed-in

The integration of national electricity markets, in the context of liberalization and the creation of an EU electricity market, makes an important contribution towards improving the flexibility of the power system. In a common electricity market, fluctuations in the load and the feed-in of renewable energy partly offset. Compared to the – as regards the common EU electricity market – inadequate national perspective, less conventional generation capacities are needed and

situations where the feed-in of renewable energy exceeds load decrease considerably. The prerequisite for the use of these compensation effects is a sufficiently sized European grid infrastructure that is already present to a significant degree and will be strengthened further by the planned expansion of European grid.

Detailed quantitative consideration of the impact of renewable energy development, taking account of the EU electricity market for the years 2015, 2020 and 2030 (based on analyses of the residual load duration curve for Germany, its neighboring countries and Italy) show:

- The compensation effects of annual peak load lead, on average, to a reduction in common, simultaneous annual peak load of about 10 GW; compared to the sum of the individual, non-simultaneous annual peak loads in all future years under consideration (2015, 2020 & 2030). The balancing effects of the joint annual peak load are subject to stochastic effects, and vary (taking into account all underlying empirical base years 2007 to 2012) between about 6 and 12 GW.
- The compensation effects in residual annual peak load result from consideration of both the compensation effects of the load simultaneously with the compensation effects of the feed-in of wind and PV systems. Compensation effects in the residual annual peak load lead, on average, to a reduction in common, simultaneous residual annual peak load of about 9 GW – compared with the sum of the individual, non-simultaneous annual peak loads in 2015. This figure rises to 13 GW by 2010 and to 22 GW by 2030.
- Compensation effects between countries are also relevant in potential surplus situations. While the load of each individual country will already be covered and may be considerably exceeded by the feed-in of wind and PV plants in individual situations without market-driven adjustments of consumer behavior; no surplus situations arise in common, based on the simultaneous consideration of these countries over a time horizon leading up to 2030.

Technical inflexibility and flexibility options

Given the present fleet of power plants and consumers, different causes for technical inflexibility are given. Technical and alternative options, such as the application of more flexible ways of generating capacity through alternative technology choice or an adjustment in their design, the use of emergency power systems, the use of storage technologies and the creation of technical conditions for a stronger involvement of consumers in the electricity market, are given to a considerable extent. Against this background, the development of cost-effective flexibility options through open technology competition is of central importance.

Different reasons are given for the technological inflexibility of today's conventional fleet of power plants, which were designed to meet the requirements of the past. In particular, base load power stations such as nuclear, lignite and hard coal power plants as well as CHP plants were designed primarily for continuous operation:

- Long startup and shutdown periods as well as the high cost of startup and shutdown in conjunction with low power gradients and high technical minimum loads cause power plants to generate electricity even at low or negative electricity prices on the wholesale

electricity market, although they achieve negative margins during those specific hours. If control power is provided using these power plants, it strengthens the incentives for continued operation of these plants in these situations.

- Due to the limited flexibility of the ratio of heat and electricity production as well as the partially insufficient ways of storing, or alternative provision of heat even in CHP plants technical inflexibilities exist. Situations arise in which they still produce electricity despite very low or negative electricity prices on the wholesale electricity market, or do not generate electricity with its available power at very high electricity prices on the wholesale market.

Even for consumers the technical conditions for the use of flexibility are given only in part. A predominant proportion of consumption is load-profiled, what should be regarded as a prerequisite for a settlement on the basis of short-term prices of the wholesale electricity market. In the past, however, little or no economic incentives were given to enable a response within existing flexibilities to price signals or to design production processes so that consumers could respond more flexibly to fluctuations in market price signals.

The possibilities for eliminating or reducing the technical inflexibility on the part of producers and on the part of consumers are given to a considerable extent and can be developed with appropriate economic incentives.

- In case of retrofit or repowering, but also in the context of replacement investments from conventional power plants, the cost and time of startup and shutdown can be reduced; the technical minimum load can also be reduced and the power gradient increased.
- Peak load boilers, heat storages and power to heat allow a more flexible operation of CHP plants (i.e. complete or at least partial decoupling of electricity production and heat demand) as do appropriate adjustments in the design of plants or technology choice, in the case of replacement investments.
- By increasing the proportion of load-profiled power, consumers' technical flexibility barriers can be dismantled. Also through appropriately incentivizing consumers to adapt their design of production processes, and to use potential flexibility in their production processes.

However, not just the elimination or reduction of technical inflexibility on the part of producers and on the part of consumers are available as flexibility options for the power supply system. In addition to the importance of adequate grid infrastructure for the use of compensation effects already shown, there are other options such as:

- Active integration of emergency power systems in the electricity and the control power markets.
- Use of quick-starting technologies with low investment costs, such as gas turbines and engine power plants to produce electricity, for the provision of control power and for situations with high residual load.

- Expansion of existing electricity storage technologies, in particular pumped storage power plants and the use of new energy storage technologies such as flywheel storages and batteries.

Competitive electricity markets as an instrument for flexibilization

A competitive electricity market based on an 'energy only' market in the short term is able to balance supply and demand on the basis of price signals at any time. In the medium and long term the market creates efficient incentives to adapt the generation system and the behavior of consumers to future needs, and enables an open technology competition in flexibility options.

With the successive expansion in renewable energy, an increase in price volatility in the electricity market can be expected, due to market mechanisms. Price spikes in some situations allow - on the balance of supply and demand in shortage situations - a refinancing of options to cover peak loads. Low or negative prices allow - through a market-based balancing of supply and demand in surplus situations - the development of alternative electricity uses in surplus situations. Thus a competitive electricity market on the basis of an 'energy only' market, appears as an appropriate market design to allow for an open technology competition in flexibility options.

It is central to the effectiveness of a competitive electricity market that as undistorted as possible price signals ideally reach all market actors and that no barriers to market entry exist. This is the only way the most cost-effective flexibility options can be developed and used in an open technology competition.

This requires that the government regulation does not intervene in the free formation of prices in the markets, for example in the form of restrictions on price spikes (and negative rates). It also requires that electricity prices keep their control function regarding production and consumption decisions of market players. This refers, for example, to the scheme of grid charges, levies, duties, and taxes as well as support mechanisms for certain generating plants – to the extent they are required to achieve environmental and climate policy objectives. Furthermore, implicit or explicit market entry barriers, caused by the configuration of the market and product designs of the power and control power markets as well as in the procurement of ancillary services, should be avoided.

Empirical evidence for inflexibility

Negative prices on the wholesale market for electricity in situations with significantly positive residual loads in recent years show that restraints and barriers to market entry by the specific design of regulations exist in the power supply system. Without additional flexibility in the power supply system, the extent and frequency of negative prices would augment sharply. At the same time, the trend of the recent years in this area also yields evidence for the functioning of the market, since market players adapt their behavior to respective price signals.

In recent years, negative electricity prices occurred on the wholesale market in some hours of the year, though (even from a national perspective) renewable energies have not nearly completely covered the load. This is a clear indication that significant inflexibilities exist or that price signals from the wholesale market did not appropriately reach the market actors:

- In 2012, there were a total of 56 hours with negative prices on the ‘day ahead’ market in Germany. The residual load was not negative at any time. There were sporadic negative prices on the ‘day ahead’ market, although the residual load was at more than 25 GW.
- Detailed quantitative considerations show that the frequency and degree of these situations, without an additional flexibilization of the power system, would substantially increase to more than 700 hours in 2020 and more than 2,000 hours in 2030.
- At the same time, our analysis also shows that the level of the residual load, where negative prices occurred over time in recent years, has significantly reduced. In 2009 situations with negative prices occurred where the residual load was more 40 GW, while in 2012 very few instances of negative prices occurred, even with a residual load between 25 and 30 GW.

Barriers to flexibility in the current market and regulatory design

Analyses of the current regulations in selected fields – the promotion of production systems, the framework of grid charges, the market and product design of control power markets, as well as the configuration of the balancing group and balancing energy system - clarify that there are still adaptation requirements; despite many improvements in recent years.

Due to the current design of regulations, price signals on the wholesale market do not or only insufficiently reach market actors and some current arrangements lead to implicit barriers to market entry for flexibility options – which are likely to play an increasing role in a future market for a cost-effective power supply system and an effective integration of renewable energy. In this study we analyzed the central provisions of the market’s design and regulatory framework; like the current schemes for the promotion of production systems, the grid fee system, the regulation of the market and product design of the control power markets, and the balancing group and balancing energy system. We identified potential weaknesses and disincentives with a focus on the barriers to an open technology competition in flexibility options. These include:

- The promotion of generation facilities based on a fixed feed-in tariff does not set adequate incentives for the producers, in terms of the design and operation of the production plants and to motivate them to take responsibility for the system, for example by participation in the provision of ancillary services. However, the revision of the German Renewable Law (‘EEG’) in 2014, and the design of the CHP support scheme, means the majority of RES and cogeneration plants will no longer be remunerated using a fixed tariff but will be funded through premiums to marketing revenue.
- The high proportion of the energy price component in the grid charges for power consumers that are not load profiled (in conjunction with the specifications of levies, duties and taxes) creates incentives for the construction of power-generating systems for own consumption. Consumers can reduce their individual grid fee payment, whereas actual grid costs are not reduced. As a consequence, there is a lack of solidarity concerning the refinancing of grid costs and additional construction of power-generating systems for own consumption (optionally in conjunction with decentralized storage)

that are not operated in accordance with the overall requirements of the power supply system.

- The current grid fee system including respective exemptions for load profiled consumers inhibit an efficient use of existing flexibility potential – both in consumption as well as in own-generation in the electricity market – as it comes with the potential risk of higher grid charges and the loss of eligibility for grid tariff reductions.
- Long lead times in tendering, and long delivery periods in the provision of control power, lead to implicit barriers to market entry for some potential providers and increase costs (and cost risks) for all providers.
- Remuneration of power and energy on balancing power markets with a ‘pay as bid’ settlement rule leads to a high complexity of bidding. As a consequence, significant inefficiencies in tendering can arise. The resulting lack of transparency as regards revenue opportunities for new entrants may represent an implicit barrier to market entry.
- Currently, only a portion of the costs that may be associated with the correction of balancing group deviations is allocated to the causers of the imbalance – the balancing responsible entity. Thereby, the economic incentives for the prevention and active management of the balance group deviations across all balancing groups are too weak.
- So called zero crossings, i.e. positive and negative deviations in the balance of all balancing groups within a schedule period of 15-minutes in the current configuration of the balancing energy system, potentially lead to extreme price spikes for balancing energy; although the system-imbalance in the average of the schedule period is very low. This leads to cost risks for balancing responsible entities that are counter-productive for a causation-oriented and incentive-compatible balancing energy system.
- Currently, the reference price for the coupling of the balancing energy price for a 15-minute schedule period to the electricity market is the volume-weighted average hourly price of continuous intraday trading. This reference price is only of limited suitability to avoid undesirable arbitrage opportunities between electricity markets and the balancing energy system.

Adjustment options in the current market and regulatory design

Adjustments to the promotion of production systems, scheme of grid charges, market and product design of control power markets, as well as to the configuration of the balancing group and balancing energy system; with the aim of an open technology competition and the elimination of the implicit barriers to market entry can make an important contribution to improving the flexibility of the power system.

Retain and develop adequate incentives in the promotion of generating capacity for demand-responsive feed-in and plant design as well as for the provision of ancillary services.

In a long-term target model, the promotion of generation (to the extent necessary to achieve environmental and climate protection targets) should, mindful of cost implications and the

avoidance of possible abuse, be designed in a way that the price signals of the wholesale market (at least partially) reach the operators of the plants. The adjustments in the design of the promotion of renewable energy made in recent years with the optional opportunity to participate (existing plants) or obligatory participation (new plants) in the market premium model with a (variable) additional remuneration (in addition to market revenues) as well as the current configuration of the promotion of CHP plants with usually a (fixed) award payment in addition to the market revenues, seem purposeful compared to alternative compensation systems. Possible improvements should be made in this regard.

Reduce obstacles to the development and use of flexibility by consumers by adapting the scheme of grid charges.

In a long-term target model, on the one hand the technical requirements should be created by increasing the proportion of load profiled consumption to establish the possibility of enabling flexibility on the part of consumers. On the other hand, the flexibility inhibiting alignment of the current scheme (as well as its exceptional rules with strong incentives for steady electricity consumption) should be adjusted. The aim of the adjustments should be to reduce inefficient incentives in cases where consumption is in conjunction with onsite production as well as to increase the use of flexibility by consumers that is convenient to market and system.

Over the short and medium term, we propose the following measures:

- For non-load profiled customers (so called SLP customers), the proportion of the capacity charge component should be increased in order to counter a further erosion of solidarity in the refinancing of grid costs through own-generation and to make the scheme of grid charges for SLP customers more causation-oriented.
- The exceptional rules of the scheme of grid charges for electricity-intensive customers in accordance with § 19 (2) S.2ff. StromNEV should be open to the participation of load flexibility in the electricity market and the control power markets. Load increases at low or negative electricity prices and/or due to the provision of negative control power should not lead to a decrease or loss of grid tariff reduction. Also load reductions by flexible electricity-intensive consumers at times of high electricity prices, or the provision of positive control power, should not lead to a decrease or loss of grid tariff reduction. Under the premise of grid compatibility, thresholds in the current electricity price should be introduced at which market convenient consumption adjustments are not disadvantageous when determining the grid charge reduction.
- An opening of the grid tariff for regular load profiled customers (according to § 17 StromNEV) for market convenient flexibility or control power provision induced consumption adjustments should be considered. If compatible with the grid, individual load spikes occurring at current prices below a defined or at the request of a grid operator, e. g. to provide negative control power, should not be detrimental in determining the capacity charge component.

In addition, we recommend an in-depth analysis of the following potential measures to adapt the scheme of grid charges:

- An adjustment of the definition of the peak-load time window (abbr. HLZF) for atypical grid usage (in accordance with § 19 (2) S.1 StromNEV) that will better serve the needs of a power supply system characterized by high proportion of RES can contribute to the flexibilization of consumption. A more short-term definition of HLZF, taking into account the expected RES feed-in, would describe the actual grid situation better. HLZF determined in this way could possibly also be used to indicate the possibility of flexible consumption behavior without critical system perturbations. In this context, examining the possibility of adapting the definition of HLZF seems reasonable.
- A possible dynamization of grid charges, such as via the coupling of grid charges to the current price of electricity could possibly contribute to the flexibility of the power system and could have positive effects on the efficiency of the use of onsite generating systems. Since such an adjustment constitutes a distinct intervention in a complex and well-established system and, furthermore, reduces the incentives towards improving the flexibility of generating capacities in the electricity market, ceteris paribus, such an adjustment of the scheme of grid charges should be comprehensively analyzed.

Adjusting the market and product design of control power markets to allow new entrants to participate and reduce unnecessary costs for suppliers.

In order to obtain an increase in the intensity of competition, a reduction of so-called 'must-run' production for the provision of control power (reducing the barriers to market entry and the distortion of competition as well as increasing the efficiency and reducing the cost of balancing the system), we recommend a successive adaptation of the design of control power markets. We recommend implementing the following adjustments to the auction or tender designs on the balancing power markets:

- Increasing the tender rate: As a medium to long-term target model, we recommend a (calendar) daily tender for all three control power qualities. In the short term this should be implemented for the minutes reserve (MR) in order to gain experience. In the next step, the tender of secondary control power (SRL) should be carried out each calendar day. To dispel any doubts about insufficient supply and the possible lack of time to hold a second auction round in case of a daily calendar SRL tender, this may be carried out for a transitional period as part of a central secondary auction. In such a secondary auction, the existing weekly primary auctions procured SRL-provision is reallocated. This reallocation, of the in the weekly primary auction procured SRL-provision, can be done either on a voluntary basis for re-sale SRL-provisions or via so-called 'market-makers', who receive a premium for obligatory offers in the secondary auction. The share of SRL-provision procured in the primary auction may be successively reduced leading to a full switch to a (calendar) daily procurement over the medium term. After a successful conversion to a (calendar) daily tender of MR and SRL, this option should also be explored for the primary control power (PRL). The scheduling of the tenders should take place in the order of PRL, SRL, MR; while the auction results should be available at the beginning of the next auction or the result of the MR-auction should be available before the gate closure of the 'day ahead' market.
- Shortening of product periods: As a medium to long-term target model, we advise shortening product periods for all three control power qualities to one hour. To main-

tain compatibility with the technical requirements of (in particular) conventional generation facilities, the possibility of block bids should be implemented. For the MR, we recommend the implementation of this change in the short term. For SRL, we recommend initially adapting 4 hourly blocks and then introducing hourly products, with the option of delivering block bids as a second step. The product period of PRL can first be converted to (calendar) daily HT/LT time-slices, which later could possibly be successively reduced to 4 hours and then 1 hour, with the possibility of block bids.

- Change to, ‘pay as cleared’ for control power calls: As a medium to long-term target model we recommend a change of remuneration of the call from MR and SRL to ‘pay as cleared’. As a first step, the change for the MR can be carried out in order to gain experience. As a second step, the remuneration of the SRL call should be changed to ‘pay as cleared’.

In addition, the following possible adjustments should be further analyzed:

- Joint tender for all control power qualities: It should be examined in detail whether a joint tender, whereby all three control power qualities at which suppliers may submit related and complex bids and the TSO accept the bids on the basis of minimizing the overall cost of control power, would be feasible and beneficial. Such a joint tender may possibly enable significant efficiency gains and cost reductions. The introduction of such a bid would, however, require maintaining or reintroducing ‘pay as bid’ remuneration for control power calls.
- Adaptive control power dimensioning: It should be examined in detail whether it is possible to reduce the required provision of control power by means of a change of the methodological approach of control power dimensioning. The recommended (calendar) daily tender of the three control power qualities, would allow a daily dimensioning for the following day. In particular, information on the forecasted feed-in of RES could be taken into account, which is reasonable for a not inconsiderable proportion of the necessary control power provision.

Strengthening the incentives of the balancing group and balancing energy system to reduce the required provision and the calls of control power reserve.

Adjustments in the balancing energy system are subject to many challenges. In particular, due to complex interdependencies between possible adjustment options and competitive electricity markets as well as the balancing power markets, possible adjustments should be viewed holistically within the overall system, and comprehensively analyzed both qualitatively and quantitatively. Due to the complexity and the importance of the balancing energy system for the functioning of competitive energy markets and the security of the power supply system: there is an extensive requirement for further analysis regarding the possible effects and interdependencies aligned with adjustments to the balancing energy system.

For the purposes of a causation-oriented and incentive-compatible design of the balancing energy system, the adjustments should result in an allocation of costs for the provision and the calls of control power to those balancing groups that are causing the control areas imbalances with schedule deviations in the average of 15-minute schedule intervals. Therefore, we recom-

mend calculating the price for balancing energy in the first stage only, taking into account the cost of the calls of control power in overwhelming call direction and the corresponding quantities. In addition, this measure addresses the phenomenon of disproportionate heights of positive or negative balancing energy prices; whereas the overall imbalance of the control area in the average of a 15-minute schedule interval is low (so called zero crossings of the balance of the control area).

An adjustment in the allocation of the costs of control power calls is adequately considered in isolation. If implemented, however, one should be mindful that in today's balancing energy system – without an allocation of costs of control power provision – in total, too little costs are allocated on the balancing groups causing imbalances in the control area. Therefore, an adjustment of the allocation of the costs of calls of control power associated with a oriented allocation of the costs of control power provision should be considered. Such a causation-oriented allocation of (partial) costs of control power provision should be implemented. The manner of such an allocation and the various effects of such adjustments, however, need to be comprehensively investigated qualitatively and quantitatively before implementing. There is a considerable need for further in-depth research.

Arbitrage opportunities between the balancing energy system and the competitive electricity markets for balancing groups, whose schedule deviations enhance the imbalance of the control area and therefore increase the required calls of control power should be widely excluded. Therefore, we recommend improving the limitation of arbitrage opportunities between the balancing energy system and competitive electricity markets through the additional coupling of the balancing energy price at the third calculation stage to the price of day-ahead market and the average volume-weighted price of the quarter-hour contracts of the intraday market and the intraday call auction.

1 Hintergrund und Aufbau der Studie

Eine Flexibilisierung des Stromversorgungssystems wird bei einem Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) an Bedeutung gewinnen. Der überwiegende Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stammt bereits heute aus Anlagen (insbesondere Windenergie- und PV-Anlagen), deren jeweilige Erzeugung von meteorologischen Bedingungen abhängt, und somit unabhängig vom Bedarf bzw. von den Verbrauchsgewohnheiten der Kunden ist. Eine effiziente und effektive Integration der Stromerzeugungsmengen dieser EE-Technologien erfordert eine Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks, die Nutzung von Speichertechnologien, eine adäquate Anpassung der Netzinfrastruktur und nicht zuletzt die Flexibilisierung des Verbrauchsverhaltens. In dieser Studie stellen wir einerseits die zukünftigen Anforderungen an das Stromversorgungssystem in Deutschland unter Berücksichtigung der Einbindung des deutschen Strommarktes in den europäischen Stromverbund bzw. den europäischen Binnenmarkt für Elektrizität dar und analysieren potenzielle technische Inflexibilität und mögliche technische Flexibilisierungsoptionen in unterschiedlichen Bereichen. Andererseits analysieren wir ausgewählte Regelungen des aktuellen Marktdesigns und der regulatorischen Rahmenbedingungen des Stromversorgungssystems hinsichtlich potenzieller Hemmnisse sowie Fehlanreize für die Nutzung vorhandener und die Erschließung zukünftiger Flexibilität und zeigen Anpassungsmöglichkeiten für den Abbau dieser Hemmnisse und Fehlanreize auf. Neben dem Marktprinzip, wie der Vergütung auf Basis der Energielieferung beim ‚Energy-Only-Markt (EOM)‘, umfasst das Marktdesign die erforderlichen rechtlichen und regulatorischen Regelungen (Marktregeln) zur Umsetzung des Marktprinzips. Diese sind bspw. Regelungen zum Ausgleichsenergie- und Bilanzkreissystem, sowie zur Vorhaltung und Beschaffung von Systemdienstleistungen, wie z. B. bei der Vorhaltung und beim Abruf von Regelleistung. Das Marktdesign flankierende Instrumente und regulatorische Rahmenbedingungen zur Erreichung weiterer klima-, energie-, und umweltpolitischer Zielsetzungen (z. B. das ETS, EEG, KWKG, Netzausbaugesetzgebung oder Genehmigungsrecht) sind kein Bestandteil des hier verwendeten Begriffs ‚Marktdesign‘.

1.1 Hintergrund

Der Umbau des Stromerzeugungssystems auf erneuerbare Energien ist ein zentraler Baustein der Energiewende und der Transformation des Energieversorgungssystems, u. a. zur Erreichung der avisierten (nationalen) Klimaschutzziele. Im Jahr 2025 soll ein Anteil der EE am Brutto-Stromverbrauch zwischen 40 % und 45 % erreicht werden. Dieser Anteil soll langfristig weiter steigen: Im Jahr 2035 wird ein Anteil zwischen 55 % und 60% und bis zum Jahr 2050 ein Anteil von mindestens 80 % angestrebt. Damit werden die EE mittel- und langfristig zu einer wesentlichen Säule des Stromerzeugungssystems und die Anforderungen und Rahmenbedingungen werden sich für alle Marktakteure – Betreiber von Erzeugungsanlagen, Verbraucher und Netzbetreiber – erheblich verändern.

Der überwiegende Anteil der EE-Anlagen ist dargebotsabhängig und die Einspeisung orientiert sich nicht bzw. nur in sehr geringem Ausmaß am Bedarf der Verbraucher oder an den Preissignalen des Strommarkts. So wird die Einspeisung von Windenergieanlagen von den jeweiligen Windbedingungen, die Einspeisung von PV-Anlagen von der jeweiligen Sonneneinstrahlung und der Umgebungstemperatur und die Einspeisung von Laufwasserkraftwerken von der jeweiligen Wasserführung der Flüsse bestimmt. Im Jahr 2014 lag der Anteil der Erzeugung dieser dargebotsabhängigen EE-Technologien am Stromverbrauch (Netto-Stromverbrauch inklusive

Netzverluste) in Deutschland bei fast 20 %.¹ Auch zukünftig wird die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch insbesondere mit einer Zunahme von Einspeisung aus Windenergieanlagen On- und Offshore und PV-Anlagen einhergehen. Der Anteil der Stromerzeugung der dargebotsabhängigen EE-Technologien an der Stromnachfrage wird damit weiter steigen und im Jahr 2020 voraussichtlich bereits in einer Größenordnung von rund 30 % und im Jahr 2030 in einer Größenordnung von etwa 50 % liegen. Dieses wird u. a. zu folgenden Auswirkungen führen:

- **In Zeiten mit hoher Stromnachfrage wird es Situationen geben, in denen das Angebot aus EE-Anlagen gering ist:** Entweder muss in solchen Stunden Kapazität in Form von (gesicherter) Erzeugungsleistung von Kraftwerken oder Speichern verfügbar sein oder einige Verbraucher nutzen ihr verfügbares Lastmanagementpotenzial, so dass sie in solchen Stunden ihren Strombezug reduzieren bzw. in andere Stunden verlagern.
- **In Zeiten mit geringer Stromnachfrage wird es Situationen geben, in denen das Angebot aus EE-Anlagen hoch ist:** Entweder muss in solchen Stunden eine Abregelung eines Teils der Einspeisung der EE erfolgen oder Verbraucher müssen ihren Strombezug in diese Stunden verlagern bzw. Speicher den „überschüssigen“ Strom aufnehmen. Zugleich müssen Systemdienstleistungen, wie z. B. Regelleistung und Blindleistung, ebenso wie der Wärmebedarf, der durch KWK-Anlagen gedeckt wird, in solchen Stunden alternativ bereitgestellt werden, um sog. ‚must run‘-Erzeugung von konventionellen Kraftwerken zu vermeiden oder zumindest zu verringern.²
- Zusätzlich wird die notwendige Höhe an vorzuhaltenden Systemdienstleistungen, insbesondere die notwendige Vorhaltung der Regelleistung, tendenziell zunehmen: Aufgrund der Abhängigkeit eines erheblichen Anteils der EE-Anlagen von meteorologischen Bedingungen ist nicht nur die tatsächliche Einspeisung volatil. Die Einspeisung kann sich zudem in kurzer Zeit in erheblichem Umfang verändern und auch mit Vorlaufzeiten von einem Tag oder wenigen Stunden nicht exakt prognostiziert werden. Beides führt dazu, dass ceteris paribus die notwendige Vorhaltung von Regelleistung zum Ausgleich von Ungleichgewichten zwischen Einspeisungen in und Entnahmen aus dem Netz in dem Maße erhöht werden muss, wie dies nicht durch Verbesserungen der Prognosegenauigkeiten ausgeglichen werden kann.

In welchem Ausmaß sich die dargestellten Auswirkungen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten realisieren, hängt dabei neben der Geschwindigkeit des Ausbaus auch von der Möglichkeit der Nutzung von überregionalen Ausgleichseffekten bei der Last und bei der Einspeisung EE ab. Bereits heute können solche überregionalen Ausgleichseffekte, die sich durch un-

¹ Vgl. BMWi (2015b).

² Marktzugangsbarrieren für neue Anbieter auf bestimmten Segmenten des Strommarktes, insbesondere auf den Regelenergiemärkten, können eine Ursache für Inflexibilität im Stromversorgungssystem sein. So orientieren sich – trotz zahlreicher Verbesserung in den letzten Jahren – Marktregeln und Produktdefinitionen bei der Bereitstellung von Regelleistung zum Teil an den technischen Möglichkeiten und ökonomischen Eigenschaften von konventionellen Großkraftwerken (und Pumpspeicherkraftwerken). Der zunehmenden Notwendigkeit, Systemdienstleistungen durch EE-Anlagen und Verbraucher bereitzustellen, wird noch nicht ausreichend Rechnung getragen. Durch entsprechende Anpassungen kann sog. ‚must run‘-Erzeugung von konventionellen Kraftwerken, die sich aus der Vorhaltung dieser Systemdienstleistungen ergibt, potenziell vermindert werden.

terschiedliche Verbrauchsstrukturen sowie unterschiedliche Dargebotsbedingungen in unterschiedlichen Regionen für die Einspeisung der EE ergeben, genutzt werden. Eine zentrale Voraussetzung hierfür ist eine ausreichende Dimensionierung der Netzinfrastruktur. Dieses gilt sowohl für Nutzung von Ausgleichseffekten innerhalb Deutschlands als auch innerhalb Europas.

In den letzten Jahren hat sich auf Basis unterschiedlicher Studien die Erkenntnis durchgesetzt, dass aus technischer Perspektive ausreichend Potenziale für Flexibilität vorhanden sind, um eine effektive Integration der EE und damit einen Umbau des Erzeugungssystems auf hohe Anteile EE zu gewährleisten.³ Jedoch hat sich in den vergangenen Jahren auch gezeigt, dass die Flexibilität von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern aktuell in eingeschränktem Umfang vorhanden ist. Insbesondere in Situationen mit hoher EE-Einspeisung und geringer Last haben sich negative Preise am Großhandelsmarkt für Strom ergeben, obwohl selbst bei einer nationalen Betrachtung (ohne Berücksichtigung der Ausgleichseffekte durch Stromaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern) die Last in Deutschland bisher zu keinem Zeitpunkt bereits vollständig durch Einspeisung von dargebotsabhängigen EE-Anlagen gedeckt werden konnte. D.h. in diesen Situationen haben konventionelle Kraftwerke noch mit relevanter Leistung eingespeist. Negative Strompreise sind daher ein wichtiger Indikator für unzureichende Flexibilität:

- Negative Strompreise am Großhandelsmarkt bedeuten einerseits, dass Betreiber von Erzeugungsanlagen bereit sind, für die Einspeisung von erzeugtem Strom ins Netz zu zahlen, obwohl die Erzeugung mit Kosten verbunden ist.
- Negative Strompreise am Großhandelsmarkt bedeuten andererseits, dass Verbraucher keinen zusätzlichen Strom abnehmen wollen oder können, obwohl ihnen für die zusätzliche Abnahme am Großhandelsmarkt eine Zahlung gewährt würde.

Mögliche Ursachen für ein solches Verhalten von Betreibern von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern sind zahlreich:

- Bei Betreibern von Erzeugungsanlagen können mögliche Ursachen sowohl technische Inflexibilität der Erzeugungsanlage oder zusätzliche Kosten bei flexibler Betriebsweise, wie An- und Abfahrkosten, Verpflichtungen bzw. zusätzliche Erlöse durch eine Bereitstellung von Systemdienstleistungen oder die Notwendigkeit der Deckung eines Wärmebedarfs im Falle von KWK-Anlagen sein. Ebenfalls können direkte oder indirekte Förderzahlungen für die erzeugte Energie dazu führen, dass Anlagen auch bei einem negativen Strompreis am Großhandelsmarkt weiterhin Strom erzeugen. Hierzu zählen z. B. die Förderung der Stromerzeugung aus KWK- und EEG-Anlagen, vermiedene Netznutzungsentgelte für dezentrale Erzeugungsanlagen oder eine direkte oder indirekte Privilegierung von Eigenerzeugung bzw. Eigenverbrauch.
- Bei Verbrauchern sind zunächst zwei zentrale Ursachen für eine mangelnde Reaktion auf Preissignale des Großhandelsmarktes verantwortlich:

³ Vgl. r2b (2014) AP 3 Leitstudie Strommarkt, r2b / consentec (2010) Voraussetzungen einer optimalen Integration Erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem.

- Aufgrund einer fehlenden Leistungsmessung kann ein Teil der Verbraucher nicht auf Basis der stündlichen Großhandelspreise am Strommarkt abgerechnet werden.
- Ein weiterer Teil der Verbraucher verfügt über Strombezugsverträge mit Lieferanten, bei denen keine Kopplung an den (stündlichen) Strompreis am Großhandelsmarkt gegeben ist.

In beiden Fällen fehlen monetäre Anreize für die Verbraucher ihren Strombezug auf Basis der (stündlichen) Strompreise am Großhandelsmarkt anzupassen. Zusätzlich können technische Restriktionen beim Verbrauch eine (kurzfristige) Anpassung des Strombezugs verhindern. Aber auch bei Verbrauchern, bei denen im Rahmen von vertraglichen Regelungen eine Kopplung an den Strompreis am Großhandelsmarkt vorgesehen ist oder die ihren Strom direkt an diesem Markt beschaffen und bei denen keine technischen Restriktionen bei einer (kurzfristigen) Anpassung des Strombezugs gegeben sind, können sich Einschränkungen bei der Reaktion auf Preissignale des Großhandelsmarktes ergeben:

- Neben den Strombeschaffungskosten am Großhandelsmarkt bezahlen Verbraucher für ihren Strombezug Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern. Diese sind zum großen Teil abhängig von der Strombezugsmenge und unabhängig vom Zeitpunkt des Strombezugs. D. h. selbst in Situationen mit negativen Strompreisen am Großhandelsmarkt und bei einer direkten Kopplung der Strombezugskosten an den Großhandelspreis fallen bei den Verbrauchern Kosten für einen zusätzlichen Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung an.
- Zusätzlich hängt bei leistungsgemessenen Verbrauchern die zu zahlende Höhe des Netzentgeltes in der Regel von ihrer jeweiligen individuellen Bezugsspitze ab. Bei einer Erhöhung des Bezugs bei geringen oder negativen Strompreisen am Großhandelsmarkt kann sich ggf. eine höhere Bezugsspitze ergeben, die im Endeffekt zu einer Erhöhung der gesamten Strombezugskosten führen würde.
- Bei Netzentgelten, Umlagen, Abgaben und Steuern sind bei Erfüllung von bestimmten Anforderungen Befreiungen oder reduzierte Zahlungen vorgesehen. Die Anforderungen sind zum Teil so ausgestaltet, dass ein Verbrauchsverhalten in Abhängigkeit des Strompreises am Großhandelsmarkt dazu führen kann, dass die Anforderungen für eine Befreiung oder reduzierte Zahlung nicht mehr erfüllt werden und somit auch diesbezüglich im Endeffekt eine Erhöhung der gesamten Strombezugskosten resultieren würde.
- Wie bei Betreibern von Erzeugungsanlagen kann die direkte oder indirekte Privilegierung der Eigenerzeugung bzw. des Eigenverbrauchs dazu führen, dass Strompreissignale des Großhandelsmarktes nicht oder nur verzerrt bei den Verbrauchern ankommen.

Wie die vorherigen Beispiele von Ursachen für mangelnde Reaktionen der Betreiber von Erzeugungsanlagen und der Verbraucher auf Strompreissignale am Großhandelsmarkt sowie Markteintrittsbarrieren für neue Anbieter an den Regelleistungsmärkten zeigen, ist eine Identifikation von Hemmnissen und Fehlanreizen erforderlich. Darauf aufbauende Anpassungen entspre-

chender Regelungen des Marktdesigns und der regulatorischen Rahmenbedingungen sind von erheblicher Bedeutung für die notwendige Flexibilisierung eines Elektrizitätsversorgungssystems mit zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien. Dieses gilt sowohl für die Erschließung entsprechender Flexibilitätspotenziale als auch für die Nutzung der bereits erschlossenen bzw. vorhandenen Potenziale.

Vor diesem Hintergrund hat uns das Umweltbundesamt beauftragt, aufbauend auf einer Analyse zu den zukünftigen Anforderungen an das Stromversorgungssystem sowie aktuell vorhandener technischer Inflexibilitäten und Flexibilisierungsoptionen, zunächst die Eignung von Wettbewerbsmärkten zur adäquaten Erschließung von Flexibilisierungsoptionen darzustellen und anschließend Hemmnisse und Fehlanreize im aktuellen Marktdesign und den regulatorischen Rahmenbedingungen des Stromversorgungssystems zu identifizieren sowie mögliche Anpassungsoptionen inklusive potenzieller Auswirkungen zu analysieren.

1.2 Aufgabenstellung und Aufbau der Studie

1.2.1 Aufgabenstellung

Aktuell wird auch vor dem zuvor skizzierten Hintergrund intensiv über die Ausgestaltung des Strommarktes (sog. Marktdesign) diskutiert. Im Fokus dieser Diskussion steht die Frage, ob das aktuelle Marktdesign eines sog. ‚energy only‘-Marktes ausreichend Anreize für Investitionen in konventionelle Erzeugungsanlagen und sog. Flexibilitätsoptionen setzt, damit Verbraucher bzw. deren Lieferanten in Situationen mit hoher Nachfrage und geringer EE-Erzeugung auf den ‚day ahead‘- und ‚intraday‘-Märkten Strom beschaffen können, um ihren Verbrauch decken bzw. eingegangene Lieferverpflichtungen erfüllen zu können. Als Alternative wird die Einführung sog. Kapazitätsmechanismen diskutiert, bei denen bereits die Vorhaltung von (gesicherter) Leistung über die Schaffung von zusätzlichen Märkten explizit vergütet wird.

Unterschiedliche Studien⁴ zeigen, dass sowohl ein weiterentwickelter EOM 2.0 als auch die aktuellen Vorschläge für unterschiedliche Kapazitätsmärkte – der zentrale, umfassende Kapazitätsmarkt, der fokussierte Kapazitätsmarkt und der dezentrale Kapazitätsmarkt – grundsätzlich ausreichend Anreize für Investitionen in konventionelle Erzeugungsanlagen und sog. Flexibilitätsoptionen setzen können, um eine sichere Versorgung der Verbraucher gewährleisten zu können. Der weiterentwickelte EOM 2.0 gewährleistet die Refinanzierung von Investitionen über ein sog. ‚peak load pricing‘. In Situationen mit hoher Nachfrage und geringer EE-Erzeugung ergeben sich Preisspitzen am Großhandelsmarkt. Lieferanten und Verbraucher sichern sich gegen diese Preisspitzen entweder über eine individuelle Leistungsvorsorge oder durch eine Flexibilisierung ihres Verbrauchs ab. Bei Kapazitätsmärkten – insbesondere bei zentralen Ansätzen – schafft der Staat hingegen über Ausschreibungen mit Kapazitätzahlungen für erfolgreiche Anbieter bereits im Voraus Anreize für Betreiber bzw. Investoren von Erzeugungsleistung, so dass auch in diesen Situationen ausreichend Angebot auf dem Großhandelsmarkt für Strom zu erwarten ist, um die Nachfrage zu decken.

⁴ Für einen Überblick zur aktuellen Diskussion vgl. z. B. Energy-Trans (2015), r2b (2014), Frontier Economics / Consentec / FORMAET (2014), Frontier Economics / Consentec (2014).

Die jeweiligen Marktdesignoptionen haben spezifische Vor- und Nachteile sowie Auswirkungen auf Anreize für Betreiber von Erzeugungsanlagen und Verbraucher, z. B. hinsichtlich einer Flexibilisierung der Erzeugung und einer Flexibilisierung des Bezugsverhaltens von Verbrauchern. Hemmnisse und Fehlanreize innerhalb des Regulierungsdesigns hinsichtlich der Nutzung bzw. Erschließung von Flexibilitätsoptionen werden in dieser Diskussion allerdings nur am Rande adressiert.

Neben der Ausgestaltung des Strommarktes unter Berücksichtigung der erforderlichen Marktregeln, d. h. des sog. Strommarktdesigns, ist daher eine Analyse der Eignung und ggf. Anpassung weiterer regulatorischer Rahmenbedingungen des Stromversorgungssystems eine zentrale Herausforderung, um den weiteren Umbau des Elektrizitätsversorgungssystems auf erneuerbare Energien effektiv und effizient zu ermöglichen.

Im Rahmen dieser Studie sollen daher folgende Fragen adressiert und so weit möglich umfassend beantwortet werden:

- Mit welchen Anforderungen hinsichtlich notwendiger Flexibilität ist bei welchen Anteilen Erneuerbaren Energien im nationalen Kontext und bei Berücksichtigung von Ausgleichseffekten im europäischen Stromverbund zu rechnen?
- Welche potenziellen technischen Inflexibilitäten sind im Elektrizitätsversorgungssystem gegeben und welche technischen Optionen sind zum Abbau der Inflexibilitäten vorhanden?
- In wie weit ist das Strommarktdesign auf Basis eines EOM im Grundsatz in der Lage Flexibilitätsoptionen in einem adäquaten Umfang effizient zu erschließen?
- Welche Hemmnisse und Fehlanreize im aktuellen Regulierungsdesign sind gegeben, die eine Nutzung von vorhandenen Flexibilitäten verhindern, die Erschließung zusätzlicher Flexibilitäten behindern oder zu zusätzlichen Inflexibilitäten führen?
- Welche Möglichkeiten für Anpassungen gibt es und mit welchen Auswirkungen sind die unterschiedlichen Anpassungsoptionen verbunden?

1.2.2 Aufbau der Studie⁵

In Orientierung an die zuvor dargestellten Fragen, ist die Studie wie folgt aufgebaut:

⁵ Im Rahmen der Bearbeitung unterschiedlicher Projekte zum zukünftigen Stromversorgungssystem für das Umweltbundesamt und das Bundeswirtschaftsministerium haben sich umfangreiche Synergieeffekte ergeben. Dies betrifft insbesondere folgende Studien: AP 3 der Leitstudie Strommarkt, Leitstudie Strommarkt 2015 und Kraftwerkspark 2030, vgl. r2b (2014), Connect Energy Economics et al (2015). Somit wurden einerseits Ergebnisse der Analysen in diesem Projekt bereits im Rahmen der zuvor genannten Projekte eingebracht und veröffentlicht. Andererseits wurden Ergebnisse der Analysen in den anderen zuvor genannten Projekten, die zum Teil auf gemeinsame Arbeiten mit Consentec GmbH, Connect Energy Economics GmbH und Fraunhofer ISI basieren, auch im Rahmen dieser Studie berücksichtigt.

Im folgenden **zweiten Kapitel** werden wir die Anforderungen an das zukünftige Stromversorgungssystem, die sich insbesondere aus dem Ausbau der Erneuerbaren Energien ergeben, aus nationaler Perspektive untersuchen. Insbesondere werden wir analysieren, welche Anforderungen sich an das zukünftige Stromversorgungssystem bei Erreichung der avisierten Ausbauziele für EE ergeben. Hierzu werden wir einen Transformationspfad bis 2030 auf Basis der Ziele der Bundesregierung ableiten und die Anforderungen an das Stromversorgungssystem analysieren.

Im **dritten Kapitel** werden wir Ursachen für technische Inflexibilität innerhalb des Stromversorgungssystems in ausgewählten Bereichen untersuchen, unterschiedliche Flexibilisierungsoptionen aufzeigen und deren jeweilige Eignung diskutieren. In diesem Zusammenhang werden wir jeweils eine Einschätzung vornehmen, welche Flexibilitätsoptionen im Zeitverlauf voraussichtlich welche Relevanz erlangen können und in wie weit sie als Lösungsoptionen für die zukünftigen Anforderungen des Stromversorgungssystem geeignet erscheinen.

Im **vierten Kapitel** werden wir die Eignung wettbewerblicher Strommärkte als Instrument zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems untersuchen. Hierzu werden wir zunächst die Funktionsweise und Wirkungsmechanismen von Strommärkten sowie Anreize für Marktteilnehmer aufzeigen. Darauf aufbauend stellen wir dar, welchen Beitrag wettbewerbliche Strommärkte zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems leisten können.

Im **fünften Kapitel** werden wir Hemmnisse und Fehlanreize des Strommarktdesigns und der regulatorischen Rahmenbedingungen für die Flexibilisierung des Stromversorgungssystems identifizieren und für ausgewählte Bereiche mögliche Anpassungsoptionen aufzeigen sowie ggf. konkrete Empfehlungen für Anpassungen geben.

Neben Ausführungen zur Wirkung der Förderung von Stromerzeugungsanlagen legen wir den Fokus auf folgende Aspekte des Regulierungsdesigns:

- Ausgestaltung der Systematik von Netzentgelten
- Ausgestaltung von Anspruchsvoraussetzungen für die Befreiung von Netzentgelten bzw. die Gewährung reduzierter Netzentgelte
- Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen für die Regelleistungsmärkte
- Ausgestaltung des Preis- und Abrechnungssystems für die Ausgleichsenergie.

Im **sechsten Kapitel** ziehen wir ein Fazit, in dem wir die wesentlichen Ergebnisse in einen gemeinsamen Kontext setzen und die zentralen Schlussfolgerungen ableiten.

2 Anforderungen an das zukünftige Stromversorgungssystem

In diesem Kapitel stellen wir zunächst allgemeine Anforderungen an das Stromversorgungssystem dar. Hierbei erläutern wir auf der einen Seite Besonderheiten des Stromversorgungssystem und des Strommarktes sowie spezifische Charakteristika auf Seiten der Stromnachfrage und des Stromangebots. Auf der anderen Seite beschreiben wir notwendige Rahmenbedingungen, die für ein Stromversorgungssystem mit einem wettbewerblich organisierten Strommarkt durch den Staat vorzugeben sind. In einem zweiten Abschnitt gehen wir auf die avisierten Ziele der deutschen (und europäischen) Energie- und Klimaschutzpolitik ein, die von Relevanz für die zukünftige Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystem in Deutschland (und Europa) sind. Darauf aufbauend beschreiben wir die bei einem Umbau des Stromversorgungssystem auf EE zu erwartenden Veränderungen der Anforderungen an das Stromversorgungssystem in Deutschland. Dabei geben wir einerseits einen allgemeinen Überblick. Andererseits stellen wir die Ergebnisse einer detaillierten Analyse der zukünftig zu erwartenden Strukturen und Eigenschaften der sog. residualen Last in Deutschland bei einer nationalen Betrachtung dar⁶. Zusätzlich skizzieren wir, welche Auswirkungen die Veränderungen auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen haben werden. Abschließend ziehen wir ein Zwischenfazit.

2.1 Allgemeine Anforderungen an das Stromversorgungssystem

2.1.1 Voraussetzungen und Herausforderungen für eine sichere Stromversorgung der Verbraucher

Unabhängig vom Ausbau der erneuerbaren Energien müssen aufgrund spezifischer Besonderheiten des Gutes Strom, der Eigenschaften der Stromnachfrage und der Eigenschaften des Stromverbrauchs gewisse Voraussetzungen erfüllt sein, um die Funktionsfähigkeit eines wettbewerblichen Strommarktes zu ermöglichen und eine sichere Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten.

Die Versorgung der Verbraucher mit Strom (elektrischer Energie) ist netzgebunden und diese ist nicht (direkt) speicherbar. Dieses erfordert auf der einen Seite eine ausreichend dimensionierte Netzinfrastruktur für den Transport und die Verteilung des Stroms von den Erzeugungsanlagen zu den Verbrauchern. Auf der anderen Seite ist für einen sicheren Betrieb des Netzes insbesondere zu gewährleisten, dass Erzeugung (Einspeisungen ins Netz) und Verbrauch (Entnahmen aus dem Netz) zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sind und ausreichend Blindleistung verfügbar ist.

Die Höhe des Stromverbrauchs ist bei vielen Verbrauchern bzw. Verbrauchsanwendungen in erheblichem Umfang von der Jahreszeit, dem Wochentag und der Uhrzeit abhängig. So ergeben

⁶ Im europäischen Stromverbund kann auf Basis der residualen Last in Deutschland nur eine erste Indikation für die zukünftigen Anforderungen an das Stromversorgungssystem gegeben werden. Ausgleichseffekte auf der Angebots- und Nachfrageseite des Stromversorgungssystem im Kontext des europäischen Stromverbundes unter Berücksichtigung von Restriktionen hinsichtlich der verfügbaren Netzinfrastruktur sind bei einer Analyse der zukünftigen Anforderungen in adäquater Weise zu berücksichtigen. Hierauf gehen wir ausführlich in Kapitel 3 bei der Analyse von überregionalen Ausgleichseffekten und der europäischen Netzinfrastruktur ein.

sich im Aggregat typische saisonale, wöchentliche und tägliche Verbrauchszyklen. Dabei unterliegt der Stromverbrauch allerdings stochastischen Einflüssen, wobei Ausgleichs- und Gleichzeitigkeitseffekte zwischen unterschiedlichen Verbrauchern bzw. Verbrauchsanwendungen zu berücksichtigen sind. Dieses gilt sowohl in der kurzen als auch in der mittleren und längeren Frist. Kurzfristig hängt der Stromverbrauch u. a. von meteorologischen Bedingungen (z. B. Außentemperaturen, Bewölkung) ab, die auch in der kurzen Frist nur mit Unsicherheiten prognostizierbar sind. Mittel- und längerfristig können Konjunkturzyklen, eine Veränderung der Bedeutung von Industriezweigen oder auch technologische Entwicklungen bei Verbrauchsanwendungen zu vorübergehenden oder auch strukturellen Veränderungen der Höhe und Struktur des Stromverbrauchs führen, die nur mit erheblichen Unsicherheiten vorhersehbar sind. Zugleich sind kurzfristige Reaktionen auf stündliche Preisschwankungen bei zahlreichen Verbrauchern erst bei hohen Preisvolatilitäten gegeben, was auch als geringe Preiselastizität der Nachfrage (in der kurzen Frist) bezeichnet wird. Des Weiteren ist bei einem nicht unerheblichen Teil der Verbraucher aufgrund einer fehlenden Leistungsmessung überhaupt nicht mit Reaktionen auf Preisschwankungen am Großhandelsmarkt zu rechnen. Diesen Verbrauchern kann nicht der jeweils aktuelle Strompreis am Großhandelsmarkt (zzgl. Netzentgelten, Umlagen, Abgaben und Steuern) in Rechnung gestellt werden, weil keine ausreichenden Informationen zum Strombezug beim jeweiligen Strompreis am Großhandelsmarkt als Abrechnungsgrundlage verfügbar sind. Die zuvor genannten Eigenschaften der Stromnachfrage führen in der Tendenz zu erheblichen Schwankungen der Last und einer teilweisen Inflexibilität auf der Nachfrageseite

Auch auf Seiten des Stromangebots sind einige charakteristische Eigenschaften gegeben, die tendenziell ebenfalls zu einer teilweisen Inflexibilität im Stromversorgungssystem führen. Bei bestehenden Erzeugungsanlagen, insbesondere bei konventionellen Kraftwerken, führen technische Restriktionen, wie An- und Abfahrzeiten, technische Mindestleistungen oder maximale Laständerungsgeschwindigkeiten, zu Beschränkungen der Anpassungsmöglichkeiten und -geschwindigkeiten sowie zu erforderlichen Vorlaufzeiten bei der Anpassung der Stromerzeugung. Zugleich sind bei vielen Erzeugungsanlagen, wie insbesondere Windenergieanlagen, PV-Anlagen und Wasserkraftwerken, die momentanen (maximalen) Erzeugungsmöglichkeiten von meteorologischen Bedingungen abhängig. Bei einer Anpassung des Angebots über Neubau und Stilllegungen von Erzeugungsanlagen sind ebenfalls zeitliche und wirtschaftliche Restriktionen gegeben. Eine Realisierung von Kraftwerksneubauten ist aufgrund von Planungszeiten, aufwendigen Genehmigungsverfahren und Bauzeiten mit erheblichen Vorlaufzeiten von einem bis mehreren Jahren verbunden. Zugleich ist die Kapitalintensität, d. h. der Anteil der Investitionskosten an den Vollkosten der Stromerzeugung, bei Erzeugungsanlagen hoch und die technische Lebensdauer von Erzeugungsanlagen liegt bei mehreren Jahrzehnten. Investitionskosten von errichteten Anlagen sind dabei weitgehend als sog. ‚sunk costs‘ anzusehen. Auch bei Erzeugungsanlagen ist eine gewisse Stochastik bei der Erzeugung (in der kurzen Frist) gegeben. So ergeben sich Abweichungen zwischen geplanter und tatsächlicher Erzeugung in der kurzen Frist durch ungeplante Ausfälle von Erzeugungsanlagen sowie Prognosefehler der Erzeugung bei dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien.

2.1.2 Notwendige Rahmenbedingungen für eine sichere Versorgung der Verbraucher

Um die Voraussetzungen für eine sichere Stromversorgung der Verbraucher zu erfüllen, muss der Staat für die Akteure des Stromversorgungssystems adäquate rechtliche Regelungen zum Strommarktdesign und regulatorische Rahmenbedingungen setzen.

Mit der Liberalisierung des Stromversorgungssystems in Deutschland und weiten Teilen Europas vor mittlerweile mehr als zehn Jahren wurden neue Rahmenbedingungen für die Stromversorgung geschaffen. Die Stromerzeugung, der Stromhandel und der Stromvertrieb, die seitdem marktlich organisiert sind, wurden von den Bereichen Stromtransport und Stromverteilung (Netze), die weiterhin reguliert sind, getrennt. Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie die Vorhaltung und der Abruf von Regelleistung, der Bezug von Blindleistung und die Vorhaltung von Kapazitäten zum Redispatch im Falle von Netzengpässen, sind ebenfalls regulierte Bereiche, wobei z. B. im Fall der Vorhaltung und des Abrufes von Regelleistung eine marktlich organisierte Beschaffung erfolgt.

Die Gewährleistung der unterschiedlichen Voraussetzungen für eine sichere Stromversorgung der Verbraucher liegt somit heutzutage in der Verantwortung unterschiedlicher Akteure und der Staat bzw. ein Regulator setzt die regulatorischen Rahmenbedingungen, die die (Markt-)Akteure verpflichten, ihren jeweiligen Verantwortungen gerecht zu werden:

- Die Netzbetreiber (Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber) sind verpflichtet eine ausreichend dimensionierte Netzinfrastruktur bereitzustellen und für alle Marktakteure einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu ermöglichen. Die Kosten für den Netzbetrieb und Kosten für die Aufrechterhaltung bzw. für den notwendigen Ausbau der Netzinfrastruktur werden im Rahmen einer Anreizregulierung über die von den Verbrauchern zu zahlenden Netzentgelte refinanziert.
- Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in ihrer Rolle als Regelzonenverantwortliche sind verpflichtet, Systemdienstleistungen für einen sicheren Betrieb des Netzes bzw. des Stromversorgungssystems in ausreichendem Umfang zu beschaffen. Die Beschaffung erfolgt teilweise mittels wettbewerblich organisierter Ausschreibungen, wie im Falle von Regelleistung. In anderen Bereichen erfolgt die Beschaffung auf Basis von bilateralen Verträgen zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren, insbesondere Betreibern von Erzeugungsanlagen, bzw. auf Grundlage von Verpflichtungen von Marktakteuren. Bei der Beschaffung entstehende Kosten werden über die von den Verbrauchern zu zahlenden Netzentgelte refinanziert oder wie im Fall der Kosten für den Abruf von Regelleistung (verursachungsorientiert) auf die Marktakteure umgelegt.
- Stromverbraucher sind verpflichtet ihren geplanten Strombezug entweder direkt am Großhandelsmarkt zu beschaffen oder den geplanten Strombezug über einen Strombezugsvertrag mit einem Lieferanten abzusichern. Im Falle des Abschlusses eines Strombezugsvertrags zwischen Verbraucher und Lieferant geht die Verantwortlichkeit für die ausreichende Beschaffung von Strom auf den Lieferanten über. Die Kontrolle einer ausreichenden Beschaffung zur Deckung des geplanten Strombezugs erfolgt über das sog. Bilanzkreissystem. Im Rahmen dieses Systems sind Verbraucher bzw. deren Lieferanten verpflichtet bis spätestens 14:30 Uhr des Vortages beim zuständigen Regelzonen-

verantwortlichen (ÜNB) einen Fahrplan für den Folgetag im 15-Minutenraster abzugeben. Bei diesem Fahrplan muss gewährleistet sein, dass geplante Stromabnahmemengen des Verbrauchers bzw. der von einem Lieferanten versorgten Verbraucher den beschafften Strommengen in jeder Viertelstunde entsprechen. Ausschließlich Abweichungen zwischen geplanten und tatsächlichen Stromabnahme- oder Strombreitstellungsmengen aufgrund von ungeplanten bzw. nicht vorhersehbaren Änderungen sind zulässig und werden über das sog. Ausgleichsenergiesystem abgerechnet. Der physikalische Ausgleich dieser Abweichungen sowie der Ausgleich von Abweichungen innerhalb einer Fahrplanperiode erfolgt im Saldo für die gesamte Regelzone (bzw. den Netzregelverbund) durch den Abruf der vorgehaltenen Regelleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber.

- Betreiber von Stromerzeugungsanlagen sind verpflichtet ihre am Großhandelsmarkt oder im Rahmen von bilateralen Verträgen eingegangenen Lieferverpflichtungen einzuhalten und abzusichern. Die Kontrolle erfolgt ebenfalls im Rahmen des Bilanzkreissystems. Im Rahmen dieses Systems sind auch Betreiber von Erzeugungsanlagen verpflichtet, bis spätestens 14:30 Uhr des Vortages beim zuständigen Regelzonenverantwortlichen einen Fahrplan für den Folgetag im 15-Minutenraster abzugeben. Abweichungen zwischen geplanten und tatsächlichen Stromerzeugungsmengen aufgrund von ungeplanten kurzfristigen Kraftwerksausfällen oder Prognosefehlern bei dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen werden ebenfalls über das sog. Ausgleichsenergiesystem abgerechnet.⁷ Der physikalische Ausgleich erfolgt auch hier im Saldo für die gesamte Regelzone (bzw. den Netzregelverbund) durch den Abruf von vorgehaltener Regelleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber.

Eine ausreichend dimensionierte Netzinfrastruktur für den Transport und die Verteilung des Stroms von den Erzeugungsanlagen zu den Verbrauchern, wie auch die ausreichende Vorhaltung von Systemdienstleistungen für einen sicheren Betrieb des Netzes bzw. Versorgungssystems, liegt somit in Deutschland in der Verantwortung der ÜNB bzw. der Verteilnetzbetreiber.

In der Verantwortung der Verbraucher und Erzeuger liegt es hingegen, jederzeit eine ausgeglichene Leistungsbilanz im 15-Minuten-Fahrplanraster (Bilanzkreis) zwischen geplanten Einspeisungen ins Netz und geplanten Entnahmen aus dem Netz auf Grundlage von Prognosen des Verbrauchs und Prognosen der Erzeugung zu gewährleisten. Abweichungen von den angemeldeten Fahrplänen sind nur für nicht prognostizierbare Abweichungen (d.h. kurzfristige Kraftwerksausfälle sowie unvermeidbarer Prognosefehler von Last und erneuerbaren Energien) zulässig. Diese werden über die Vorhaltung und den Abruf von Regelleistung ausgeglichen.

Die Vorgaben des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem sind somit zentrale Marktregeln für den Strommarkt, um die Funktionsfähigkeit des Strommarktes und eine sichere Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten:

⁷ Ein Bilanzkreisverantwortlicher bzw. -teilnehmer, der den Einsatz von Regelenergie beispielsweise aufgrund des Ausfalls eines Kraftwerksblock verursacht, muss gemäß Standardbilanzkreisvertrag spätestens 60 Minuten nach dem Auftreten der Störung selbst für den Ausgleich seiner Leistungsbilanz sorgen. Dies kann er beispielsweise über weitere eigene Kraftwerke, entsprechende Verträge mit anderen Kraftwerksbetreibern, den „intraday-Handel“ oder OTC-Geschäfte gewährleisten.

- Einerseits sollen sie sicherstellen, dass Verbraucher und Erzeuger keine Anreize haben, ihre in bilateralen Vereinbarungen eingegangenen Verpflichtungen zu verletzen. Zugleich sollen sie Anreize setzen, ungeplante Abweichungen der geplanten / prognostizierten Erzeugung und tatsächlicher Erzeugung sowie des geplanten / prognostizierten Verbrauchs und des tatsächlichen Verbrauchs gering zu halten.
- Andererseits sollen sie sicherstellen, dass Marktteilnehmer ihre vertraglichen Lieferverpflichtungen kurz-, mittel- und langfristig absichern, um auch in möglichen Situationen mit einem Überhang des geplanten Verbrauchs gegenüber der verfügbaren Erzeugungsleistung am Strommarkt ausreichend Kapazität bzw. Flexibilität beim Verbrauch verfügbar zu haben. Hierdurch wird sichergestellt, dass ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden kann.

Dem Staat kommt in diesem Bereich die Aufgabe zu, geeignete Marktregeln zu setzen, damit die Marktteilnehmer ihrer individuellen Verantwortung gerecht werden (können). D. h. die Vorgaben des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems müssen adäquat ausgestaltet werden. Insbesondere muss das Bilanzkreissystem wirksam kontrollieren, ob Marktteilnehmer ihren Verpflichtungen nachkommen. Das Ausgleichsenergiesystem muss hingegen insbesondere wirksame Sanktionen festlegen bzw. Anreize setzen, damit Marktteilnehmer ihren Verpflichtungen tatsächlich nachkommen.

2.2 Entwicklung des zukünftigen Stromerzeugungssystems – Avisierte Ziele

Die Entwicklung des Stromerzeugungssystems in Deutschland und Europa basiert seit der Liberalisierung grundsätzlich auf Entscheidungen von privaten Investoren und Betreibern von Erzeugungsanlagen sowie auf Entscheidungen der Verbraucher. Die nationale und europäische Energie- und Klimaschutzpolitik hat aber in der Vergangenheit, durch die Setzung von regulatorischen Rahmenbedingungen mit flankierenden Instrumenten, wie z. B. dem europäischen CO₂-Zertifikatehandelssystem, auf Basis von politischen Zielen in diesen Bereichen einen erheblichen Einfluss auf diese Entscheidungen und somit auf die Entwicklung des Stromversorgungssystems gehabt und wird diesen auch in Zukunft haben.

Mit dem Energiekonzept aus dem Jahre 2010 und dem Beschluss zur schrittweisen Stilllegung der Kernkraftwerke aus dem Jahre 2011 wurden in zahlreichen Bereichen langfristige quantitative Ziele der deutschen Energie- und Klimaschutzpolitik formuliert. Diese Ziele wurden im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung weitgehend übernommen und ergänzt bzw. konkretisiert.

Sektor übergreifend werden Reduktionen des Primärenergieverbrauchs und der nationalen Treibhausgasemissionen in erheblichem Umfang angestrebt. Zugleich werden eine Erhöhung der Energieproduktivität und eine Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch angestrebt. Im Einzelnen sind diese Ziele:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % und bis 2050 um mindestens 80 % (ggü. 1990),

- Senkung des Primärenergieverbrauchs um mindestens 20 % bis 2020 und 50 % bis 2050 (ggü. 2008) sowie
- Steigerung der Energieproduktivität um durchschnittlich 2,1 % p. a.⁸

Ein Umbau des Stromerzeugungssystems muss dabei einen erheblichen Beitrag leisten, wenn die zuvor dargestellten sektor übergreifenden Ziele erreicht werden sollen. Im Jahr 2012 betrug der Anteil der Stromerzeugung am gesamten Primärenergieverbrauch rund 37,6 % und der Anteil der Stromerzeugung an den gesamten CO₂-Emissionen rund 38,1 %.⁹

Daneben existieren weitere politische Ziele für den Umbau des Stromversorgungssystems die insbesondere dazu dienen, die avisierte Reduktion der (nationalen) CO₂-Emissionen – trotz der notwendigen Substitution der wegfallenden CO₂-freien Stromerzeugung aus Kernkraftwerken – zu erreichen. Hierzu zählen die sukzessive Umstellung des Stromerzeugungssystems auf hohe Anteile EE, der Ausbau der KWK-Erzeugung und die Reduktion des Stromverbrauchs. So soll bis zum Jahr 2020 ein KWK-Anteil¹⁰ von 25 % erreicht werden und eine Reduktion des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 und um 25 % bis 2050 (ggü. 2008) erfolgen. Mit der Novelle des EEG im Jahr 2014 wird eine stärkere Orientierung der Förderung auf EE-Technologien mit geringen Förderkosten sowie eine Einhaltung von Zielmengen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien angestrebt. Im Jahr 2025 soll der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch innerhalb eines Zielkorridors von 40 bis 45 % und bis zum Jahr 2035 innerhalb eines Zielkorridors von 55 bis 60 % liegen. Bis 2050 soll der Anteil mindestens 80 % betragen. Um diese Ziele zu erreichen wird ein Zubau von Windenergie Onshore und PV in Höhe von jeweils 2.500 MW pro Jahr bis zum Jahr 2025 avisiert. Bei Windenergie Offshore soll bis zum Jahr 2020 eine installierte Leistung von 6.500 MW und bis zum Jahr 2030 eine installierte Leistung von 15.000 MW erreicht werden.

2.3 Veränderung der Anforderungen an das Stromversorgungssystem

Mit dem Energiekonzept aus dem Jahr 2010 und dem Gesetzespaket zu einer beschleunigten Energiewende nach der Katastrophe von Fukushima im Jahr 2011 hat die Bundesregierung eine langfristige energiepolitische Strategie für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vorgelegt. Ein Fokus ist die Transformation des Stromerzeugungssystems auf hohe Anteile erneuerbarer Energien. Mit einem stetig wachsenden Anteil erneuerbarer Energien verändern sich allerdings auch die Anforderungen an das gesamte Stromversorgungssystem. So müssen sich zukünftig auch die Betreiber von konventionellen Stromerzeugungsanlagen, die Verbraucher, Betreiber von Energiespeichern sowie die Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber auf die veränderten Rahmenbedingungen bei zunehmenden Anteilen

⁸ Vgl. Bundesregierung (2010).

⁹ Vgl. UBA (2014); AGE (2014).

¹⁰ Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung [Bundesregierung (2013)] ist ein KWK-Anteil bis 2020 von 25 % vereinbart worden. Allerdings ist nicht genannt, worauf sich die 25 % genau beziehen. Im Eckpunktepapier Strommarkt des BMWi, vgl. BMWi (2015a), konstatierte das BMWi, dass der Bezug zur gesamten Stromerzeugung angesichts des Ausbaus erneuerbarer Energien nicht sinnvoll sei. Deshalb soll das KWK-Ziel im Rahmen der anstehenden KWK-Novelle in Bezug zur Stromerzeugung aus thermischen Erzeugungsanlagen gesetzt werden.

dargebotsabhängig und fluktuierend einspeisender EE (FEE) anpassen. Zentral für die Gewährleistung einer umweltschonenden, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung sind die Anforderungen, die sich aus zunehmenden Anteilen der Einspeisung aus FEE ergeben. Daher liegt der Fokus der Analysen zu der Veränderung der Anforderungen an das Stromversorgungssystem auf einer Analyse der zukünftigen Entwicklung der residualen Last, also der im Stromversorgungssystem zu deckenden Nachfrage abzüglich der volatilen Einspeisung aus FEE. Diese wird im folgenden Abschnitt detailliert im Kontext einer nationalen Betrachtung untersucht.¹¹

Neben den Anforderungen an das ‚übrige Stromerzeugungssystem‘ zur Deckung der residualen Last werden sich auch veränderte Anforderungen in weiteren Bereichen, wie der Verteil- und Übertragungsnetze für Strom und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, ergeben.

Einerseits wird eine Ertüchtigung und Verstärkung des Stromübertragungsnetzes erforderlich sein, um den Transport großer Strommengen von den Erzeugungszentren, wie z. B. den Wind On- und Offshore Schwerpunkten in Norddeutschland, in die Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland zu gewährleisten. Andererseits werden sich die Anforderungen an das Übertragungsnetz aufgrund zunehmender Stromtransite innerhalb des gestärkten europäischen Binnenmarktes für Strom erhöhen. Auch auf Ebene der Verteilnetze werden sich die Anforderungen aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien und weiterer dezentraler Erzeugungsanlagen, wie z. B. BHKWs, die zumeist an die Verteilnetze der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen werden¹², verändern bzw. erhöhen. In Zeiten hoher Einspeisung aus FEE müssen zunehmende Strommengen durch das Verteilnetz aufgenommen und zum Abtransport in die überlagerten Netzebenen ins Übertragungsnetz hochgespeist werden. Somit besteht sowohl im Bereich des Übertragungsnetzes als auch im Bereich des Verteilnetzes ein erheblicher Ausbau-, Umbau- und Innovationsbedarf, um insbesondere Überlastungen der Netzbetriebsmittel zu vermeiden.¹³ Eine detaillierte Analyse der sich zukünftig verändernden Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilnetze steht nicht im Fokus der Analysen zu der Veränderung der Anforderungen an das Stromversorgungssystem dieses Gutachtens.

Auch im Bereich der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie Regelleistung, Blindleistung, Kurzschlussleistung und Momentanreserve, werden sich bei einem zunehmend durch FEE geprägten Stromversorgungssystem veränderte Anforderungen ergeben. Insbesondere in Situationen mit einer hohen Einspeisung aus FEE, in denen nur wenig konventionelle Erzeugungsanlagen am Netz sind, muss gewährleistet sein, dass die für den sicheren Netzbetrieb erforderlichen Systemdienstleistungen alternativ bereitgestellt werden können. Eine detaillierte Analyse, wie eine solche alternative Bereitstellung der Systemdienstleistung im Rahmen der Transformation des Stromversorgungssystems gewährleistet werden kann, steht ebenfalls nicht im Fokus der Analysen zu der Veränderung der Anforderungen an das Stromversorgungssystem dieses Gutachtens, wird aber aufgrund der Relevanz in anderen Bereichen, wie z. B.

¹¹ Die aus einer nationalen Betrachtung resultierenden Anforderungen, sind aufgrund der Einbindung in das europäische Verbundsystem nur eingeschränkt gültig. Für eine Analyse der Ausgleichseffekte bei der Last und den FEE mit den elektrischen Nachbarn Deutschlands, vgl. Abschnitt 3.1

¹² Etwa 90 % der Anlagenleistung der EE ist an Verteilnetze angeschlossen. Vgl. hierzu z. B. E-Bridge / IAEW / Offis (2014).

¹³ Die Gesamtinvestitionen in die Verteilnetze bis 2032 belaufen sich gemäß E-Bridge / IAEW / Offis (2014) je nach Szenario auf 23 bis 49 Mrd. €.

Hemmnissen der aktuellen Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens der Regelleistungsmärkte¹⁴, in Abschnitt 2.3.2. kurz betrachtet.

2.3.1 Entwicklung der residualen Last in Deutschland

Neben vielen weiteren Einflussfaktoren, wie dem Ausbau der deutschen Übertragungs- und Verteilnetze oder den Kuppelleitungen in einem gemeinsamen EU-Binnenmarkt, werden die zukünftigen Anforderungen an das Stromversorgungssystem wesentlich durch die Entwicklung der residualen Last, also die Entwicklung der Last abzüglich der Einspeisung aus dargebotsabhängigen und fluktuierend einspeisenden EE (FEE), determiniert. Als FEE-Anlagen berücksichtigen wir im Rahmen der folgenden Analysen Windenergieanlagen On- und Offshore, PV-Anlagen sowie Laufwasserkraftwerke.¹⁵ Um die Anforderungen an das zukünftige Stromversorgungssystem anhand der Entwicklung der residualen Last identifizieren zu können, ist eine Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit der Last und der FEE-Einspeisung erforderlich. Im Folgenden beschreiben wir zunächst die Rahmenannahmen, die Datengrundlage und die Methodik bei der Ermittlung der residualen Last für die Projektionsjahre 2015, 2020 und 2030. Darauf aufbauend stellen wir die Ergebnisse der auf dieser Grundlage durchgeführten Analysen zur Entwicklung der residualen Last dar, um auf Basis dieser Analysen Implikationen für die Anforderungen an das zukünftige Stromversorgungssystem abzuleiten. Obwohl die Entwicklung des Kraftwerksparks und weiterer Flexibilitätsoptionen nicht modelliert wurden, lassen sich die zukünftigen Anforderungen an diese auf Basis der Analyse der Entwicklung der residualen Last unter der Annahme des avisierten Ausbaufades robust ableiten.

2.3.1.1 Rahmenannahmen, Datengrundlage und Methodik

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Analysen zur Entwicklung der residualen Last basieren auf historischen Daten zur Last sowie zu den Dargebotsbedingungen für die Stromeinspeisung erneuerbarer Energien. Wir verwenden sechs sog. Basisjahre und drei sog. Projektionsjahre. Die Basisjahre stellen dabei die Wetterjahre (Windbedingungen, Globalstrahlung, Temperatur und Wasserführung der Flüsse) bzw. die Lastjahre 2007 bis 2012 dar. Die Projektionsjahre sind die Jahre 2015, 2020 und 2030, für die wir ein Szenario mit Annahmen zum jährlichen Stromverbrauch, zur installierten Leistung von Windenergie- und PV-Anlagen sowie zur installierten Leistung von Laufwasserkraftwerken entwickeln. Alle Auswertungen für die Projektionsjahre, die im Rahmen dieser Studie durchgeführt werden, basieren – sofern nicht explizit abweichend angeführt – auf den Durchschnittsdaten der sechs Basisjahre.

Rahmenannahmen

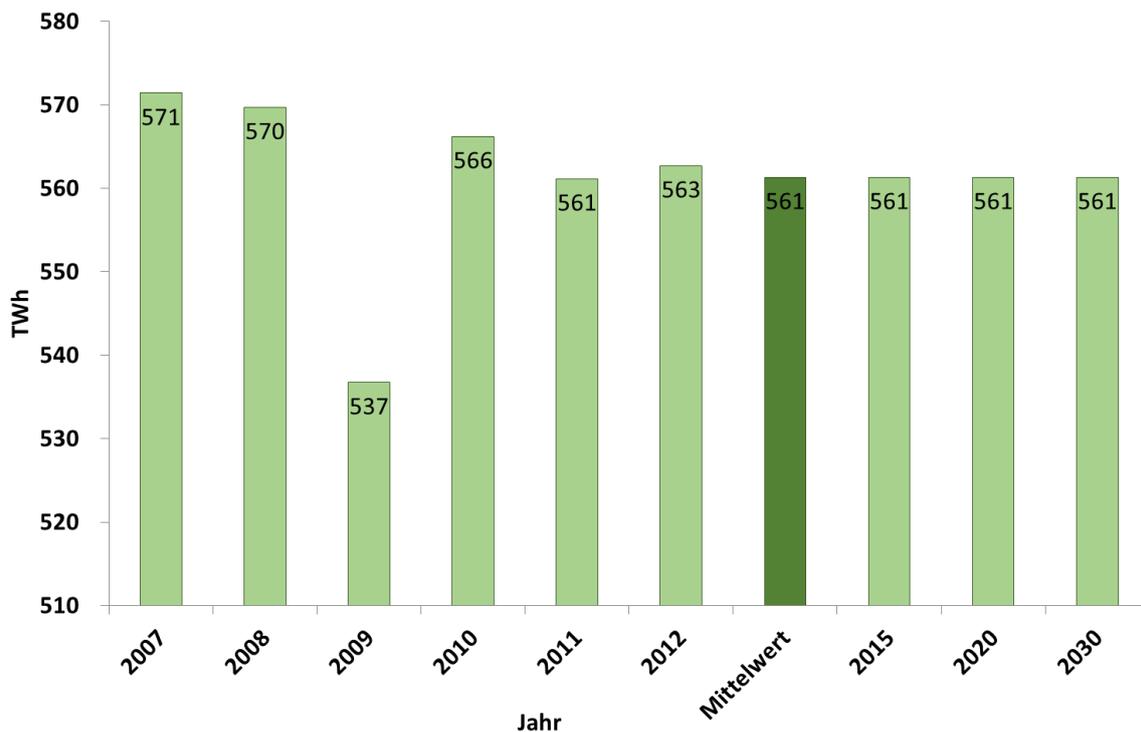
Die Entwicklung der **Last**, also des stündlichen Stromverbrauchs, basiert auf historischen Daten zur Last (Struktur) sowie auf Annahmen zur Entwicklung des jährlichen Stromverbrauchs. Der jährliche Stromverbrauch ist dabei abhängig von unterschiedlichen Einflussfaktoren, wie z. B. der konjunkturellen Lage oder den meteorologischen Bedingungen. In Abbildung 2-1 sind

¹⁴ Vgl. hierzu Abschnitt 5.4.

¹⁵ Der erneuerbare Energieträger Biomasse wird aufgrund der Steuerbarkeit im Rahmen der Residuallastanalyse nicht berücksichtigt, obgleich die Biomasse im Jahr 2014 bereits eine Bruttostromerzeugung von ca. 49 TWh und eine installierte Leistung von ca. 8,8 GW aufgewiesen hat. Vgl. BMWi (2015b).

einerseits die historische Entwicklung des jährlichen Stromverbrauchs und andererseits die unterstellte Entwicklung des durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchs in den Projektionsjahren dargestellt.

Abbildung 2-1: Entwicklung des Netto-Stromverbrauchs inkl. Netzverluste in den Basisjahren 2007 bis 2012 sowie den Projektionsjahren 2015, 2020 und 2030



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abgesehen vom Jahr 2009, in dem der Stromverbrauch (Netto-Stromverbrauch inklusive Netzverluste) bedingt durch die internationale Finanz- und Wirtschaftskrise deutlich zurückgegangen ist, lag der jährliche Netto-Stromverbrauch in Deutschland relativ konstant zwischen 560 und 570 TWh. Für die Zukunft unterstellen wir im Rahmen der Analysen einen konstanten jährlichen Stromverbrauch.¹⁶

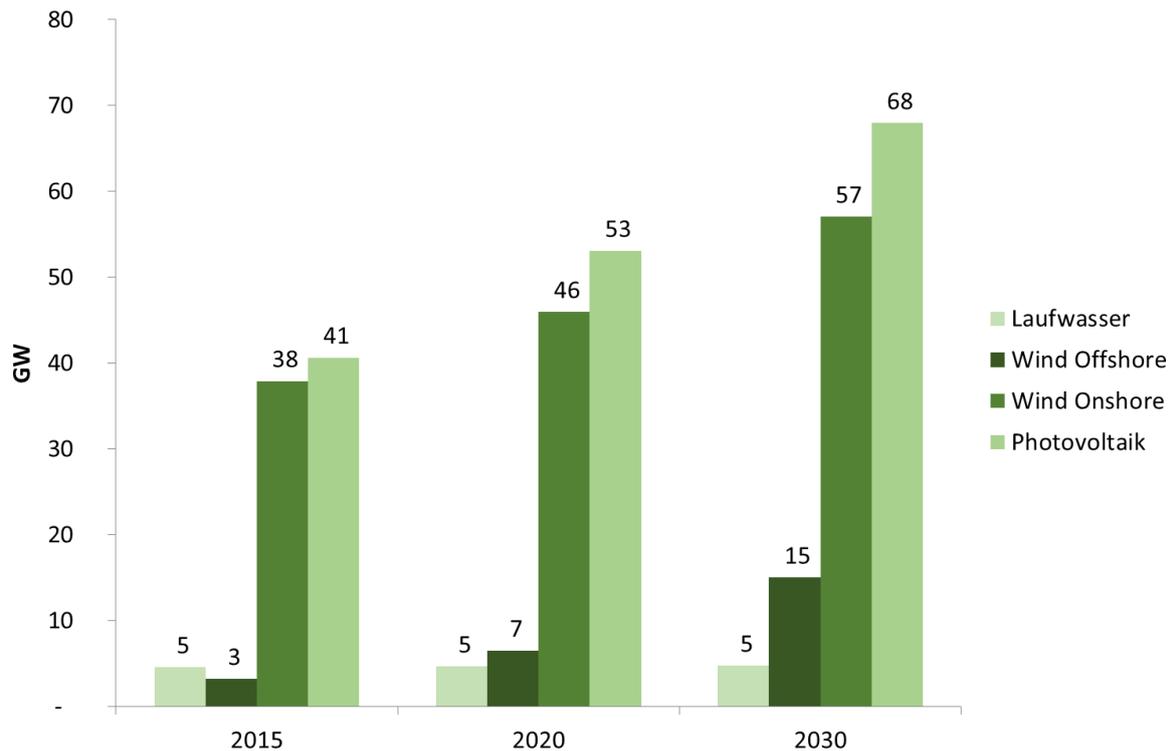
Die Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung der dargebotsabhängigen und fluktuierend einspeisenden **Erneuerbaren Energien** (FEE) – Windenergie On- und Offshore, PV und Laufwasser – orientieren sich an den Zielen der Bundesregierung zum weiteren Ausbau dieser EE-Technologien.¹⁷ Dabei werden altersbedingte Stilllegungen bestehender EE-Anlagen

¹⁶ Empirische Vorabanalysen haben gezeigt, dass man die Hypothese eines linearen Zusammenhangs des Netto-Stromverbrauchs und der Jahreshöchstlast mit sehr hoher statistischer Signifikanz nicht ablehnen kann. Deshalb haben wir diesen empirischen Zusammenhang auch für die Modellierung der zukünftigen Entwicklung der Last unterstellt.

¹⁷ Vgl. Abschnitt 2.2.

berücksichtigt, wobei wir für Windenergie On- und Offshore sowie Photovoltaik eine technische Lebensdauer von 20 Jahren unterstellt haben.¹⁸ Die angenommene Entwicklung der installierten Leistung der FEE in den Jahren 2015, 2020 und 2030 ist in Abbildung 2-2 dargestellt.

Abbildung 2-2: Entwicklung der installierten Leistung von Windenergie, PV und Laufwasser der Jahre 2015, 2020 und 2030



Quelle: Eigene Berechnungen.

Während wir für die installierte Leistung von Laufwasserkraftwerken in Deutschland eine nur geringfügige Zunahme von 2015 bis 2030 um 0,2 GW auf 4,7 GW unterstellen, gehen wir bei Windenergie- und PV-Anlagen von einem erheblichen Zubau im Betrachtungszeitraum aus. Die installierte Leistung von Windenergieanlagen On- und Offshore steigt bis zum Jahr 2020 auf ca. 53 GW und bis 2030 auf ca. 72 GW. Die installierte Leistung von PV-Anlagen steigt bis 2020 auf 53 GW und bis zum Jahr 2030 auf 68 GW.¹⁹

Datengrundlage und Methodik

Die Ableitung von zukünftig zu erwartenden residualen Lasten für Deutschland erfordert neben Annahmen zum jährlichen Stromverbrauch, zur installierten Leistung von Windenergieanlagen

¹⁸ Für Laufwasserkraftanlagen wurden keine Stilllegungen berücksichtigt.

¹⁹ Zu den Annahmen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien vgl. r2b (2014).

On- und Offshore, installierten Leistung von PV-Anlagen sowie installierten Leistung von Laufwasseranlagen für die Projektionsjahre weitere Annahmen:

- Für die Ableitung einer zeitlich hochaufgelösten Last für die Projektionsjahre sind neben dem jährlichen Stromverbrauch Annahmen zur (zukünftigen) Laststruktur erforderlich.
- Für die Ableitung von Erzeugungsganglinien der Windenergie On- und Offshore für die Projektionsjahre sind neben der installierten Leistung einerseits Annahmen zur regionalen Verteilung und der genutzten Anlagentechnologien (Leistungskennlinie, Nabenhöhe) sowie Annahmen zu Windgeschwindigkeiten in hoher zeitlicher und regionaler Auflösung erforderlich.
- Für die Ableitung von Erzeugungsganglinien für PV für die Projektionsjahre sind neben der installierten Leistung einerseits Annahmen zur regionalen Verteilung und der genutzten Anlagentechnologien (Wirkungsgrad, Performance-Ratio) sowie Annahmen zu Globalstrahlungen und Umgebungstemperatur in hoher zeitlicher und regionaler Auflösung erforderlich.
- Für die Ableitung der Erzeugungsganglinien der Laufwasserkraftwerke für die Projektionsjahre sind neben der installierten Leistung Annahmen zu den Volllaststunden (inklusive Variabilität) und der saisonalen Einspeisestruktur erforderlich.

Im Folgenden stellen wir die jeweiligen Datengrundlagen und die Methodik bei der Ableitung von stündlichen Ganglinien für die Last und die Erzeugung differenziert nach den vier EE-Technologien Windenergie On- und Offshore, PV und Laufwasser dar.

Die Ausgangsdaten für die Projektion der **Last** sind die von der ENTSO-E veröffentlichten historischen Verbrauchslasten („hourly load values“) der Jahre 2007 bis 2012 in stündlicher Auflösung. Bei diesen Lastdaten der ENTSO-E wird allerdings nicht der gesamte Stromverbrauch (Netto-Stromverbrauch inklusive Netzverluste) in Deutschland erfasst.²⁰ Im Durchschnitt der sechs Jahre 2007 bis 2012 liegt der durch die Daten der ENTSO-E erfasste Verbrauch bei etwa 482 TWh, während der Netto-Stromverbrauch inklusive Netzverluste im Durchschnitt über diese Jahre bei rund 560 TWh lag. Dieses entspricht einem Grad der Repräsentativität von etwa 86%, weshalb wir eine Skalierung der Lastzeitreihen vornehmen, damit das Integral über die skalierte Lastzeitreihe im Mittel der Jahre 2007 bis 2012 rund 560 TWh beträgt und somit dem Netto-Stromverbrauch inklusive Netzverluste im Mittel über die Jahre 2007 bis 2012 entspricht. Der Grad der Repräsentativität für die unterschiedlichen Lastjahre ist allerdings nicht identisch und liegt zwischen rund 83 % und rund 87 %. Daher haben wir sämtliche Lasten der Jahre mit einem für jedes Jahr unterschiedlichen Faktor, der dem Kehrwert des Grades der Repräsentativität des jeweiligen Jahres entspricht, multipliziert. Implizit unterstellen wir bei diesem Vorgehen, dass der nicht erfasste Verbrauch eine identische Struktur zum erfassten Verbrauch aufweist. Anschließend haben wir eine weitere Skalierung vorgenommen, um den an-

²⁰ Die ENTSO-E weist in den Kommentaren zu den stündlichen Lastdaten darauf hin, dass diese lediglich den öffentlichen Sektor beinhaltet. Eigenerzeugung der Industrie und Teile des Bahnstromverbrauchs sind nicht enthalten. Vgl. ENTSO-E (2014).

genommenen Netto-Stromverbrauch inklusive Netzverluste im jeweiligen Projektionsjahr 2015, 2020, 2030 im Durchschnitt über die unterschiedlichen historischen Lastjahre zu erreichen. Bei dieser Vorgehensweise bleiben sowohl unterschiedliche unterjährig Strukturen der Lastjahre als auch Unterschiede bei den jährlichen Stromverbräuchen der Lastjahre erhalten. Implizit unterstellen wir bei diesem Vorgehen, dass die Schwankungen des jährlichen Stromverbrauchs in den Jahren 2007 bis 2012 (im Wesentlichen) auf stochastische Einflüsse, wie konjunkturellen und meteorologischen Bedingungen, zurückzuführen sind. Zudem gehen wir implizit davon aus, dass sich keine grundlegenden Veränderungen der unterjährigen Laststruktur zwischen den betrachteten historischen Lastjahren und den Projektionsjahren ergeben werden. Zumindest für die letzten Jahre kann diese Annahme als approximativ gegeben unterstellt werden. So zeigen z. B. Analysen zum historischen Zusammenhang (Jahre 2006 bis 2013) zwischen jährlichem Stromverbrauch und Jahreshöchstlast sowie jährlichem Stromverbrauch und der geringsten Last im Jahr (Jahrestiefstlast), dass sich keine grundsätzlichen strukturellen Veränderungen in diesem Bereich ergeben haben.

Im Ergebnis liegen für die drei Projektionsjahre 2015, 2020 und 2030 jeweils sechs unterschiedliche Realisationen der stündlichen Last in Deutschland auf Basis der Lastjahre 2007 bis 2012 vor.

Die Ausgangsdaten für die Projektion der stündlichen Erzeugungsganglinien von **Windenergie On- und Offshore** sind einerseits geokodierte Anlagendaten und andererseits regional und zeitlich hochaufgelöste Daten zu den Windbedingungen in den Jahren 2007 bis 2012. Auf Basis einer WEA-Datenbank verfügen wir über Informationen zu Anlagentyp, Baujahr und Standort für nahezu alle Bestandsanlagen sowie zu in Bau und / oder Planung befindlichen Windparks an Land und auf See.²¹ Zugleich nutzen wir eine Datenbank mit stündlichen meteorologischen Wetterdaten (u. a. Windgeschwindigkeiten) für die Jahre 2007 bis 2012 basierend auf dem COSMO-EU-Modell des Deutschen Wetterdienstes (DWD).²² Jede Windenergieanlage der WEA-Datenbank kann über ein Geoinformationssystem (GIS) dem nächstgelegenen Gitterpunkt des COSMO-EU-Modells zugeordnet werden, so dass für jeden Gitterpunkt eine aktuell installierte Leistung von Windenergieanlagen und unter Berücksichtigung von Annahmen zu Stilllegungen, Ersatz- und Neuanlagen die installierte Leistung für die Projektionsjahre vorliegt. Die einzelnen Windenergieanlagen werden jeweils einer Technologiekategorie auf Basis der verfügbaren Informationen der WEA-Datenbank zu Nabenhöhe sowie relevanter Parameter für die Leistungskennlinie²³ zugeordnet. Bei Neu- und Ersatzanlagen werden neben der regionalen Verteilung der Anlagen die zu erwartenden Technologieentwicklungen und die Eignung der Anlagen für den jeweiligen Standort (u. a. Differenzierung nach sog. Schwachwind- und Starkwindanlagen) berücksichtigt.

²¹ Es sind u. a. Daten zu geokodiertem Standort, installierter Leistung, Nabenhöhe, Turbinentyp, Hersteller und Datum der Inbetriebnahme hinterlegt.

²² Das Modellgebiet des COSMO-EU umfasst nahezu ganz Europa inklusive der gesamten Ostsee, dem Mittelmeer und dem Schwarzen Meer sowie Nordafrika mit 665x657 Gitterpunkten bei einer Maschenweite von 0.0625° (~ 7 km). Unter anderem stehen Daten zu stündlichen Windgeschwindigkeiten und Temperaturen in verschiedenen Höhenlevels sowie zu Luftdruck, Rauigkeit und zur Globalstrahlung zur Verfügung.

²³ Eine Leistungskennlinie ist eine Abbildung, die zu jeder gegebenen Windgeschwindigkeit die Erzeugungsleistung der Windenergieanlage angibt.

Für jede Technologieklasse an jedem Gitterpunkt ist dann eine lokal typische stündliche Windgeschwindigkeit in der jeweiligen Nabenhöhe sowie die installierte Leistung im jeweiligen Projektionsjahr verfügbar. Auf dieser Basis lassen sich stündliche Erzeugungsganglinien für die den Gitterpunkten / Technologieklassen zugeordneten Windenergieanlagen simulieren und durch Aggregation über Gitterpunkte sowie Technologieklassen stündliche Erzeugungswerte der Windenergieanlagen differenziert nach On- und Offshore für die Projektionsjahre auf Basis unterschiedlicher Wetterjahre ableiten.

Im Ergebnis liegen für die drei Projektionsjahre 2015, 2020 und 2030 jeweils sechs unterschiedliche Realisationen der stündlichen Erzeugung der Windenergieanlagen On- und Offshore in Deutschland auf Basis der Wetterjahre 2007 bis 2012 vor.

Die Simulation der Erzeugungsganglinien von **PV** für die Projektionsjahre erfolgt in vergleichbarer Weise wie die Simulation der Erzeugungsganglinien von Windenergie On- und Offshore. Grundlagen bilden einerseits eine Datenbank mit Informationen zu Typ, Standort, installierter Leistung sowie technischen Eigenschaften (z. B. Wirkungsgrad, Performance-Ratio) von bestehenden PV-Anlagen. Zugleich nutzen wir wiederum eine Datenbank mit stündlichen meteorologischen Wetterdaten für die Jahre 2007 bis 2012 basierend auf dem COSMO-EU-Modell des Deutschen Wetterdienstes (DWD), die auch Daten zu stündlichen Umgebungstemperaturen und Globalstrahlungswerten in hoher regionaler Auflösung als relevante Parameter für die Ableitung von Erzeugungsganglinien von PV-Anlagen umfasst. Die installierten Leistungen der PV-Anlagen in den Projektionsjahren werden wiederum den einzelnen Gitterpunkten und unterschiedlichen Technologieklassen zugeordnet.

Für jede Technologieklasse an jedem Gitterpunkt sind Umgebungstemperaturen und Globalstrahlungswerte sowie die installierte Leistung im jeweiligen Projektionsjahr verfügbar. Auf dieser Basis lassen sich stündliche Erzeugungsganglinien für die den Gitterpunkten / Technologieklassen zugeordneten PV-Anlagen simulieren und durch Aggregation über Gitterpunkte sowie Technologieklassen stündliche Erzeugungswerte der PV-Anlagen für die Projektionsjahre auf Basis unterschiedlicher Wetterjahre ableiten.

Im Ergebnis liegen für die drei Projektionsjahre 2015, 2020 und 2030 jeweils sechs unterschiedliche Realisationen der stündlichen Erzeugung PV-Anlagen in Deutschland auf Basis der Wetterjahre 2007 bis 2012 vor.

Bei der Simulation der Erzeugungsganglinien für **Laufwasserkraftwerke** für die Projektionsjahre ist aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von öffentlichen Daten zu Standorten, installierten Leistungen, Leistungskennlinien und Wasserführung der Flüsse im Vergleich zur Methodik bei Windenergie und PV ein alternativer Ansatz auf Basis von aggregierten Daten erforderlich. Grundlage bilden hierbei einerseits die installierte Leistung und jährliche Erzeugung von Laufwasserkraftwerken in Deutschland im Aggregat für die Wasserjahre 2007 bis 2012. Andererseits verwenden wir Daten zur spezifischen Erzeugung von Laufwasserkraftwerken je installierter Leistung in Deutschland differenziert nach Monaten für die Wasserjahre 2007 bis 2012.

In einem ersten Schritt leiten wir auf Basis der Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung des Statistischen Bundesamtes²⁴ eine Erzeugungsganglinie von Laufwasserkraftwerken in den Jahren 2007 bis 2012 ab. Hierbei können wir auf monatliche Daten zur Erzeugung und Angaben zur installierten Leistung zurückgreifen, die eine Differenzierung der Erzeugung nach Kalendermonaten ermöglicht.

Die Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung berücksichtigen allerdings lediglich die Anlagen der Unternehmen, die dem Sektor Elektrizitätswirtschaft zugeordnet sind. Somit sind nicht alle Laufwasserkraftwerke in Deutschland berücksichtigt. Daher nutzen wir zusätzliche Angaben zu installierten Leistungen und jährlichen Erzeugungsmengen und greifen dabei auf die Statistik der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien (AGEE) zurück²⁵, um in einem zweiten Schritt historische Ganglinien für die die Erzeugung von Laufwasserkraftwerken in Deutschland abzuleiten.²⁶ Zu diesem Zweck skalieren wir die stündlichen Erzeugungsganglinien aus dem ersten Schritt mit einem einheitlichen Faktor, so dass das Integral über die neue Erzeugungsganglinie aller Stunden des jeweiligen Wasserjahres der gesamten jährlichen Erzeugung der Laufwasserkraftwerke in Deutschland des entsprechenden Jahres gemäß AGEE Statistik entspricht.

In einem dritten Schritt skalieren wir diese Ganglinien mit den jeweiligen Quotienten aus installierter Leistung des jeweiligen Projektionsjahres und installierter Leistung im jeweiligen historischen Jahr.

Im Ergebnis liegen für die drei Projektionsjahre 2015, 2020 und 2030 jeweils sechs unterschiedliche Realisationen der stündlichen Erzeugung der Laufwasserkraftwerke in Deutschland auf Basis der Wasserjahre 2007 bis 2012 vor.

Für die **residuale Last**, definiert als Last abzüglich der Erzeugung dargebotsabhängiger EE, lassen sich auf Basis der zuvor ermittelten Last- und Erzeugungsganglinien für jedes Projektionsjahr (2015, 2020, 2030), über die Subtraktion der Erzeugungsganglinien von der Last, stündliche Zeitreihen der Residuallast auf Basis der sechs Last- bzw. Wetter- / Wasserjahre (Basisjahre)ermitteln.²⁷

²⁴ Vgl. StaBuA (2007 – 2012), Reihe 066.

²⁵ Diese Angaben enthalten allerdings auch Erzeugung und installierte Leistung von Speicherkraftwerken und Pumpspeichern mit natürlichem Zufluss. Daher nehmen wir eine Bereinigung der entsprechenden Angaben auf Basis der Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung des Statistischen Bundesamtes vor. Implizit gehen wir dabei davon aus, dass Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in dieser Statistik im Gegensatz zu Laufwasserkraftwerken vollständig erfasst sind.

²⁶ Vgl. AGEE (2014).

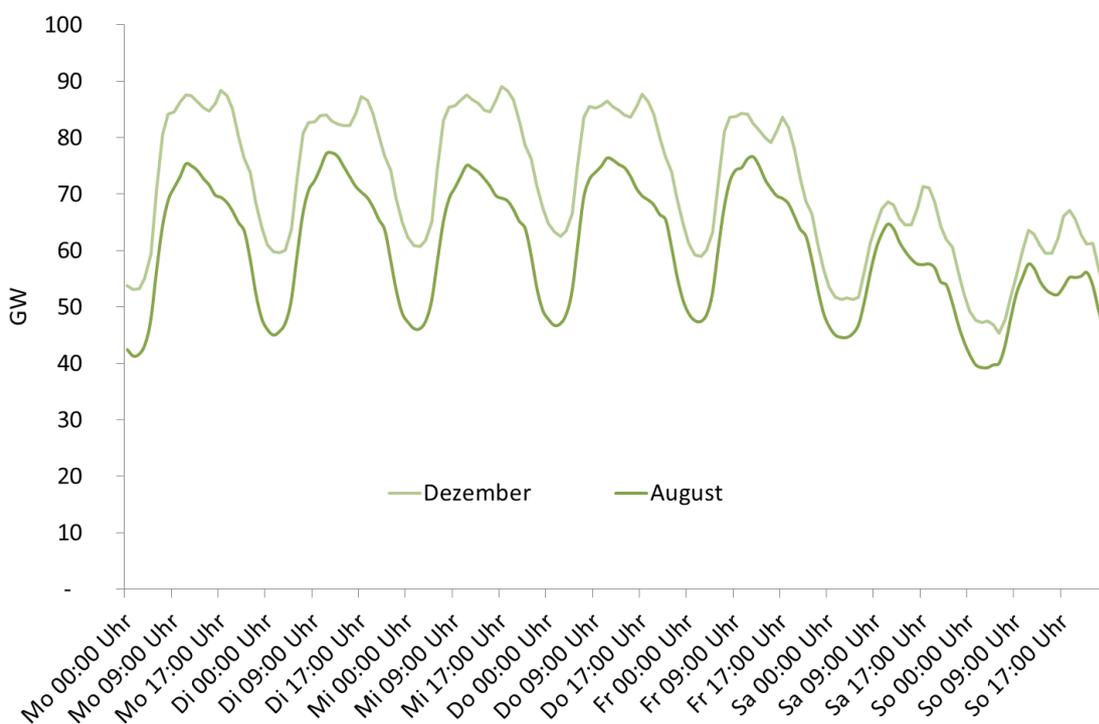
²⁷ Weil wir für alle Ganglinien einheitliche historische Jahre (2007 bis 2012) verwenden, werden bei diesen residualen Lasten implizit mögliche zeitliche Korrelationen der Last und der Erzeugung der dargebotsabhängigen EE adäquat abgebildet.

2.3.1.2 Ergebnisse

Last

In einem vermaschten Stromversorgungsnetz mit zahlreichen Verbrauchern ergeben sich Ausgleichseffekte zwischen individuellen Verbrauchsstrukturen. Diese Ausgleichseffekte führen dazu, dass sich bei Betrachtung der aggregierten Verbrauchlast charakteristische Zyklen des Verbrauchs ergeben. Diese charakteristischen Zyklen hängen im Wesentlichen von der Tageszeit, dem Wochentag und der Jahreszeiten ab. In Abbildung 2-3 ist die typische Laststruktur einer Winterwoche und einer Sommerwoche in Deutschland abgebildet.

Abbildung 2-3: Typische Zyklen der Last in Deutschland – Winterwoche & Sommerwoche



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis ENTSO-E

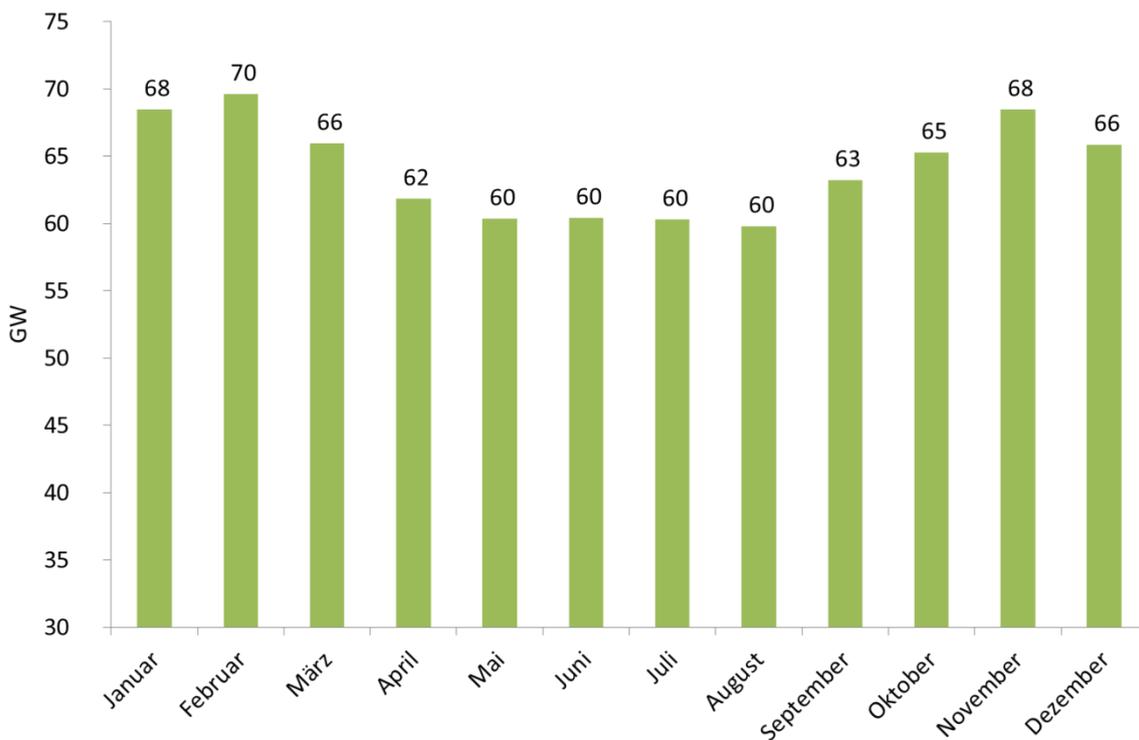
Bei Betrachtung der typischen wöchentlichen Laststrukturen einer Sommer- und einer Winterwoche sind folgende Charakteristiken erkennbar:

- Die Last ist abhängig von der Jahreszeit und im Winter im Durchschnitt höher als im Sommer.
- Die Last ist abhängig vom jeweiligen Wochentag und ist Montags bis Freitags im Durchschnitt höher als am Wochenende.

- Die Last ist tageszeitabhängig und ist tagsüber höher als in der Nacht. Dabei ist die tageszeitliche Struktur wiederum abhängig von der Jahreszeit. So ist z. B. zu erkennen, dass in der Winterwoche jeweils in den Abendstunden der Tage Montag bis Freitag ein Anstieg der Last zu verzeichnen ist. Neben einer Lastspitze am Mittag ergibt sich somit eine zweite Lastspitze in den frühen Abendstunden. Diese zweite Lastspitze im Laufe eines Tages tritt in der Sommerwoche in der Regel nicht auf.

Die Abhängigkeit der Last von der Jahreszeit spiegelt sich auch in der monatlichen durchschnittlichen Last wieder. In Abbildung 2-4 ist der Durchschnitt der monatlichen Last im Mittel über die Jahre 2007 bis 2012 dargestellt.

Abbildung 2-4: Durchschnittliche monatliche Last in Deutschland – Mittel über die Jahre 2007 bis 2012



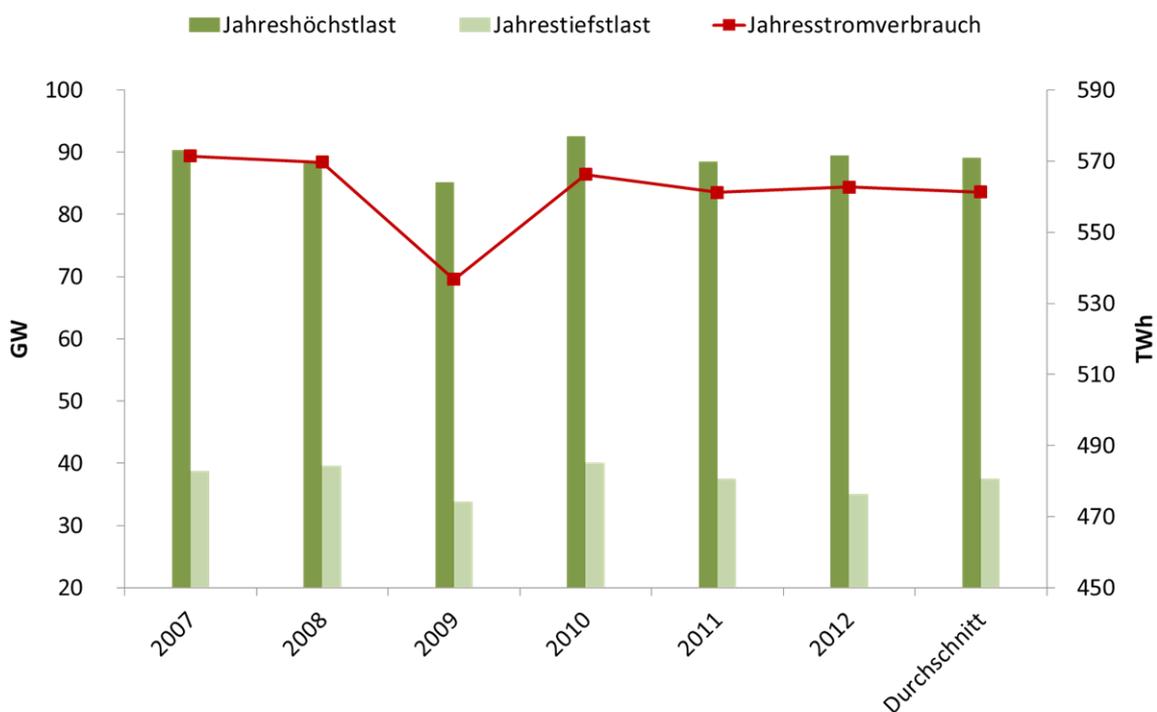
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis ENTSO-E

Die Schwankungen der durchschnittlichen monatlichen Last bzw. des Stromverbrauchs über die einzelnen Monate unterliegen in Deutschland einem Zyklus. Dieser Zyklus ergibt sich im Wesentlichen durch Unterschiede bei den Außentemperaturen und der Tageslängen und weist die folgenden Eigenschaften auf:

- Zwischen der Außentemperatur und dem Stromverbrauch besteht in der Tendenz eine negative Korrelation, d. h. der Stromverbrauch nimmt mit sinkenden Temperaturen zu.²⁸ Dies ist u. a. auf einen erhöhten Strombezug zu Heizzwecken zurückzuführen.
- Zwischen der Tageslänge und dem Stromverbrauch besteht ebenfalls eine negative Korrelation. Ursächlich dafür ist, dass mit abnehmender Tageslänge u. a. mehr Strom für Beleuchtungszwecke verbraucht wird.

Auch der jährliche Stromverbrauch in Deutschland variiert von Jahr zu Jahr. Während der monatliche Stromverbrauch charakteristische Zyklen aufweist, ist der jährliche Stromverbrauch jedoch abhängig von Einflussgrößen, die keine charakteristische Struktur aufweisen. Diese sind insbesondere die konjunkturelle Lage und Unterschiede bei den durchschnittlichen Außentemperaturen im jeweiligen Jahr.²⁹ In Abbildung 2-5 ist der jährliche Stromverbrauch für die Jahre 2007 bis 2012 sowie die korrespondierenden Jahreshöchst- und Jahrestiefstlasten dargestellt.

Abbildung 2-5: Jährlicher Stromverbrauch, Jahreshöchst- und Jahrestiefstlast in Deutschland - Jahre 2007 bis 2012



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis ENTSO-E

²⁸ Diese negative Korrelation besteht jedoch erst unterhalb einer Temperaturschwelle, ab der eine Beheizung von Räumlichkeiten erforderlich wird.

²⁹ Weitere mögliche Einflussgrößen sind Energieeffizienzmaßnahmen, eine veränderte Zusammensetzung der Verbraucher oder eine Verschiebung der Bedeutung unterschiedlicher Anwendungsbereiche.

Bei der Betrachtung der Entwicklung des Jahresstromverbrauchs sticht das Jahr 2009 heraus, in dem der mit ca. 537 TWh niedrigste Jahresstromverbrauch zu beobachten war. Dies ist im Wesentlichen auf den durch die Wirtschaftskrise bedingten Konjunkturunbruch ab dem vierten Quartal 2008 zurückzuführen.

In der Abbildung ist darüber hinaus zu erkennen, dass der Jahresstromverbrauch und die Jahreshöchstlast sowie die Jahrestiefstlast korreliert sind. So weisen Jahre mit einem vergleichsweise hohen Stromverbrauch auch eine vergleichsweise hohe Jahreshöchstlast auf. Die Jahreshöchstlast tritt in Deutschland in der Regel an einem der Werkstage – Montag bis Donnerstag –, in den ersten Wochen des Dezembers, in den frühen Abendstunden zwischen 17 und 19 Uhr auf.³⁰ Die Jahrestiefstlast hingegen tritt in der Regel entweder an einem Montag oder Sonntag Ende Mai / Anfang Juni (häufig an Pfingsten) oder an einem der Weihnachtsfeiertage in den frühen Morgenstunden zwischen 3 und 6 Uhr auf. Die durchschnittliche Jahreshöchstlast im Betrachtungszeitraum betrug ca. 89,1 GW und die maximale Jahreshöchstlast trat mit 92,6 GW im Jahr 2012 auf. Die durchschnittliche Jahrestiefstlast der Jahre 2007 bis 2012 betrug 37,5 GW und die Jahrestiefstlast trat mit 33,8 GW im Jahr 2009 auf.³¹

Ursächlich für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland ist eine Kombination aus mehreren Faktoren:

- Hoher Verbrauch bei privaten Haushalten durch den Betrieb von elektrischen Geräten (Waschmaschinen, Wäschetrocknern, Elektroherden, Fernsehgeräten, Computern, ...);
- Hoher Verbrauch für Beleuchtung sowohl im Bereich der privaten Haushalte und Gewerbe als auch für öffentliche Straßenbeleuchtung;
- Hoher Verbrauch für Raumwärme³² auf Basis elektrischer Beheizungssysteme (Nachspeicherheizungen, elektrische Wärmepumpen und Radiatoren);
- Zusätzlicher Verbrauch für Weihnachtsbeleuchtung im öffentlichen Raum (Fußgängerzonen, Weihnachtsmärkte,...) als auch bei privaten Haushalten und im Einzelhandel.

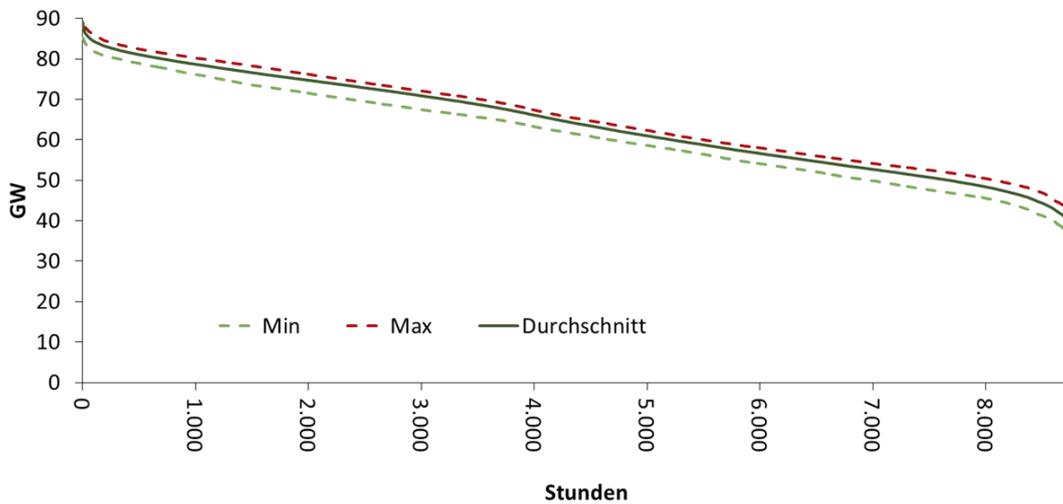
Durch eine absteigende Sortierung der stündlichen Last nach ihrer Höhe erhält man die sog. Lastdauerlinie. Die Lastdauerlinie für die durchschnittliche Last der Jahre 2007 bis 2012 sowie die Schwankungsbreite innerhalb des Betrachtungszeitraumes sind in Abbildung 2-6 dargestellt.

³⁰ Eine Ausnahme stellt das Jahr 2008 dar, in dem der Zeitpunkt der Jahreshöchstlast an einem Dienstag im Januar (15.01.2008 um 19 Uhr) lag. Es ist wahrscheinlich, dass dies auf die weltweite Finanzkrise zurückzuführen ist, weshalb die Konjunktur im vierten Quartal 2008 eingebrochen und damit einhergehend der Stromverbrauch zurückgegangen ist.

³¹ Die hier angegebenen Werte beziehen sich auf den Netto-Stromverbrauch inkl. Netzverlusten und hängen von Annahmen bei der Skalierung der Lastdaten der ENTSO-E auf den gesamten Netto-Stromverbrauch inkl. Netzverluste ab. Vgl. hierzu Abschnitt Datengrundlage und Methodik.

³² Beim Strombedarf für Raumwärme ist zu berücksichtigen, dass nur ein geringer Anteil unmittelbar zur Erhöhung der Last zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast führt. Nachspeicherheizungen und Wärmepumpen verlagern den Energiebezug in der Regel (vollständig) in Tageszeiten, in denen der sonstige Strombedarf gering ist.

Abbildung 2-6: Durchschnittliche Lastdauerlinie und Schwankungsbreite für die Jahre 2007 bis 2012



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis ENTSO-E

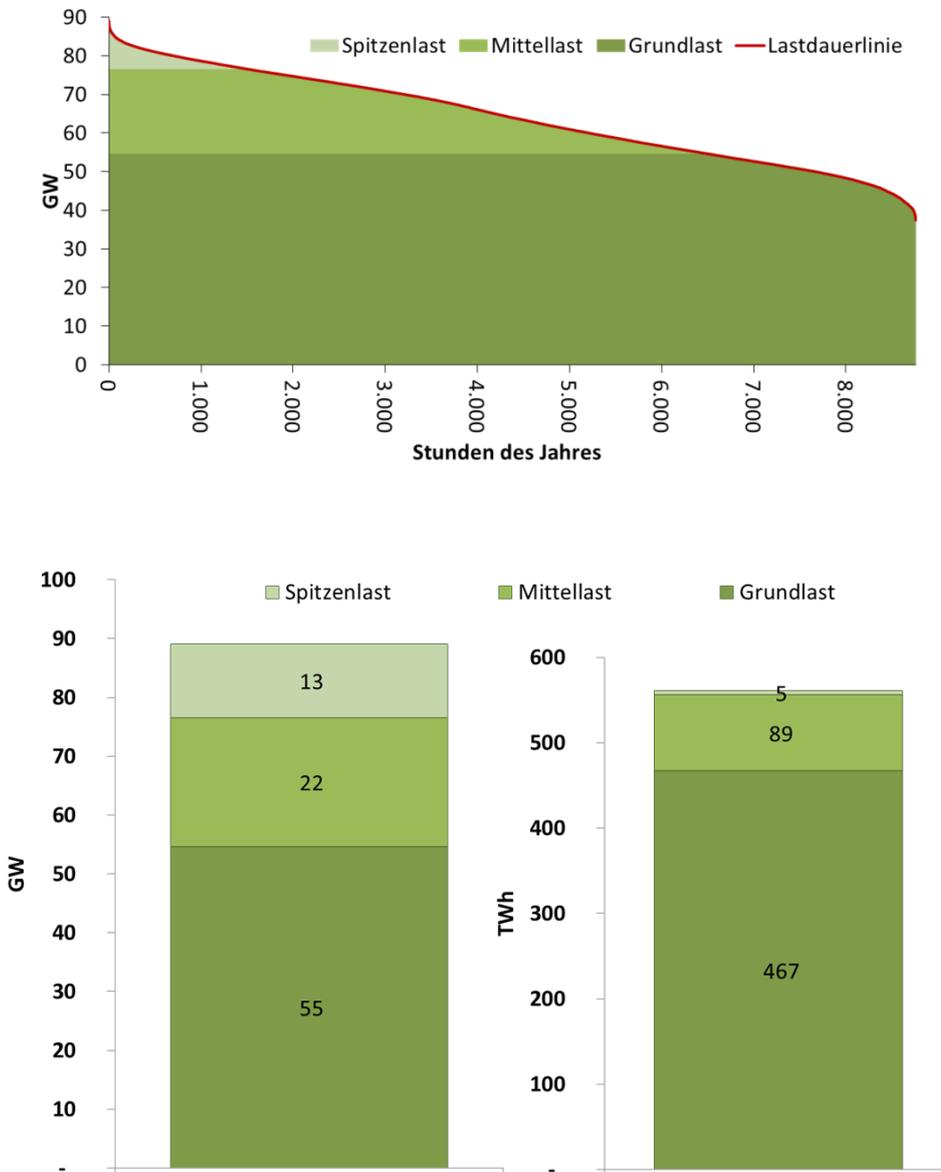
Abstrahiert man von Einspeisung aus FEE sowie Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Lastmanagement, Netzersatzanlagen und Ausgleichseffekten im europäischen Stromverbund, kann eine Auswertung der Lastdauerlinie eine Indikation für die Zusammensetzung der Last aus Grund-, Mittel- und Spitzenlast in einem Stromversorgungssystem liefern.

Die Definition von Grund-, Mittel- und Spitzenlast variiert in der Literatur. Im Rahmen dieser Analyse verwenden wir folgende Abgrenzung:

- Die Höhe der Grundlast ergibt sich aus der (maximalen) Last, die in mehr als 6.500 Stunden des Jahres vorhanden ist.
- Die Höhe der Mittellast ergibt sich aus der (maximalen) Last, die in mehr als 1.500 Stunden des Jahres vorhanden ist, abzüglich der Höhe der Grundlast.
- Die Höhe der Spitzenlast ergibt sich aus der maximalen Last abzgl. der Mittel- und Grundlast.

Unter Verwendung dieser Abgrenzung ist in Abbildung 2-7 eine Analyse der Lastdauerlinie (basierend auf den Durchschnittsdaten der Basisjahre 2007 bis 2012) zur Zusammensetzung aus Grund-, Mittel- und Spitzenlast im deutschen Stromversorgungssystem gegeben.

Abbildung 2-7: Lastdauerlinie, Leistung und Erzeugung – Grund-, Mittel- und Spitzenlast



Quelle: Eigene Berechnungen.

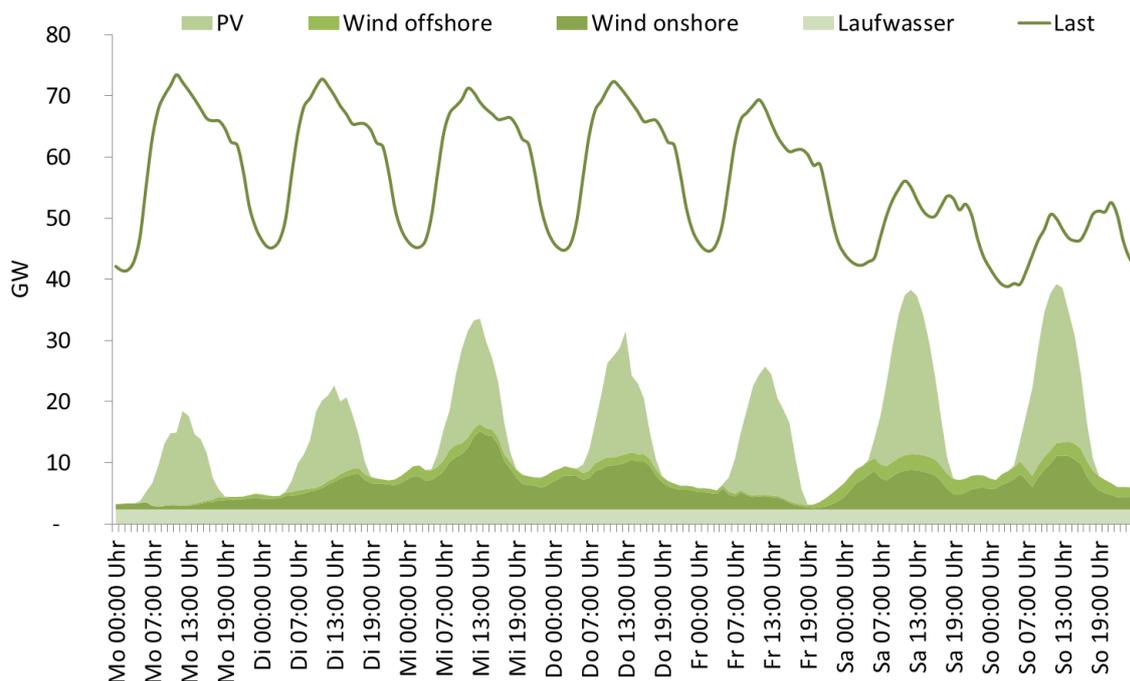
Die maximal auftretende Last beträgt ca. 90 GW und der Jahresstromverbrauch ca. 561 TWh. Bei Abstraktion von der Einspeisung aus FEE beträgt die Spitzenlast ca. 12,5 GW und umfasst eine Strommenge von ca. 5 TWh. Die Mittellast beträgt ca. 22 GW und umfasst eine Strommenge von ca. 89 TWh. Der größte Anteil der Last entfällt auf die Grundlast, deren Leistung ca. 54,5 GW beträgt und eine Strommenge von 467 TWh umfasst. Damit beträgt der Anteil an Grundlast ohne die Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien ca. 83 % des Jahresstromverbrauchs und der Anteil der Leistung in der Grundlast beträgt ca. 61 % der Jahreshöchstlast.

Einspeisung FEE und residuale Last

Die Anforderungen an das Stromversorgungssystem beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt werden bereits heute und zukünftig verstärkt nur noch teilweise durch die Struktur, Höhe und Entwicklung der Last bestimmt. Durch den Ausbau der FEE in den letzten Jahren und den avisierten weiteren Ausbau in den nächsten Jahren und Jahrzehnten werden sich die Anforderungen an die Struktur und Zusammensetzung des Stromerzeugungssystems, an die Nutzung von Flexibilitätsoptionen und an das Bezugsverhalten von Verbrauchern – bei einer nationalen Betrachtung – sukzessive verändern.³³ Eine Analyse der sich zukünftig verändernden Anforderungen an das Stromversorgungssystem, aufgrund des voranschreitenden Ausbaus der FEE, erfolgt auf Grundlage der Entwicklung der sog. residualen Last in Deutschland bis zum Jahr 2030.

Abbildung 2-8 zeigt exemplarisch die Einspeisung aus FEE in einer Augustwoche für das Jahr 2015 sowie die Last in den entsprechenden Stunden jeweils basierend auf dem Wetter- bzw. Lastjahr (Basisjahr) 2009.

Abbildung 2-8: Last und Einspeisung FEE einer Augustwoche in 2015 auf Basis des Wetterjahres 2009



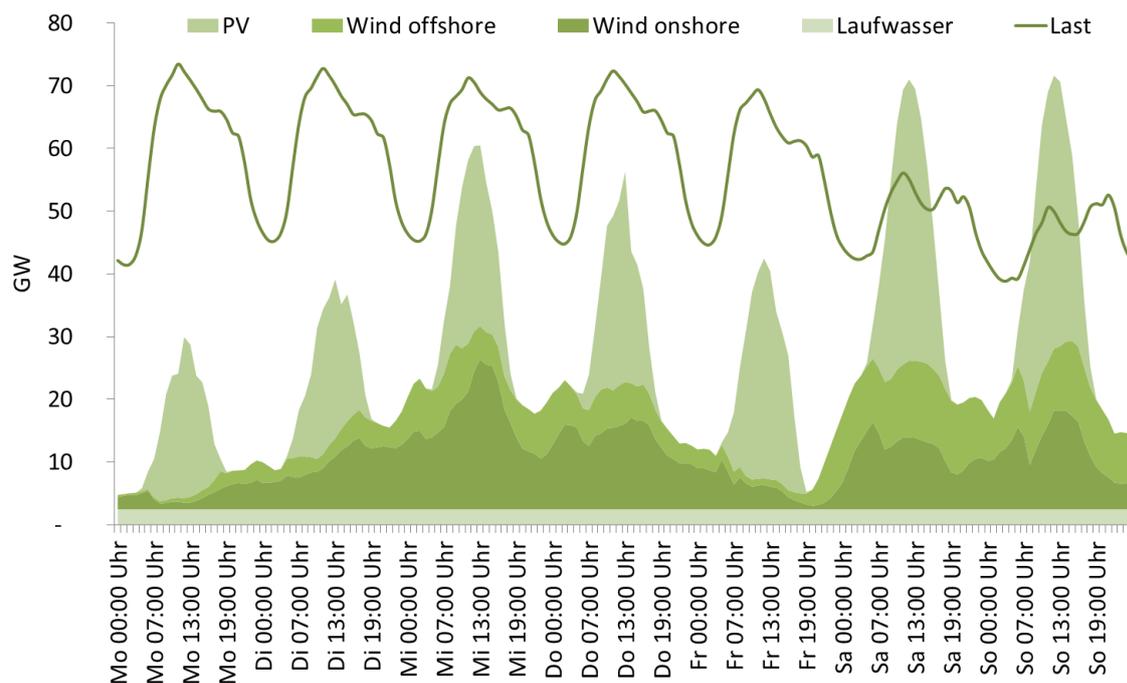
Quelle: Eigene Berechnungen.

³³ Die hier unter der Annahme ‚nationaler Autarkie‘ dargestellten Analysen und Ergebnisse besitzen aufgrund von Ausgleichseffekten im europäischen Stromverbund nur eine eingeschränkte Gültigkeit. Eine Analyse dieser Ausgleichseffekte zwischen Deutschland, seinen Nachbarländern und Italien erfolgt in Abschnitt 3.1.

In der abgebildeten Augustwoche in 2015 beträgt die sog. residuale Last zwischen 19 und 65 GW. Die dargebotsabhängige Einspeisung der FEE-Anlagen unterliegt erheblichen Schwankungen. Betrachtet man das gesamte Projektionsjahr 2015, beträgt die Einspeisung der FEE-Anlagen (Basisjahr 2009) in einigen Stunden weniger als 2 GW, während in anderen Stunden die Einspeisung von FEE-Anlagen fast 60 GW beträgt. Dabei ist aufgrund der Einspeisecharakteristik von PV-Anlagen zwar (im Sommer) eine gewisse positive Korrelation zwischen der Höhe der Last und der Einspeisung aus FEE-Anlagen gegeben, aber der Anteil der Last, die durch die Einspeisung von FEE-Anlagen gedeckt werden kann, schwankt im Tages- und Jahresverlauf erheblich.³⁴

Mit dem Ausbau der FEE werden im Zeitverlauf zunehmend Situationen auftreten, in denen die Einspeisung aus FEE die Last übersteigt und – bei nationaler Betrachtung – negative residuale Lasten auftreten. In Abbildung 2-9 sind die Einspeisung aus FEE und die Last in einer Augustwoche für das Jahr 2030 basierend auf dem Wetter- bzw. Lastjahr 2009 exemplarisch dargestellt.

Abbildung 2-9: Last und Einspeisung FEE einer Augustwoche in 2030 auf Basis des Wetterjahres 2009



Quelle: Eigene Berechnungen.

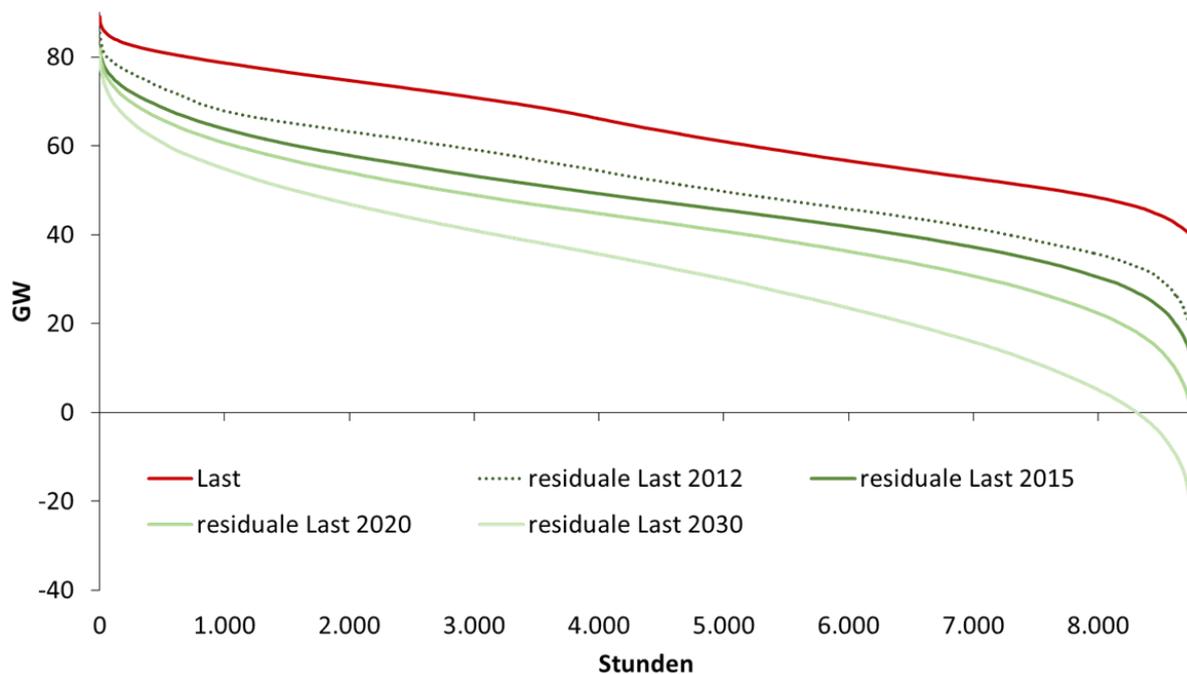
Mit dem Ausbau der FEE (insbesondere PV und Windenergie On- und Offshore) nimmt die absolute Volatilität der Einspeisung im Zeitverlauf weiter zu. Insbesondere in den Mittagsstunden

³⁴ So ist eine Einspeisung aus PV-Anlagen zum typischen Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland (zwischen 17 und 19 Uhr der Werkstage Montag bis Donnerstag im Winter) nicht gegeben.

im Sommer werden bei einer angenommenen installierten Leistung von knapp 68 GW_p PV und 72 GW Windenergie On- und Offshore zunehmend Situationen auftreten, in denen die Einspeisung aus FEE die Last übersteigt. Wie in Abbildung 2-9 zu erkennen ist, übersteigt die Einspeisung aus FEE die am Samstag und Sonntag der abgebildeten Augustwoche auftretenden Last beispielsweise um ca. 20 GW.

Für weitere Analysen ziehen wir die residuale Last für Deutschland heran. In Abbildung 2-10 ist die residuale Lastdauerlinie für die Jahre 2012, 2015, 2020 und 2030 und zum Vergleich die Lastdauerlinie dargestellt.

Abbildung 2-10: Lastdauerlinie und residuale Lastdauerlinie in 2012, 2015, 2020 und 2030



Quelle: Eigene Berechnungen.

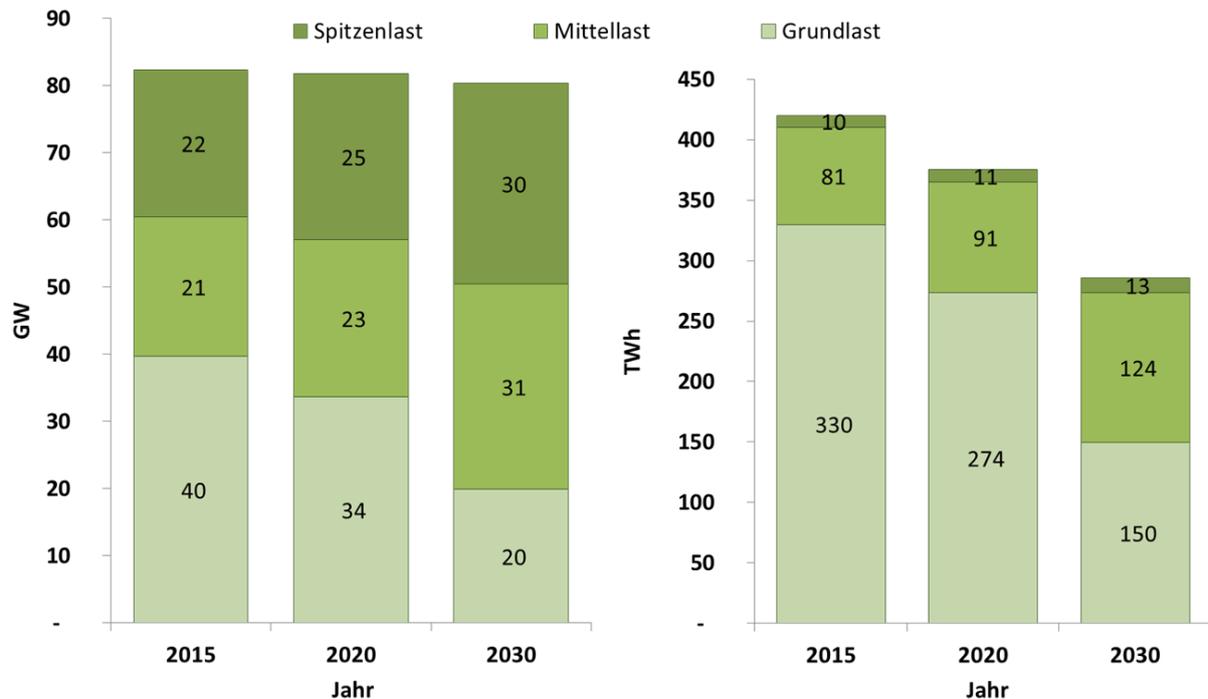
Die Einspeisung aus FFE beträgt im Jahr 2015 rund 141 TWh (ca. 25,1 % des Jahresstromverbrauchs). Danach steigt sie bis zum Jahr 2020 auf 186 TWh (33,1 %) und bis zum Jahr 2030 auf 279 TWh (49,7 %) weiter an.³⁵ Somit verringert sich einerseits die durch das übrige Stromerzeugungssystem zu deckende gesamte jährliche Nachfrage (Fläche unter den residualen Dauerlinien). Andererseits verändern sich auch die Anforderungen bei der Deckung der residualen Last. Die sich verändernden Anforderungen an das übrige Stromversorgungssystem lassen sich auf Basis der zukünftigen Entwicklung der residualen Last skizzieren.

So lässt sich auf Basis der residualen Lastdauerlinien wiederum die Zusammensetzung der Residuallast in Grund-, Mittel und Spitzenlast ableiten. Hierzu erfolgt analog zu der Auswertung

³⁵ Die Werte für 2020 und 2030 beinhalten Überschussstrommengen der Einspeisung aus FEE.

der Last eine Analyse des Anteils an Grund-, Mittel- und Spitzenlast.³⁶ In Abbildung 2-11 sind die entsprechende Leistungen sowie die korrespondierenden Strommengen abgebildet.

Abbildung 2-11: Zusammensetzung der Residuallast aus Grund-, Mittel und Spitzenlast für die Jahre 2015, 2020 und 2030



Quelle: Eigene Berechnungen.

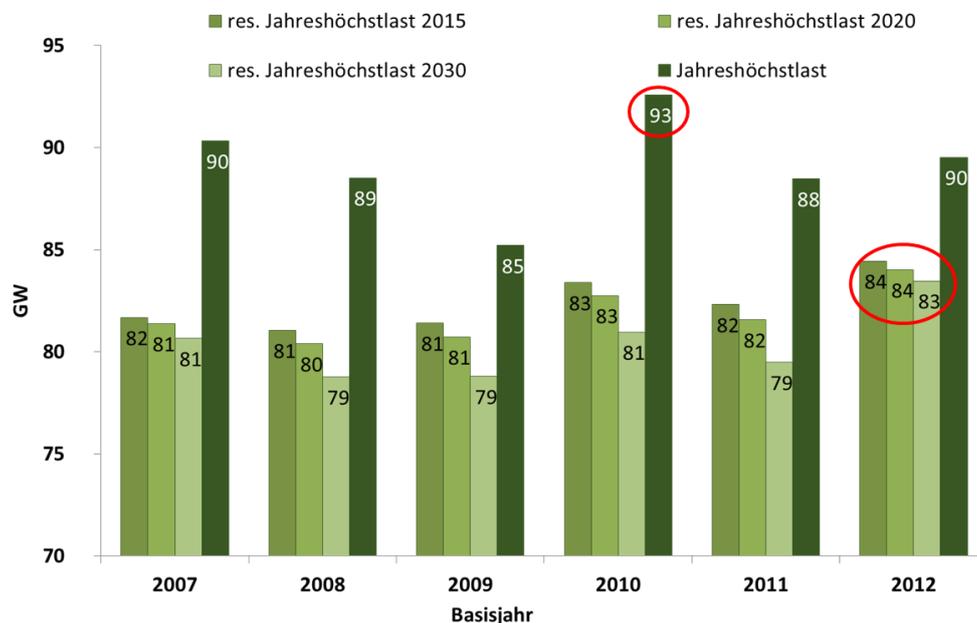
Die nach Abzug der Einspeisung der FEE als Spitzen- und Mittellast zu deckende Leistung steigt im Zeitverlauf bis 2030 deutlich an, während die als Grundlast (residuale Grundlast) zu deckende Leistung kontinuierlich abnimmt und sich bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2015 halbiert. Die insgesamt benötigte Leistung zur Deckung der residualen Jahreshöchstlast – als Summe von als Spitzen-, Mittel- und Grundlast zu deckenden Leistung – nimmt jedoch lediglich geringfügig ab. Zugleich ergibt sich eine Verschiebung der Anteile der jährlichen Strommengen im Bereich von residualer Grund-, Mittel- und Spitzenlast. Während die Anteile der Energiemengen in der residualen Spitzen- und Mittellast zunehmen, nimmt der Anteil der Energiemenge in der residualen Grundlast im Zeitverlauf ab. Der Anteil der Spitzenlast steigt von 2,4 % (10 TWh) in 2015 bis 2030 leicht bis auf 4,5 % (13 TWh) an. Der Anteil der Mittellast steigt von 19,2 % (81 TWh) in 2015 auf 43,2 % (124 TWh) im Jahr 2030 deutlich an. Dagegen ist der Anteil der Grundlast stark rückläufig. Von 78,4 % (330 TWh) in 2015, sinkt der Anteil auf 72,8 % (274 TWh) in 2020 und verringert sich bis 2030 auf 52 % (150 TWh) weiter.

³⁶ Die Kapazitäten und korrespondierenden Strommengen in Überschusssituationen wurden bei dieser Analyse zur Zusammensetzung der residualen Last nicht berücksichtigt. Eine detaillierte Analyse der Überschusssituationen erfolgt im nächsten Abschnitt.

Die Steigung an den Rändern der residualen Lastdauerlinie ist verglichen mit der Steigung an den Rändern der Lastdauerlinie deutlich steiler und nimmt im Zeitverlauf mit steigendem Ausbau der FEE zu (vgl. oberer, linker und unterer, rechter Abschnitt in Abbildung 2-10). Eine genauere Betrachtung des oberen Randes zeigt, dass die Einspeisung aus FEE die residuale Jahreshöchstlast gegenüber der Jahreshöchstlast absenkt. Diese Verringerung der Jahreshöchstlast beträgt 6,7 GW im Jahr 2015, 7,3 GW im Jahr 2020 und 8,8 GW im Jahr 2030.

In Abbildung 2-12 sind die Jahreshöchstlasten und die residualen Jahreshöchstlasten für alle Basis- und alle Projektionsjahre dargestellt. Vergleicht man die maximal auftretende Jahreshöchstlast zwischen 2007 und 2012 mit der maximal auftretenden residualen Jahreshöchstlast, reduziert sich die erforderliche Leistung weiter.

Abbildung 2-12: Analyse der (residualen) Jahreshöchstlast für die Jahre 2015, 2020 und 2030

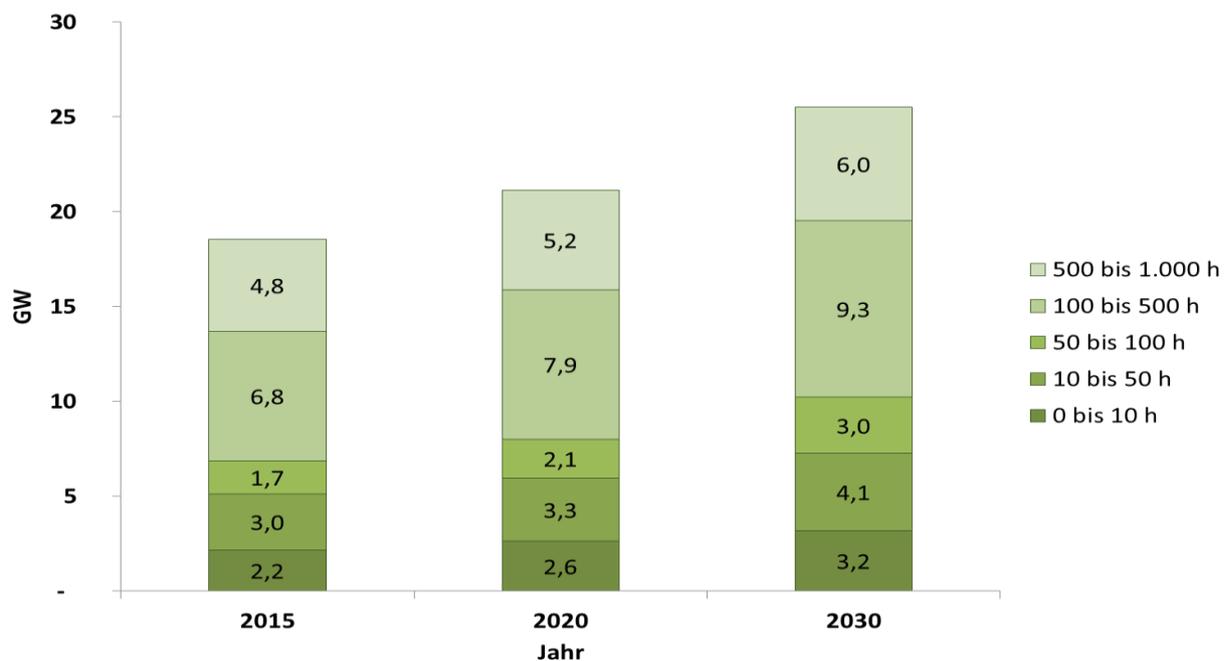


Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Jahreshöchstlast ist aufgrund der Annahme eines über die Projektionsjahre konstanten Jahresstromverbrauchs in allen Projektionsjahren konstant und variiert nur zwischen den Basisjahren. Die höchste Jahreshöchstlast ergibt sich mit 93 GW bei Verwendung des Basisjahres 2010. Das Minimum von 85 GW ergibt sich bei Verwendung des Basisjahres 2009. Die residuale Jahreshöchstlast hingegen, nimmt aufgrund des Ausbaus der FEE im Zeitverlauf (über die Projektionsjahre) sukzessive ab. Die maximale residuale Jahreshöchstlast ergibt sich bei Verwendung des Basisjahres 2012 und beträgt in Abhängigkeit des Projektionsjahres 83 bis 84 GW. Folglich führen die FEE bei den verwendeten Basisjahren zu einer Reduktion der maximal auftretenden Jahreshöchstlast – im Vergleich mit der maximalen residualen Jahreshöchstlast – im Projektionsjahr 2015 um 8,1 GW, im Projektionsjahr 2020 um 8,6 GW und im Projektionsjahr 2030 um 9,1 GW. Eine genauere Betrachtung der Knappheits- und Überschusssituationen liefert weitere Erkenntnisse über die Entwicklung der Anforderungen an das zukünftige

Stromversorgungssystem. Auf der einen Seite ist maßgeblich, in welchem Umfang Flexibilitätsoptionen zur Deckung oder zur Reduktion der Spitzenlast in Knappheitssituationen erforderlich sind. Auf der anderen Seite ist zu analysieren, welche Kapazitäten zur Aufnahme überschüssiger Strommengen bei hoher Einspeisung aus FEE und niedriger Verbrauchslast erforderlich sind. Bezüglich der zukünftigen Anforderungen an das Stromversorgungssystem ist somit nicht nur die Höhe der in Knappheits- und Überschussituationen erforderlichen Leistung der Flexibilitätsoptionen relevant. Auch die Auslastung dieser Kapazitäten, also in wie vielen Stunden des Jahres diese erwartungsgemäß erforderlich sind, ist entscheidend für die Eignung möglicher Flexibilitätsoptionen. In Abbildung 2-13 sind die Leistung und Auslastung der in Knappheitssituationen erforderlichen Kapazitäten für die Jahre 2015, 2020 und 2030 dargestellt.

Abbildung 2-13: Leistung und Auslastung in Knappheitssituationen für die Jahre 2015, 2020 und 2030



Quelle: Eigene Berechnungen.

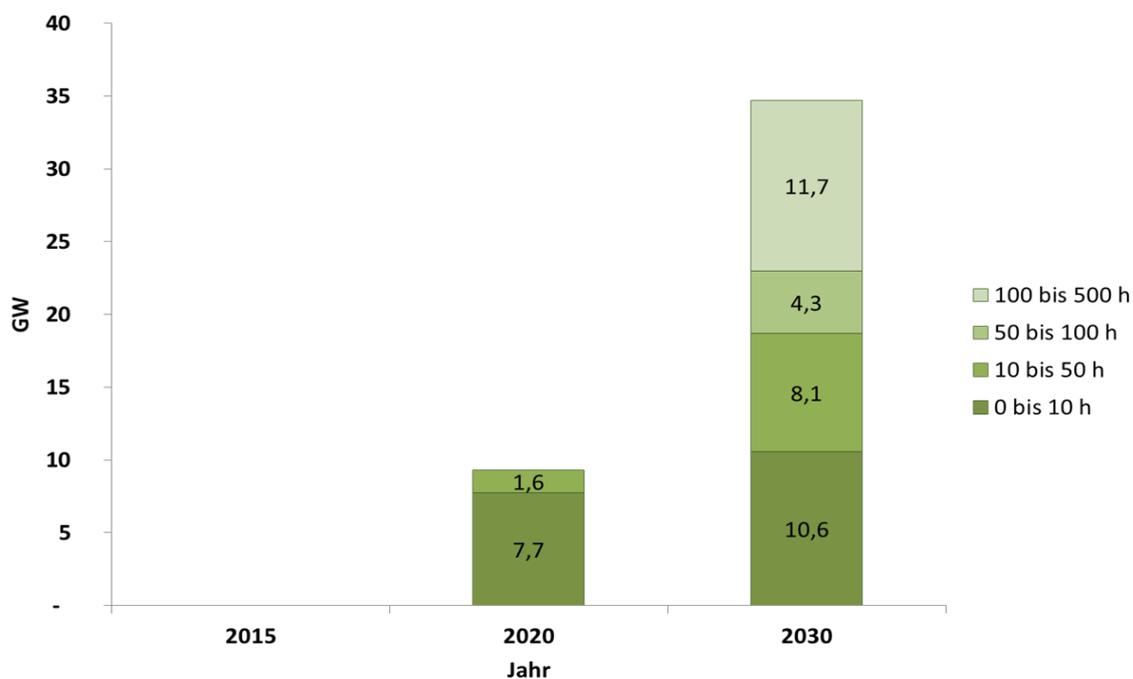
Diese Analyse der Entwicklung der residualen Last zeigt, dass die Höhe derjenigen Leistung, die nur in wenigen Stunden des Jahres erforderlich ist, im Zeitverlauf kontinuierlich ansteigt. Die Leistung (z. B. in Form von Spitzenlastanlagen oder Lastreduktionspotenziale), die weniger als 100 Stunden im Jahr zur Deckung der Spitzenlast erforderlich ist, steigt sukzessive von 6,9 GW in 2015 auf 10,3 GW in 2030. Diejenige Leistung, die weniger als 1.000 Stunden im Jahr benötigt wird, steigt sukzessive von 18,5 GW in 2015 auf 25,5 GW in 2030.³⁷

³⁷ Die hier aufgezeigten, in Knappheitssituationen benötigten, Kapazitäten basieren auf einer Durchschnittsbetrachtung über alle sechs Basisjahre. Die minimal benötigten Kapazitäten mit weniger als 100 Betriebsstunden

Eine genauere Betrachtung des unteren Randes der residualen Lastdauerlinie (vgl. unterer, rechter Abschnitt in Abbildung 2-10) zeigt, dass Überschusssituationen – also Situationen, in denen die Einspeisung aus FEE die zu deckende Last übersteigt – erst im Projektionsjahr 2020 in geringem Umfang und Ausmaß auftreten. Solche Situationen nehmen jedoch bis 2030 mit dem weiteren Ausbau der FEE zu. In 2020 beträgt das Ausmaß solcher Situationen, also der maximale Überschuss, 9,3 GW und steigt bis 2030 auf 34,7 GW an.³⁸ Der Umfang solcher Situationen, also die korrespondierenden Zeiträume mit Überschüssen, betragen 21 Stunden in 2020 und 459 Stunden in 2030. Dies führt zu potenziellen ‚überschüssigen‘ Strommengen von insgesamt 0,06 TWh in 2020 und 3,5 TWh in 2030. Diese potenzielle ‚Überschussenergie‘ sollte in einem Stromversorgungssystem der Zukunft sinnvoll genutzt werden (können).

In Abbildung 2-14 sind die Leistung und Auslastung der in Überschusssituationen erforderlichen Kapazitäten zur Aufnahme ‚überschüssiger‘ Strommengen für die Jahre 2015, 2020 und 2030 dargestellt.

Abbildung 2-14: Leistung und Auslastung in Überschusssituationen für die Jahre 2015, 2020 und 2030



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis ENTSO-E

pro Jahr betragen 6,6 GW in 2015, 7,6 GW in 2020 und 9,6 GW in 2030. Die maximal benötigten Kapazitäten betragen 7,1 GW in 2015, 8,3 GW in 2020 und 11,4 GW in 2030.

³⁸ Die Angaben zu den maximalen Überschüssen basieren auf Durchschnittsbetrachtungen der residualen Last. Der auf Basis einzelner Basisjahre maximal auftretende Überschuss beträgt in 2020 12,8 GW und in 2030 40,9 GW.

Im Jahr 2020 beträgt der maximale Überschuss 9,3 GW. Die für die Aufnahme ‚überschüssiger‘ Strommengen erforderliche Leistung, die weniger als 10 Stunden des Jahres erforderlich ist, beträgt 7,7 GW in 2020 und steigt bis zum Jahr 2030 auf 10,6 GW an. Die für die Aufnahme ‚überschüssiger‘ Strommengen erforderliche Leistung, die weniger als 50 Stunden des Jahre erforderlich ist, beträgt 1,6 GW in 2020 und steigt bis zum Jahr 2030 auf 8,1 Stunden an.³⁹ Bis zum Jahr 2030 steigt die zur Aufnahme der gesamten ‚überschüssigen‘ Strommengen erforderliche Leistung auf insgesamt 34,7 GW an.⁴⁰ Die durchschnittliche Auslastung der zur sinnvollen Nutzung von ‚überschüssigen‘ Strommengen erforderlichen Leistung beträgt ca. 8 Stunden in 2020 und steigt bis zum Jahr 2030 auf ca. 105 Stunden pro Jahr an.

2.3.2 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Die Bereitstellung von Momentanreserve, Vorhaltung von Regelleistung, die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungsstützung sowie von Kurzschlussleistung zur Systemstützung im Fehlerfall erfolgt aktuell immer noch überwiegend durch konventionelle Kraftwerke sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Damit konventionelle Kraftwerke diese Systemdienstleistungen bereitstellen können, müssen sie in der Regel mit dem Netz synchronisiert sein und zumindest in Teillast betrieben werden.⁴¹ Wie die vorherigen Ausführungen zur Entwicklung der residualen Last gezeigt haben, werden die erneuerbaren Energien im Zeitverlauf bis 2030 in einer zunehmenden Anzahl von Stunden die Last – zumindest bei nationaler Betrachtung – in Deutschland bereits vollständig decken können. In solchen Situationen würde sich technisch bedingte ‚must run‘-Erzeugung von konventionellen Kraftwerken ergeben, wenn keine Alternativen zur Erbringung der entsprechenden Systemdienstleistungen verfügbar wären bzw. genutzt würden. In der Konsequenz würde sich eine (zusätzliche) Abregelung von EE-Anlagen und somit eine unvollständige Integration der EE in das Stromversorgungssystem ergeben, sofern der erzeugte Strom nicht exportiert werden kann.

Zugleich wird sich der Bedarf bzw. die Höhe der vorzuhaltenden Systemdienstleistungen mit dem Ausbau der EE in der Tendenz erhöhen:

- Der Bedarf an Regelleistung wird beim heute in der Praxis eingesetzten Dimensionierungsverfahren aufgrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien ceteris paribus zunehmen.⁴² Mehrere Studien⁴³ zeigen, dass sich sowohl der Bedarf an Sekundärregelleistung als auch an Minutenreserve erhöhen werden. Ursächlich für die Zunahme des Bedarfs an Minutenreserve ist – auch bei einer Verbesserung der Prognosegüte für die Einspeisung von FEE – eine zu erwartende Zunahme der absoluten Prognosefehler bei steigender installierter Leistung der FEE. Andererseits führt eine Erhöhung der absolu-

³⁹ Die 1,6 GW Leistung mit einer Auslastung unter 50 Stunden sind dabei lediglich in 11 Stunden erforderlich.

⁴⁰ Die hier aufgezeigten, in Überschusssituationen benötigten, Kapazitäten basieren auf einer Durchschnittsbetrachtung über alle sechs Basisjahre. Die minimale benötigte Kapazität zur Aufnahme von Überschussmengen beträgt 4,6 GW in 2020 und 27,3 GW in 2030. Die maximal benötigte Kapazität beträgt 12,9 GW in 2020 und 40,9 GW in 2030.

⁴¹ So wird im Rahmen der „Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung“ eine ‚must run‘-Erzeugung von 8 bis 25 GW allein für die Regelung der Systembilanz ermittelt. Vgl. IAEW / Consentec / FGH (2012).

⁴² Für den Bedarf an Momentanreserve zeigt zum Beispiel die dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“, dass eine Erhöhung der Bereitstellung nicht erforderlich ist. Siehe dena (2014a).

⁴³ Vgl. z. B. dena (2014a), r2b (2014).

ten Leistungsgradienten bei der Einspeisung von Windenergie und PV bzw. der absoluten Gradienten der residualen Last ggf. zu einer Erhöhung des Bedarfs an Sekundärregelleistung. Unabhängig von einer möglichen Bedarfserhöhung an Sekundärregelleistung müssen ausreichend flexible Erzeuger oder Verbraucher die planmäßigen Änderungen der Residuallast (Gradienten) ausgleichen können. Neben zu erwartenden Verbesserungen der Prognosegüte sowie einer Stärkung der Anreize bei Bilanzkreisverantwortlichen für Fahrplantreue⁴⁴ kann die Verwendung alternativer Verfahren bei der Dimensionierung den Anstieg der durchschnittlich vorzuhaltenden Regelleistung und der vorzuhaltenden Regelleistung in „kritischen“ Situationen ggf. zusätzlich begrenzen.⁴⁵

- Beim Blindleistungsbedarf zur statischen Spannungshaltung ist aufgrund zunehmender Transportentfernungen und zunehmender Leistungstransite von einem Anstieg auszugehen. Dieses gilt insbesondere für das auf Höchstspannungsebene bereitzustellende Blindleistungsband. Auf Verteilnetzebene wird eine gezielte Regelung der Blindleistung und damit der Spannung bei zunehmender Einspeisung der EE in diese Netzebenen erforderlich werden, um Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes zu vermeiden und den Netzausbaubedarf zu begrenzen.
- Bei der Bereitstellung von ausreichend Kurzschlussleistung zur dynamischen Spannungshaltung wird davon ausgegangen, dass sich die Bandbreite zwischen minimaler und maximaler Kurzschlussleistung gegenüber heute kaum verändert. Änderungen in relevantem Umfang können sich am einzelnen Netzknoten ergeben.⁴⁶

Vor diesem Hintergrund bedarf es einerseits der Nutzung neuer technischer Lösungen, um auch in Zukunft die für ein sicheres und stabiles Stromversorgungssystem erforderlichen Systemdienstleistungen effizient und zuverlässig zu erbringen, und andererseits sollte die sog. ‚must run‘-Erzeugung von konventionellen Kraftwerken verringert werden.

2.4 Zwischenfazit

Erneuerbare Energien werden in Zukunft einen erheblichen Anteil des jährlichen Stromverbrauchs decken. Die Erhöhung des Anteils führt aufgrund der Abhängigkeit der Einspeisung der erneuerbaren Energien von meteorologischen Bedingungen (situationsabhängig) zu unterschiedlichen Anforderungen:

- Hohe Residuallast: In Zeiten mit hoher Stromnachfrage wird es Situationen geben, in denen das Angebot aus EE-Anlagen gering ist: Entweder muss in solchen Stunden Kapazität in Form von (gesicherter) Erzeugungsleistung von Kraftwerken oder Speichern verfügbar sein oder einige Verbraucher müssen ihr verfügbares Lastmanagementpotenzial nutzen, so dass sie in solchen Stunden ihren Strombezug reduzieren bzw. in andere Stunden verlagern.

⁴⁴ Vgl. hierzu Abschnitt 0.

⁴⁵ Vgl. hierzu Abschnitt 5.4.3.

⁴⁶ Vgl. dena (2014a).

- Niedrige Residuallast: In Zeiten mit geringer Stromnachfrage wird es Situationen geben, in denen das Angebot aus EE-Anlagen hoch ist: Entweder muss in solchen Stunden eine Abregelung eines Teils der Einspeisung der EE erfolgen oder Verbraucher müssen ihren Strombezug in diese Stunden verlagern bzw. Speicher den ‚überschüssigen‘ Strom aufnehmen. Zugleich sollten Systemdienstleistungen, wie z. B. Regelleistung und Blindleistung, ebenso wie der Wärmebedarf, der durch KWK-Anlagen gedeckt wird, in solchen Stunden alternativ bereitgestellt werden, um sog. ‚must run‘-Erzeugung von konventionellen Kraftwerken zu vermeiden oder zumindest zu verringern.
- Hohe Gradienten der Residuallast und Prognosefehler: Die Gradienten der Residuallast und die Höhe an vorzuhaltenden Systemdienstleistungen, insbesondere die notwendige Vorhaltung der Regelleistung, werden tendenziell zunehmen: Aufgrund der Abhängigkeit eines erheblichen Anteils der EE-Anlagen von meteorologischen Bedingungen ist nicht nur die tatsächliche Einspeisung volatil. Die Einspeisung kann sich zudem in kurzer Zeit in erheblichem Umfang verändern und auch kurzfristig nicht exakt prognostiziert werden. Beides führt dazu, dass ceteris paribus die notwendige Vorhaltung von Regelleistung zum Ausgleich von Ungleichgewichten zwischen Einspeisungen in und Entnahmen aus dem Netz in dem Maße erhöht werden muss, soweit dies nicht durch Verbesserungen der Prognosegenauigkeiten ausgeglichen werden kann. Zudem müssen ausreichend flexible Erzeuger oder Verbraucher die planmäßigen Änderungen der Residuallast (Gradienten) ausgleichen können.

Eine Flexibilisierung des Stromversorgungssystems wird bei dem avisierten Ausbau der erneuerbaren Energien an Bedeutung gewinnen. Der überwiegende Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stammt bereits heute aus Anlagen (insbesondere Windenergie- und PV-Anlagen), deren jeweilige Erzeugung von meteorologischen Bedingungen abhängt, und somit unabhängig vom Bedarf bzw. von den bisherigen Verbrauchsgewohnheiten der Kunden ist. Eine effiziente und effektive Integration der Stromerzeugung dieser EE-Technologien erfordert eine Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks, die Nutzung von Speichertechnologien, eine adäquate Anpassung der Netzinfrastruktur und nicht zuletzt die Flexibilisierung des Verbrauchsverhaltens. Hierbei werden mit der Zeit in einem zunehmenden Umfang Flexibilitätsoptionen erforderlich, die nur in sehr wenigen Stunden des Jahres oder ausschließlich zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Extremsituationen genutzt bzw. benötigt werden.

Detaillierte quantitative Betrachtungen der Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien für die Jahre 2015, 2020 und 2030 anhand von Analysen der sog. residualen Lastdauerlinie (Last abzgl. Einspeisung von Windenergie- und der PV-Anlagen sowie Laufwasserkraftwerken) bei nationaler Betrachtung, d. h. ohne die Berücksichtigung der in der Realität bereits heute verfügbaren überregionalen Ausgleichseffekte im europäischen Binnenmarkt (s.u.), liefern erste Indikationen zu den zukünftigen Anforderungen im Stromversorgungssystem:

- Der Bedarf an konventionellen Kraftwerken, die in der Grundlast betrieben werden, nimmt im Zeitverlauf weiter ab. Die residuale Grundlast in Deutschland wird von aktuell rund 40 GW bis 2030 auf etwa 20 GW weiter sinken. Der Bedarf an Leistung von konventionellen Kraftwerken oder alternativen Optionen zur Deckung der residualen Mittel- und Spitzenlast nimmt im Zeitverlauf hingegen sogar tendenziell zu. So erhöht

sich der Leistungsbedarf in der residualen Mittellast und residualen Spitzenlast jeweils von aktuell etwa 20 GW bis 2030 auf rund 30 GW.

- Der Ausbau erneuerbarer Energien führt (bei nationaler Betrachtung) trotz erheblicher, zu erwartender Erhöhungen der installierten Leistung von Windenergie- und PV-Anlagen gegenüber dem heutigen Niveau in Summe über alle Lastbereiche – residuale Grund-, Mittel- und Spitzenlast – bei nationaler Betrachtung nur zu einer sehr geringen Absenkung der benötigten gesicherten Erzeugungsleistung bzw. abschaltbaren Verbrauchsleistung, um in allen Situationen einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt gewährleisten zu können. Ein erheblicher und im Zeitverlauf zunehmender Anteil der erforderlichen gesicherten Leistung bzw. abschaltbaren Verbrauchsleistung wird dabei nur in sehr wenigen Stunden zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt benötigt.
- Während im Jahr 2015 (bei nationaler Betrachtung) keine Situationen mit einer negativen residualen Last zu erwarten sind, d. h. Situationen in den die Einspeisung von Windenergie- und der PV-Anlagen sowie Laufwasserkraftwerken die Last ohne marktgetriebene Anpassungen der Verbraucher decken bzw. überdecken, ist (bei nationaler Betrachtung) bereits im Jahr 2020 mit Überschüssen in Höhe von bis zu 9 GW in einzelnen Situationen zu rechnen. Bis zum Jahr 2030 steigt die maximale Überschussleistung (bei nationaler Betrachtung) auf bis zu 35 GW. Auch die für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt erforderliche zuschaltbare Verbrauchsleistung (oder abschaltbare EE-Leistung) wird dabei überwiegend nur in sehr wenigen Stunden benötigt.

3 Technische Inflexibilität und Flexibilisierungsoptionen

Aus den Analysen der sich zukünftig verändernden Anforderungen an das Stromversorgungssystem geht hervor, dass die im Zeitverlauf zunehmende volatile Einspeisung dargebotsabhängiger FEE eine Flexibilisierung des Stromversorgungsystems erforderlich machen wird. Aus diesem Grund untersuchen wir in diesem Abschnitt einerseits Ursachen für technische Inflexibilitäten und andererseits Flexibilisierungsoptionen. Der Fokus der Untersuchungen zur Flexibilisierung des Stromversorgungsystems in dieser Studie umfasst sowohl netz- und marktseitige Flexibilität auf Basis von überregionalen Ausgleichseffekten im gemeinsamen europäischen Binnenmarkt für Strom als auch eine erzeugungs- und verbrauchseitige Flexibilisierung.

- Zu den überregionalen Ausgleichseffekten im gemeinsamen europäischen Binnenmarkt für Strom haben wir eine umfassende Analyse der Potenziale der nutzbaren Ausgleichseffekte auf Basis der Entwicklung der residualen Last in Deutschland, seinen Nachbarländern und Italien bis 2030 durchgeführt (vgl. Abschnitt 3.1). Die eigentliche Flexibilitätsoption für die Nutzung von überregionalen Ausgleichseffekten ist dabei eine ausreichend dimensionierte Netzinfrastruktur innerhalb des gemeinsamen europäischen Strombinnenmarktes, die eine umfängliche Nutzung der Ausgleichseffekte ermöglicht.
- Zur Flexibilisierung des Stromerzeugungssystems haben wir Untersuchungen zu den folgenden technischen Flexibilisierungspotenzialen durchgeführt:
 - Untersuchungen zu technischen Flexibilisierungspotenzialen dargebotsunabhängiger Kraftwerke, die z. B. aus technischen Eigenschaften konventioneller Kraftwerke oder aus der Vorhaltung und der Erbringung von Regelleistung resultieren (vgl. Abschnitt 3.2.1).
 - Untersuchungen zu technischen Flexibilisierungspotenzialen von KWK-Anlagen, die aufgrund möglicher Restriktionen ggf. nicht flexibel betrieben werden können (vgl. Abschnitt 3.2.2)
 - Untersuchung des Flexibilisierungspotenzials einer aktiven Einbindung von Netzersatzanlagen in die wettbewerblichen Stromgroßhandelsmärkte sowie die Regelleistungsmärkte (vgl. Abschnitt 3.2.3)
- Untersuchungen zu Flexibilisierungspotenzialen seitens der Stromverbraucher (vgl. Abschnitt 3.3)

Des Weiteren sind in Abschnitt 3.4 Möglichkeiten zur Nutzung von Stromspeichern zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems dargestellt und in Abschnitt 3.5 werden Möglichkeiten zur alternativen Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie z. B. die Bereitstellung von Momentanreserve, Regelleistung, Blindleistung und Kurzschlussleistung auf Basis von Literaturrecherchen aufgezeigt.

3.1 Überregionale Ausgleichseffekte und europäische Netzinfrastruktur

Mit zunehmender Größe eines Marktgebietes für Elektrizität ergeben sich Ausgleichs- bzw. Synergieeffekte. Einerseits wird die Volatilität der Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien (FEE), insbesondere Windenergie und PV, bei Betrachtung eines größeren Netz- respektive Marktgebietes geglättet und Leistungskredite von dargebotsabhängigen EE erhöhen sich.^{47, 48} Andererseits ergeben sich Ausgleichseffekte aufgrund von Unterschieden in den Laststrukturen und insbesondere beim zeitlichen Auftreten von Lastspitzen.⁴⁹ Die Nutzungsmöglichkeit dieser Synergieeffekte hängt maßgeblich von der Dimensionierung der Netzinfrastruktur ab.

Rahmenannahmen, Datengrundlage und Methodik

Die im Rahmen dieser Studie von uns durchgeführten Analysen zu Ausgleichseffekten für Deutschland, seine Nachbarländer und Italien (im Folgenden ‚Europa 11‘ genannt) haben wir auf historischen Daten zur Last sowie zum Dargebot Erneuerbarer Energien basiert. Wir verwenden sechs sog. Basisjahre und drei sog. Projektionsjahre. Die Basisjahre bilden dabei die Wetterjahre (Windbedingungen, Temperaturen und Globalstrahlung)⁵⁰ und die Lastjahre 2007 bis 2012 ab. Als Projektionsjahre verwenden wir die Jahre 2015, 2020 und 2030. Alle Auswertungen für die Projektionsjahre, die wir im Rahmen dieser Analyse darstellen, basieren – sofern nicht explizit abweichend angeführt – auf den Durchschnittswerten der Basisjahre.

Rahmenannahmen

Die Ableitung von zukünftig zu erwartenden residualen Lasten für Deutschland, seine Nachbarländer und Italien erfordert Annahmen zum jährlichen Stromverbrauch, zur installierten Leistung von Windenergieanlagen On- und Offshore sowie zur installierten Leistung von PV-Anlagen. Diese werden im Folgenden kurz dargestellt und basieren – abgesehen von den Annahmen für Deutschland – auf dem Referenzszenario der Studie ‚EU Energy, Transport and GHG Emissions – Trends to 2050‘.⁵¹

Last

Die Modellierung der Entwicklung der jährlichen Stromnachfrage basiert auf der historischen Entwicklung des Stromverbrauchs. Der Stromverbrauch ist dabei abhängig von unterschiedli-

⁴⁷ Der Leistungskredit bezeichnet den Anteil der installierten Leistung aus Erzeugungsanlagen, die als gesichert betrachtet werden kann. Diese nimmt bei einer regionalen Ausweitung aufgrund der ‚Verstetigung‘ des Dargebots (durch überregionalen Ausgleich von regionalen Wetterbedingungen) bei FEE Anlagen zu.

⁴⁸ Auch die Wahrscheinlichkeit eines zeitgleichen Ausfalls von konventionellen Kraftwerken in erheblichem Umfang, bezogen auf die installierte Erzeugungsleistung, nimmt mit der Größe des Marktgebiets bzw. der installierten Erzeugungsleistung und Anlagenanzahl ab.

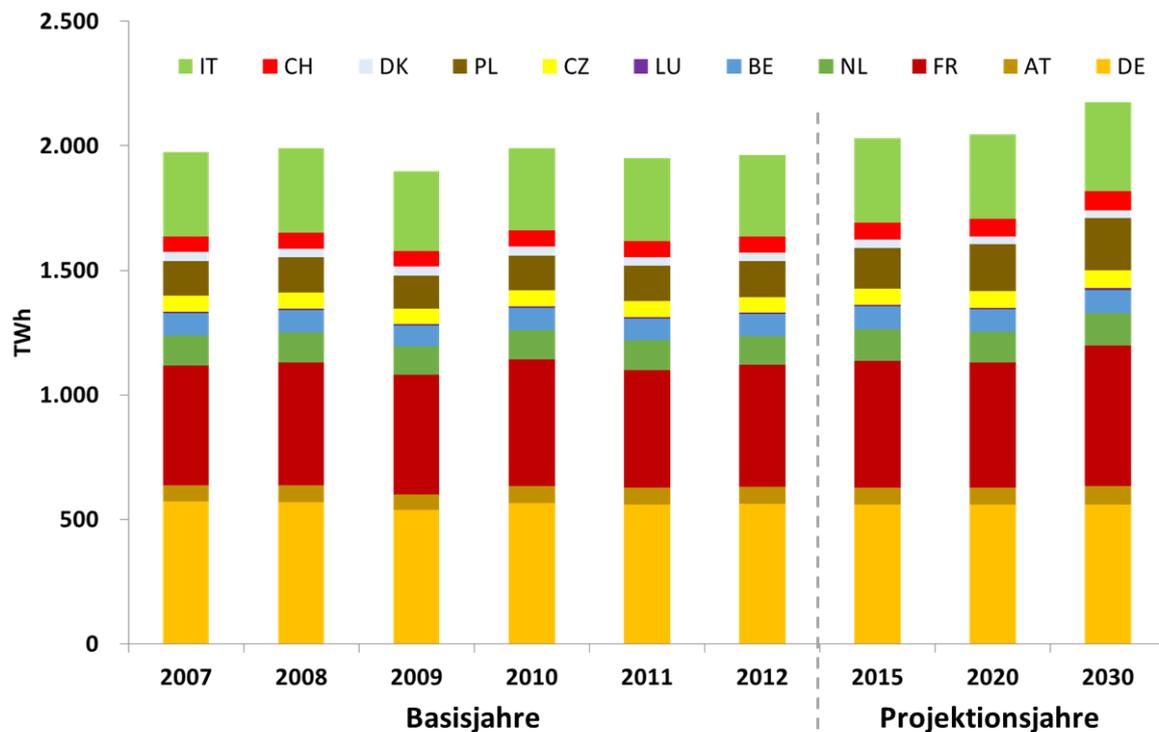
⁴⁹ Darüberhinaus ergeben sich Ausgleichseffekte bei ungeplanten Ausfällen von konventionellen Kraftwerken, die insbesondere im Hinblick auf die Reduktion der erforderliche Erzeugungsleistung zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt von Relevanz sind.

⁵⁰ Im Rahmen der Auswertungen zu den Ausgleichseffekten in Europa 11 haben wir, aufgrund einer mangelnden öffentlich verfügbaren Datengrundlage zu langjährigen Einspeisestrukturen, die Laufwasserkraft nicht berücksichtigt.

⁵¹ Vgl. EU-Kommission (2013).

chen Einflussfaktoren, wie z. B. der konjunkturellen Lage oder den meteorologischen Bedingungen. In Abbildung 3-1 sind einerseits die historische Entwicklung der Nachfrage und andererseits die unterstellte Entwicklung in den Projektionsjahren dargestellt.

Abbildung 3-1: Entwicklung des Stromverbrauchs Europa 11 für die Basis- und Projektionsjahre



Quelle: EU-Kommission (2013) – Reference Scenario.

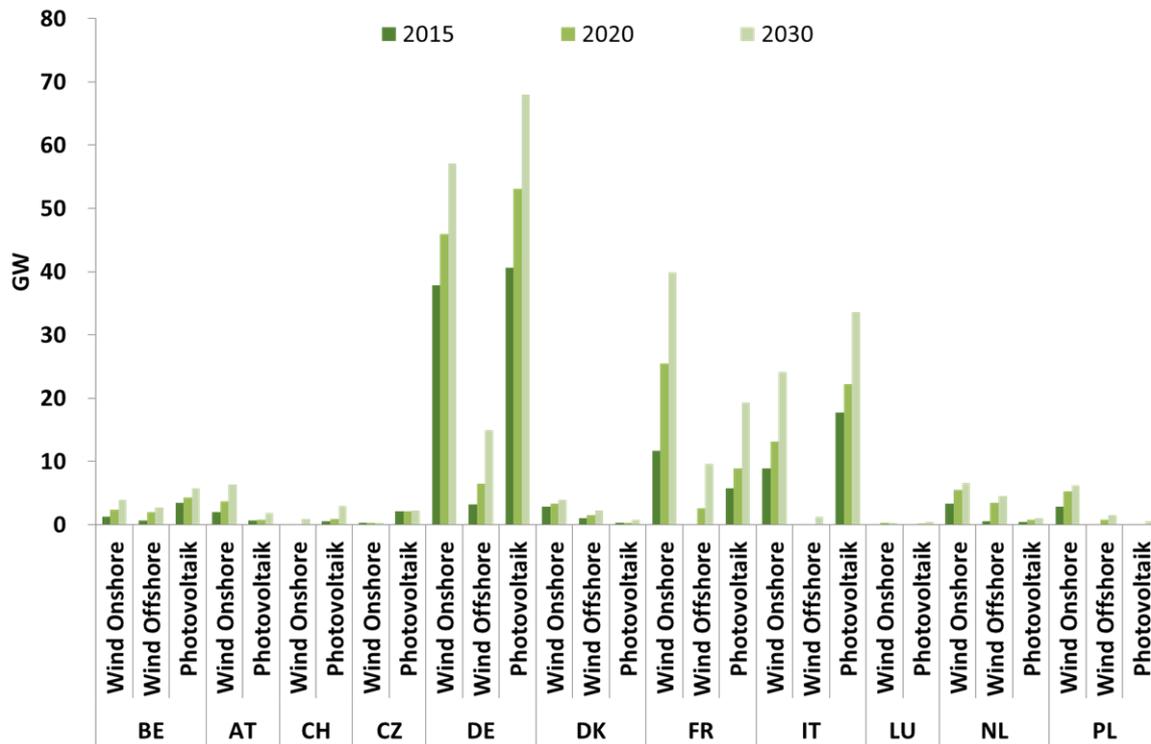
Im Gegensatz zu der Annahme eines konstanten Stromverbrauchs in Deutschland bis 2030 (siehe Abschnitt 2.3.1) haben wir abweichende Annahmen für die Entwicklung des Stromverbrauchs in Europa 11 unterstellt. Gemäß dieser Annahmen steigt der Stromverbrauch in Summe in Europa 11 bis 2015 auf 2.031 TWh, bis 2020 auf 2.047 TWh und bis zum Jahr 2030 auf 2.175 TWh.⁵²

Erneuerbare Energien

Die installierte Leistung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien, Wind On- und Offshore und Photovoltaik, ist im Wesentlichen determiniert durch nationale und europäische Anteilsziele der Erneuerbaren Energien. In Abbildung 3-2 ist die Entwicklung der installierten Leistung von Wind On- und Offshore und Photovoltaik für die einzelnen Länder in Europa 11 in den Projektionsjahren 2015, 2020 und 2030 dargestellt.

⁵² Vgl. EU-Kommission (2013) – Reference Scenario und r2b (2014) Leitstudie Strommarkt AP 3.

Abbildung 3-2: Entwicklung der installierten Leistung FEE in den Ländern in Europa 11 für die Projektionsjahre 2015, 2020 und 2030



Quelle: EU-Kommission (2013) – Reference Szenario.

In allen betrachteten Ländern findet aktuell und zukünftig ein Ausbau der fluktuierend ein- speisenden Erneuerbaren Energie statt. Allerdings schreitet der Ausbau der EE in Deutschland am schnellsten voran. Der Anteil der Leistung der FEE in Europa 11, der in Deutschland instal- liert ist, beträgt in 2015 56 %, in 2020 50 % und sinkt bis zum Jahr 2030 auf 46 %.⁵³ Die Ent- wicklung der installierten Leistung der FEE in Europa 11 ist in Tabelle 3-1 dargestellt.

Tabelle 3-1: Entwicklung der installierten Leistung FEE Europa 11 für die Projektionsjah- re 2015, 2020 und 2030

inst. Leistung [GW]		2015	2020	2030
Europa 11	Wind Onshore	71	105	150
	Wind Offshore	6	17	37
	Photovoltaik	72	94	137
	FEE	147	214	320

⁵³ Vgl. EU-Kommission (2013) – Reference Szenario und r2b (2014) Leitstudie Strommarkt AP 3.

Quelle: EU-Kommission (2013) – Reference Scenario.

Datengrundlage und Methodik

Die Ableitung von zukünftig zu erwartenden residualen Lasten für die einzelnen Länder in Europa 11 erfordert, analog zum Vorgehen bei der Analyse der Residuallast für Deutschland, neben Annahmen zum jährlichen Stromverbrauch, zur installierten Leistung von Windenergieanlagen On- und Offshore sowie zur installierten Leistung von PV-Anlagen für die Projektionsjahre weitere Annahmen, um die zukünftigen Laststrukturen und die Einspeiseganglinglinien der FEE generieren zu können.

Sowohl die Datengrundlage als auch die Methodik zur Generierung von Zeitreihen der Last und der Erzeugung aus Windenergie On- und Offshore sowie PV sind analog zum Vorgehen bei der Analyse der residualen Last in Deutschland.⁵⁴ Im Ergebnis liegen für die drei Projektionsjahre 2015, 2020 und 2030 jeweils sechs unterschiedliche Realisationen der stündlichen Last, der stündlichen Erzeugung aus Windenergie On- und Offshore sowie PV-Anlagen in jedem Land aus Europa 11 auf Basis der Wetter- bzw. Lastjahre 2007 bis 2012 vor.

Ergebnisse

Überregionale Ausgleichseffekte bei den nationalen Lasten einerseits und andererseits bei den nationalen Einspeisungen aus FEE bergen erhebliche Potenziale zur Verringerung der Anforderungen an und Kosten für das heutige und zukünftige Stromversorgungssystem gegenüber national autarken Stromversorgungssystemen.

Aufgrund unterschiedlicher Verbrauchsstrukturen in den einzelnen Ländern treten Ausgleichseffekte der Last innerhalb der Region Europa 11 auf. Solche Unterschiede in den Verbrauchsstrukturen sind auf verschiedene Ursachen zurückzuführen. Hierzu zählen beispielsweise:

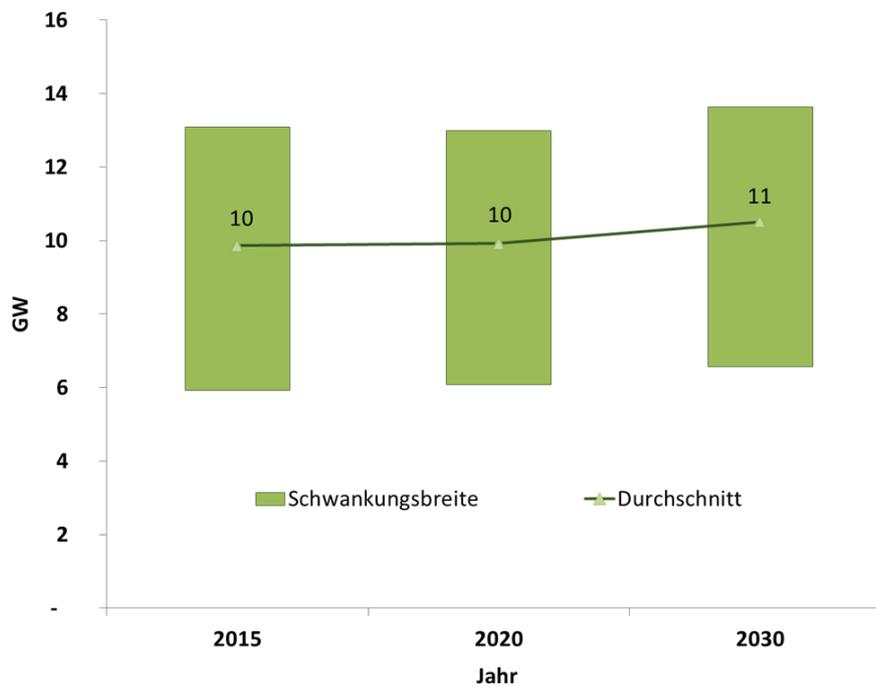
- Unterschiedliche Lebensgewohnheiten in den Ländern und Regionen, die das Nutzungsverhalten von elektrisch betriebenen Geräten beeinflussen.
- Unterschiedliche Temperaturen und Tageslängen in den Ländern und Regionen.
- Unterschiedliche Anforderung und Ausstattungen zur Regelung der Temperatur von Wohn- und Arbeitsräumen.

Eine Analyse der Last zeigt auf, in welcher Höhe solche Ausgleichseffekte des Stromverbrauchs – bei Abwesenheit von Netzrestriktionen zwischen den betrachteten Ländern – auftreten.

In Abbildung 3-3 sind die die Schwankungsbreite und der Durchschnitt der Ausgleichseffekte der Last, die zur Reduktion der Jahreshöchstlast beitragen, über die Basisjahre aufgezeigt.

⁵⁴ Vgl. Abschnitt 2.3.1.

Abbildung 3-3: Ausgleichseffekte der Jahreshöchstlasten in Europa 11 in 2015, 2020 und 2030



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis ENTSO-E

Die in der Abbildung dargestellten Ausgleichseffekte beruhen auf einer Auswertung, in der die Summe der individuellen Jahreshöchstlasten der tatsächlich zeitgleich aufgetretenen Jahreshöchstlast gegenüber gestellt wird. Die Jahreshöchstlast reduziert sich somit bei gemeinsamer Betrachtung unter Berücksichtigung der Zeitgleichheit um 6 bis 13,6 GW in Abhängigkeit des verwendeten Basisjahres gegenüber einer national autarken Betrachtung der einzelnen Länder.⁵⁵

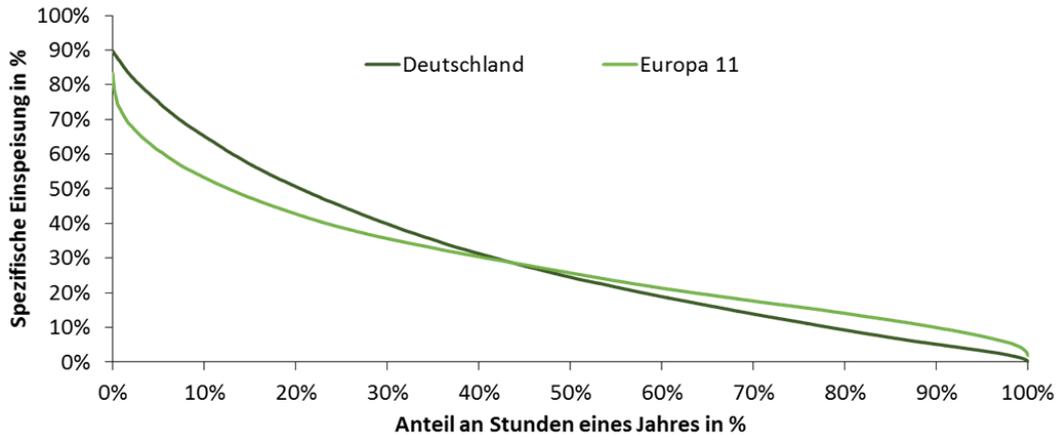
Auch bei der Einspeisung erneuerbare Energien ergeben sich Ausgleichseffekte bei der gemeinsamen Betrachtung eines größeren Netz- respektive Marktgebietes.⁵⁶ Diese Ausgleichseffekte sind darauf zurückzuführen, dass sich das Aufkommen von Wind und Globalstrahlung bei Betrachtung eines größeren Gebietes bzw. einer größeren regionalen Verteilung der FEE-Anlagen verstetigt. In Abbildung 3-4 ist die gemeinsame spezifische Einspeisung von Windenergieanlagen

⁵⁵ Da die Last im Zeitverlauf der Projektionsjahre nur geringfügig zunimmt ergeben sich lediglich marginale Veränderungen in 2020 und 2030.

⁵⁶ Darüber hinaus nimmt auch die Wahrscheinlichkeit eines zeitgleichen Ausfalls von konventionellen Kraftwerken in erheblichem Umfang, bezogen auf die installierte Erzeugungsleistung, mit der Größe des Marktgebiets bzw. der installierten Erzeugungsleistung und Anlagenanzahl c. p. ab.

gen On- und Offshore im Jahr 2030 einerseits in Deutschland und andererseits bei gemeinsamer Betrachtung von Europa 11 dargestellt.⁵⁷

Abbildung 3-4: Ausgleichseffekte Windenergie On- & Offshore in 2030



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis ENTSO-E

Insbesondere bei Windenergieanlagen verläuft die spezifische Einspeisung über die Stunden eines Jahres bei gemeinsamer Betrachtung von Europa 11 deutlich flacher. Dies bedeutet, dass sich die spezifische Einspeisung verstetigt. Vergleich man die spezifische Einspeisung der Windenergie in Deutschland mit derjenigen von Europa 11, so beträgt diese im Jahr 2030

- in 90 % der Stunden des Jahres in Deutschland ca. 5 % und in Europa 11 ca. 10 %, was bezogen auf die in Europa installierte Leistung der Windenergie eine Erhöhung der einspeisenden Leistung um ca. 9 GW entspricht.
- in 99 % der Stunden des Jahres in Deutschland ca. 1,4 % und in Europa 11 ca. 4,5 %, was bezogen auf die in Europa installierte Leistung der Windenergie eine Erhöhung der einspeisenden Leistung um knapp 6 GW entspricht.
- im Maximum in Deutschland ca. 90 % und in Europa 11 ca. 83 %, was bezogen auf die in Europa installierte Leistung der Windenergie eine Reduktion der maximal einspeisenden Leistung um ca. 12 GW entspricht.

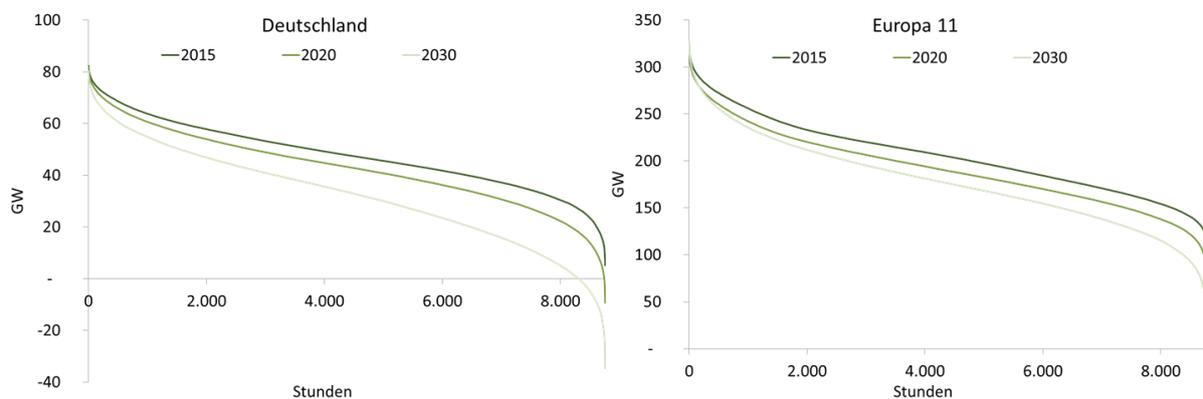
Bei der spezifischen Einspeisung aus PV-Anlagen tritt dieser Effekt in abgeschwächter Form auf, da PV-Anlagen ohnehin lediglich zwischen Sonnenaufgang- und Sonnenuntergang einspeisen (können).

Aus den Ausgleichseffekten der Last und den Ausgleichseffekten der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ergeben sich die gemeinsamen Ausgleichseffekt bei der residualen Last. Jedoch

⁵⁷ Die spezifische Einspeisung bezeichnet den Quotienten aus Einspeisung und installierter Leistung.

kann man die Ausgleichseffekte der Last und die Ausgleichseffekte bei der Einspeisung aus FEE nicht addieren, da eine Berücksichtigung der Zeitgleichheit erforderlich ist. Eine Analyse der Ausgleichseffekte der residualen Last erfordert somit die zeitgleiche Saldierung von Last und FEE-Einspeisung. Durch die absteigende Sortierung dieser saldierten residualen Last ergeben sich residuale Lastdauerlinien. Diese sind in Abbildung 3-5 für die Jahre 2015, 2020 und 2030 für Deutschland (linke Seite der Abbildung) und für Europa 11 (rechte Seite der Abbildung) dargestellt.

Abbildung 3-5: Residuale Lastdauerlinien in 2015, 2020 und 2030 - Deutschland vs. Europa 11



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis ENTSO-E

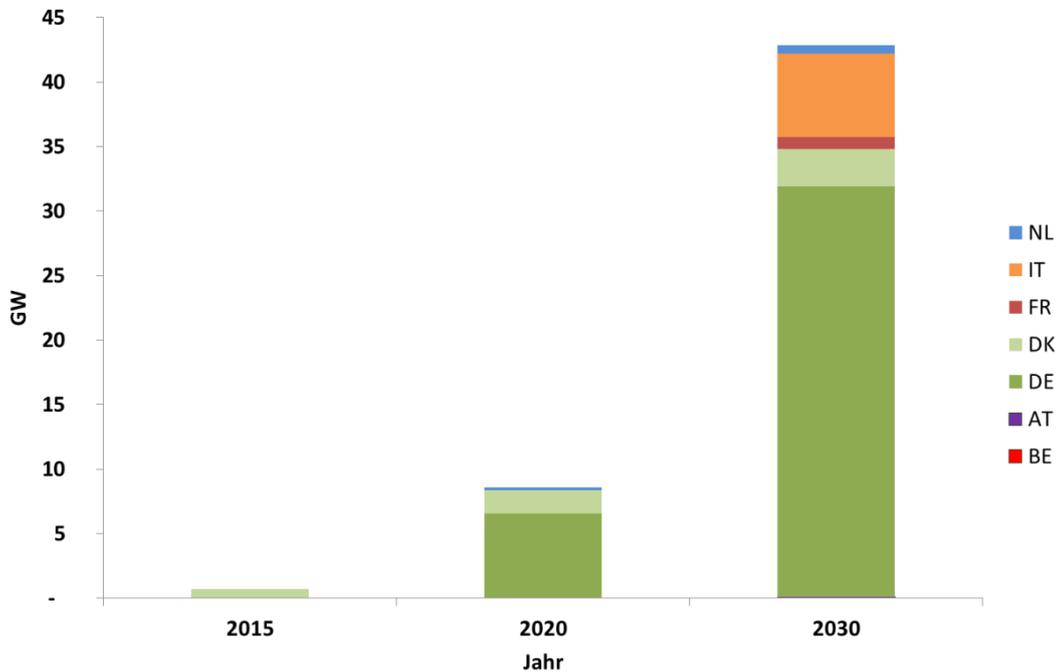
Während sich bei Betrachtung der residualen Lastdauerlinien für Deutschland ab dem Projektionsjahr 2020 in einzelnen Stunden Überschusssituationen⁵⁸ ergeben, in denen die Einspeisung aus FEE die zu deckende Last übersteigt, treten solche Überschusssituationen bei Betrachtung der gemeinsamen residualen Lastdauerlinie für Europa 11 auch im Jahr 2030 (noch) nicht auf. Dies ist einerseits auf die beschriebenen Ausgleichseffekte bei der Last und der Einspeisung aus FEE zurückzuführen. Andererseits beträgt der Anteil der FEE Erzeugung am Nettojahresstromverbrauch inkl. Netzverlusten in Deutschland 21,2 % in 2015, 29,1 % in 2020 und 45,6 % in 2030, während dieser Anteil in Europa 11 lediglich 11,2 % in 2015, 18,1 % in 2020 und 28,4 % in 2030 beträgt.⁵⁹ Somit führen sowohl die Ausgleichseffekte innerhalb Europa 11 als auch die geringeren FEE-Anteile in Europa 11 dazu, dass bei gemeinsamer Betrachtung keine Überschusssituationen auftreten. Deutlich wird dies auch bei Betrachtung der nationalen Überschusssituationen. In Abbildung 3-6 sind die maximalen Überschüsse, die dadurch entstehen, dass die FEE-Einspeisung die Last übersteigt, differenziert nach den betrachteten

⁵⁸ Aufgrund der Nicht-Berücksichtigung von Laufwasser im Rahmen der Analyse der Ausgleichseffekte in Europa 11 fallen Ausmaß und Häufigkeit der Überschüsse in Deutschland geringer aus als in den Analysen zur Entwicklung der residualen Last in Deutschland in Abschnitt 2.3.1.2

⁵⁹ Abweichungen gegenüber den Angaben im Rahmen der Analyse der Residuallast in Deutschland in den für Deutschland ausgewiesenen Anteilen der FEE ergeben sich auf Grund der Nicht-Berücksichtigung von Wasserkraft in der Analyse der Ausgleichseffekte in Europa 11.

Ländern, in denen überhaupt Überschusssituationen auftreten, für die Jahre 2015, 2020 und 2030 dargestellt.

Abbildung 3-6: Maximale Überschüsse nach Ländern bei nationaler Betrachtung in Europa 11 für die Jahre 2015, 2020 und 2030

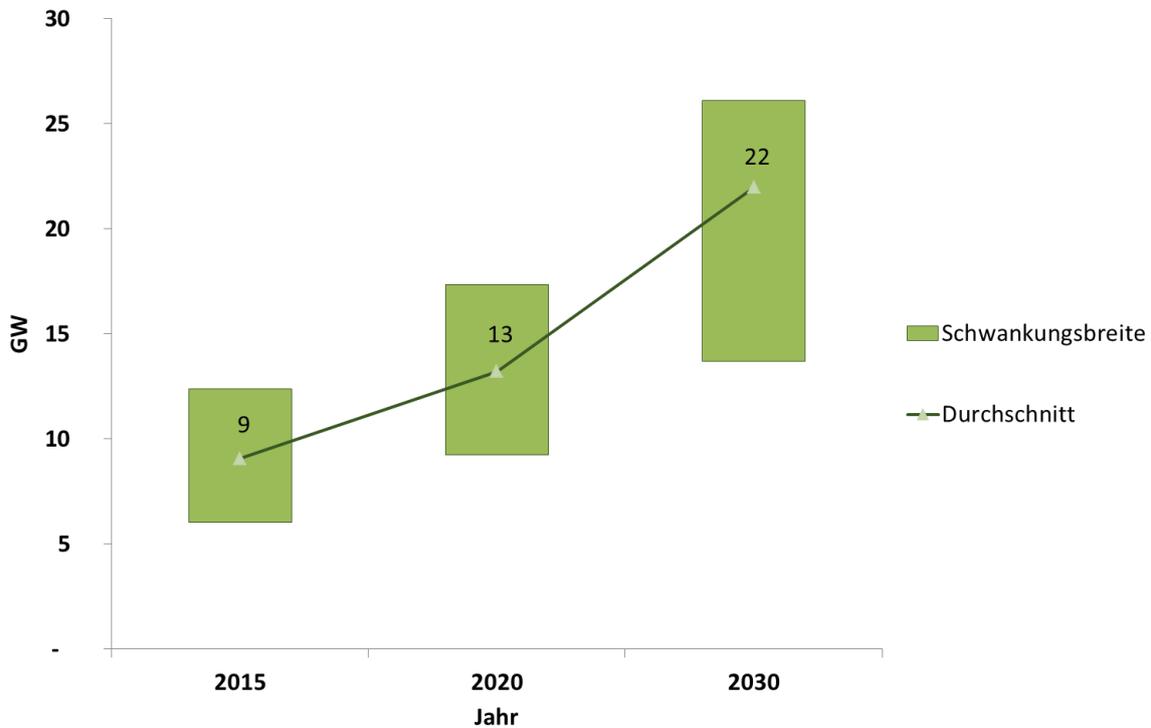


Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis ENTSO-E

Wie in Abbildung 3-6 zu erkennen, würden bei einer Betrachtung unter der Annahme der ‚nationalen Autarkie‘, bei der die jeweils tiefste residuale Last in den einzelnen Ländern betrachtet wird, auch in einigen anderen Ländern aus Europa 11 Überschusssituationen auftreten. Die maximalen Überschüsse betragen in Summe ca. 0,7 GW in 2015, ca. 8,5 GW in 2020 und knapp 43 GW in 2030. Die zugehörigen Energiemengen in Überschusssituationen betragen 26 GWh in 2015, ca. 470 GWh in 2020 und ca. 4.182 GWh im Jahr 2030.

Neben den Ausgleichseffekten in Überschusssituationen ergeben sich Ausgleichseffekte in Knappheitssituationen bei Betrachtung von Europa 11. So reduziert sich die residuale Jahreshöchstlast bei einer gemeinsamen Betrachtung unter Berücksichtigung der Zeitgleichheit im Vergleich zu einer Betrachtung von Europa 11 unter der Annahme ‚nationaler Autarkie‘. In Abbildung 3-7 sind die Ausgleichseffekte zur Reduktion der residualen Jahreshöchstlast in Europa 11 für die Jahre 2015, 2020 und 2030 einerseits im Mittel über die sechs Basisjahre und andererseits die minimalen und die maximalen Ausgleichseffekte der einzelnen Basisjahre dargestellt.

Abbildung 3-7: Ausgleichseffekte der residualen Jahreshöchstlast in Europa 11 für die Jahre 2015, 2020 und 2030

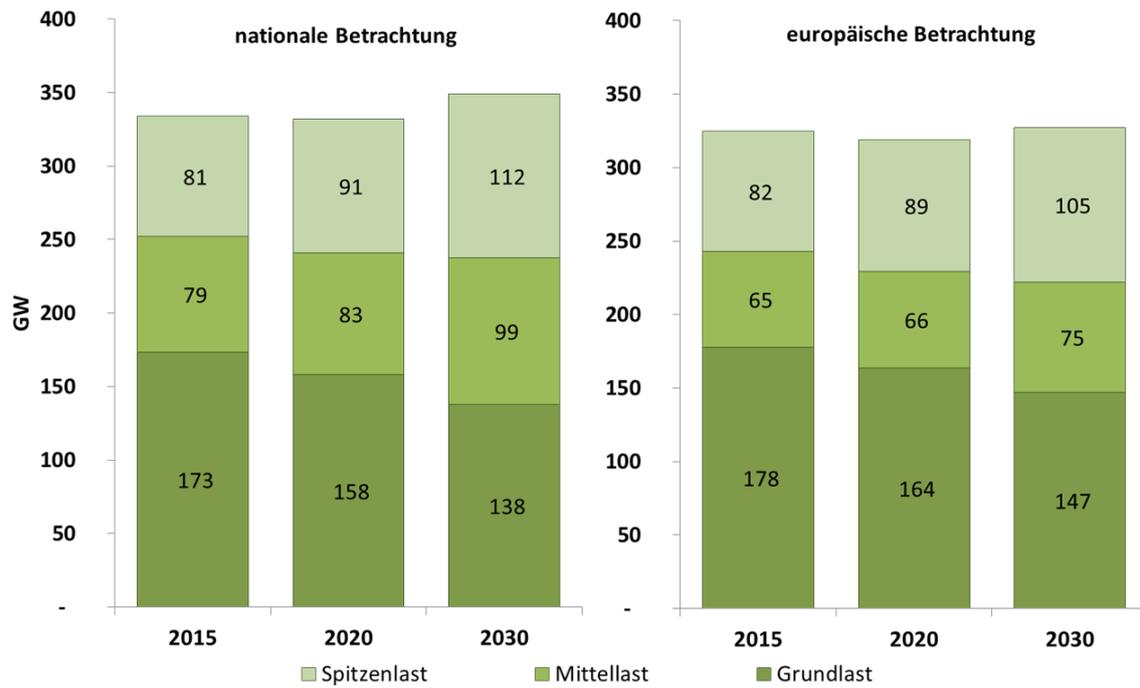


Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis ENTSO-E

Die Reduktion der residualen Jahreshöchstlast bei gemeinsamer Betrachtung der Region Europa 11 beträgt im Mittel über alle sechs Basisjahre ca. 9 GW in 2015, ca. 13 GW in 2020 und ca. 22 GW in 2030, während die minimalen Ausgleichseffekte, die in den einzelnen Basisjahren auftreten, ca. 6 GW in 2015, ca. 9 GW in 2020 und ca. 14 GW in 2030 betragen.

Eine Analyse zur Zusammensetzung der residualen Last aus Grund-, Mittel- und Spitzenlast erfolgt analog zu der entsprechenden Auswertung in Abschnitt 2.3.1 zur Analyse der Last und der Residuallast in Deutschland. In Abbildung 3-8 sind die Anteile der Leistung aus Grund-, Mittel- und Spitzenlast einerseits bei einer ‚nationalen Betrachtung‘ (ohne die Nutzung von Ausgleichseffekten) und andererseits bei einer gemeinsamen ‚europäischen Betrachtung‘ der Region Europa 11 für die Jahre 2015, 2020 und 2030 dargestellt.

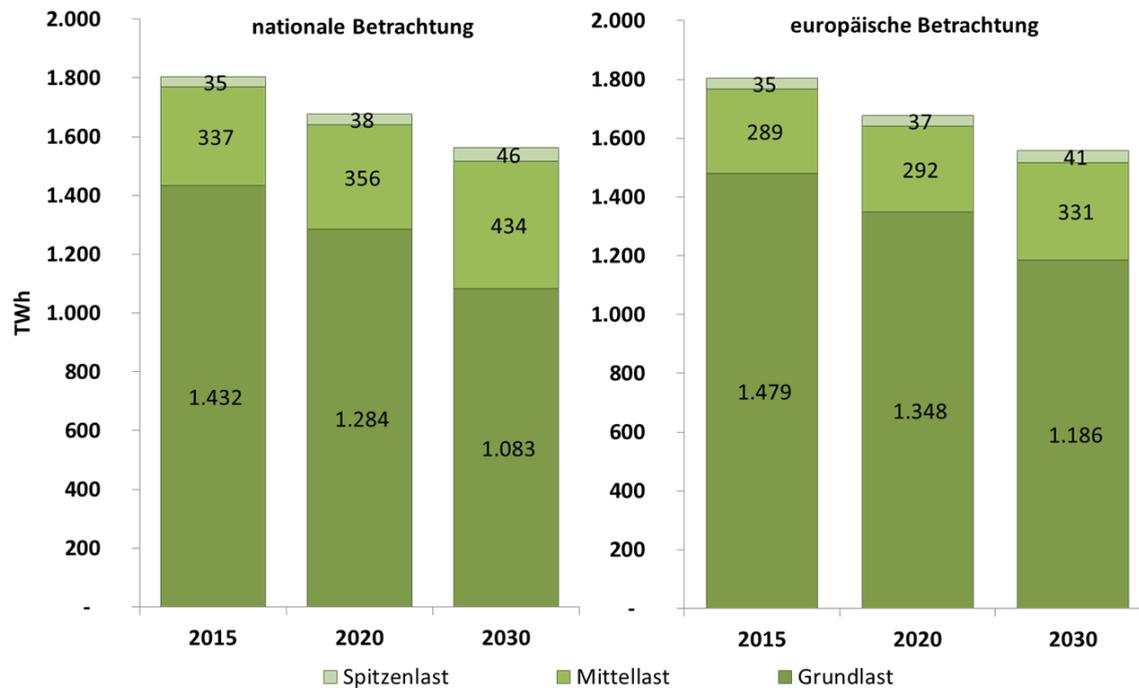
Abbildung 3-8: Leistung in Grund-, Mittel- und Spitzenlast in Europa 11 für die Jahre 2015, 2020 und 2030 – nationale Betrachtung vs. europäische Betrachtung



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis ENTSO-E

Die Leistungsanteile an Spitzen- und Mittellast steigen im Zeitverlauf bis 2030 bei einer gemeinsamen ‚europäischen Betrachtung‘ moderater an als bei ‚nationaler Betrachtung‘. Der Anteil an Grundlast ist hingegen bei ‚europäischer Betrachtung‘ höher als bei ‚nationaler Betrachtung‘.

Abbildung 3-9: Erzeugung Grund-, Mittel- und Spitzenlast in Europa 11 für die Jahre 2015, 2020 und 2030 – nationale Betrachtung vs. europäische Betrachtung



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis ENTSO-E

In Abbildung 3-9 sind die entsprechend zugehörigen Strommengen aus Grund-, Mittel- und Spitzenlast dargestellt. Auch hier sind bei ‚europäischer Betrachtung‘ der Region Europa 11 die im Zeitverlauf steigenden Anteile an Spitzen- und Mittellast geringer als bei ‚nationaler Betrachtung‘, während der im Zeitverlauf sinkende Anteil an Grundlast in der ‚europäischen Betrachtung‘ höher ist als bei ‚nationaler Betrachtung‘.

Um die in diesem Abschnitt dargestellten Ausgleichseffekte innerhalb der Region Europa 11 heute und im Zeitverlauf vollumfänglich nutzen zu können, ist eine ausreichende Dimensionierung und somit der Ausbau der europäischen Netzinfrastruktur eine zentrale Voraussetzung. Bereits die bestehende Netzinfrastruktur ermöglicht dabei, dass überregionale Ausgleichseffekte bereits heute in erheblichem Umfang genutzt werden können. In Tabelle 3-2 sind die Kuppelkapazitäten (NTC – Net Transfer Capacity) zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern heute, in 2020 und in 2030 dargestellt.

Tabelle 3-2: NTC-Kapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern heute, in 2020 und in 2030

Nachbarland	NTC-Kapazitäten in MW					
	2014		2020		2030	
	DE an Ausland	von Ausland an DE	DE an Ausland	von Ausland an DE	DE an Ausland	von Ausland an DE
AT	4.200	3.800	4.200	3.800	6.625	6.625
BE	-	-	1.000	1.000	1.750	1.750
CH	1.500	4.000	1.500	4.000	5.600	5.650
CZ	1.300	2.600	1.300	2.600	1.300	2.600
DK	2.550	3.100	3.700	3.700	3.700	3.700
FR	3.000	3.000	3.000	3.000	4.500	4.500
LU	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300
NL	2.400	3.000	3.800	3.800	4.600	4.600
PL	1.200	1.200	2.000	3.000	2.750	3.000
Summe	18.450	23.000	22.800	27.200	33.125	34.725

Quelle: r2b (2014) AP 3 Leiststudie Strommarkt.

Im deutschen Übertragungsnetz bestehen somit bereits heute Exportkapazitäten ins benachbarte Ausland in Höhe von ca. 18,5 GW und Importkapazitäten in Höhe von 23 GW, die bis zum Jahr 2030 auf gut 33 GW bzw. knapp 35 GW ausgebaut werden sollen. Die Kuppelkapazitäten sind aufgrund der zentralen Lage Deutschlands innerhalb des europäischen Verbundnetzes sowie des vergleichsweise hohen Stromverbrauchs Deutschlands bereits heute und auch in Zukunft verglichen mit den Kapazitäten zwischen den Nachbarländern hoch. Auch zwischen den Nachbarländern Deutschlands bestehen bereits heute erhebliche Übertragungskapazitäten, die im Zeitverlauf noch weiter ausgebaut werden sollen. Die Kuppelkapazitäten zwischen den Nachbarländern heute, in 2020 und in 2030 sind in Tabelle 3-3 dargestellt

Tabelle 3-3: NTC-Kapazitäten zwischen den Nachbarländern zzgl. Italien heute in 2020 und in 2030.

Land A, B	2014		2020		2030	
	A->B	B->A	A->B	B->A	A->B	B->A
AT, CH	540	1.200	540	1.200	540	1.200
AT, CZ	600	1.000	600	1.000	600	1.000
AT, IT	220	285	220	285	1.750	2.270
CH, FR	1.100	3.200	1.100	3.200	2.100	4.200
CH, IT	4.240	1.810	4.240	1.810	4.240	1.810
CZ, PL	800	1.800	800	1.800	800	1.800
FR, BE	3.200	2.200	3.200	2.200	3.200	2.200
FR, IT	2.850	1.100	3.900	1.500	3.900	1.500
NL, BE	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
NL, DK	-	-	700	700	700	700

Quelle: r2b (2014): AP 3 der Leiststudie Strommarkt.

Somit bestehen auch zwischen den Nachbarländern bereits heute erhebliche Übertragungskapazitäten, die im Zeitverlauf weiter ausgebaut werden sollen.⁶⁰

3.2 Erzeugungsseitige Flexibilitätsoptionen

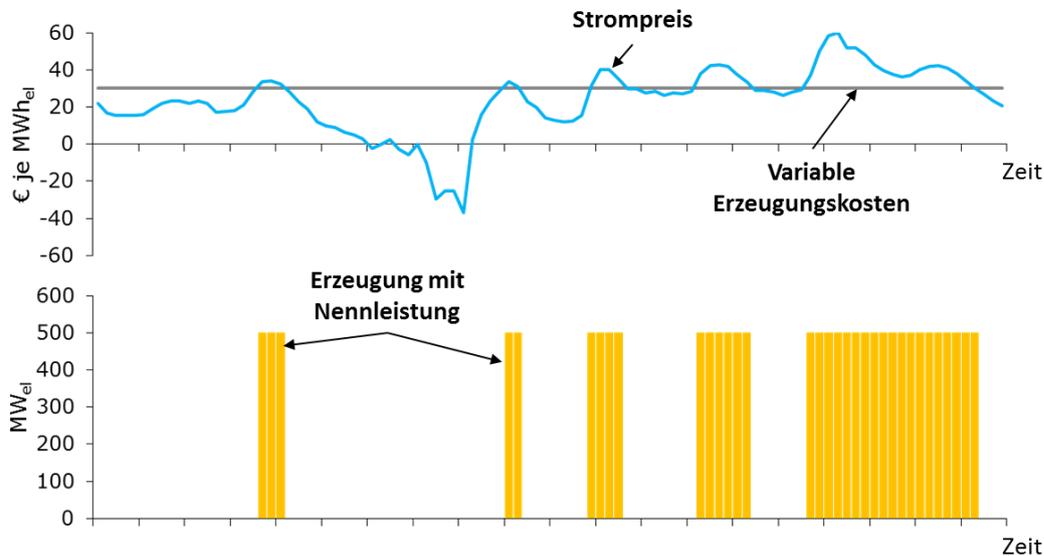
Neben überregionalen Ausgleichseffekten der Last und der Einspeisung von FEE bestehen auch erzeugungsseitige Flexibilisierungspotenziale. In den folgenden Abschnitten zeigen wir einerseits technische Inflexibilitäten von konventionellen Kraftwerken und KWK-Anlagen auf und stellen andererseits Möglichkeiten zur Flexibilisierung dieser dar. Darüber hinaus zeigen wir die Möglichkeit und eine Abschätzung des Potenzials einer aktiven Einbindung von Netzesatzanlagen in den Markt auf und geben einen Überblick über die Eignung und Kosten des Neubaus von Spitzenlastkraftwerken.⁶¹

Vereinfachend wird bei Analysen des Strommarkts und des Stromversorgungssystems, wie z. B. dem sog. ‚merit order‘-Modell, häufig unterstellt, dass thermische Erzeugungsanlagen, wie Dampfkraftwerke, Gasturbinen und GuD-Anlagen, in Situationen, in denen der erzielbare Strompreis am Großhandelsmarkt über ihren jeweiligen variablen Erzeugungskosten liegen, mit ihrer verfügbaren Leistung erzeugen. In Situationen, in denen der erzielbare Strompreis am Großhandelsmarkt unter den jeweiligen variablen Erzeugungskosten liegt, wird hingegen unterstellt, dass die Betreiber von Erzeugungsanlagen auf Stromerzeugung verzichten, da sie keine positiven Deckungsbeiträge erwirtschaften können. In Abbildung 3-10 ist ein entsprechender Einsatz einer Erzeugungsanlage dargestellt. Dabei wurde von einer Anlage mit variablen Erzeugungskosten in Höhe von 30 € je MWh_{el} und einer installierten Leistung von 500 MW_{el} ausgegangen.

⁶⁰ Vgl. r2b (2014) AP 3 der Leitstudie Strommarkt.

⁶¹ Auf eine Darstellung der Flexibilisierungspotenziale bei der Bioenergie haben wir im Rahmen dieses Gutachtens verzichtet, da hierzu eine Analyse des Förderregimes für Bioenergie notwendig wäre, was nicht Gegenstand der Untersuchungen ist. Für einen Überblick vgl. z B. Fraunhofer IWES (2014).

Abbildung 3-10: Einsatz eines thermischen Kraftwerks ohne Berücksichtigung von technischen und ökonomischen Restriktionen



Quelle: Eigene Darstellung.

Wie die Abbildung zeigt, erzeugt die Anlage mit ihrer verfügbaren Leistung in Stunden mit Strompreisen am Großhandelsmarkt über 30 € je MWh_{el} und wird in Stunden mit einem Strompreis am Großhandelsmarkt unter 30 € je MWh_{el} abgeschaltet.

In Abhängigkeit der Fragestellung ist eine solche Vereinfachung ggf. eine geeignete Approximation der Entscheidungen von Kraftwerksbetreibern beim Einsatz ihrer Erzeugungsanlage. In der realen Welt sind bei Einsatzentscheidungen von thermischen Kraftwerken jedoch zusätzliche Restriktionen, Kosten und Anforderungen zu berücksichtigen, die zu technisch und / oder ökonomisch bedingter Inflexibilität beim Einsatz von Kraftwerken führt.

Inflexibilität beim Einsatz von Erzeugungsanlagen definieren wir in diesem Kontext wie folgt als:

- Erzeugung von thermischen Kraftwerken, deren variable Erzeugungskosten über dem erzielbaren Marktpreis (Strompreis am Großhandelsmarkt) in der jeweiligen Situation liegen.
- Keine Erzeugung von thermischen Kraftwerken oder Erzeugung unterhalb ihrer maximal möglichen Erzeugung (verfügbaren Leistung), deren variable Erzeugungskosten unterhalb des erzielbaren Marktpreises (Strompreis am Großhandelsmarkt) in der jeweiligen Situation liegen.

Ursächlich für eine solche Betriebsweise sind technische Eigenschaften von thermischen Kraftwerken oder zusätzliche Anforderungen aufgrund von weiteren Rahmenbedingungen an die Betriebsweise der jeweiligen Erzeugungsanlage. Einerseits ist die Geschwindigkeit der Anpassung der Stromerzeugung von thermischen Kraftwerken beschränkt oder Anpassungen der

Höhe der Stromerzeugung verursachen zusätzliche Kosten (insbesondere An- und Abfahrkosten). Andererseits ergeben sich durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen und / oder durch die Vermarktung von Regelleistung zusätzliche Erlösmöglichkeiten sowie Anforderungen an den Anlagenbetrieb, die die Flexibilität beim Einsatz von thermischen Erzeugungsanlagen beschränken können.

Im Rahmen dieses Unterkapitels werden wir potenzielle Inflexibilität konventioneller Kraftwerke einschließlich KWK-Anlagen untersuchen und Möglichkeiten zu deren Flexibilisierung aufzeigen. Darüber hinaus werden ergänzend die Ergebnisse einer Eignungs- und Potenzialanalyse der Teilnahme netzsynchroner Netzersatzanlagen (auch Notstromaggregate genannt) an den wettbewerblichen Strommärkten dargestellt.

3.2.1 Konventionelle Kraftwerke

Konventionelle Kraftwerke weisen in Abhängigkeit von der Kraftwerkstechnologie sehr heterogene technische Flexibilitätseigenschaften auf. Einerseits ist die Flexibilität abhängig vom Primärenergieträger und andererseits von der Anlagenauslegung bzw. der Anlagenkonfiguration. So weisen beispielweise Kernkraftwerke und ältere Braunkohlekraftwerke eine vergleichsweise geringe technische Flexibilität auf, was auf lange An- und Abfahrzeiten, geringe Leistungsgradienten, eine lange Mindeststillstandsdauer und eine hohe technische Mindestleistung zurückzuführen ist. Offene Gasturbinen und Motorkraftwerke hingegen weisen eine vergleichsweise hohe technische Flexibilität auf und können ihre Stromerzeugung kurzfristig stark variieren.

Neben technischen Eigenschaften konventioneller Kraftwerke, die die Flexibilität der Anlagen bei der Stromerzeugung determinieren, zeigen wir auch Ursachen für Inflexibilitäten auf, die nur im weiteren Sinne ‚technisch‘ bedingt sind, da sie beispielsweise auf die Notwendigkeit einer bestimmten Betriebsweise bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie z. B. Regelleistung, zurückzuführen sind.

Darüber hinaus wird aus den in Kapitel 2 identifizierten Anforderungen an das zukünftige Stromversorgungssystem eine Umstrukturierung der Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks resultieren, um einen effizienten Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei hohen residualen Lasten (Knappheitssituationen) zu gewährleisten.⁶² Grundlast-Kraftwerke werden sukzessive an Bedeutung verlieren, während der Stellenwert von Spitzenlast-Kraftwerken und Flexibilitätsoptionen zunehmen wird. Aufgrund sehr geringer Auslastungen dieser Spitzenlastanlagen sind hierzu Anlagen mit geringen Investitionskosten bei untergeordneter Relevanz der variablen Erzeugungskosten geeignet.⁶³ Vor diesem Hintergrund haben wir eine Untersuchung der Eignung und Kosten von Spitzenlastkraftwerken (Offene Gasturbinen und Motorkraftwerke) durchgeführt, deren zentrale Ergebnisse ebenfalls in diesen Abschnitt integriert werden.

⁶² Vgl. hierzu Abschnitt 4.1.3.

⁶³ Vgl. Abschnitt 2.3.1.

3.2.1.1 **Potenzielle technische Inflexibilität**

Wie flexibel ein konventionelles Kraftwerk eingesetzt werden kann, hängt von verschiedenen Faktoren ab, die die Flexibilität von Erzeugungsanlagen determinieren:

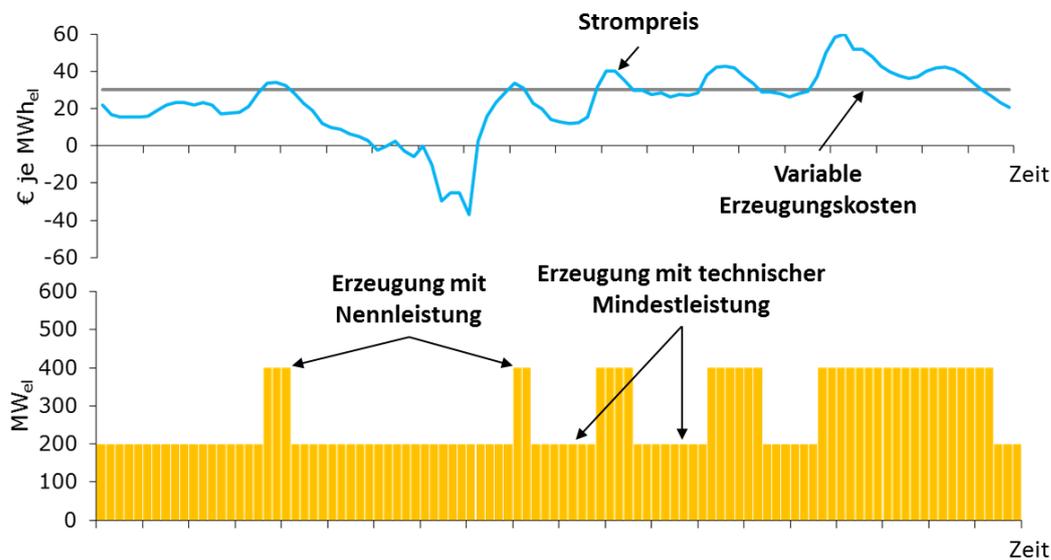
- Dauer und Kosten von An- und Abfahrvorgängen
- Leistungsgradienten
- technische Mindestleistung
- Teillastwirkungsgrad
- Mindestbetriebs – und stillstandszeiten

Die folgenden Ausführungen zu potenziellen Inflexibilitäten bei der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken sind schematisch. D. h. es erfolgt keine Differenzierung nach Anlagentypen oder eingesetztem Primärenergieträger, weshalb die aufgezeigten Inflexibilitäten nicht für jedes konventionelle Kraftwerk in gleichem Umfang relevant sind. In Abhängigkeit des eingesetzten Primärenergieträgers, des Anlagentyps und der Anlagenkonfiguration können die beschriebenen Inflexibilitäten mehr oder weniger stark ausgeprägt sein und ggf. für bestimmte Anlagentypen nicht vollumfänglich zutreffen. Abhängig von der Kraftwerkstechnologie und der Anlagenauslegung weisen Erzeugungsanlagen unterschiedliche technische Mindestleistungen auf. Die technische Mindestleistung bezeichnet die minimale Leistungsabgabe, bei der ein stabiler Betrieb der Erzeugungsanlage möglich ist. Im Folgenden wird schematisch aufgezeigt, wie sich unterschiedliche technische Mindestleistungen auf die Flexibilität der Erzeugung konventioneller Kraftwerke auswirken und erläutert, wie Dauer und Kosten von An- und Abfahrvorgängen den Betrieb konventioneller Kraftwerke beeinflussen können.

In Abbildung 3-10 (Abschnitt 3.3) ist dargestellt, wie ein flexibler Anlageneinsatz auf Basis des erzielbaren Marktpreises (Strompreise am Großhandelsmarkt) erfolgt. Bei einer Abstraktion von Inflexibilitäten erfolgt ein Anlageneinsatz immer dann, wenn der erzielbare Marktpreis oberhalb der variablen Erzeugungskosten liegt.

Wenn hingegen Inflexibilitäten in Form von An- und Abfahrzeiten, An- und Abfahrkosten und technischer Mindestleistung vorliegen, unterliegt der Anlageneinsatz verschiedenen Restriktionen. Die Auswirkungen auf den Einsatz der Anlage sind in der folgenden Abbildung schematisch dargestellt.

Abbildung 3-11: Technische Inflexibilität aufgrund technischer Mindestleistung



Quelle: Eigene Darstellung.

An- und Abfahrkosten können dazu führen, dass die konventionelle Erzeugungsanlage ggf. nicht abgeschaltet wird, wenn die variablen Erzeugungskosten unterhalb des erzielbaren Marktpreises liegen. Vielmehr erzeugt die Anlage mit technischer Mindestleistung. Die Betriebsentscheidungen für die Erzeugung eines konventionellen Kraftwerkes erfolgen somit einerseits in Abhängigkeit des erzielbaren Marktpreises (Strompreis am Großhandelsmarkt) und andererseits in Abhängigkeit von der Dauer und den Kosten von An- und Abfahrvorgängen und der technischen Mindestleistung.⁶⁴ Eine Erzeugungsanlage wird immer dann abgeschaltet, wenn der erzielbare Marktpreis so weit unterhalb der variablen Erzeugungskosten liegt, dass die durch den An- und Abfahrvorgang verursachten Kosten unterhalb der Kosten aus negativen Deckungsbeiträgen im Mindestleistungsbetrieb liegen. In Abbildung 3-11 liegen die Kosten des An- und Abfahrvorgangs oberhalb der Kosten aus negativen Deckungsbeiträgen bei Betrieb mit Mindestleistung, weshalb die Anlage auf Mindestleistung betrieben wird, auch wenn die variablen Erzeugungskosten oberhalb des erzielbaren Markterlöses liegen.

Die technische Mindestleistung konventioneller Kraftwerke in Verbindung mit hohen An- und Abfahrkosten sowie Zeiten können Inflexibilitäten der Stromerzeugung in den folgenden Situationen verursachen:

- In Situationen mit Strompreisen unterhalb der variablen Erzeugungskosten, in denen keine positiven Deckungsbeiträge erzielbar sind, wird die Erzeugungsanlage auf technischer Mindestleistung weiter betrieben, wenn die An- und Abfahrzeiten eine Ab-

⁶⁴ Die Abhängigkeit von Wirkungsgradverlusten eines Teillastbetriebs wird an dieser Stelle vereinfachend vernachlässigt.

schaltung einerseits aus technischer Sicht nicht zulässt oder die An- und Abfahrkosten eine Abschaltung aus ökonomischer Perspektive verhindern.

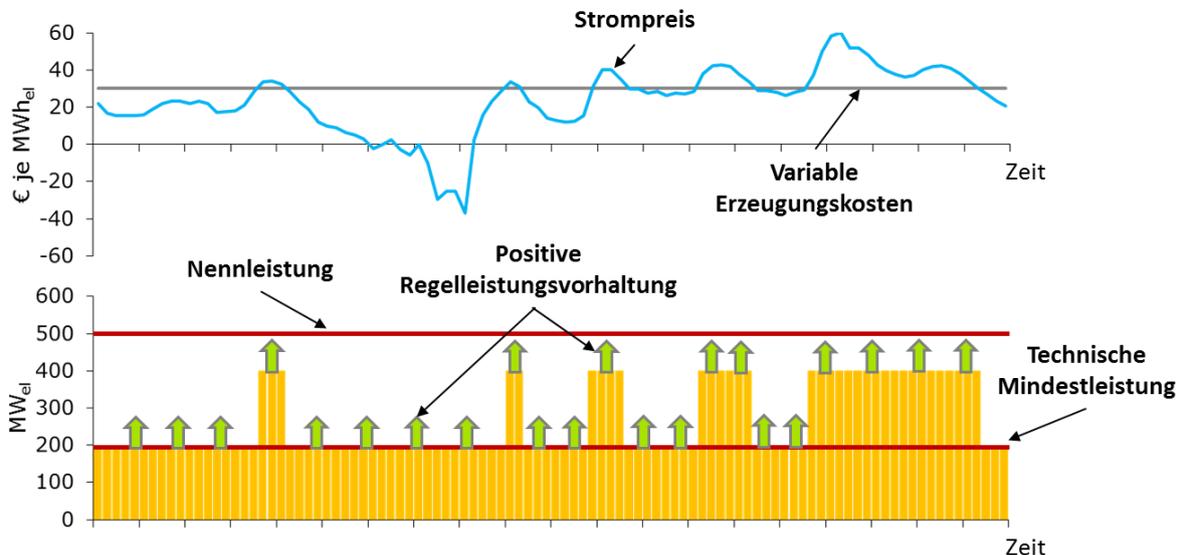
- In Situationen mit Strompreisen oberhalb der variablen Erzeugungskosten, in denen positive Deckungsbeiträge erzielbar sind, wird die Erzeugungsanlage ggf. nicht hochgefahren, wenn die An- und Abfahrzeiten ein Hochfahren der Anlage aus technischer Sicht nicht zulassen oder hohe An- und Abfahrkosten ein Hochfahren aus ökonomischer Perspektive verhindern.

Somit können technische Inflexibilitäten, wie Dauer und Kosten von An- und Abfahrvorgängen, technische Mindestlasten oder auch Mindeststillstandsdauern, dazu führen, dass sowohl in Knappheits- als auch in Überschusssituationen Betriebsentscheidungen für konventionelle Erzeugungsanlagen getroffen werden, die nicht zu einer Deckung hoher residualer Lasten beitragen bzw. in Situationen mit niedriger oder zukünftig ggf. negativer residualer Last nicht zu einer Reduktion der Einspeisung beitragen.⁶⁵

Wenn eine Anlage neben der Vermarktung an den Großhandelsmärkten auch zur Bereitstellung von Regelleistung vermarktet wird, bestehen zusätzliche Restriktionen bezüglich der Flexibilität der Stromerzeugung. Um positive Regelleistung bereitstellen zu können, muss die Anlage jederzeit in der Lage sein, die Erzeugung in dem Zeitraum und dem Umfang, der für die Erbringung der entsprechend bereitzustellenden Regelleistungsqualität erforderlich ist, zu erhöhen. In Abbildung 3-12 sind schematisch die Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes dargestellt, die mit der Bereitstellung positiver Regelleistung einhergehen.

⁶⁵ Die Relevanz dieser Inflexibilitäten in Knappheits- bzw. Überschusssituationen ist jedoch in Abhängigkeit des Anlagentyps ggf. begrenzt, da solche Situationen in der Regel mit sehr hohen bzw. sehr niedrigen oder sogar negativen Preisen einhergehen.

Abbildung 3-12: Technische Inflexibilität aufgrund der Bereitstellung positiver Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke



Quelle: Eigene Darstellung.

Im Wesentlichen führt die Bereitstellung positiver Regelleistung zu zwei verschiedenen Ausprägungen von Inflexibilität bei konventionellen Kraftwerken, die verhindern, dass die Erzeugungsentscheidung allein auf Basis der Preissignale des Strommarktes erfolgt:

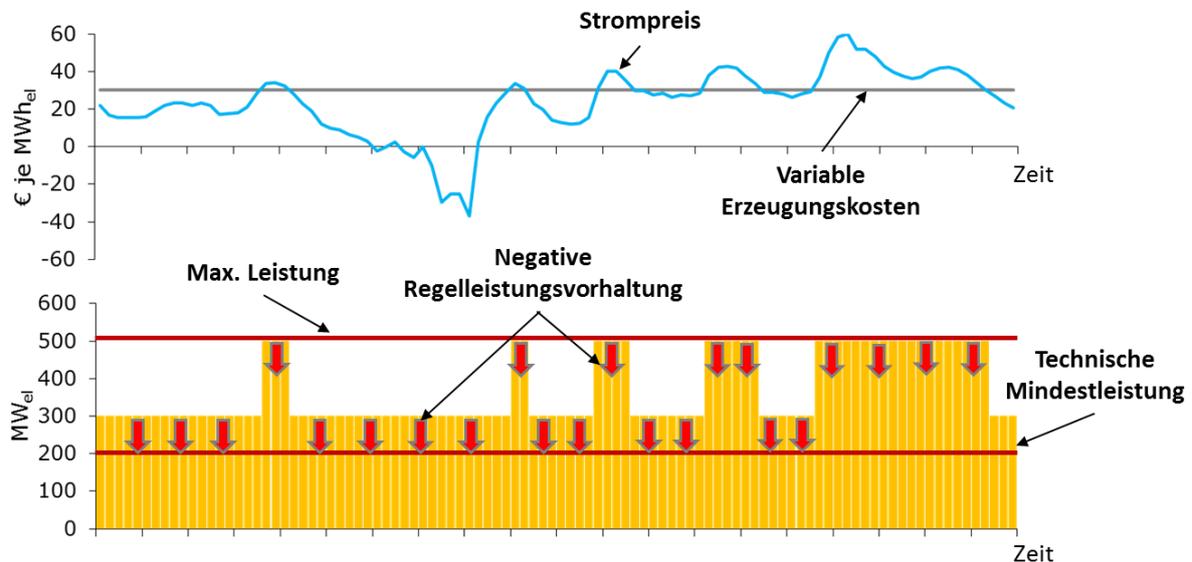
- In Situationen mit Strompreisen unterhalb der variablen Erzeugungskosten, in denen keine positiven Deckungsbeiträge am Großhandelsmarkt für Strom erzielbar sind, muss die Erzeugungsanlage auf der zur Erbringung der kontrahierten Regelleistung entsprechend erforderlichen technischen Mindestleistung betrieben werden.
- In Situationen mit Strompreisen oberhalb der variablen Erzeugungskosten, in denen positive Deckungsbeiträge am Großhandelsmarkt für Strom erzielbar sind, kann die Anlagen nicht auf Nennleistung betrieben werden, da für den Fall eines Abrufs kontrahierter positiver Regelleistung eine entsprechende Kapazität vorgehalten werden muss.

Somit kann eine konventionelle Erzeugungsanlage, die positive Regelleistung bereitstellt, sowohl in Überschusssituationen, bei niedrigen oder negativen Strompreisen, als auch in Knappheitssituationen, bei hohen Strompreisen, nicht in vollem Umfang entsprechend der Preissignale des Großhandelsmarktes betrieben werden.

Auch die Bereitstellung negativer Regelleistung aus konventionellen Erzeugungsanlagen birgt potenzielle Inflexibilitäten beim Betrieb der Anlage. Um negative Regelleistung bereitstellen zu können, muss die Anlage jederzeit in der Lage sein, die Erzeugung in dem Zeitraum und dem Umfang, der für die Erbringung der entsprechend bereitzustellenden Regelleistungsqualität erforderlich ist, zu reduzieren. In Abbildung 3-13 sind schematisch die Restriktionen des

Kraftwerkseinsatzes dargestellt, die mit der Bereitstellung negativer Regelleistung einhergehen.

Abbildung 3-13: Technische Inflexibilität aufgrund der Bereitstellung negativer Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke



Quelle: Eigene Darstellung.

Im Wesentlichen ruft die Bereitstellung negativer Regelleistung Inflexibilität konventioneller Kraftwerke in Überschussituationen hervor, die verhindert, dass die Erzeugungsentscheidung allein auf Basis der Preissignale des Großhandelsmarktes erfolgt. So muss die Erzeugungsanlage in Situationen mit Strompreisen unterhalb der variablen Erzeugungskosten, in denen keine positiven Deckungsbeiträge am Großhandelsmarkt für Strom erzielbar sind, auf einer zur Erbringung der negativen Regelleistung entsprechend erforderlichen Mindestleistung betrieben werden. Diese liegt aufgrund der Notwendigkeit der weiteren Reduktion der Erzeugungsleistung noch oberhalb der technischen Mindestleistung, weil bei Abruf der negativen Regelleistung eine weitere Leistungsreduktion erforderlich ist

Somit kann eine konventionelle Erzeugungsanlage, die negative Regelleistung bereitstellt, insbesondere auch in Überschussituationen mit niedrigen oder negativen Strompreisen nicht abgeschaltet oder auf technischer Mindestlast betrieben werden.

3.2.1.2 Technische Flexibilisierungsoptionen

Für die Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke besteht eine Vielzahl unterschiedlicher technischer Flexibilisierungsoptionen, die dazu beitragen können, den Anforderungen in einem zukünftigen Stromversorgungssystem besser gerecht zu werden. Diese Flexibilisierungsoptionen lassen sich grundsätzlich in zwei verschiedene Kategorien einordnen:

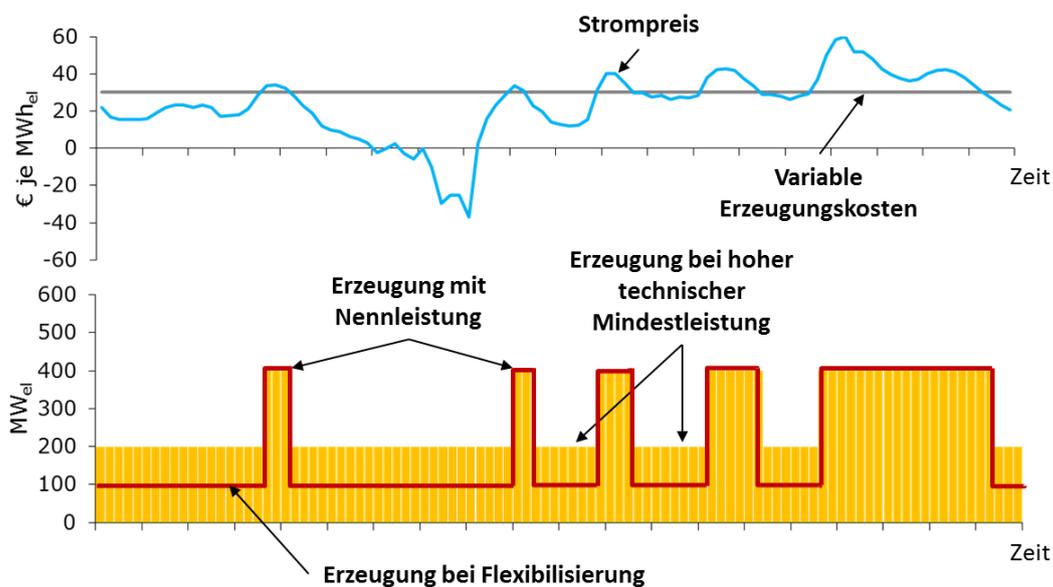
- Maßnahmen, die zu einer Flexibilisierung von Bestandskraftwerken beitragen

- Umbau des Kraftwerksparks auf Technologien mit höherer Flexibilität (siehe Abschnitt 3.2.1 und 3.2.2)

Zur ersten Kategorie wird im Folgenden aufgezeigt, wie sich eine Verringerung technischer Restriktionen einer flexiblen Stromerzeugung aufgrund von Dauer und Kosten von An- und Abfahrvorgängen, technische Mindestleistung, technische Mindestleistung bei Regelleistungsbereitstellung und Mindeststillstandsdauern auf die mögliche Betriebsweise konventioneller Kraftwerke auswirken kann.

Eine Reduktion der technischen Mindestleistung, der An- und Abfahrzeiten bzw. Kosten und der Mindeststillstandsdauern ermöglicht einen flexibleren Betrieb konventioneller Kraftwerke. Mögliche Auswirkungen einer Reduktion der technischen Mindestleistung auf die Flexibilität konventioneller Kraftwerke sind in Abbildung 3-14 dargestellt.

Abbildung 3-14: Erhöhung der Flexibilität durch geringere technische Mindestleistung



Quelle: Eigene Darstellung.

In orange dargestellt ist die Betriebsweise eines konventionellen Kraftwerks ohne Reduktion der technischen Mindestleistung (Vgl. auch Abbildung 3-11). Die rote Linie zeigt die mögliche Betriebsweise bei Reduktion der technischen Mindestleistung auf. Diese führt dazu, dass die Anlage in Situationen mit Strompreisen unterhalb der variablen Erzeugungskosten, in denen keine positiven Deckungsbeiträge erzielbar sind, auf einer geringeren technischen Mindestleistung weiter betrieben wird, da die An- und Abfahrzeiten (bzw. An- und Abfahrkosten) eine vollständige Abschaltung aus technischer (bzw. ökonomischer) Sicht nicht zulassen.

Des Weiteren führt eine Reduktion der Dauer und Kosten von An- und Abfahrvorgängen dazu, dass in Situationen mit Strompreisen unterhalb der variablen Erzeugungskosten eine flexiblere Fahrweise konventioneller Kraftwerke möglich ist. So kann anstatt eines Betriebs der Anlage in

technischer Mindestlast auch bei kürzeren Perioden mit Strompreisen unterhalb der variablen Erzeugungskosten eine vollständige Abschaltung erfolgen.

Auch in Situationen mit hoher residualer Last in denen positive Deckungsbeiträge erzielbar sind, führt eine Reduktion der Dauer und Kosten von An- und Abfahrvorgängen dazu, dass eine Anlage flexibler betrieben werden kann. Geringere An- und Abfahrzeiten ermöglichen einerseits das Hochfahren der Anlage aus technischer Sicht auch bei kürzeren Perioden mit Preisen oberhalb der variablen Kosten. Andererseits führen geringere An- und Abfahrkosten dazu, dass ein Hochfahren in Perioden mit Preisen oberhalb der variablen Erzeugungskosten aus ökonomischer Perspektive eher erfolgt.

Konkrete Maßnahmen, die zu einer Flexibilisierung von Bestandskraftwerken beitragen können, werden in dieser Studie nicht analysiert. Es besteht eine Vielzahl möglicher technischer Modifikationen oder Anpassungen der Auslegung von konventionellen Erzeugungsanlagen, die die Flexibilitätseigenschaften der Anlagen verbessern können. Mögliche Maßnahmen betreffen nahezu alle Einzelkomponenten konventioneller Erzeugungsanlagen.⁶⁶

3.2.2 KWK-Anlagen

KWK-Anlagen wandeln Energie gleichzeitig in elektrische Energie und nutzbare Wärme um und erzielen durch diese kombinierte Erzeugung hohe Brennstoffausnutzungsgrade. Das Leistungsspektrum von KWK-Anlagen erstreckt sich von wenigen Kilowatt, z. B. zur Wärmeversorgung einzelner Gebäude, bis hin zu mehreren hundert Megawatt, die ausreichen, um ganze Städte mit Nah- oder Fernwärme bzw. Industriegebiete mit Prozesswärme zu versorgen. Darüber hinaus gibt es eine Vielzahl unterschiedlicher Anlagentypen und Anlagenkonfigurationen.

Im Jahr 2012 betrug die installierte Leistung von KWK-Anlagen ca. 30 GW, was einem Anteil von ca. 25 % der installierten Leistung nicht dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen entspricht.⁶⁷ Insgesamt betrug die Nettostromerzeugung in 2012 ca. 95 TWh, was einem Anteil von etwa 16 % der gesamten Netto-Stromerzeugung in Deutschland entspricht. Für das Jahr 2020 wird im Koalitionsvertrag der Bundesregierung ein Anteilsziel von 25 % KWK an der Netto-Stromerzeugung angestrebt, was ca. 150 TWh p. a. entspricht.⁶⁸ Die KWK-Stromerzeugung in 2012 verteilt sich zu 54 % auf die allgemeine Versorgung, zu 30 % auf die industrielle Kraftwirtschaft, zu knapp 12 % auf biogene Anlagen und zu ca. 5 % auf BHKW mit unter 1 MW installierter Leistung. Erzeugt wurde der KWK-Strom zu ca. 41 % in Dampfturbinen, zu ca. 38 % in Gasturbinen und zu ca. 18 % in Motorkraftwerken.⁶⁹

Im Folgenden stellen wir zunächst mögliche **technische Hemmnisse** einer flexiblen Anpassung der Stromerzeugung bei KWK-Anlagen dar und zeigen anschließend **technische Flexibi-**

⁶⁶ Für eine Übersicht möglicher technischer Modifikationen zur Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke vgl. z. B. Görner, K. (2014) oder Schüle, V. (2013).

⁶⁷ Vgl. Ökoinstitut (2014) und BNetzA (2014) Kraftwerksliste.

⁶⁸ Im Eckpunktepapier Strommarkt des BMWi konstatiert das BMWi, dass der Bezug zur gesamten Stromerzeugung angesichts des Ausbaus erneuerbarer Energien nicht sinnvoll sei. Deshalb soll das KWK-Ziel im Rahmen der anstehenden KWK-Novelle in Bezug zur Stromerzeugung aus thermischen Erzeugungsanlagen gesetzt werden. Vgl. BMWi (2015a).

⁶⁹ Vgl. Ökoinstitut (2014).

lisierungsoptionen auf. Darauf aufbauend analysieren wir potenzielle **ökonomische Hemmnisse** für die Nutzung der technischen Flexibilitätsoptionen.

3.2.2.1 Potenzielle technische Inflexibilität

Die maßgebliche Restriktion einer flexiblen Anpassung der Stromerzeugung, die sich an den Preissignalen des Strommarkts orientiert, ist auf die erforderliche Wärmebereitstellung aus KWK-Anlagen zurückzuführen. Die Relevanz dieser Restriktion ist neben dem Anlagentyp und der Anlagenauslegung abhängig von weiteren Rahmenbedingungen der KWK-Anlage, wie dem Wärmenetz und ggf. weiteren an dieses angeschlossene KWK-Anlagen, Spitzenlastkessel, ‚power to heat‘-Technologien oder Wärmespeichern. Von solchen Elementen der Anlagenperipherie abstrahieren wir in diesem Abschnitt, in dem zunächst potenzielle technische Inflexibilität verschiedener Anlagentypen aufgezeigt werden. Bezogen auf den Anlagentyp bestehen hinsichtlich der Flexibilität der Stromerzeugung im Grundsatz drei verschiedene Grundkonzepte für KWK-Anlagen. Im Rahmen der Analyse zur technischen Inflexibilität unterscheiden wir zwischen flexiblen und inflexiblen KWK-Anlagen, die wie folgt definiert sind:⁷⁰

- Inflexible Anlagen sind KWK-Anlagen mit einem starren Verhältnis von Wärme- und Stromerzeugung (Gegendruckturbinenanlagen mit / ohne vorgeschaltete Gasturbine)
- Flexible Anlagen sind:
 - KWK-Anlagen mit einem variablen Verhältnis von Wärme und Stromerzeugung mit Stromverlust im Falle einer Wärmeauskopplung (Entnahmekondensations-, Anzapfkondensations- und Entnahmegegendruckdampfturbinen jeweils mit / ohne vorgeschaltete Gasturbine)
 - KWK-Anlagen mit einem variablen Verhältnis von Wärme und Stromerzeugung ohne Stromverlust im Falle einer Wärmeauskopplung (reine Gasturbinenanlagen und Verbrennungsmotorenanlagen jeweils mit Abhitzenutzung und Bypass)

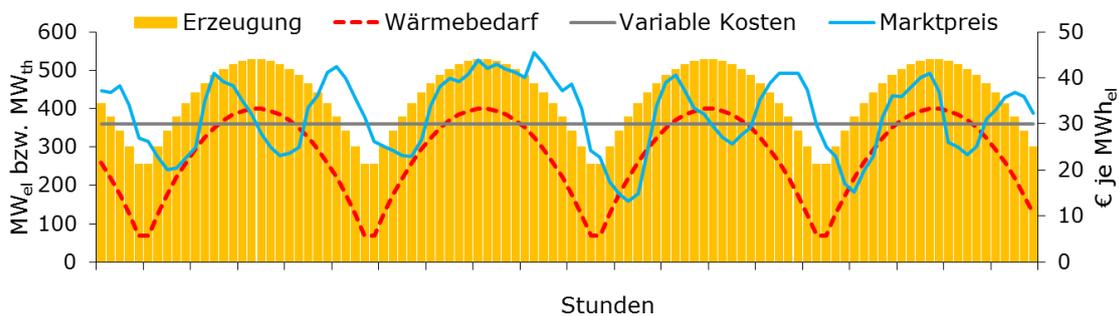
Von den KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung, die mit ca. 10,9 GW installierter, elektrischer Leistung ca. 36 % der insgesamt installierten, elektrischen Leistung von KWK-Anlagen in Deutschland ausmachen, weisen ca. 64 % ein flexibles und ca. 36 % ein starres Verhältnis der Strom- und Wärmeerzeugung auf.⁷¹

Mögliche Betriebsweisen von KWK-Anlagen werden demnach über den Anlagentyp determiniert. Bei einer inflexiblen KWK-Anlage, also einem starren Verhältnis von Strom und Wärmeerzeugung, determiniert der Wärmebedarf, wenn dieser nicht alternativ gedeckt werden kann, die Stromerzeugung der Anlage. Die Betriebsweise einer solchen inflexiblen Anlage ist in Abbildung 3-15 schematisch dargestellt.

⁷⁰ Für eine detaillierte Darstellung der unterschiedlichen KWK-Anlagentechnologien vgl. z. B. AGFW (2011).

⁷¹ Vgl. Fraunhofer IFAM et al (2014).

Abbildung 3-15: Technische Inflexibilität von inflexiblen KWK-Anlagen



Quelle: Eigene Darstellung.

Diese Anlage muss somit – unter der Annahme, dass der Wärmebedarf nicht anderweitig gedeckt werden kann – rein wärmegeführt betrieben werden. D. h. die Anlage erzeugt Strom und Wärme in einem starren Verhältnis unabhängig davon, ob der Strompreis ober- oder unterhalb der variablen Erzeugungskosten liegt. Hieraus resultieren zwei Effekte, die eine effiziente Integration der EE erschweren:⁷²

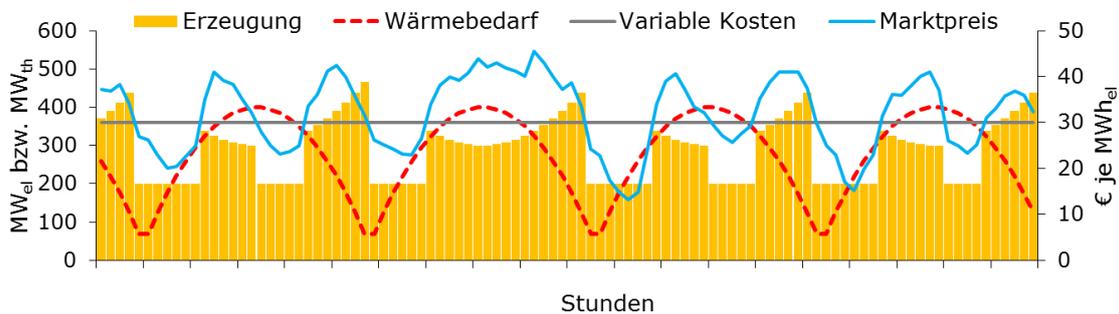
- Eine inflexible KWK-Anlage erzeugt ggf. in Zeiten niedriger oder negativer Strompreise Strom, selbst wenn dies mit negativen Deckungsbeiträgen am Strommarkt einhergeht.
- Eine inflexible KWK-Anlage erzeugt ggf. auch in Perioden mit hohen Strompreisen keinen Strom, wenn keine Möglichkeit zur Wärmenutzung besteht, obwohl sie positive Deckungsbeiträge am Strommarkt erzielen würde.

Somit kann eine inflexible und wärmegeführte KWK-Anlage aufgrund des starren Verhältnisses der Strom- und Wärmeerzeugung nicht auf Preissignale des Strommarktes reagieren und damit auch in Knappheits- oder Überschusssituationen ggf. nicht entsprechend der Preissignale des Großhandelsmarktes für Strom betrieben werden. Man spricht hierbei häufig auch von einer wärmegeführten KWK-Anlage.

Auch bei **flexiblen KWK-Anlagen**, also Anlagen mit einem variablen Verhältnis von Strom- und Wärmeerzeugung, ist zu beachten, dass dieses Verhältnis ggf. nur in Grenzen variierbar ist. So ist in flexiblen KWK-Anlagen zwar die Möglichkeit der Stromerzeugung ohne Wärmeerzeugung gegeben. Zur Wärmeerzeugung in vollem Umfang ist jedoch eine Stromerzeugung mit technischer Mindestlast erforderlich. Darüber hinaus vermindert die Wärmeerzeugung in Entnahmekondensations-, Anzapfkondensations- und Entnahmegedruckdampfturbinen die mögliche Stromerzeugung (gemessen über die sog. Stromverlustkennziffer), während bei Gasturbinen und Motorkraftwerken mit Abhitzenutzung und Bypass eine Wärmeentnahme ohne Einschränkung der Stromerzeugung erfolgt. Abbildung 3-16 veranschaulicht schematisch die Betriebsweise flexibler KWK-Anlagen.

⁷² Darüber hinaus kann eine inflexible KWK-Anlage, die rein wärmegeführt betrieben wird, ggf. keine Regelleistung bereitstellen.

Abbildung 3-16: Technische (In-)Flexibilität von flexiblen KWK-Anlagen



Quelle: Eigene Darstellung.

Somit bestehen auch bei flexiblen Anlagen folgende technische Inflexibilitäten:

- Eine flexible KWK-Anlage erzeugt in Perioden mit geringen oder negativen Preisen Strom mit technischer Mindestlast, selbst wenn dies mit negativen Deckungsbeiträgen am Strommarkt einhergeht, wenn der Wärmebedarf durch die Anlage zu decken ist.
- Eine flexible KWK-Anlage kann – abgesehen von Anlagen mit Abhitzenutzung – auch in Perioden mit hohen Strompreisen nur mit reduzierter Leistung Strom erzeugen (Stromverlustkennziffer), wenn der Wärmebedarf durch die Anlage zu decken ist.

Somit kann die Einsatzentscheidung für flexible KWK-Anlagen zumindest teilweise auf Basis von Preissignalen des Stromgroßhandels erfolgen und solche Anlagen in Knappheits- und Überschusssituationen grundsätzlich ‚systemdienlich‘ betrieben werden, auch wenn aufgrund des zu deckenden Wärmebedarfs in Knappheitssituationen ggf. nicht die volle Leistung zur Stromerzeugung genutzt werden kann und in Überschusssituationen ggf. ein Betrieb auf technischer Mindestleistung erforderlich ist.

3.2.2.2 Technische Flexibilisierungsoptionen

Im vorherigen Abschnitt haben wir von ergänzenden Elementen von KWK-Anlagen in der Anlagenperipherie abstrahiert. Solche ergänzenden Elemente für die Flexibilisierung von KWK-Anlagen, die bereits heute zum Einsatz kommen, sind insbesondere:

- Spitzenlast- bzw. Reservekessel,
- ‚power to heat‘ (PtH) und
- Wärmespeicher.

Spitzenlastkessel ermöglichen die Bereitstellung von Wärme in mit fossilen Brennstoffen befeuerten Brennern unabhängig vom Betrieb der KWK-Anlage. Sie kommen bereits heute vielfach zum Einsatz und gewährleisten beispielsweise die Deckung des Wärmebedarfes bei Revisionen oder ungeplanten Ausfällen der KWK-Anlage. Die Kosten für einen Spitzenlastkessel lie-

gen ja nach Anlagengröße zwischen 50 und 170 € je kW und der Wirkungsgrad von Spitzenlastkesseln liegt bei ca. 96 %.^{73,74}

PtH-Anlagen ermöglichen die Bereitstellung von Wärme mittels der Umwandlung von elektrischer Energie in Wärmeenergie. PtH wird im Rahmen dieses Gutachtens als ein bivalentes / hybrides System betrachtet, d. h. als eine Ergänzung zu einer KWK-Anlage. So ist gewährleistet, dass die Wärmenachfrage immer unabhängig von der Höhe der residualen Last und damit dem Strompreis mittels der KWK-Anlage gedeckt werden kann und die Spitzenlast im Stromversorgungssystem durch PtH nicht ansteigt. Darüber hinaus behandeln wir ausschließlich Technologien im großtechnischen Bereich.⁷⁵ Für die Erzeugung von Wärmeenergie mittels PtH im großtechnischen Bereich kommen Elektrokessel oder Elektrodenheizkessel zum Einsatz.⁷⁶ Sie können sowohl in Fernwärmenetzen als auch zur Erzeugung von industriellem Prozessdampf eingesetzt werden. In Fernwärmenetzen sind bereits heute PtH-Anlagen in Deutschland in Betrieb, diese werden aktuell überwiegend auf dem Regelleistungsmarkt zur Bereitstellung von negativer Regelleistung vermarktet. Die Kosten für einen Elektrodenheizkessel liegen im Fernwärmebereich in einer Bandbreite von 100 bis 300 € je kW und im Industriebereich zwischen 125 und 350 € je kW, wobei Skaleneffekte erzielbar sind. Der Wirkungsgrad von PtH-Anlagen liegt bei ca. 99 %.⁷⁷ Die Reaktionszeiten von PtH-Anlagen sind sehr kurz und erlauben sowohl eine Teilnahme an den Minutenreserve- als auch Sekundärreservemärkten.

Wärmespeicher ermöglichen es, die in KWK-Anlagen erzeugte Wärme zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt zu nutzen. Als Wärmespeicher kommen im Wesentlichen drucklose Speicher und Druckspeicher zum Einsatz.⁷⁸ In drucklosen Speichern beträgt die mögliche maximale Wassertemperatur zwischen 95 und 99 °C, während in Druckspeichern auch überhitztes Wasser mit einer Temperatur von 120 bis 130 °C gespeichert werden kann. Der Wirkungsgrad von Wärmespeichern beträgt ca. 95 % in Abhängigkeit von der Speicherdauer. Die Investitionskosten pro verlagerbarer elektrischer Leistung liegen, für die Senkung der Stromerzeugung bzw. Erhöhung der Stromnachfrage in Abhängigkeit des Speichervolumens und der Gegebenheiten vor Ort in einer Bandbreite von 140 bis 350 € je kW.⁷⁹

Wärmespeicher, Spitzenlastkessel und PtH-Anlagen kommen bereits heute in vielen Fernwärmenetzen bzw. KWK-Anlagen zum Einsatz. Insbesondere die Kombination dieser technischen Optionen zur Flexibilisierung von KWK-Anlagen erscheint geeignet für eine effiziente Integra-

⁷³ Vgl. Eikmeier, B. / Gabriel, J. (2006), Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung.

⁷⁴ Vgl. Eikmeier, B. / Gabriel, J. (2006).

⁷⁵ Für Ausführungen zum Einsatz von PtH im Bereich privater Haushalte vgl. z. B. Arrhenius (2013).

⁷⁶ Elektrokessel bestehen aus einer Widerstandsheizung, die von Wasser umströmt wird (Prinzip ‚Wasserkocher‘) und werden bis zu einer Leistungsgröße von etwa 2 MW hergestellt. In Elektrodenheizkesseln werden Elektrodenheizelemente von Wasser umströmt. Sie werden bis zu einer Leistungsgröße von etwa 50 MW hergestellt und können auch Prozessdampf mit einem Druck von 30 bar und Temperaturen von bis zu 230 °C erzeugen. Vgl. hierzu z. B. Gäbler, W. / Lechner, S. (2013) und Agora (2014).

⁷⁷ Vgl. Agora (2014).

⁷⁸ Es besteht noch eine Vielzahl weiterer Wärmespeicher-Technologien, die im Rahmen dieses Berichtes jedoch nicht näher betrachtet werden. Für Ausführungen zu den anderen Wärmespeichertechnologien, wie z. B. Hochtemperaturspeichern vgl. z. B. Fraunhofer IFAM (2013) oder RWE (2014).

⁷⁹ Vgl. Prognos (2011).

tion der FEE.⁸⁰ PtH-Anlagen, Spitzenlastkessel und Wärmespeicher ermöglichen bei KWK-Anlagen und Fernwärmenetzen, eine zeitliche Entkopplung der Wärmenachfrage von den Anforderungen des Stromversorgungssystems.⁸¹

Spitzenlastkessel und die PtH-Technologie in Kombination mit einem Wärmespeicher ermöglicht eine hohe Flexibilisierung von KWK-Anlagen. So kann eine KWK-Anlage, die mit PtH oder einem Spitzenlastkessel und einem Wärmespeicher ausgestattet ist, in den folgenden drei Situationen flexible Fahrweisen auf Basis der Preissignale des Strommarktes realisieren:

- Wenn die Residuallast und damit auch die Strompreise sehr niedrig oder negativ sind, kann die PtH-Anlage, der Spitzenlastkessel oder der Wärmespeicher bei abgeschalteter oder auf Mindestlast betriebener KWK-Anlage den Wärmebedarf decken oder die PtH-Anlage den Wärmespeicher füllen.
- Wenn die Residuallast niedrig ist und der Strompreis unter den Erzeugungskosten der KWK-Anlage liegt, kann die KWK-Anlage abgeschaltet oder auf Mindestlast betrieben werden und der Spitzenlastkessel und / oder der Wärmespeicher den Wärmebedarf decken.
- Sind die Residuallast und damit auch der Strompreis hoch, kann die eine flexible KWK-Anlage mit der gesamten Leistung Strom bereitstellen und Spitzenlastkessel und / oder Wärmespeicher decken die Wärmenachfrage. Eine inflexible KWK-Anlage kann auf Nennleistung betrieben werden und der Wärmespeicher fungiert bei zu geringem Wärmebedarf als Wärmesenke.

Neben der Möglichkeit einer flexibleren, an den Preissignalen des Strommarkts ausgerichteten Fahrweise von KWK-Anlagen ergeben sich auch durch PtH-Anlagen, Wärmespeicher und Spitzenlastkessel Verbesserungen bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen (insbesondere Regelleistung). Während PtH eine direkte Bereitstellung negativer Sekundär- und Minutenreserveleistung ermöglicht, erhöhen Spitzenlastkessel und Wärmespeicher die Freiheitsgrade bei der Bereitstellung positiver und negativer Regelleistung aus KWK-Anlagen.

Die in Deutschland verfügbaren Potenziale für Wärmespeichern können im Fernwärmebereich – bei Betrachtung von Anlagen größer 10 MW_{th} – je nach Auslegung eine Erhöhung der elektrischen Leistung um 3,6 GW in Knappheitssituationen, eine Reduktion der elektrischen Leistung um 6,7 GW in leichten Überschusssituationen und einer Reduktion der elektrischen Leistung von KWK-Anlagen in Kombination mit PtH-Anlagen von 18,3 GW in Situationen mit hohem Überschüssen erreichen.⁸² Die Reichweite von PtH und Spitzenlastkesseln ist abhängig vom Wärmebedarf bzw. von der Verfügbarkeit von Wärmespeichern und die Reichweite von Wär-

⁸⁰ Von Maßnahmen zur Reduktion z. B. der technischen Mindestlast oder der An- und Abfahrzeiten wird an dieser Stelle abstrahiert. Solche Maßnahmen werden im Abschnitt zur Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke behandelt.

⁸¹ Darüber hinaus besteht weiteres Flexibilisierungspotenzial insbesondere in den Sommermonaten über die Erschließung sog. Kältesenken in Kombination mit Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (Kälteerzeugung durch KWK-Anlagen mit Absorptionskältemaschinen). Dieser Aspekt wird im Rahmen dieses Kurzberichtes jedoch nicht weiter berücksichtigt

⁸² Vgl. Prognos (2011).

mespeichern ist abhängig von der gewählten Speichertechnologie und der Auslegung der Speicher.

3.2.2.3 **Ökonomische Hemmnisse der Flexibilisierung**

Ökonomische Inflexibilität definieren wir in diesem Kontext, als ökonomische Hemmnisse der Nutzung verfügbarer technischer Flexibilitätsoptionen.⁸³ Verfügbare technische Flexibilitätsoptionen für KWK-Anlagen sind, wie im vorherigen Unterabschnitt dargestellt, insbesondere Spitzenlastkessel, Wärmespeicher und ‚power to heat‘.

Spitzenlastkessel und PtH ermöglichen eine vollständige Entkopplung der Wärmebereitstellung von der Stromerzeugung, während Wärmespeicher eine zeitlich durch die Größe des Speichers begrenzte Entkopplung der Wärmebereitstellung von der Stromerzeugung ermöglichen.

Für einen marktgetriebenen Einsatz dieser technischen Möglichkeiten zur Entkopplung der Wärmebereitstellung von der Stromerzeugung müssen die folgenden ökonomischen Voraussetzungen gegeben sein:⁸⁴

- Mit fossilen Brennstoffen befeuerte Spitzenlastkessel bieten einerseits die Opportunität, den Wärmebedarf zu decken ohne dabei Strom zu produzieren und andererseits die Opportunität, Wärme bereitzustellen und in der KWK-Anlage mit Nennleistung Strom zu erzeugen.⁸⁵
 - Damit die Opportunität der Wärmebereitstellung ohne Stromproduktion in Überschussituationen genutzt wird, muss der vermiedene negative Deckungsbeitrag durch den Verkauf von Strom höher sein als die variablen Kosten der Wärmebereitstellung mittels des Spitzenlastkessels.
 - Damit die Opportunität Wärme bereitzustellen und in der KWK-Anlage in Knappheitssituationen mit Nennleistung Strom zu erzeugen genutzt wird, muss der zusätzliche Markterlös durch die zusätzlich ermöglichte Stromerzeugung höher sein als die variablen Kosten der Wärmebereitstellung mittels des Spitzenlastkessels.
- PtH bietet die Opportunität, Wärme bereitzustellen ohne gleichzeitig Strom zu produzieren. Damit diese Opportunität genutzt wird, muss der vermiedene negative Deckungsbeitrag aus der Erzeugung und dem Verkauf von Strom höher sein als die variablen Kosten der Wärmebereitstellung mittels PtH.

⁸³ Die Analyse der ökonomischen Hemmnisse zur Nutzung verfügbarer Flexibilitätsoptionen, behandelt nicht die im Abschnitt ‚Technische Inflexibilitäten‘ dargestellten Flexibilitätseigenschaften unterschiedlicher Anlagentypen.

⁸⁴ Im Rahmen der Analyse der ökonomischen Anforderungen wird von verzerrenden Wirkungen des regulatorischen Rahmens abstrahiert. Diese werden in Abschnitt 5 behandelt.

⁸⁵ Die zweite Opportunität bei einer Bereitstellung der Wärme mittels eines Spitzenlastkessels bereitzustellen und mit Nennleistung Strom zu erzeugen trifft nicht auf Anlagen mit Abhitzenutzung zu.

- Wärmespeicher bieten einerseits die Opportunität, zeitlich begrenzt Wärme bereitzustellen ohne dabei Strom zu erzeugen und andererseits die Opportunität, zeitlich begrenzt Strom in auch inflexiblen⁸⁶ KWK-Anlagen zu erzeugen, ohne einen entsprechenden Wärmebedarf decken zu müssen.
 - Damit die Opportunität der Wärmebereitstellung ohne Stromproduktion in Überschusssituationen genutzt wird, muss der vermiedene negative Deckungsbeitrag aus dem Verkauf von Strom höher sein, als die durch Wirkungsgradverluste des Speichers verursachten Kosten der Speicherung.
 - Damit die Opportunität der Stromerzeugung in inflexiblen KWK-Anlagen ohne zu deckenden Wärmebedarf in Knappheitssituationen genutzt wird, müssen die Erlöse aus dem Verkauf von Strom höher sein, als die durch Wirkungsgradverluste des Speichers verursachten Kosten der Speicherung.

Diese ökonomischen Voraussetzungen zur Nutzung technischer Flexibilitätsoptionen erfordern somit einerseits, dass der Strompreis in Knappheitssituationen so hoch ist, dass die Opportunitätskosten der Wärmebereitstellung mindestens kompensiert werden und andererseits, dass der Strompreis in Überschusssituationen so niedrig ist, dass die Opportunitätskosten der alternativen Wärmebereitstellung mindestens kompensiert werden.

3.2.3 Aktive Einbindung von Netzersatzanlagen in den Markt

Die Stromversorgung wird gegenüber (lokalen) Netzausfällen in vielen Bereichen und Sektoren, in denen eine Unterbrechung der Stromversorgung erhebliche materielle oder immaterielle Folgen haben kann, zusätzlich abgesichert. In einigen Bereichen, z. B. in Krankenhäusern, ist eine Notstromversorgung obligatorisch, andere Netznutzer sichern ihre Stromversorgung aus wirtschaftlichen Erwägungen ab. Häufig erfolgt eine solche Absicherung über Netzersatzanlagen (NEA) ggf. ergänzt durch sog. USV-Systeme.⁸⁷ Netzersatzanlagen bestehen üblicherweise aus einer Verbrennungskraftmaschine (Motor) und einem Generator. Der Motor kann dabei mit unterschiedlichen Brennstoffen, wie leichtem Heizöl bzw. Diesel oder Erdgas betrieben werden. Je nach Anwendungsfall unterscheiden sich NEA sowohl hinsichtlich der jeweiligen installierten Leistung sowie der Konfiguration der Anlage und der Anlagenperipherie erheblich. Gemäß Gesprächen mit Betreibern virtueller Kraftwerke weisen einzelne NEA, die bereits im Markt für positive Minutenreserveleistung genutzt werden, typischerweise Leistungen zwischen 300 kW und 2.500 kW auf.

Folgende Bereiche und Sektoren, in denen Netzersatzanlagen zum Einsatz kommen, können (ohne Anspruch auf Vollständigkeit) als relevant im Rahmen einer Analyse der verfügbaren Leistung eingeordnet werden:

⁸⁶ Inflexible KWK-Anlagen sind Anlagen mit starrem Verhältnis der Erzeugung von Strom und Wärme.

⁸⁷ USV-Systeme (Unterbrechungsfreie Stromversorgung) sind Systeme, die ein Objekt mit Strom versorgen, bis nach einem Ausfall der allgemeinen Versorgung die Versorgung über das Notstromaggregat erfolgt. Diese können dynamischer Art (in Form eines Schwungrades) oder statischer Art (in Form von Akkumulatoren) sein.

- Bahn
- Banken
- Flughäfen
- Hotels
- Hochhäuser
- Industrie
- Kaufhäuser
- (Kern-)Kraftwerke
- Krankenhäuser
- Kultur und Messe
- Mastbetriebe
- Militär, Polizei und Justiz
- Öffentliche Einrichtungen
- Rechenzentren
- Regierungsgebäude
- Sendeanstalten
- Sportstätten
- Telekommunikationsbranche
- Tunnel und Straßen
- Verlagshäuser
- Versicherungen
- Wasser- und Klärwerke
- Wohngebäude

Bislang erfolgt keine systematische bzw. zentrale Erfassung von NEA in Deutschland, obgleich grundsätzlich eine Meldepflicht für Betreiber bei der Inbetriebnahme von netzparallelbetriebsfähigen NEA an den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber besteht.

Im Rahmen einer Literaturrecherche von veröffentlichten Analysen zeigt sich, dass bei Abschätzungen der verfügbaren Leistung von Netzersatzanlagen größere Bandbreiten gegeben sind. So wird das Potenzial im Rahmen einer Studie für den Bundesverband Erneuerbarer Energien auf ca. 5.000 bis 8.000 MW abgeschätzt. RWE schätzt das verfügbare Potenzial auf bis zu 10.000 MW ab. Dabei handelt es sich bei ca. 7.000 MW (in 2020) um Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 300 kW. In einer Veröffentlichung des Umweltbundesamtes wird das verfügbare Potenzial auf mehr als 20.000 MW beziffert.⁸⁸ Eine Studie des Instituts für Wärme und Oeltechnik beziffert die Anzahl in Deutschland installierter NEA in ausgewählten Bereichen auf ca. 9.130 Stück.⁸⁹

Zur Plausibilisierung der in der Literatur verfügbaren Angaben zum vorhandenen Potenzial von NEA haben wir im Rahmen dieses Projektes⁹⁰ eine Abschätzung des verfügbaren Potenzials in einigen Bereichen / Sektoren, in denen NEA zur Absicherung von Verbrauchern eingesetzt werden, vorgenommen. Zu diesem Zweck haben wir Stichproben für viele in obiger Auflistung aufgeführten Bereiche / Sektoren erhoben. Für einige Bereiche / Sektoren waren zudem entsprechende Strukturdaten verfügbar, die eine Hochrechnung der erhobenen Stichproben zu einer Vollerhebung ermöglichten. Dies sind die Bereiche / Sektoren: Krankenhäuser⁹¹, Kläran-

⁸⁸ Vgl. BET et al. (2013), RWE (2011) und UBA (2011).

⁸⁹ Vgl. IWO (2014).

⁹⁰ Vgl. auch r2b (2014) AP 3 der Leitstudie Strommarkt.

⁹¹ Beispielsweise haben wir im Rahmen der Abschätzung des vorhandenen Potenzials von Netzersatzanlagen in deutschen Krankenhäusern für eine repräsentative Gruppe von Krankenhäusern unterschiedlicher Größenklassen (Bettenanzahl nach Statistischem Bundesamt) die jeweils installierte Leistung der Netzersatzanlage(n) recherchiert. Über die Bettenanzahl des jeweiligen Krankenhauses konnte die installierte Leistung je Bett und Größenklasse ermittelt werden. Diese konnte dann wiederum über die Bettenanzahl in den unterschiedlichen Größenklassen der vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Reihe zu den Strukturdaten deutscher Kran-

lagen, Wasserversorgungsbetriebe, Rechenzentren⁹², Hotels und Universitäten. Für andere Bereiche war es mangels entsprechender Strukturdaten wiederum nicht möglich die Stichproben hochzurechnen, weshalb für diese Bereiche / Sektoren lediglich Teilerhebungen durchgeführt werden konnten. Solche Teilerhebungen haben wir für die Bereiche Einkaufszentren, Sportstadien, Hochhäuser, Veranstaltungshallen, Messen, Flughäfen, Bahnhöfe und Einzelhandelsunternehmen durchgeführt. Die übrigen in obiger Auflistung enthaltenen sowie ggf. weitere nicht in obiger Auflistung enthaltenen Bereiche / Sektoren, in denen ebenfalls NEA zur Absicherung gegenüber Versorgungsunterbrechungen zum Einsatz kommen, konnten wir mangels der Möglichkeit von Stichprobenerhebungen in der Abschätzung nicht berücksichtigen.

Im Ergebnis haben wir in den untersuchten Bereichen / Sektoren ein Potenzial an installierter Leistung von NEA von 3.760 bis 5.240 MW abgeschätzt. Dieses Potenzial stellt unserer Einschätzung nach eine konservative Abschätzung der Untergrenze des tatsächlichen Potenzials dar, da einerseits einige Bereiche / Sektoren, in denen Netzersatzanlagen zum Einsatz kommen, nicht berücksichtigt wurden und für andere Bereiche lediglich Teilerhebungen möglich waren. Vor diesem Hintergrund erscheint die Abschätzung aus vorherigen Analysen mit einer in Summe installierte Leistung von stationären NEA in der Größenordnung von 5.000 bis 10.000 MW in Deutschland plausibel.

Neben ihrer primären Nutzung zur Absicherung der Stromversorgung des jeweiligen Verbrauchers gegenüber lokalen Unterbrechungen der Stromversorgung aus dem Netz der allgemeinen Versorgung, können NEA als eine von mehreren Optionen für Flexibilität am Strommarkt genutzt werden und werden teilweise bereits heute für zusätzliche Zwecke eingesetzt. Einerseits setzen einige Verbraucher NEA gezielt zur Verringerung der individuellen Strombezugsspitze aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ein, um die Leistungspreiskomponente der von ihnen zu zahlenden Netznutzungsentgelte zu reduzieren. Andererseits haben sich in den letzten Jahren Dienstleistungsunternehmen etabliert, mit deren Hilfe Betreiber von NEA auf dem Markt für positive Minutenreserve ihre verfügbare Leistung vermarkten und Erlöse erwirtschaften können.⁹³

Für den Einsatz am Regelleistungsmarkt und die Vermarktung von NEA in Situationen mit Preisspitzen am ‚day ahead‘- und ‚intraday‘-Markt ist die technische Möglichkeit und Zulässigkeit eines netzparallelen Betriebs in der Regel als eine zentrale Voraussetzung anzusehen. Gespräche mit Vermarktern von Netzersatzanlagen haben aber auch ergeben, dass beim Aufbau von sog. Minutenreservepools im Rahmen der Vermarktung von NEA am Regelleistungsmarkt Ertüchtigungen für einen Netzparallelbetrieb bei einigen Anlagen erforderlich waren. Für eine solche Ertüchtigung sind in der Vergangenheit, abhängig von Alter und Typ der Anlage sowie der Konzeption des Netz- und Generatorschutzes, gemäß Angaben von Vermarktern bei mo-

kenhäuser, näherungsweise auf die in Deutschland insgesamt in Krankenhäusern installierte Leistung hochgerechnet werden.

⁹² Im Rahmen der Hochrechnung zur Abschätzung der installierten Leistung von NEA in Rechenzentren, haben wir ein mittleres Potenzial in Höhe von ca. 625 MW ermittelt. Eine aktuelle Veröffentlichung zu Rechenzentren in Deutschland gibt eine insgesamt installierte NEA-Leistung in deutschen Rechenzentren von 600 MW an. Vgl. Borderstep Institut (2014).

⁹³ Beispielhaft können hier Dienstleister, wie die Next Kraftwerke GmbH, die SP Energycontrol GmbH, die Stadtwerke Rosenheim, die Stadtwerke München oder die Mark-E AG, genannt werden.

dernen NEA Kosten in einer Größenordnung von 3.000 bis 4.000 € je Anlage und bei älteren Anlagen Kosten von etwa 10.000 bis 15.000 € angefallen.⁹⁴

Vor dem Hintergrund einer wachsenden Anzahl und in Summe zunehmender Leistung von Erzeugungsanlagen mit geringer individueller Nennleistung, wie PV-, Windenergie- und Biogasanlagen sowie BHKW, die in der Regel an die Nieder- oder Mittelspannungsebene angeschlossen werden, wurden die technischen Regelwerke für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an diese Netzebenen in den letzten Jahren weiterentwickelt bzw. überarbeitet. Die Anwendungsregel „VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ aus dem Jahr 2011 und „Technische Richtlinie für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ des BDEW aus dem Jahr 2008 regeln, welchen Anforderungen Erzeugungsanlagen aktuell genügen müssen, wenn sie parallel am Netz der allgemeinen Versorgung betrieben werden. In wie weit die sich ergebenden technischen Anforderungen der beiden technischen Regelwerke die Nutzung zu alternativen Anwendungszwecken einschränken, kann auf Grundlage von verfügbaren Informationen nicht endgültig abgeschätzt werden. U. a. liegen keine ausreichenden Informationen vor, welcher Anteil der NEA an die Mittelspannungsebene und an die Niederspannungsebene angeschlossen ist, in welchem Ausmaß die in den Regelwerken bestehenden Regelungen zum Bestandsschutz in Anspruch genommen werden können und in welchem Umfang technische Nachrüstungen erforderlich, möglich und wirtschaftlich sind. Allerdings zeigen die Erfahrungen der o. g. Dienstleister, die NEA erfolgreich für die Bereitstellung von Minutenreserve vermarkten, dass eine aktive Einbindung von NEA in die wettbewerblichen Strommärkte bereits erfolgt.

3.2.4 Neubau von Spitzenlastkraftwerken

Neben der Erschließung bereits vorhandener erzeugungsseitiger Flexibilitätsoptionen bzw. der Flexibilisierung bestehender Erzeugungsanlagen stellt auch der Neubau von Erzeugungsanlagen eine Flexibilitätsoption dar. Aufgrund aktuell bestehender Überkapazitäten und der langen technischen Lebensdauer sollten neue Kraftwerke insbesondere die zukünftigen Anforderungen an das Stromversorgungssystem erfüllen. Vor dem Hintergrund der in Abschnitt 2 analysierten Anforderungen an das zukünftige Stromversorgungssystem mit zukünftig steigender Bedeutung der Leistung aus Spitzenlastkraftwerken bei gleichzeitig abnehmenden Auslastungen dieser Anlagen, sollten Kraftwerksneubauten niedrige Investitions- und fixe Betriebskosten bei geringerer Relevanz der variablen Erzeugungskosten aufweisen.

Im Rahmen einer Recherche zu hochflexiblen Spitzenlastkraftwerken haben wir die Eignung und Kosten von offenen Gasturbinen und Motorkraftwerken untersucht. Die technische Eignung in Form kurzer Anfahrzeiten, hoher Leistungsgradienten und der hohen möglichen Starthäufigkeiten sind sowohl bei Gasturbinen als auch bei Motorkraftwerken gegeben. Bei Motorkraftwerken liegen die Investitionskosten je nach Anlagengröße und Recherchequelle⁹⁵ zwischen 280 und 450 € je kW und die jährlichen fixen Betriebs- und Wartungskosten bei ca. 10 € je kW_a. Im Rahmen der Recherche zu offenen Gasturbinen hat sich gezeigt, dass Gasturbi-

⁹⁴ Beispielsweise sind moderne Anlagen, mit einer elektronischen Drehzahlregelung und einem sog. Cos-Phi Regler zur Blindleistungssteuerung, vergleichsweise einfach technisch für den Netzparallelbetrieb zu ertüchtigen.

⁹⁵ Die Bandbreiten bei den Investitionskosten sind neben den unterschiedlichen Recherchequellen auch darauf zurückzuführen, dass diese teilweise unterschiedliche Kostenkomponenten in die Betrachtung mit einbeziehen. Die untere Angabe umfasst die Kosten einer schlüsselfertigen Anlage, während die obere Angabe auch weitere Kosten des Eigentümers umfasst.

nen der schweren Bauart (Abgrenzung zu aeroderivativen Anlagen) die geringeren Investitions- und fixen Betriebskosten aufweisen. Sie liegen je nach Anlagengröße und Recherchequelle zwischen 312 und 490 € je kW und die jährlichen fixen Betriebs- und Wartungskosten betragen 4 bis 16 € je kWa.

Darüber hinaus sind Motorkraftwerke und offene Gasturbinen aufgrund ihrer technischen Eigenschaften geeignet Regelleistungsprodukte anzubieten und können damit auch zur Deckung eines steigenden Regelleistungsbedarfs bei einem zunehmenden Ausbau fluktuierend einspeisender Erneuerbarer Energien beitragen. Vorteilhaft gegenüber anderen Kraftwerkstechnologien ist dabei, dass Motorkraftwerke und offene Gasturbinen aufgrund ihrer hohen Flexibilität aus dem Stillstand heraus positive Minutenreserve bereitstellen können und somit zu einer Reduktion eines ineffizienten ‚must-run‘ zur Regelleistungsbereitstellung in Überschussituationen bzw. bei niedrigen residualen Lasten beitragen können.

3.3 Lastmanagement / Verbraucher

Eine aktive Einbindung der Verbraucher in den Strommarkt durch die Nutzung von Lastmanagementpotenzialen (Demand Side Management – DSM) gewinnt u. a. aufgrund eines steigenden Anteils dargebotsabhängiger Einspeisung von Erneuerbaren Energien (EE), wie Windenergie und PV, an Relevanz. Sie erleichtert die Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem, kann als Substitutionsmöglichkeit für Stromspeicher genutzt werden und den Bedarf an Reservekapazitäten auf Basis konventioneller Erzeugungsanlagen reduzieren. In Zeiten mit hoher Einspeisung aus dargebotsabhängigen EE-Technologien und geringer Last können potenzielle Erzeugungsüberschüsse dargebotsabhängiger EE durch Erhöhungen der Verbrauchslast effizient genutzt werden. In Zeiten mit geringer Einspeisung aus dargebotsabhängigen EE-Technologien und hoher Last können Verbraucher ihre Nachfrage reduzieren. Zugleich ist die aktive Einbindung der Verbraucher in den Strommarkt von erheblicher Bedeutung für die effiziente Funktionsfähigkeit des aktuellen Marktdesigns und die Akzeptanz von der Marktergebnisse. Eine Nutzung von Lastmanagementpotenzialen ermöglicht in Knappheitssituationen einen effizienten Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt und dämpft das Niveau von Preisspitzen am Strommarkt. Zugleich können eigene oder kontrahierte Lastmanagementpotenziale von Marktakteuren als eine Option für eine individuelle Leistungsvorsorge genutzt werden.

3.3.1 Potenzielle technisch bedingte Inflexibilität auf der Nachfrageseite

Grundsätzlich kann auf einem Strommarkt, wie auf jedem anderen Markt, davon ausgegangen werden, dass Verbraucher *ceteris paribus* ihren Verbrauch bei steigenden Preisen auf dem Großhandelsmarkt reduzieren und ihren Verbrauch bei sinkenden Preisen auf dem Großhandelsmarkt erhöhen. Dieses ergibt sich aus einer Kosten-Nutzen-Abwägung: Zusätzlicher Strombezug erhöht einerseits den Nutzen der Verbraucher. Zugleich erhöhen sich andererseits die Strombezugskosten der Verbraucher durch zusätzlichen Strombezug. Übersteigt der zusätzliche Nutzen die zusätzlichen Strombezugskosten, erhöhen sie ihren Verbrauch. Ist der zusätzliche Nutzen geringer als die zusätzlichen Strombezugskosten, reduzieren sie ihren Verbrauch. Im Aggregat über alle Verbraucher ergibt sich aus dieser Abhängigkeit die Nachfragekurve auf dem Großhandelsmarkt für Strom. Diese aggregierte Nachfragekurve bildet die von den Verbrauchern gewünschte Strombezugsmenge in Abhängigkeit des Strompreises am Markt ab und aus ihrem Verlauf ergibt sich die sog. kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage.

Sowohl bei qualitativen als auch bei quantitativen Analysen zur Funktionsfähigkeit des ‚Energy Only‘-Marktes wurde in der Vergangenheit häufig unterstellt, dass diese Nachfragekurve in der kurzen Frist weitgehend unabhängig vom Preis am Strommarkt ist. D. h. es wird angenommen, dass eine kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage nicht bzw. nur im zu vernachlässigen Umfang gegeben ist. Als wesentliche Ursache wird angeführt, dass der Strombezug von Verbrauchern aufgrund einer fehlenden Leistungsmessung nicht auf Basis ihrer tatsächlichen Verbrauchsstrukturen und somit nicht mit den jeweiligen Preisen am Strommarkt abgerechnet werden kann. Verbraucher hätten in dieser Situation keine Anreize, auf kurzfristige Preissignale des Marktes mit Verbrauchsanpassungen zu reagieren.

Für nicht leistungsgemessene Letztverbraucher trifft diese Annahme zu, da der genaue Zeitpunkt, also die Stunde des Strombezugs nicht bekannt ist und dementsprechend auch nicht preisvariabel abgerechnet werden kann. Insofern besteht für nicht leistungsgemessene Kunden ein technisches Flexibilitätshemmnis. Für leistungsgemessene Letztverbraucher hingegen bestehen keine grundsätzlichen technischen Flexibilitätshemmnisse ihren Strombezug gegen den Großhandelspreis zu optimieren.

Für die Teilnahme von Lastmanagement an den Regelleistungsmärkten bestehen hingegen auch für leistungsgemessene Verbraucher ggf. technische Restriktionen für eine Flexibilisierung der Verbrauchslast. Diese können beispielsweise in Mindest- und Höchstdauern von Lastanpassungen, erforderlichen Vorlaufzeiten oder der Anpassungsgeschwindigkeit begründet liegen. So können beispielsweise lange Vorlaufzeiten das Problem mit sich bringen, dass nicht sicher ist, dass ein entsprechendes Lastreduktions- oder Lasterhöhungspotenzial zum Zeitpunkt des Regelleistungsabrufs tatsächlich vorhanden ist oder die für die Erbringung von Regelleistung erforderlichen Mindestdauern der Bereitstellung ggf. nicht oder nicht mit entsprechend langer Vorlaufzeit als sicher angenommen werden kann.

3.3.2 Technische Flexibilisierungsoptionen

Der Strombezug von leistungsgemessenen Kunden aus dem Netz der allgemeinen Versorgung in Deutschland im Jahr 2011 betrug 282 TWh.⁹⁶ Bei einem gesamten Strombezug (ohne Berücksichtigung des Strombezugs von Pumpspeichern) in Höhe von 495 TWh⁹⁷ entspricht dieses einem Anteil des leistungsgemessenen Strombezugs von etwa 57 %. Die technischen Voraussetzungen für eine aktive Einbindung des Verbrauchs in den Strommarkt sind somit in Deutschland in einem erheblichen Umfang gegeben. Bei einer direkten Beschaffung des Stroms auf dem Großhandelsmarkt oder bei einer entsprechenden Ausgestaltung von vertraglichen Modalitäten mit Lieferanten haben Verbraucher mit Leistungsmessung somit grundsätzlich Anreize auf die Preissignale des Strommarktes zu reagieren. Bereits heute nutzt ein großer Teil dieser Verbraucher Lastmanagementpotenziale zur Verringerung ihrer Strombezugskosten oder zur Erzielung von zusätzlichen Erlösen:

- **Lastreduktionen zur Verringerung der Netzentgelte:** Zahlreiche leistungsgemessene Verbraucher nutzen bereits heute Flexibilitäten bei ihrem Verbrauch, um individuelle Bezugsspitzen und somit die Leistungspreiskomponenten der Netznutzungsentgelte zu verringern. Im Rahmen der Netzentgeltsystematik werden leistungsgemessenen

⁹⁶ Vgl. BNetzA (2013).

⁹⁷ Vgl. BNetzA (2013).

Verbrauchern Entgelte für die Netznutzung in Rechnung gestellt, die einerseits von der bezogenen Energie (multipliziert mit dem Arbeitspreis) aus dem Netz über einen Zeitraum und andererseits von ihrer individuellen Bezugsspitze (multipliziert mit dem Leistungspreis) aus dem Netz in diesem Zeitraum abhängen.

- **Vermarktung von verbrauchsseitiger Flexibilität auf Regelleistungsmärkten:** Einige Unternehmen – insbesondere der stromintensiven Industrie – vermarkten bereits heute direkt oder über Dienstleister vorhandene Flexibilitäten beim Stromverbrauch zur Erzielung von Erlösen an den Regelleistungsmärkten.
- **Lastverschiebung zur Optimierung der Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt für Strom:** Ein Teil der Stromverbraucher – insbesondere aus dem Bereich der stromintensiven Industrie – nutzen bereits heute Möglichkeiten der zeitlichen Verschiebung ihres Strombezugs, um die Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt gering zu halten oder zusätzliche Erlöse zu erzielen. Sie verlagern Strombezug aus Zeiten hoher Strompreise in Zeiten mit geringen Strompreisen oder verkaufen bei hohen Preisen bereits im voraus auf Termin beschaffte Mengen an den Spotmärkten.

Diese Beispiele machen deutlich, dass bei entsprechenden wirtschaftlichen Anreizen auf den Großhandelsmärkten für Strom auch mit einer Reaktion der Verbraucher in Form von Lastreduktionen bei Preisspitzen und Lasterhöhung bei niedrigen oder negativen Preisen in einzelnen Situationen zu rechnen ist. Die notwendigen Voraussetzungen (z. B. Leistungsmessung, aktive Überwachung und Steuerungsmöglichkeiten des Verbrauchs) sind bei zahlreichen leistungsgemessenen Verbrauchern bereits vorhanden, so dass Kosten der Erschließung nicht in erheblichem Umfang anfallen.⁹⁸ Die Kosten des Lastverzichts weisen in Abhängigkeit des Tätigkeitsbereiches der entsprechenden Unternehmen erhebliche Schwankungen auf und erstrecken sich über eine Bandbreite von ca. 300 € je MWh bis zu teilweise mehr als 25.000 € je MWh.⁹⁹ Vor dem Hintergrund der in Abschnitt 2 identifizierten zukünftig steigenden Bedeutung der erforderlichen Leistung zur Deckung bzw. Reduktion der Spitzenlast bei gleichzeitig abnehmenden Auslastungen dieser Kapazitäten (vgl. auch Abbildung 2-13), stellt Lastmanagement mit niedrigen Investitions- und fixen Betriebskosten und tendenziell hohen Abrufkosten des Lastverzichts (variable Kosten) eine geeignete Flexibilitätsoption dar.

Weitere technische Flexibilisierungsoptionen bestehen z. B. in einer Ausweitung des Anteils leistungsgemessener Verbraucher. Dies ist bereits im dritten Binnenmarktpaket der Europäischen Union vorgesehen, dass mit der Novelle des EnWG aus dem Jahr 2011 umgesetzt wurde. So sollen bis zum Jahr 2020 mindestens 80 % der Verbraucher mit intelligenten Messsystemen bzw. Zählern ausgerüstet sein.¹⁰⁰ Darüber hinaus kann künftig eine Auslegung von Verbrauchsanlagen auf die Nutzung von Lastmanagementpotenzialen erfolgen, indem beispielsweise Einrichtungen zur Speicherung von Zwischen- oder Endprodukten errichtet werden oder Verbrauchsanlagen ‚überdimensioniert‘ werden, um Lastmanagementpotenziale zu heben.

⁹⁸ Dies sind Ergebnisse aus dem parallel laufenden UBA-Projekt „Strommarkt und Klimaschutz“, vgl. auch r2b (2014) AP 3 der Leitstudie Strommarkt.

⁹⁹ Dies sind Ergebnisse aus dem parallel laufenden UBA-Projekt „Kraftwerkspark und Klimaschutz 2030“, vgl. auch r2b (2014) AP 3 der Leitstudie Strommarkt.

¹⁰⁰ Vgl. EU-Richtlinie 2009/72/EG.

3.4 Nutzung von Stromspeichern zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems

Die Nutzung von Speichermöglichkeiten für elektrische Energie hat gleichzeitig positive Auswirkungen in Knappheits- und in Überschusssituationen. Durch eine verbesserte Möglichkeit der Speicherung von Strom kann dieser in Überschusssituationen eingespeichert und in Knappheitssituationen ausgespeichert werden. Obwohl elektrische Energie nicht direkt speicherbar ist, existieren eine Vielzahl von Technologien, mit denen sich elektrische Energie speichern lässt. Im Wesentlichen ist dies die Umwandlung von Strom in Lageenergie oder in kinetische Energie sowie die elektrochemische Speicherung von Strom.

- Die Speicherung von Strom in Form von Lageenergie erfolgt bereits heute in großem Umfang in Pumpspeichern (PSP).¹⁰¹ Dazu wird im Pumpbetrieb Wasser aus einem Unterbecken (meist ein See) oder einem Fluss auf ein höheres Niveau (in das sog. Oberbecken bzw. den Speichersee) gepumpt. Bei Bedarf kann die Lageenergie des im Oberbecken gespeicherten Wassers über Fallrohre eine Turbine antreiben und über den an die Turbine gekoppelten Generator rückverstromt werden. PSP können mit sehr großen Leistungen von mehreren tausend MW errichtet werden und je nach der Größe des Oberbeckens und Dimensionierung der Turbine(n) als Stunden-, Tages- und Wochenpeicher ausgelegt bzw. betrieben werden.¹⁰²
- Die Speicherung von Strom in Form von kinetischer Energie erfolgt in sog. Schwungmassenspeichern (auch Schwungradspeicher). Dazu wird ein Schwungrad mittels eines Elektromotors in Rotation versetzt bzw. die Rotationsgeschwindigkeit erhöht. Das Schwungrad ist dabei meist in einem Vakuum gelagert. Schwungmassenspeicher sind eine ausgereifte Technologie, die seit vielen Jahrzehnten z. B. im Verkehrssektor zur Bremskraftrückgewinnung in Schienenbahnen, in sog. USV-Systemen sowie im Ausland vereinzelt zur Leistungs-Frequenzregelung zum Einsatz kommt. Zur längerfristigen Speicherung sind sie aufgrund der hohen Selbstentladung von 5 bis 15 % pro Stunde nicht geeignet. Die Reaktionszeit beim Entladen ist sehr gering (ab 10 ms), die Ausspeisedauer liegt je nach Anlagenauslegung im Sekunden- bzw. Minutenbereich und die Reaktionszeit beim Laden liegt ebenfalls unter einer Sekunde.^{103,104}
- Die elektrochemische Speicherung von Strom erfolgt in Batterien (i.e.S. Akkumulatoren). Diese sind elektrochemische Speichersysteme in denen sich elektrische Energie über einen elektrisch / chemischen bzw. chemisch / elektrischen Wandler ein- und ausspeichern lässt. Bei herkömmlichen Akkumulatoren stellen die Elektroden sowohl den chemischen Speicher als auch den elektrochemischen Wandler dar. Hiervon zu unterscheiden sind die sog. ‚Redox-Flow-Batterien‘, die über einen externen Speicher verfügen. Herkömmliche Batterie-Technologien sind Blei-Säure-, Natrium-Schwefel- und

¹⁰¹ Aktuell (Stand Oktober 2014) beträgt die in Deutschland installierte bzw. an das deutsche Übertragungsnetz angeschlossene Pumpspeicherleistung ca. 9,2 GW. Vgl. BKartA / BNetzA (2014).

¹⁰² Hiervon abzugrenzen sind große Speicherseen mit natürlichem Zufluss (z. B. in den Alpenregionen oder in Norwegen und Schweden), die als Saisonspeicher betrieben werden.

¹⁰³ Vgl. Fuchs, G. et al. (2012).

¹⁰⁴ Vgl. Fraunhofer ISI (2010).

Lithium-Ionen-Batterien¹⁰⁵ sowie die Redox-Flow-Batterien mit externem Speicher. Blei-Säure-Batterien sind eine ausgereifte Technologie. Sie gehören zu den ältesten Batterien und ist die am weitesten verbreitete Batterieart.¹⁰⁶ Sie werden z. B. zur Frequenzregelung, zur Spitzenlastregelung, in Inselnetzen, zum Lastausgleich und in USV-Systemen (unterbrechungsfreie Stromversorgung) verwendet. Ein Beispiel für eine große Blei-Säure-Batterie ist eine ab 1986 in West-Berlin von der BEWAG betriebene Großbatterie mit einer Leistung von 17 MW und einem Speichervolumen von 14,4 MWh unter Optimalbedingungen.¹⁰⁷

3.5 Möglichkeiten zur alternativen Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, die bislang überwiegend durch konventionelle Erzeugungsanlagen erfolgt, umfasst die Bereitstellung von Momentanreserve, von Regelleistung, von Blindleistung sowie von Kurzschlussleistung. Im Folgenden werden Möglichkeiten dargestellt, wie diese Systemdienstleistungen in einem Stromversorgungssystem mit sehr hohen Anteilen fluktuierend einspeisender EE auch alternativ bereitgestellt werden können.

- Die Bereitstellung von Momentanreserve dient dem kurzfristigen Ausgleich von schnellen Frequenzschwankungen bevor Regelleistung zum physischen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch aktiviert wird und erfolgt bislang über die Aufnahme bzw. Abgabe von kinetischer Energie durch die Trägheit der rotierenden Massen der Generatoren von konventionellen Kraftwerken. In Situationen mit hoher Einspeisung aus FEE, die über Umrichter ins Netz einspeisen und ohne zusätzliche technische Maßnahmen keinen Beitrag zur Bereitstellung von Momentanreserve leisten können, werden technische Alternativen zur Bereitstellung der Momentanreserve erforderlich. Gemäß Untersuchungen der dena stellt die Nutzung der Trägheit der rotierenden Masse von Windenergieanlagen eine aussichtsreiche Möglichkeit der alternativen Bereitstellung von Momentanreserve dar.¹⁰⁸ Ebenso kann Momentanreserve mit rotierenden Phasenschiebergeneratoren bereitgestellt werden (diese Option kann zugleich Blind- und Kurzschlussleistung bereitstellen). Der im Jahr 2011 umgerüstete Generator des KKW Biblis ist hierfür ein aktuelles Beispiel.
- Die Bereitstellung von Regelleistung in verschiedenen Produktqualitäten dient dem physischen Ausgleich von Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch.¹⁰⁹ Im heutigen Stromversorgungssystem wird Regelleistung mehrheitlich durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicher sowie Pools kleinerer meist thermischer Erzeugungsanlagen und steuerbare Verbrauchslasten bereitgestellt. In Situationen mit hoher Einspeisung aus FEE stehen zukünftig ggf. nicht ausreichend konventionelle Anlagen zur Deckung eines im Zeitverlauf zumindest zeitweise zunehmenden Regelleistungsbe-

¹⁰⁵ Nickel-Cadmium-Batterien werden aufgrund der Giftigkeit von Cadmium in der Zukunft wohl nur noch in Nischen eingesetzt.

¹⁰⁶ Für eine detaillierte Darstellung der Technologie vgl. z. B. Fraunhofer UMSICHT (2013).

¹⁰⁷ Vgl. UNESCO ROSTE (1992).

¹⁰⁸ Darüber hinaus bestehen weitere technische Optionen zur Bereitstellung von Momentanreserve. Vgl. dena (2014a).

¹⁰⁹ Für eine detailliertere Darstellung vgl. Abschnitt 5.4.

darfs zur Verfügung.¹¹⁰ Mögliche technische Alternativen zur Bereitstellung von Regelleistung sind z. B. fernsteuerbare FEE-Anlagen, Netzersatzanlagen und flexible Lasten sowie schnellstartende Kraftwerke (Motorkraftwerke und Gasturbinen).

- Die Bereitstellung von Blindleistung dient der statischen Spannungshaltung innerhalb des zulässigen Spannungsbandes von +/- 10 % der Nennspannung und wird derzeit zu einem großen Teil durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt. In den Transportnetzen wird der Bedarf an Blindleistung voraussichtlich aufgrund zunehmender Transportentfernungen und Stromtransite im europäischen Verbundnetz zunehmen während für die zukünftige Zunahme in den Verteilnetzen u. a. die zunehmende volatile Einspeisung der FEE ursächlich ist. Mögliche technische Alternativen zur Bereitstellung von Blindleistung bestehen beispielsweise in rotierenden Phasenschiebern (d. h. der Ertüchtigung stillgelegter Kraftwerke für einen Phasenschieberbetrieb, in der Errichtung alleinstehender Phasenschieber), in den Umrichterstationen der geplanten HGÜ-Trassen, in der Installation zusätzlicher Kompensationsanlagen oder eine zunehmende Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen.¹¹¹
- Die Bereitstellung von Kurzschlussleistung dient der dynamischen Spannungshaltung und ist u. a. erforderlich für die sichere Erfassung von Kurzschlussereignissen durch entsprechende Schutzgeräte und um einen Spannungseinbruch im Fehlerfall möglichst lokal zu begrenzen. Um Beschädigungen von Betriebsmitteln aufgrund zu hoher Kurzschlussströme zu vermeiden, darf die Kurzschlussleistung jedoch auch nicht zu hoch sein. In Summe wird der Bedarf an Kurzschlussleistung in etwa konstant bleiben. Veränderungen ergeben sich ggf. bezüglich des Bedarfes an verschiedenen Netzknoten. Kurzschlussleistung kann beispielsweise von rotierenden Phasenschiebern und Umrichtern von EE-Anlagen bereitgestellt werden – ggf. auch dann wenn keine Wirkleistung eingespeist wird.¹¹²

3.6 Zwischenfazit

Im heutigen konventionellen Kraftwerkspark, der auf die Anforderungen in der Vergangenheit ausgelegt worden ist, sind unterschiedliche Ursachen für technische Inflexibilität gegeben. Insbesondere Grundlastkraftwerke, wie Kernkraft-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke aber auch KWK-Anlagen, wurden vorrangig auf einen kontinuierlichen Betrieb ausgelegt:

- Lange An- und Abfahrzeiten sowie hohe Kosten für An- und Abfahrvorgänge in Verbindung mit geringen Leistungsgradienten und einer hohen technischen Mindestlast führen dazu, dass Kraftwerke auch bei geringen oder negativen Strompreisen am Großhandelsmarkt Strom erzeugen, obwohl sie in den einzelnen Stunden negative Deckungsbeiträge erzielen. Wird Regelleistung aus diesen Kraftwerken vorgehalten, nehmen die Anreize für einen Weiterbetrieb der Anlagen in diesen Situationen zusätzlich zu.

¹¹⁰ Vgl. hierzu auch Abschnitt 5.4.3.

¹¹¹ Vgl. dena (2014a).

¹¹² Vgl. dena (2014a).

- Auch bei KWK-Anlagen ergeben sich, aufgrund einer eingeschränkten Flexibilität des Verhältnisses von Wärme- und Stromerzeugung sowie der teilweise unzureichenden Möglichkeiten der Speicherung oder alternativen Bereitstellung von Wärme, Situationen, in denen die Anlagen trotz sehr geringer oder negativer Strompreise am Großhandelsmarkt weiterhin Strom erzeugen oder bei sehr hohen Strompreisen am Großhandelsmarkt nicht mit ihrer verfügbaren Leistung Strom erzeugen.

Auch bei Verbrauchern sind die technischen Voraussetzungen für eine Nutzung von Flexibilität nur zum Teil gegeben. Bei einem überwiegenden Anteil des Verbrauchs erfolgt zwar eine Leistungsmessung, die als Grundvoraussetzung für eine Abrechnung auf Grundlage von kurzfristigen Preissignalen des Strommarktes anzusehen ist. In der Vergangenheit waren allerdings keine oder nur geringe wirtschaftliche Anreize gegeben, mit bestehenden Flexibilitäten auf Preissignale zu reagieren oder Produktionsprozesse so auszulegen, dass flexibler auf die Schwankungen der Preissignale am Strommarkt reagiert werden kann.

Die Möglichkeiten technische Inflexibilitäten auf Seiten der Erzeugung und auf Seiten der Verbraucher zu beseitigen bzw. zu reduzieren sind in erheblichem Umfang gegeben und können bei entsprechenden wirtschaftlichen Anreizen erschlossen werden.

- Im Rahmen von Retrofit- bzw. Repoweringmaßnahmen aber auch im Rahmen von Ersatzinvestitionen von konventionellen Kraftwerken können die Kosten und die Dauer von An- und Abfahrvorgängen reduziert, die technische Mindestleistung verringert und die Leistungsgradienten erhöht werden.
- Durch Spitzenlastkessel, Wärmespeicher und ‚power to heat‘ ist eine Flexibilisierung des Betriebs von KWK-Anlagen (d.h. vollständige oder zumindest teilweise Entkopplung von Stromproduktion und Wärmebedarf) ebenso möglich, wie durch eine entsprechende Anpassung der Auslegung oder Technologiewahl bei Ersatzinvestitionen.
- Durch eine Erhöhung des Anteils leistungsgemessener Verbraucher können technische Flexibilitätshemmnisse abgebaut werden und bei entsprechenden Anreizen werden Verbraucher ihre Auslegung von Produktionsprozessen anpassen und potenzielle Flexibilität in ihren Produktionsprozessen verstärkt nutzen.

Allerdings sind nicht nur die Beseitigung bzw. Reduktion von technischen Inflexibilitäten auf Seiten der Erzeugung und auf Seiten der Verbraucher als Flexibilisierungsoptionen für das Stromversorgungssystem vorhanden. Neben der bereits dargestellten Bedeutung einer ausreichenden Netzinfrastruktur zur Nutzung von Ausgleichseffekten gibt es weitere Optionen, wie z. B.:

- Aktive Einbindung von Netzersatzanlagen in den Strom- und die Regelleistungsmärkte.
- Nutzung von schnellstartenden Technologien mit zum Teil geringen Investitionskosten, wie Gasturbinen und Motorkraftwerken, zur Stromerzeugung, zur Bereitstellung von Regelleistung und Absicherung von Situationen mit hoher residualer Last.
- Ausbau von vorhandenen Stromspeichertechnologien, insbesondere Pumpspeicherkraftwerken, und Nutzung von neuen Stromspeichertechnologien, wie z. B. Schwungradspeicher und Batterien.

4 Wettbewerbliche Strommärkte als Instrument zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems

Im folgenden werden die Funktionsweise und grundlegenden Wirkungsmechanismen wettbewerblicher Strommärkte dargestellt. Ziel dieses Kapitels ist es dabei, anhand dieser Wirkungsmechanismen schematisch aufzuzeigen, wie ein idealtypischer wettbewerblicher Strommarkt auf Basis eines ‚energy only‘-Marktes kurz-, mittel- und langfristig, die Umsetzung der aus der Transformation des Stromversorgungssystems resultierenden Anforderungen beanreizen kann. Dies betrifft einerseits den Abbau von technischer bedingter Inflexibilität sowie die Erschließung / Nutzung von technischen Flexibilitätsoptionen durch zunehmende Preisvolatilitäten und andererseits eine Anpassung des Technologiemicx des residualen Erzeugungssystems.

Auf dem wettbewerblichen Großhandelsmarkt für Strom werden Angebot und Nachfrage zum Ausgleich gebracht. Da Strom weder von den Anbietern noch von den Nachfragern und auch nicht im Stromnetz in größerem Umfang wirtschaftlich gespeichert werden kann, muss Stromerzeugung und Stromverbrauch stets im Gleichgewicht sein. Der Ausgleich von Angebot und Nachfrage erfolgt unter Berücksichtigung spezifischer Eigenschaften der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs über zwei verschiedene Mechanismen der Strompreisbildung:

- In Situationen, in denen nicht alle verfügbaren Erzeugungskapazitäten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage vollständig ausgelastet sind, erfolgt die Preisbildung approximativ auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten (variablen Kosten) der letzten zur Deckung der Nachfrage benötigten Erzeugungseinheit und des Grenznutzens der Nachfrage (vgl. Abschnitt 4.1.1).
- In Situationen mit einer hohen Nachfrage und ggf. geringen Einspeisung aus FEE, in denen alle verfügbaren Erzeugungskapazitäten ausgelastet sind – sog. Knappheitssituationen – erfolgt die Preisbildung ausschließlich auf Basis des Grenznutzens der Nachfrage. Diese Form der Preisbildung wird häufig als ‚peak load pricing‘ bezeichnet (vgl. Abschnitt 4.1.2).

Ein wettbewerblicher Großhandelsmarkt für Strom gewährleistet in Verbindung mit dem Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem in der kurzen Frist einen effizienten Einsatz der Erzeugungsanlagen und des Strombezugs, d.h. eine effiziente Allokation des Stroms auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung und der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager (Grenznutzen der Nachfrage¹¹³). In der mittleren bis langen Frist gewährleisten die Wirkungsmechanismen des wettbewerblichen Strommarktes Anreize eine effiziente Anpassung des Stromversorgungssystems an sich verändernde Anforderungen auf Basis der Preissignale des Großhandelsmarktes. Somit kann ein ‚energy only‘-Markt Anreize für einen effizienten Technologiemicx unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen in Abhängigkeit technologiespezifischer Kostenstrukturen setzen (vgl. Abschnitt 4.1.3).

¹¹³ Der Grenznutzen der Nachfrage bezeichnet den zusätzlichen Nutzen, der mit dem Bezug einer zusätzlichen Einheit Strom (MWh) für den Verbraucher verbunden ist.

4.1 Wirkungsmechanismen des wettbewerblichen Strommarktes

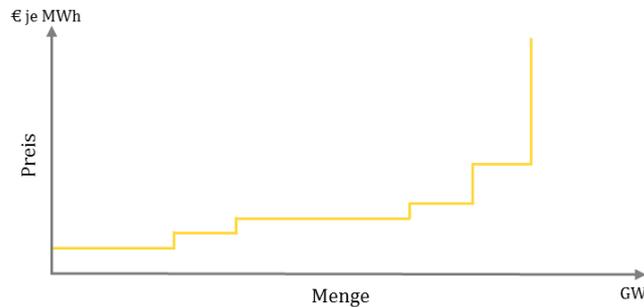
Auf dem Großhandelsmarkt für Strom erfolgt ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage über den wettbewerblich bestimmten Preis. Die Nachfrager sind in letzter Instanz die Stromverbraucher, also gewerbliche und industrielle Betriebe oder private Haushalte bzw. deren Lieferanten. Anbieter sind in letzter Instanz Betreiber von Erzeugungsanlagen im In- und Ausland, die den in ihren Anlagen erzeugten Strom auf dem wettbewerblichen Großhandelsmarkt zu den jeweiligen kurzfristigen variablen Kosten (kurzfristige Grenzkosten) anbieten. Die einsetzbare Erzeugungsleistung entspricht der installierten Erzeugungsleistung unter Berücksichtigung von Einschränkungen beim Einsatzes. Hierzu zählen auf der einen Seite geplante Revisionen oder ungeplante technische Ausfälle von Erzeugungsanlagen. Zusätzlich ist auf der anderen Seite insbesondere bei Stromerzeugungssystemen mit hohen Anteilen FEE zu berücksichtigen, dass die Einspeisung aus der verfügbaren Erzeugungsleistung von Wasserkraft-, Windenergie- und PV-Anlagen, von den jeweiligen meteorologischen Bedingungen bzw. der Wasserführung der Flüsse begrenzt wird.

Die Angebotsmenge auf dem Strommarkt entspricht bei vollkommenem Wettbewerb zu jedem Zeitpunkt den einsetzbaren Erzeugungskapazitäten. Indem die Leistung der einzelnen Anlagen aufsteigend entsprechend der Höhe der kurzfristigen Grenzkosten der jeweiligen Anlage sortiert werden, ergibt sich die sog. ‚merit order‘ der Erzeugung bzw. die Angebotskurve auf dem Strommarkt. Für Betreiber bestehender Erzeugungsanlagen ist ein Preisgebot in Höhe ihrer variablen Erzeugungskosten rational, weil Kapitalkosten und sonstige fixe Betriebskosten unabhängig von der Einsatzentscheidung anfallen.¹¹⁴ Somit können (kurzfristige) Deckungsbeiträge erzielt werden, sofern der Marktpreis über den variablen Erzeugungskosten (im Wesentlichen Brennstoffkosten und Kosten für CO₂-Emissionen) liegt.

Abbildung 4-1 ist exemplarisch die Angebotskurve in einem Stromerzeugungssystem dargestellt. Das maximale Angebot ist dabei zu jedem Zeitpunkt auf die einsetzbare Erzeugungsleistung beschränkt. In der Abbildung wird dies durch einen senkrechten Verlauf der Angebotskurve bei Erreichen der maximal verfügbaren Erzeugungsleistung dargestellt. Ein weiterer Anstieg des Preises führt in der kurzen Frist nicht zu einer Ausweitung des Angebots.

¹¹⁴ In der Praxis sind dabei weitere Kosten, die sich aus intertemporalen Aspekten, wie z. B. An- und Abfahrkosten, ergeben, zu berücksichtigen. Im Folgenden wird vereinfachend von diesen Aspekten abstrahiert, ohne dass dadurch die grundsätzliche Gültigkeit der Ergebnisse eingeschränkt wird.

Abbildung 4-1: Angebotskurve auf einem wettbewerblichen Strommarkt („merit order“)



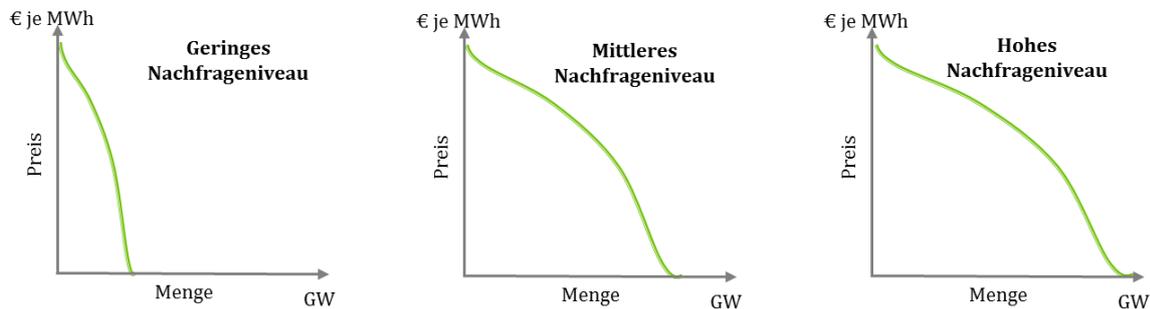
Quelle: Eigene Darstellung.

Die Nachfrage nach Strom wird determiniert durch den individuellen Nutzen aus dem Strombezug bzw. durch die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher zum jeweiligen Zeitpunkt. Der Nutzen bzw. die Zahlungsbereitschaft ist stark vom Verwendungszweck und damit u. a. dem Zeitpunkt des Strombezugs abhängig. Strom wird von Verbrauchern zu unterschiedlichen Zwecken verwendet. Dazu zählen bei privaten Haushalten beispielsweise der Betrieb von Haushaltsgeräten, Nachtspeicheröfen sowie der Stromverbrauch für elektrisches Licht. Bei Unternehmen wird Strom zu einem wesentlichen Anteil in unterschiedlichsten Produktionsprozessen genutzt.

In Deutschland ist ein Anteil von ca. 60 % des Stromverbrauchs leistungsgemessen.¹¹⁵ Nicht leistungsgemessene Verbraucher haben in der kurzen Frist fixe Strombezugpreise, so dass keine Anreize bestehen, kurzfristig auf Strompreissignale zu reagieren. Somit ist ein Teil der Nachfrage in Deutschland in der kurzen Frist vollkommen preisunelastisch. Der leistungsgemessene Teil der Verbraucher verfügt hingegen über die grundsätzlichen technischen Voraussetzungen seine Zahlungsbereitschaft für Strom zu offenbaren, um seinen Strombezug unter Abwägung von Kosten-Nutzen-Abwägungen zu optimieren. Sie können benötigte Strommengen entweder selbst beschaffen oder einen preisvariablen Bezugstarif mit ihrem Lieferanten vereinbaren. In den folgenden Ausführungen zu den Wirkungsmechanismen der wettbewerblichen Strommärkte wird nur der preiselastische Teil der Nachfrage berücksichtigt. Aus den individuellen Zahlungsbereitschaften, der am Strommarkt aktiven Akteure (Verbraucher bzw. deren Lieferanten) ergibt sich die Nachfragekurve auf dem Strommarkt. Dieses beschreibt die Abhängigkeit der nachgefragten Strommenge vom Marktpreis zu einem bestimmten Zeitpunkt. Exemplarisch zeigt Abbildung 4-2 Nachfragekurven zu drei Zeitpunkten mit unterschiedlichen Niveaus der Nachfrage.

¹¹⁵ Vgl. Abbildung 5-3.

Abbildung 4-2: Nachfragekurve auf einem wettbewerblichen Strommarkt



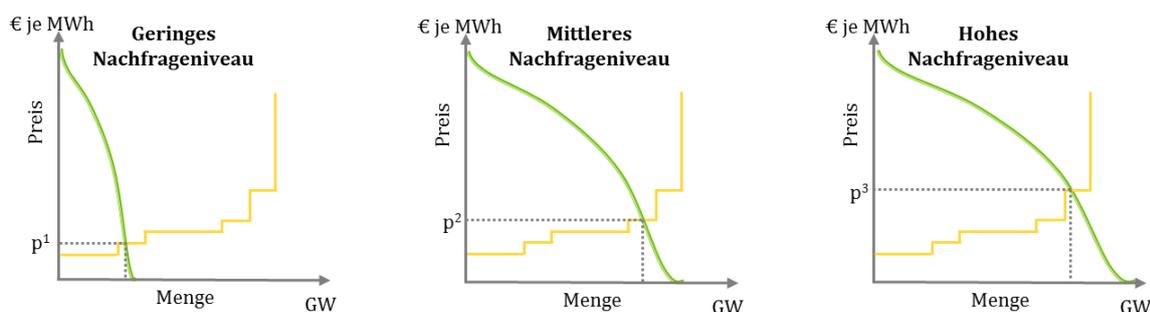
Quelle: Eigene Darstellung.

Die linke Seite der Abbildung zeigt eine Situation mit einem geringen Nachfrageniveau, wie z. B. in den Nachtstunden. Der mittlere Teil der Abbildung zeigt eine Situation mit einem mittleren Nachfrageniveau, während auf der rechten Seite der Abbildung eine Situation mit einem hohen Nachfrageniveau, wie z. B. in den Mittagsstunden von Werktagen, dargestellt ist. Der Verlauf der Nachfragekurven zeigt, dass die Nachfrage in jeder Situation bei einem steigenden Marktpreis sinkt. In Abhängigkeit des Zeitpunkts kann sich aufgrund der zeitlichen Präferenzen der Verbraucher bei gleichem Angebot und zu einem identischen Marktpreis dennoch ein situationsabhängig unterschiedlicher Verbrauch ergeben.

4.1.1 Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom

Die Preisbildung am wettbewerblichen Großhandelsmarkt für Strom erfolgt auf Basis von Angebot und Nachfrage. Solange ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf Basis eines Marktpreises möglich ist, der unterhalb der kurzfristigen Grenzkosten der Anlage mit den höchsten variablen Kosten liegt, erfolgt zunächst ein Einsatz der Erzeugungsanlagen mit den jeweils geringsten kurzfristigen Grenzkosten. Eine Preisbildung auf Basis kurzfristiger Grenzkosten wird vereinfachend durch das (statische) ‚merit order‘-Modell abgebildet. Die entsprechende Preisbildung auf Basis kurzfristiger Grenzkosten ist für die drei im vorherigen Unterabschnitt dargestellten Nachfrageniveaus und der Angebotskurve in Abbildung 4-3 dargestellt.

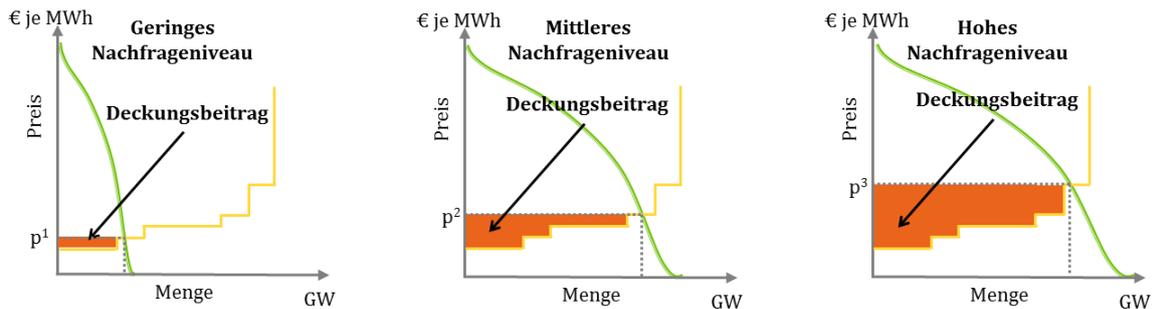
Abbildung 4-3: Kurzfristige Grenzkostenpreisbildung auf dem Strommarkt



Quelle: Eigene Darstellung.

In der ersten Situation ist das Nachfrageniveau gering (linke Seite der Abbildung). Es wird nur ein geringer Anteil der Erzeugungsanlagen eingesetzt und der Marktpreis (p^1) ist niedrig. In der zweiten Situation ist das Nachfrageniveau höher und es ergibt sich ein entsprechend höherer Marktpreis (p^2). In der dritten Situation (rechte Seite der Abbildung) werden fast alle verfügbaren Erzeugungsanlagen eingesetzt. Der Marktpreis (p^3) ist entsprechend hoch.

Abbildung 4-4: Erzielbare Deckungsbeiträge bei kurzfristiger Grenzkostenpreisbildung auf dem Strommarkt



Quelle: Eigene Darstellung.

Alle Anbieter, deren kurzfristige Grenzkosten unterhalb des sich ergebenden Marktpreises liegen, werden als sog. ‚inframarginale‘ Anbieter bezeichnet. Diese erwirtschaften, wie in Abbildung 4-4 dargestellt, positive Deckungsbeiträge durch den Verkauf von Strom auf dem wettbewerblichen Strommarkt in den entsprechenden Situationen, die zur Refinanzierung von Kapitalkosten und fixen Betriebskosten dienen. Wie ebenfalls ersichtlich, erhöhen sich die erzielbaren Deckungsbeiträge und die Anzahl der inframarginalen Anbieter mit steigendem Nachfrageniveau.

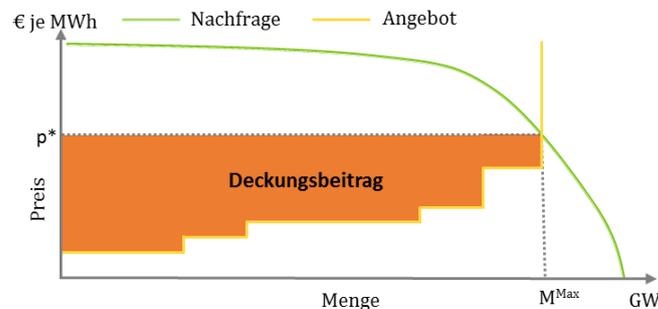
4.1.2 Refinanzierung von Investitionen in Spitzenlastanlagen und Flexibilitätsoptionen

In Situationen, in denen, z. B. bei einem sehr hohen Nachfrageniveau und einer sehr geringen FEE-Einspeisung, (fast)¹¹⁶ die gesamte verfügbare Erzeugungsleistung eingesetzt wird, können alle Erzeugungsanlagen – auch Anlagen zur Deckung von Spitzenlasten – Deckungsbeiträge zur Refinanzierung von fixen Betriebskosten und Kapitalkosten erzielen (vgl. Abbildung 4-5). Dieser Mechanismus, bei dem nicht die kurzfristigen Grenzkosten der letzten zur Deckung der Last erforderlichen Erzeugungsanlage preissetzend ist, sondern die Preisbildung ausschließlich auf Basis des Grenznutzens der Nachfrage erfolgt, wird häufig als sog. ‚peak load pricing‘ bezeichnet. Einige Verbraucher verzichten bei einem entsprechend hohen Marktpreis auf Strombezug bzw. schränken ihren Strombezug freiwillig ein. Ihr Nutzen (Zahlungsbereitschaft) ist geringer als der Preis am Strommarkt. Durch die erzielbaren Einsparungen bei diesen Verbrauchern können ggf. anfallende Kosten im Zusammenhang mit der Erschließung nachfrage-seitiger Flexibilitätsoptionen, wie Lastverschiebe- oder Lastreduktionspotenzialen, refinanziert

¹¹⁶ Ein Teil der verfügbaren Erzeugungsleistung wird vor dem Strommarkt am Regelleistungsmarkt kontrahiert und steht dem System zusätzlich für mögliche Kraftwerksausfälle und Prognosefehler der Last und der Einspeisung aus FEE zur Verfügung.

werden. Des Weiteren können erzeugungsseitige Flexibilitätsoptionen mit hohen variablen Erzeugungskosten, wie z. B. Gasturbinen oder Netzersatzanlagen, positive Deckungsbeiträge erzielen, die eine Refinanzierung der Investitions- bzw. Erschließungskosten ermöglichen.

Abbildung 4-5: Erzielbare Deckungsbeiträge bei Preisbildung auf dem Strommarkt in Knappheitssituationen



Quelle: Eigene Darstellung.

In Situationen, in denen die Einspeisung aus FEE und ggf. die Mindesterzeugung¹¹⁷ von konventionellen Kraftwerken und KWK-Anlagen die zu deckende Last übersteigt, können sich durch die Wirkungsmechanismen der wettbewerblichen Strommärkte auch negative Preise am Stromgroßhandel ergeben.¹¹⁸ Das Auftreten negativer Preise bei positiven residualen Lasten kann z. B. darin begründet liegen, dass einerseits technische und ökonomische Inflexibilität von konventionellen Kraftwerken und KWK-Anlagen und andererseits ggf. Hemmnisse für die Flexibilisierung des Verbrauchs bestehen.¹¹⁹ Auch das Auftreten negativer Preise in vereinzelt Situationen trägt zur Funktionsfähigkeit der wettbewerblichen Strommärkte bei. Das Auftreten negativer Preise gewährleistet, dass die Anforderungen an das Stromversorgungssystem, d.h. der Ausgleich von Angebot und Nachfrage, erfüllt werden können. Es treten bereits heute und zukünftig zunehmend Situationen auf, in denen eine hohe Einspeisung aus FEE bei gleichzeitig niedriger Last zusammentreffen. Auf Basis solcher Preissignale wird einerseits beanreizt, dass Flexibilitätsoptionen, wie überregionale Ausgleichseffekte im europäischen Netzverbundsystem, Lastmanagement oder Speicheroptionen, erschlossen bzw. genutzt werden. Andererseits werden Anreize gesetzt, die Mindesterzeugung von konventionellen Kraftwerken und KWK-Anlagen zu reduzieren.

Diese aufgezeigten Wirkungszusammenhänge der wettbewerblichen Strommärkte gewährleisten einen effizienten Einsatz (sog. ‚Dispatch‘) von Erzeugungsanlagen sowie eine effektive und effiziente Erschließung von Flexibilitätsoptionen in der kurzen und mittleren Frist.

Insbesondere gewährleistet der effiziente Dispatch der Erzeugungsanlagen im Rahmen der ‚merit order‘ eine effektive Integration der erneuerbaren Energien. Die fluktuierend einspeisenden EE – Windenergie On- und Offshore sowie PV – weisen kurzfristige Grenzkosten nahe null auf, da keine Brennstoff- oder CO₂-Kosten anfallen. Diese Eigenschaft der FEE in Kombination

¹¹⁷ Vgl. Abschnitt 3.2.1.1.

¹¹⁸ Für eine Analyse des Auftretens negativer Strompreise vgl. Abschnitt 5.1.

¹¹⁹ Vgl. Abschnitt 3.2 und Abschnitt 5.3.2.

mit den aufgezeigten Wirkungsmechanismen des ‚merit order‘-Modells im wettbewerblichen Strommarkt, bei dem diejenigen Anlagen mit den niedrigsten kurzfristigen Grenzkosten zuerst bezuschlagt werden, gewährleistet eine effektive und effiziente Integration der erneuerbaren Energien.

4.1.3 Anpassungen des Stromversorgungssystems bei steigenden Anteilen der EE

Auch aus dynamischer Sichtweise führen die Wirkungsmechanismen der wettbewerblichen Strommärkte in der mittleren und langen Frist zu Anreizen für eine effiziente Anpassung des Stromversorgungssystems. Die Höhe und die Häufigkeit des Auftretens unterschiedlicher Preisniveaus verändert sich im Zeitverlauf in Abhängigkeit der Angebots- und Nachfragekurven. Diese Veränderungen der Preisstrukturen an den wettbewerblichen Strommärkten spiegeln die Anforderungen an das Stromversorgungssystem wider und resultieren in einer Veränderung der Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Technologien im Bestand und als Investitionsoption. Wie in Abschnitt 2.3.1.2 dargestellt, führt der voranschreitende Ausbau der FEE zu Veränderungen der Zusammensetzung und Strukturen der residualen Last aus Grund-, Mittel-, und Spitzenlast (vgl. auch Abbildung 2-11).

Im Folgenden stellen wir dar, wie sich die durch den Ausbau der FEE resultierenden Veränderungen der residualen Last auf die optimale Zusammensetzung des Technologiemix des residualen Stromerzeugungssystems auswirken. Das residuale Stromerzeugungssystem umfasst dabei Stromerzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen, wie Netzersatzanlagen und DSM, um Angebot und Nachfrage jederzeit zum Ausgleich zu bringen.

Für eine detailliertere Darstellung und eine bessere Anschaulichkeit haben wir exemplarisch unterschiedliche Technologien zur Deckung der Grund-, Mittel- und Spitzenlast herangezogen. Die folgenden Analysen beruhen auf den in Tabelle 4-1 dargestellten exemplarischen Annahmen zu den jeweiligen fixen und variablen Kosten unterschiedlicher Erzeugungstechnologien.

Tabelle 4-1: Fixe und variable Kosten der exemplarisch betrachteten Technologien

Kosten	Einheit	Kohle-KW	GuD	GT	NEA	DSM
Investitionskosten	€ je kW	1.800	750	420	5	-
annuitätisch	€ je MWa	140.710	63.503	37.678	566	-
Betriebs- und Wartungskosten	€ je MWa	71.000	30.000	8.000	2.000	-
kurzfr. variable Kosten	€ je MWh	55	82	121	350	600

Quelle: Annahmen in Anlehnung an r2b (2014)¹²⁰

Die höchsten Fixkosten (Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten) weisen Kohlekraftwerke (Kohle-KW) auf. Die Fixkosten von GuD-Anlagen (GuD) sind bereits deutlich niedriger und die von Gasturbinen (GT) sind nochmals deutlich niedriger. Netzersatzanlagen (NEA)

¹²⁰ Die Kostenannahmen wurden in Anlehnung zu Kostennahmen für die Technologien in r2b (2014) getroffen. Für die Technologie Kohle-KW wurde der Durchschnitt der Kosten von Stein- und Braunkohle-Kraftwerken herangezogen.

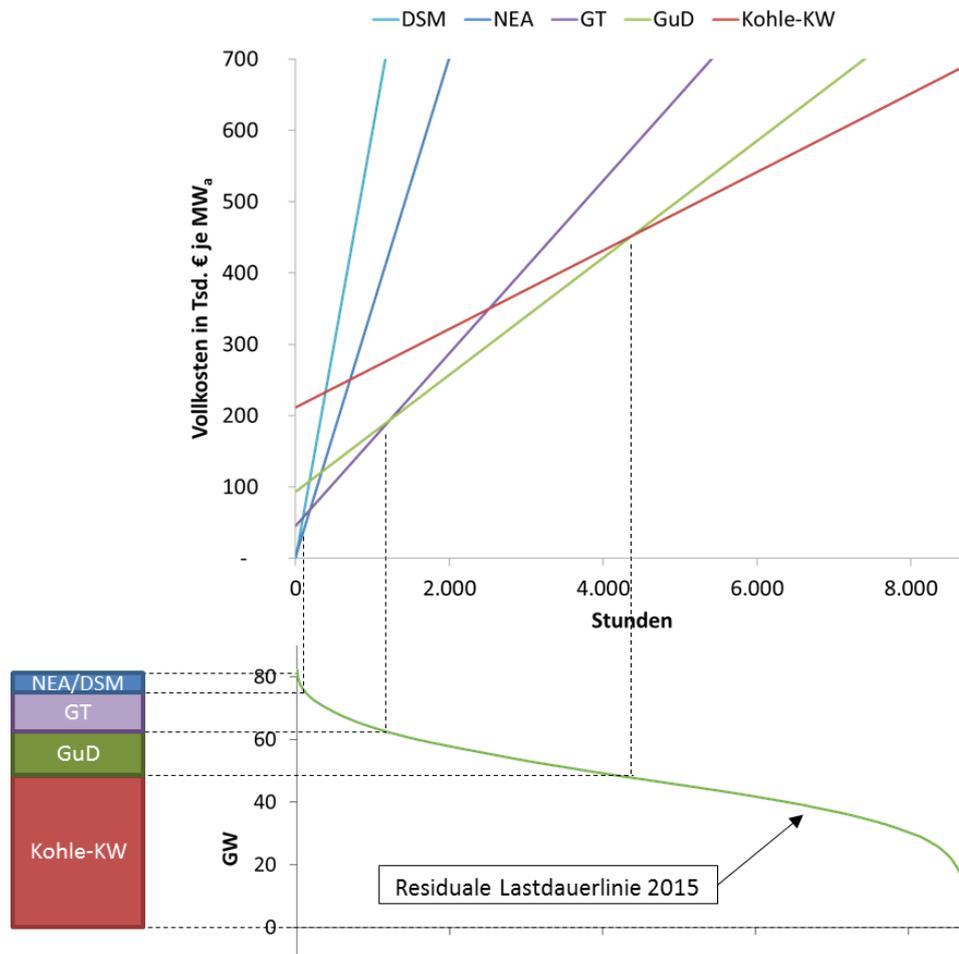
haben vergleichsweise sehr geringe Fixkosten und für Lastmanagement (DSM) nehmen wir an, dass keine Fixkosten anfallen. Bei den kurzfristigen variablen Kosten hingegen, verhält es sich umgekehrt. DSM weist die höchsten und Kohle-KW weisen die niedrigsten variablen Kosten auf.

In Abbildung 4-6 ist exemplarisch dargestellt, wie sich der effiziente Technologiemix des residualen Erzeugungssystems in Abhängigkeit der technologiespezifischen Kostenstrukturen und der residualen Last für das Projektionsjahr 2015 zusammensetzt. Im oberen Teil der Abbildung sind sog. Vollkostenkurven der betrachteten Technologien abgebildet, deren Schnittpunkte mit der Abszisse die jeweilige Höhe der jährlichen Fixkosten je MW_a darstellt und deren Steigung den jeweiligen kurzfristigen variablen Kosten je MW entspricht. Die im oberen Teil der Abbildung im jeweiligen Abschnitt am niedrigsten liegende Vollkostenkurve stellt den Bereich mit den geringsten Vollkosten der Stromerzeugung in Abhängigkeit der jährlichen Erzeugungsdauer der betrachteten Technologien dar (sog. ‚effizienter Rand‘). Im unteren rechten Teil der Abbildung 4-6 ist die Lastdauerlinie dargestellt.¹²¹ Lotet man nun von den Schnittpunkten des effizienten Rands der Vollkostenkurven der jeweils in Abhängigkeit der Kostenstrukturen günstigsten Technologieoption herunter auf die residuale Lastdauerlinie und ausgehend vom sich mit dieser ergebenden Schnittpunkt herüber zum residualen Lastniveau an der Abszisse des unteren Teils der Abbildung, kann man die idealtypisch effiziente Zusammensetzung des Technologiemix abtragen (Balkendiagramm im unteren linken Teil der Abbildung).¹²²

¹²¹ Die Lastdauerlinie (Last abzüglich der Einspeisung aus Wind On- und Offshore, PV und Laufwasser) wurde analog zu den Analysen in Abschnitt 2.3.1 erstellt.

¹²² Eine solche idealtypische, optimale Zusammensetzung des Technologiemix basiert auf einer ‚grüne Wiese Planung‘ und ist in der Realität aufgrund langer technischer Lebensdauern und hoher ‚versunkener Kosten‘ (engl. sunk cost) von Erzeugungsanlagen mit Einschränkungen verbunden.

Abbildung 4-6: Effizienter Technologiemi­x des residualen Erzeugungssystems in 2015



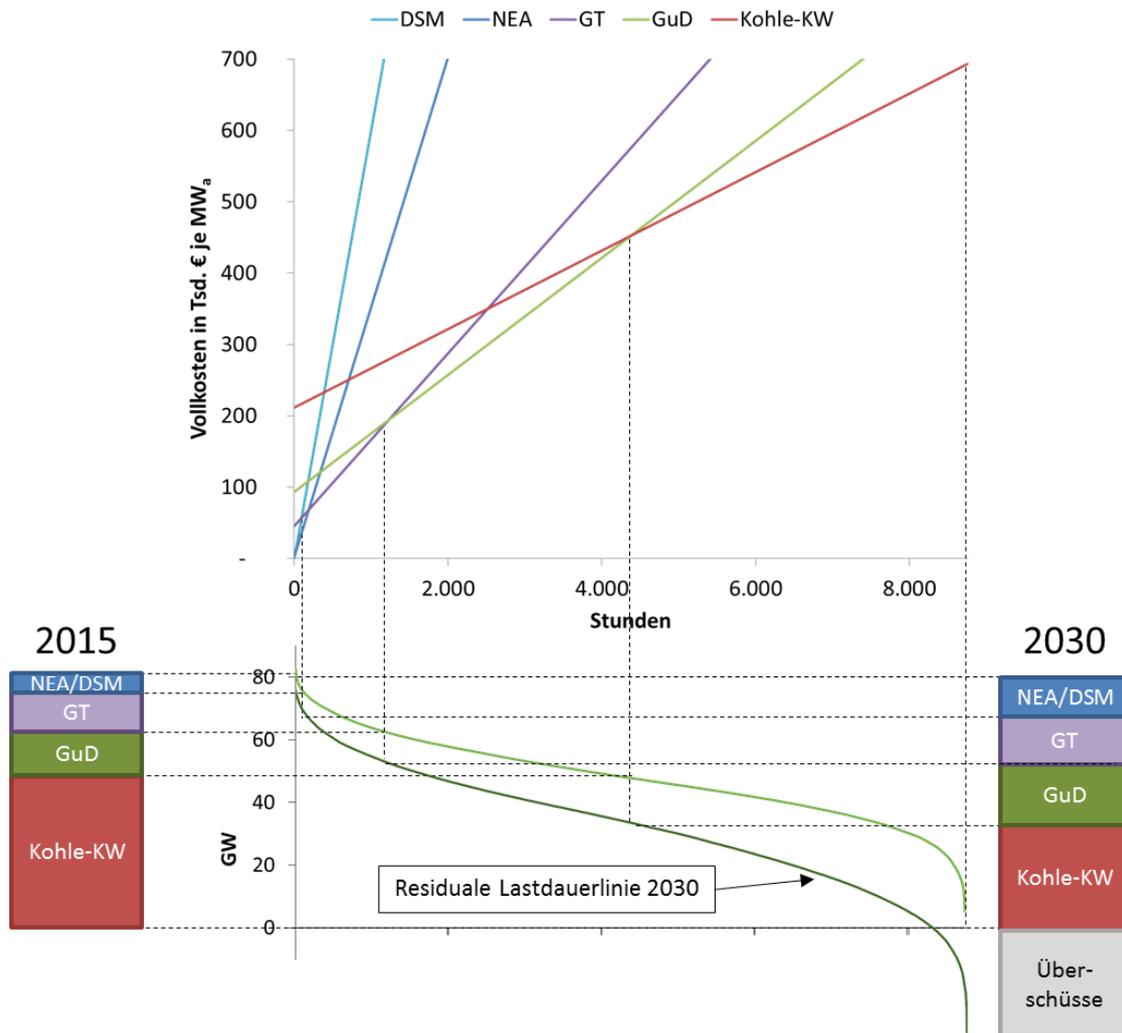
Quelle: Eigene schematische Darstellung.

Unter Berücksichtigung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien ergibt sich ein kostenminimaler Technologiemi­x zur Deckung der residualen Last bestehend aus knapp 48 GW Kohlekraftwerken, ca. 14 GW GuD-Anlagen, rund 11 GW Gasturbinen sowie ca. 7 GW Netzersatzanlagen und ca. 2 GW Lastmanagement.¹²³

In Abbildung 4-7 ist zusätzlich die residuale Last für das Jahr 2030 sowie der kostenminimale Technologiemi­x des residualen Erzeugungssystems für das Jahr 2030 in einem Balkendiagramm dargestellt (untere rechte Seite der Abbildung).

¹²³ Netzersatzanlagen und DSM sind in der Abbildung aus Darstellungsgründen nicht separat abgebildet.

Abbildung 4-7: Vergleich des effizienten Technologiemitmix in den Jahren 2015 und 2030



Quelle: Eigene schematische Darstellung.

Die resultierenden Kapazitäten bei einem kostenminimalen Technologiemitmix in 2030 setzen sich aufgrund der gestiegenen Einspeisung aus FEE verglichen mit den Kapazitäten des Jahres 2015 (linke Seite des unteren Teils der Abbildung; identisch wie in Abbildung 4-6) deutlich anders zusammen. So resultieren weniger als 34 GW Kohlekraftwerke, die Kapazität von GuD-Anlagen beträgt ca. 19 GW und die Kapazität von Gasturbinen beträgt in etwa 14,5 GW. Die in nur sehr wenigen Stunden des Jahres auftretenden höchsten Lastspitzen werden durch ca. 10 GW Netzersatzanlagen und ca. 3,2 GW Lastmanagement gedeckt. Darüber hinaus treten in 2030 aufgrund der annahmegemäß rund 145 GW installierten Leistung an FEE in Deutschland bei national autarker Betrachtung in mehreren hundert Stunden des Jahres Überschussituationen in teilweise nicht unerheblicher Höhe auf. Insgesamt sind im Maximum in wenigen Stunden des Jahres ca. 35 GW an Flexibilitätsoptionen zur sinnvollen Nutzung der Überschussmengen erforderlich.¹²⁴ Potenziell geeignete Flexibilitätsoptionen sind beispielsweise zusätzliche Exporte ins benachbarte Ausland (d. h. eine Nutzung der großräumigen Ausgleichseffekt im

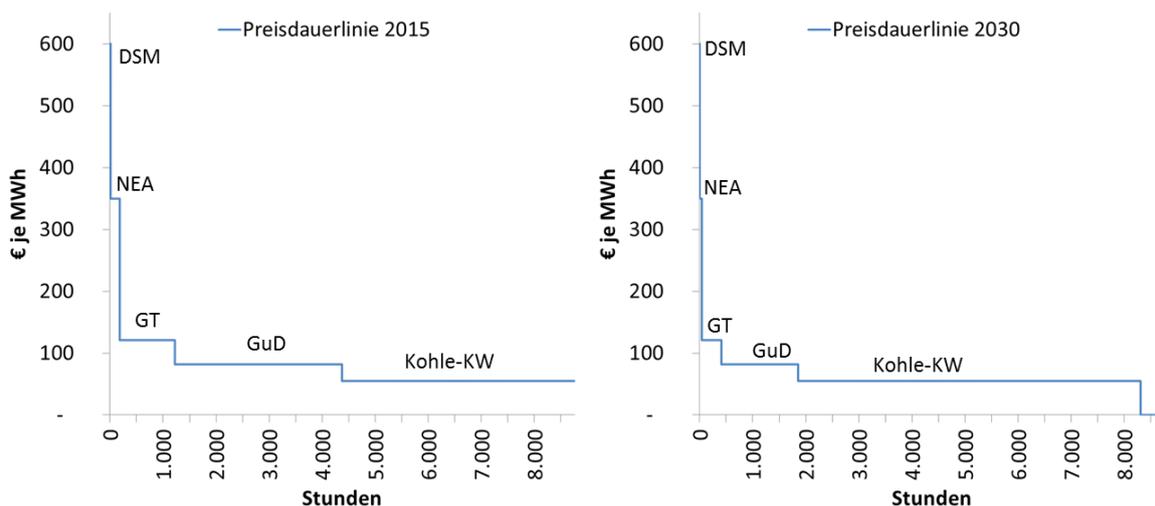
¹²⁴ Für eine genauere Analyse der Überschüsse vgl. auch Abbildung 2-14.

europäischen Stromverbund), Lastmanagement, Pumpspeicherkraftwerke sowie andere Speichertechnologien, wie Batterien, Schwungmassenspeicher und ‚power to heat‘- oder ‚power to gas‘-Anlagen.¹²⁵ Ebenso ist es voraussichtlich volkswirtschaftlich sinnvoll, einen gewissen Anteil der Überschüsse abzuregeln.

Die schematisch dargestellten, kostenminimalen Technologiemitte in Abhängigkeit der Entwicklung der residualen Last beruhen auf einem ‚grüne Wiese‘- Ansatz. In der Realität ist die Umsetzung der Anpassungsprozesse aufgrund langer technischer Lebensdauern von Erzeugungsanlagen und hohen Anteilen sog. ‚versunkener Kosten‘ in Form von Investitionskosten mit Einschränkungen verbunden. Deshalb zeigen wir im Folgenden auf, wie die Wirkungsmechanismen eines wettbewerblichen EOM eine sukzessive Anpassung des residualen Erzeugungssystems beanreizen.

In Abbildung 4-8 ist schematisch dargestellt, welche Preisdauerlinien bei einer Grenzkostenpreissetzung auf Basis der kurzfristigen variablen Kosten, der letzten zur Deckung der jeweiligen residualen Last benötigten Erzeugungseinheit, resultieren. Gegenübergestellt sind die Preisdauerlinie für das Jahr 2015 und eine hypothetische Preisdauerlinie für das Jahr 2030. Die Preisdauerlinie für 2030 ist hypothetisch, da beide Preisdauerlinien auf dem residualen Erzeugungssystem, das sich als kostenminimal zur Deckung der residualen Last des Jahres 2015 ergibt, basieren. Die Preisdauerlinie für das Jahr 2030 basiert somit auf einem Technologiemitte des residualen Erzeugungssystems, welcher bis zum Jahr 2030 nicht an die sich dann ergebende residuale Last angepasst wird. Zudem ist kenntlich gemacht, welche der berücksichtigten Technologien, in welchem Abschnitt der Preisdauerlinien jeweils preissetzend ist.

Abbildung 4-8: Schematische Darstellung der Preisdauerlinie und der Preissetzung in Abhängigkeit der Residuallast



Quelle: Eigene Berechnungen.

¹²⁵ Vgl. Abschnitt 3.4.

Bei einer nicht erfolgten Anpassung des Technologiemi­x an die Struktur der residualen Last (rechte Seite der Abbildung) sind – aufgrund bestehender Überkapazitäten – Kohle-KW ca. 2.500 Stunden p. a. mehr preissetzend als bei einem kostenminimalen residualen Erzeugungssystem (vgl. Technologiemi­x 2030 in Abbildung 4-7). GuD-Anlagen, Gasturbinen sowie NEA und DSM hingegen sind in deutlich weniger Stunden des Jahres preissetzend. Die Struktur der residualen Last ist somit maßgeblich für die Erlösmöglichkeiten und damit die Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Technologien in Abhängigkeit von deren jeweiligen Kostenstrukturen. Um dies zu illustrieren, haben wir eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt, die die Auswirkungen eines unveränderten Technologiemi­x (kostenminimales residuales Erzeugungssystem des Jahres 2015) bei einer sich verändernden residualen Last (Residuallast der Jahre 2020¹²⁶ und 2030) auf die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Technologien quantifiziert.

Tabelle 4-2: Wirtschaftlichkeitsanalyse eines unangepassten residualen Erzeugungssystems bei einer sich verändernden Struktur der residualen Last

Technologie	Kurzfristiger Deckungsbeitrag (Erlöse abzgl. variable Kosten)			jährl. Betriebs- und Wartungskosten	annuit. Kapital- kosten	Verluste 2020	Verluste 2030
	Residuallast 2015	Residuallast 2020	Residuallast 2030				
	Werte in € je MW _a						
Kohle-KW	211.710	147.567	77.367	71.000	140.710	- 64.143	- 134.343
GuD	93.503	60.033	27.120	30.000	63.503	- 33.470	- 66.383
GT	45.678	27.585	11.013	8.000	37.678	- 18.093	- 34.665
NEA	2.566	1.250	250	2.000	566	- 1.316	- 2.316
DSM	-	-	-	-	-	-	-

Quelle: Eigene Berechnungen

Bei einem in Abhängigkeit der residualen Last kostenminimalen Technologiemi­x des residualen Erzeugungssystems (hier Residuallast 2015) entsprechen die jährlichen kurzfristigen Deckungsbeiträge den jährlich anfallenden Fixkosten, also den jährlichen Betriebs- und Wartungskosten sowie den annuitätischen Kapitalkosten, und es resultieren Nullgewinne für alle betrachteten Technologien. Bereits im Projektionsjahr 2020 führen die Wirkungsmechanismen eines wettbewerblichen EOM bei einer ausbleibenden Anpassung des Technologiemi­x des residualen Erzeugungssystems an die veränderte residuale Last dazu, dass alle fixkostenbehafteten Technologien (alle außer DSM) Verluste machen. Die Verluste verdoppeln sich in etwa in Summe über alle Technologien im Jahr 2030, wenn sich der Technologiemi­x nicht an die veränderte residuale Last anpasst.

Da die Investitionskosten für Erzeugungsanlagen größtenteils als ‚versunkene Kosten‘ anzusehen sind, werden Erzeugungsanlagen nicht stillgelegt, so lange die kurzfristigen Deckungsbeiträge die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten decken. Übersteigen die Verluste die jährli-

¹²⁶ Bei der graphischen Darstellung der kostenminimalen Zusammensetzungen der Technologiemi­xe haben wir aus Darstellungsgründen das Projektionsjahr 2020 nicht abgebildet. Um die Anreize für eine sukzessive Anpassung des residualen Erzeugungssystems besser aufzeigen zu können haben wir das Projektionsjahr 2020 im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse mit aufgenommen.

chen Betriebs- und Wartungskosten, kann davon ausgegangen werden, dass die Anlagen stillgelegt oder in Erwartung zukünftig steigender Preise eingemottet werden. Auch werden Anlagen, die ihre technische Lebensdauer erreichen, stillgelegt, wenn sie Verluste machen. Der wettbewerbliche EOM liefert somit über die Wirkungsmechanismen der Grenzkostenpreissetzung ökonomische Anreize für die Marktakteure, den Technologiemark des residualen Erzeugungssystem in Abhängigkeit der (erwarteten) Entwicklung der residualen Last anzupassen.

Somit ist in einem technologieoffenen wettbewerblichen Strommarkt

- in dem ein diskriminierungsfreier Zugang für alle verfügbaren Flexibilitätsoptionen gegeben ist,
- keine (zu niedrigen) Preisobergrenzen bestehen und
- Teile der Nachfrage auf Preissignale des Strommarktes reagieren

gewährleistet, dass, die sich mit veränderten Anforderungen an das Stromversorgungssystem einhergehenden Anpassungen des Stromversorgungssystems, auf Basis der Preissignale bearbeitet werden.

In der mittleren bis langen Frist gewährleisten die Wirkungsmechanismen des wettbewerblichen Strommarktes, dass Anreize für eine effiziente Anpassung des residualen Erzeugungssystems auf Basis der Preissignale des Stromgroßhandels gesetzt werden. Somit gewährleistet die Funktionsweise wettbewerblicher Strommärkte, dass Anreize für einen effizienten Technologiemark unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen in Abhängigkeit der technologiespezifischen Kostenstrukturen und der Entwicklung der residualen Last gesetzt werden und die erneuerbaren Energien effektiv und effizient in das Stromversorgungssystem integriert werden können.

4.2 Zwischenfazit

Bei einem sukzessiven Ausbau der erneuerbaren Energien ist über die Marktmechanismen zu erwarten, dass die Volatilität der Preise am Strommarkt zunimmt. Preisspitzen in einzelnen Situationen ermöglichen – über den Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Knappheitssituationen – eine Refinanzierung von Optionen zur Spitzenlastdeckung. Niedrige oder negative Preise ermöglichen – über einen marktlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Überschusssituationen – die Erschließung von alternativen Nutzungsmöglichkeiten in Überschusssituationen. Damit erscheint ein wettbewerblicher Strommarkt auf Basis eines ‚energy only‘-Marktes als ein geeignetes Marktdesign, um einen technologieoffenen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen.

Dieses erfordert auf der einen Seite, dass der Staat nicht regulatorisch in die Preisbildung der Märkte, z. B. in Form von Beschränkungen von Preisspitzen (und negativen Preisen), eingreift. Auf der anderen Seite sollten z. B. die Systematik von Netzentgelten (Umlagen, Abgaben und Steuern) sowie Fördermechanismen für bestimmte Erzeugungsanlagen – soweit zur Erreichung von umwelt- und klimapolitischen Zielen erforderlich – die effizienten Erzeugungs- und Verbrauchsentscheidungen der einzelnen Marktakteure nicht bzw. in möglichst geringem Umfang beeinflussen, so dass die Strompreise ihre Steuerungsfunktion nicht verlieren. Durch die Ausgestaltung des Markt- und Produktdesigns an den Strom- und Regelleistungsmärkten sowie bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen sollten implizite oder explizite Markteintrittsbarrieren vermieden werden.

5 Hemmnisse des Regulierungsdesigns und Anpassungsoptionen für die Flexibilisierung des Stromversorgungssystems

Die vorherigen Kapitel haben aufgezeigt, dass sich in einem zukünftigen Stromversorgungssystem die Anforderungen an Flexibilität erhöhen werden. Die Nutzung von Ausgleichseffekten innerhalb des europäischen Stromversorgungssystems kann bei einer ausreichend dimensionierten Infrastruktur die Bewältigung der Herausforderungen der Transformation des Stromversorgungssystems deutlich erleichtern. Darüber hinaus erforderliche Flexibilität auf Seiten der Erzeugung und der Verbraucher ist aus technischer Sicht – auch bei hohen Anteilen der Stromerzeugung aus FEE im Gesamtsystem – in ausreichendem Umfang verfügbar bzw. erschließbar.

Neben technischen Ursachen für Inflexibilität resultiert potenzielle Inflexibilität im Stromversorgungssystem aus den regulatorischen Rahmenbedingungen, die Strombezugsentscheidungen der Verbraucher sowie Investitions- und Einsatzentscheidungen der Betreibern von Erzeugungsanlagen in erheblichem Umfang beeinflussen können. Potenzielle Hemmnisse und Fehlansätze des regulatorischen Rahmens für die Nutzung und Erschließung von Flexibilität können dabei nach folgenden Kategorien differenziert werden:

- Verzerrung von Marktpreissignalen durch die Ausgestaltung der Förderung von Erzeugungsanlagen.
- Verzerrungen von Marktpreissignalen durch die aktuelle Ausgestaltung der Refinanzierung von Netzkosten (und Kosten für Systemdienstleistungen) sowie durch die aktuelle Ausgestaltung von Umlagen, Abgaben und Steuern.
- Implizite oder explizite Markteintrittsbarrieren für Anbieter auf den Regelleistungsmärkten (sowie Einschränkungen der Beteiligungsmöglichkeiten bei der Erbringung von weiteren Systemdienstleistungen).
- Unzureichende Anreize zur Vermeidung von kurzfristigen, ungeplanten Fahrplanabweichungen und zur individuellen Leistungsvorsorge von Bilanzkreisverantwortlichen durch die aktuelle Ausgestaltung der Regeln des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems.

Im Rahmen dieser Studie setzen wir den Fokus bei der Analyse von Hemmnissen und Fehlansätzen des aktuellen rechtlichen und regulatorischen Rahmens des Stromversorgungssystems, bei der Entwicklung und Bewertung von Anpassungsoptionen und bei der Erarbeitung von Ausgestaltungsvorschlägen in den folgenden drei Bereichen:

- Netzentgeltssystematik (§ 17 StromNEV) sowie Ausgestaltung der Regelungen zu den Sonderformen der Netznutzung (§ 19 Abs. 2 StromNEV)
- Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für den Regelleistungsmarkt
- Ausgestaltung des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems

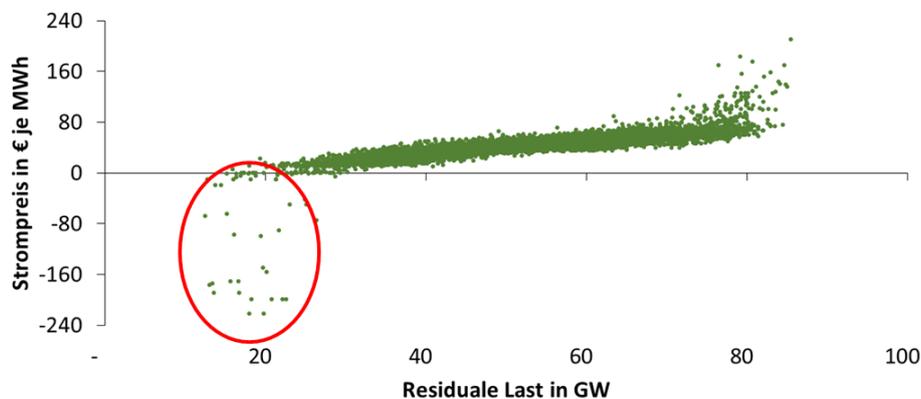
Zusätzlich geben wir einen Überblick über Ausgestaltungsmöglichkeiten von Fördersystemen für Erzeugungsanlagen und deren Auswirkung auf die Auslegung und den Einsatz von geförderten Erzeugungsanlagen.

Bevor wir diesen Überblick geben und die anderen Regelungen näher auf Hemmnisse und Fehlanreize analysieren, Anpassungsoptionen entwickeln und bewerten sowie Ausgestaltungsvorschläge erarbeiten, zeigen wir im folgenden Abschnitt 5.2 exemplarisch die Ursachen für negative Strompreise am Großhandelsmarkt als empirische Evidenz für Hemmnisse bei der Nutzung von angebots- und nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen im aktuellen Regulierungsdesign im Rahmen eines Exkurses auf.

5.1 Exkurs: Empirische Evidenz für Hemmnisse im aktuellen Regulierungsdesign

Eine empirische Analyse des Zusammenhangs zwischen negativen Preisen am Stromgroßhandelsmarkt und der korrespondierenden residualen Last kann einerseits Aufschlüsse über sog. ‚must-run‘-Erzeugung in einem Stromversorgungssystem liefern und andererseits Erkenntnisse über eine ggf. bereits erfolgte Flexibilisierung des Stromversorgungssystems in der Vergangenheit liefern. In Abbildung 5-1 ist der historische Zusammenhang zwischen negativen Preisen und der zugehörigen residualen Last für das Jahr 2012 dargestellt.

Abbildung 5-1: Historischer Zusammenhang der Preise am Großhandelsmarkt (EPEX Spot SE) und der residualen Last in Deutschland in 2012.



Quelle: Eigene Berechnungen

Die Preise am Stromgroßhandel nehmen – wie gemäß dem ‚merit order‘-Modell zu erwarten ist – in der Tendenz mit steigender Residuallast zu. In Bereichen der residualen Last von mehr als 70 GW kam es in einzelnen Situationen zu Strompreisen von bis zu 210 €/je MWh. In Bereichen der residualen Last unterhalb von 30 GW sind hingegen negative Preise zu beobachten, die im Minimum minus 222 €/je MWh betragen (siehe Markierung). Für eine detaillierte Analyse dieses Zusammenhangs haben wir die residuale Last in die folgenden vier Bereiche eingeteilt: 0 bis 15 GW; 15 bis 20 GW; 20 bis 25 GW und 25 bis 30 GW.

Eine Analyse, wie häufig die residuale Last in welchem der definierten Bereiche lag und zu welchem Anteil des Auftretens der residualen Last in den jeweiligen Bereichen auch negative Preise aufgetreten sind, ist in Tabelle 5-1 gegeben.

Tabelle 5-1: Negative Preise in verschiedenen residualen Lastbereichen in 2012

Bereich der residualen Last (Last abzgl. Wind, PV und Laufwasser)	Stunden im jeweiligen Residuallastbereich	Stunden mit negativen Strompreisen	
		Anzahl	Anteil in %
0 - 15	7	7	100%
15 - 20	28	21	75%
20 - 25	67	18	27%
25 - 30	166	10	6%
Summe	268	56	-

Quelle: Eigene Berechnungen

Während der Anteil negativer Preise bei residualen Lasten zwischen 25 und 30 GW mit 10 von 166 Beobachtungen lediglich bei ca. 6 % liegt, steigt dieser Anteil mit abnehmender Residuallast sukzessive an, bis im Bereich unter 15 GW durchweg negative Preise auftreten. Dass bereits bei deutlich positiver residualer Last negative Preise auftreten ist ein Indikator für erhebliche ‚must run‘-Kapazitäten bzw. Hemmnisse und Fehlanreize des Marktdesigns und der regulatorischen Rahmenbedingungen, die die Erschließung bzw. Nutzung technisch verfügbarer Flexibilitätsoptionen im Stromversorgungssystem behindern.¹²⁷ Unter der Annahme, dass der identifizierte Zusammenhang des Jahres 2012 – in wieviel Prozent des jeweiligen Bereiches der residualen Last negative Preise auftreten – auch in Zukunft gültig ist, kann man unter Verwendung der Verteilung der zukünftigen residualen Lasten ableiten, in wie vielen Stunden des Jahres zukünftig negative Preise auftreten werden (vgl. Tabelle 5-2).

¹²⁷ Zu möglichen Ursachen für sog. ‚must run‘-Erzeugung vgl. Abschnitt 3.2.

Tabelle 5-2: Negative Preise in verschiedenen residualen Lastbereichen in 2012 und bei Fortschreibung des historischen Zusammenhangs auf die Jahre 2020 und 2030

Bereich der residualen Last (Last abzgl. Wind, PV und Laufwasser)	Stunden mit negativen Strompreisen		
	im Jahr		
	2012	2020	2030
GW	Anzahl Stunden im Jahr		
0 - 15	7	376	1.676
15 - 20	21	233	400
20 - 25	18	121	178
25 - 30	10	35	48
Summe	56	765	2.302

Quelle: Eigene Berechnungen; Basisjahr 2012.

Bei einer Fortschreibung des identifizierten Zusammenhangs zwischen Lastniveau und Preis am Großhandelsmarkt („day-ahead“) des Jahres 2012 würden gemäß der von uns ermittelten zukünftigen residualen Lasten in 2020 in 765 Stunden und in 2030 in 2.302 Stunden negative Preise auftreten.

Es ist jedoch zu erwarten, dass sich die Marktakteure sukzessive an die veränderten Gegebenheiten anpassen. Ein Indiz dafür, dass eine solche sukzessive Anpassung tatsächlich eintritt, liefert eine Ausweitung der empirischen Analyse auf die Jahre von 2009 bis 2012. In Tabelle 5-3 sind die relativen Häufigkeiten des Auftretens negativer Preise im jeweiligen Lastbereich in den Jahren 2009 bis 2012 dargestellt. Um die potenziellen Anpassungseffekte darstellen zu können, haben wir zwei weitere Bereiche der residualen Last ergänzt, da es in weiter zurückliegende Jahren auch bei residualen Lasten bis zu 42 GW zu negativen Strompreisen kam.

Tabelle 5-3: Relative Häufigkeit von Stunden mit negativen Preisen im jeweiligen residualen Lastbereich.

Bereich der residualen Last (Last abzgl. Wind, PV und Laufwasser)	relative Häufigkeit Stunden mit negativen Strompreisen			
	im Jahr			
	2009	2010	2011	2012
GW	Prozent der Stunden im jeweiligen Bereich			
0 - 15	-	-	-	100%
15 - 20	-	-	-	75%
20 - 25	-	-	19%	27%
25 - 30	35%	0%	6%	6%
30 - 35	15%	6%	1%	0%
35 - 42	2%	1%	0%	0%

Quelle: Eigene Berechnungen

Bereits im Jahr 2009 traten in 71 Stunden des Jahres negative Preise am ‚day-ahead‘ Markt auf. Im Vergleich mit dem Jahr 2012 sind negative Preise bereits bei einem deutlich höheren Niveau der residualen Last aufgetreten. So traten in 24 Stunden des Jahres 2009 negative Preise bei einem residualen Lastniveau von mehr als 35 GW, was einem Anteil von rund 2 % der Stunden in diesem residualen Lastbereich entspricht. Im Bereich von 30 bis 35 GW traten 2009 in 41 Stunden negative Preise auf, was einem Anteil von rund 15 % der Stunden in diesem residualen Lastbereich entspricht. Im Lastbereich 25 bis 30 GW traten in 2009 in 35 % der Stunden in diesem residualen Lastbereich negative Preise auf. Im Zeitverlauf bis 2012 verschiebt sich die ‚Schwelle‘ der residualen Last, bei der negative Preise am Stromgroßhandel auftreten, sukzessive nach unten, so dass in 2012 negative Preise erst ab einer residualen Last von weniger als 30 GW aufgetreten sind. Der Rückgang dieser Schwelle stellt ein Indiz dafür dar, dass die Akteure am wettbewerblichen Stromgroßhandel trotz ggf. vorhandener regulatorischer Hemmnisse bereits marktgetriebene Flexibilisierungsmaßnahmen ergriffen haben.

Aufgrund dieser potenziellen Anpassungen der Marktakteure haben wir im Rahmen der Analyse der Häufigkeit zukünftiger negative Preise auch untersucht, wie zusätzliche Flexibilität das Auftreten negativer Preise reduzieren kann. Zu diesem Zweck haben wir untersucht, in welchem Ausmaß sich das Auftreten negativer Preise reduziert, wenn 10, 20 oder 30 GW zusätzliche Flexibilität im Stromversorgungssystem verfügbar sind. Die Ergebnisse dieser Analyse, die auf Basis der residualen Lasten der Basisjahre 2007 bis 2012 erstellt wurde, sind für das Projektionsjahr 2020 in Tabelle 5-4 dargestellt.

Tabelle 5-4: Negative Preise differenziert nach residualem Lastbereich in 2020.

Bereich der residualen Last (Last abzgl. Wind, PV und Laufwasser)	Stunden mit negativen Strompreisen			
	zusätzliche Flexibilität im Stromversorgungssystem			
GW	ohne	10 GW	20 GW	30 GW
	Anzahl Stunden im Jahr			
< 15	307	64	4	-
15 - 20	206	64	13	-
20 - 25	119	42	12	1
25 - 30	38	17	5	1
Summe	671	187	33	2

Quelle: Eigene Berechnungen; Basisjahr: Durchschnitt der Jahre 2007 bis 2012.

Ohne zusätzliche Flexibilität im Stromversorgungssystem würden mit 671 Stunden in 2020 bereits in größerem Ausmaß negative Strompreise am Großhandelsmarkt auftreten. Bei einer zusätzlichen Flexibilität von 10 GW würde das Auftreten negativer Strompreise bereits um 72 % auf 187 Stunden p. a. reduziert. Bei 20 GW zusätzlicher Flexibilität würden mit 33 Stunden bereits in weniger Stunden negative Preise auftreten als im Referenzjahr 2012 und bei 30 GW zusätzlicher Flexibilität würden lediglich in 2 Stunden des Jahres negative Preise auftreten. Eine analoge Auswertung für das Projektionsjahr 2030 ist in Tabelle 5-5 dargestellt.

Tabelle 5-5: Negative Preise differenziert nach residualem Lastbereich in 2030.

Bereich der residualen Last (Last abzgl. Wind, PV und Laufwasser)	Stunden mit negativen Strompreisen			
	zusätzliche Flexibilität im Stromversorgungssystem			
	ohne	10 GW	20 GW	30 GW
GW	Anzahl Stunden im Jahr			
< 15	1.660	757	259	62
15 - 20	466	300	151	53
20 - 25	188	135	80	34
25 - 30	47	37	24	12
Summe	2.361	1.229	513	161

Quelle: Eigene Berechnungen; Basisjahr: Durchschnitt der Jahre 2007 bis 2012.

In 2030 würden bei einer Fortschreibung des empirischen Zusammenhangs aus dem Jahr 2012 ohne eine zusätzliche Flexibilisierung des Stromversorgungssystems mit 2.361 Stunden p. a. in einem erheblichen Anteil der Stunden des Jahres negative Preise am Strommarkt auftreten. Eine zusätzliche Flexibilisierung des Stromversorgungssystems um 10 GW würde die Stunden mit negativen Preisen auf knapp die Hälfte reduzieren. Eine zusätzliche Flexibilisierung in Höhe von 30 GW würde dazu führen, dass in 2030 lediglich 161 Stunden negative Preise auftreten würden.

Im Ergebnis zeigen die Analysen einerseits, dass in den Jahren 2009 bis 2012 bereits eine Flexibilisierung des Stromversorgungssystems zu beobachten war, da negative Preise im Zeitverlauf erst bei niedrigeren residualen Lastniveaus aufgetreten sind. Andererseits hat sich gezeigt, dass auch im Jahr 2012 trotz bereits erschlossener Flexibilitätsoptionen – wie z. B. Pumpspeicher, Nutzung von überregionalen Ausgleichseffekten und Lastmanagement – bereits bei einem Niveau der residualen Last von 25 bis 30 GW negative Strompreise aufgetreten sind. Ursächlich hierfür können Hemmnisse und Fehlanreize im regulatorischen Rahmen sein, die die Erschließung weiterer verfügbarer technischer Flexibilitätsoptionen oder eine Reduktion des ‚must-run‘-Betriebs konventioneller Erzeugungsanlagen (vgl. Abschnitt 3) behindern.

5.2 Förderung von Erzeugungsanlagen

Die aktuelle Ausgestaltung der Förderung von Erzeugungsanlagen kann insbesondere zu Hemmnissen bzw. Fehlanreizen für Flexibilität beim Einsatz der geförderten Anlagen führen, weil die heutigen Fördersysteme in der Tendenz Anreize für eine Auslegung der Anlagen auf eine hohe Auslastung sowie für einen Weiterbetrieb der Anlagen auch bei sehr geringen oder sogar negativen Strompreisen am Großhandelsmarkt setzen:

- KWK-Anlagen erhalten nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G) in der Regel einen konstanten Zuschlag zusätzlich zu den Erlösen, die sie auf dem Strommarkt erwirtschaften können.
- EEG-Anlagen erhalten, wenn sie im Rahmen der Festpreisvergütung gefördert werden, einen fixen Zuschlag und müssen den eingespeisten Strom nicht selber vermarkten. Wenn sie jedoch, wie der Großteil der Neuanlagen nach dem EEG 2014, im Rahmen des

Marktprämienmodells gefördert werden, erhalten sie nur innerhalb eines definierten Zeitraums von einem Kalendermonat einen konstanten Zuschlag, der in Abhängigkeit des Marktwertes der jeweiligen Technologie und des durchschnittlichen Preises am Großhandelsmarkt innerhalb des Zeitraums ermittelt wird.

Am stärksten ist der Anreiz für eine Auslegung auf eine hohe Auslastung der Anlagen sowie einen Weiterbetrieb der Anlagen auch bei geringen oder negativen Strompreisen auf dem Großhandelsmarkt bei einer Festpreisvergütung von Erzeugungsanlagen. Hier berücksichtigen Investoren und Betreiber von Erzeugungsanlagen (mögliche) Entwicklungen des Niveaus und der Volatilität der Strompreise am Großhandelsmarkt nicht, weil die Höhe ihrer Erlöse unabhängig von den Strompreisen am Großhandelsmarkt ist. Bei einer gleitenden Prämie, der Grundlage des Fördersystems für die meisten Neuanlagen im Rahmen des EEG, bei der eine monatliche Anpassung des Zuschlags auf Basis der Entwicklung des technologiedifferenzierten Marktwertes und des durchschnittlichen Niveaus des Strompreises am Großhandelsmarkt in dem jeweiligen Monat ‚ex post‘ ergibt, werden gedämpfte Anreize für eine bedarfsgerechtere Auslegung und zur Vermeidung eines Weiterbetriebs bei negativen Strompreisen gesetzt. Allerdings haben Anlagen in diesem Fördersystem immer noch Anreize Strom zu erzeugen, wenn die Differenz aus dem Saldo der Zuschlagszahlung und dem Strompreis am Großhandelsmarkt auf der einen Seite und den variablen Erzeugungskosten auf der anderen Seite größer als Null ist. D. h. je nach Höhe der variablen Erzeugungskosten und des Zuschlags haben die Betreiber bis zu einem gewissen Ausmaß weiterhin Anreize auch bei sehr geringen oder negativen Strompreisen am Großhandelsmarkt Strom zu erzeugen und ins Netz einzuspeisen.¹²⁸ Im Rahmen der Novellierung des EEG im Jahr 2014 wurde geregelt, dass die Vergütungszahlung für ab dem 01.01.2016 in Betrieb genommene EEG-Anlagen ausgesetzt wird, wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland / Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Somit wurde zumindest bei solchen Marktsituationen ein Anreiz für die Betreiber von EEG-Anlagen gesetzt, in solchen Situationen die Anlagen abzuregeln.¹²⁹

Eine vergleichbare Situation, wie beim Marktprämienmodell, ist bei einer fixen Zuschlagszahlung gegeben, wie sie bei der Förderung von KWK-Anlagen in der Regel gewährt wird. Auch im KWK-G sind bereits heute Regelungen bzw. Sonderregelungen vorgesehen, die die Anreize für eine Auslegung der Anlagen auf eine hohe Auslastung und einen Weiterbetrieb der Anlagen bei sehr geringen oder negativen Strompreisen am Großhandelsmarkt weiter reduzieren. Die Förderung von KWK-Anlagen nach dem KWK-G ist in der Regel auf 30.000 Vollbenutzungsstunden beschränkt, so dass ein Anreiz besteht, den Weiterbetrieb der Anlagen bei niedrigen oder negativen Strompreisen zu vermeiden.¹³⁰

In wie weit Anpassungen der Fördersysteme sinnvoll sind, hängt in erheblichem Ausmaß von der jeweiligen Technologie und den Zielen der Förderung der jeweiligen Technologie ab. Neben

¹²⁸ Negative Preise setzen aus dynamischer Perspektive Anreize für eine Flexibilisierung des Stromversorgungssystems, z. B. konventioneller Erzeugungsanlagen mit und ohne KWK und die Erschließung neuer Speicheroptionen. Obgleich man aus statischer Perspektive argumentieren kann, dass auch EE-Anlagen bei negativen Preisen aufgrund von Effizienzaspekten abgeregelt werden sollten, sollte eine Abregelung aus unserer Sicht mittelfristig nur in begrenztem Umfang erfolgen, um dynamische Flexibilisierungsanreize für den Anpassungsprozess in anderen Bereichen zu erhalten.

¹²⁹ Ausgenommen sind Windenergieanlagen mit einer Leistung von weniger als 3 MW sowie sonstige EEG-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 500 kW und Demonstrationsprojekte.

¹³⁰ Ausgenommen von dieser Regelung sind Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 50 kW.

einer Ausweitung entsprechender Regelungen bzw. Sonderregelungen, die bereits heute insbesondere in Situationen mit negativen Strompreisen Anreize für einen Weiterbetrieb reduzieren, bestehen grundsätzlichere Anpassungsoptionen des Vergütungssystems. Einerseits kann eine Kopplung des Zuschlags an den Großhandelspreis für Strom, z. B. in Form eines prozentualen Zuschlags, erwogen werden. Andererseits kann eine Förderung auf Basis der Leistung der Anlagen erfolgen. Bei einer Förderung auf Basis der installierten Leistung können sich allerdings erhebliche Probleme hinsichtlich der Effektivität sowie Missbrauchspotenzial ergeben. So stellt eine leistungsorientierte Förderung nicht sicher, dass wesentliche Ziele der Förderung, nämlich eine Erhöhung der Erzeugung von energieeffizienten Anlagen (KWK) bzw. CO₂-freier Stromerzeugung (EE-Anlagen) sowie eine Verdrängung der Stromerzeugung auf Basis von ungekoppelter Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen, tatsächlich erreicht wird.

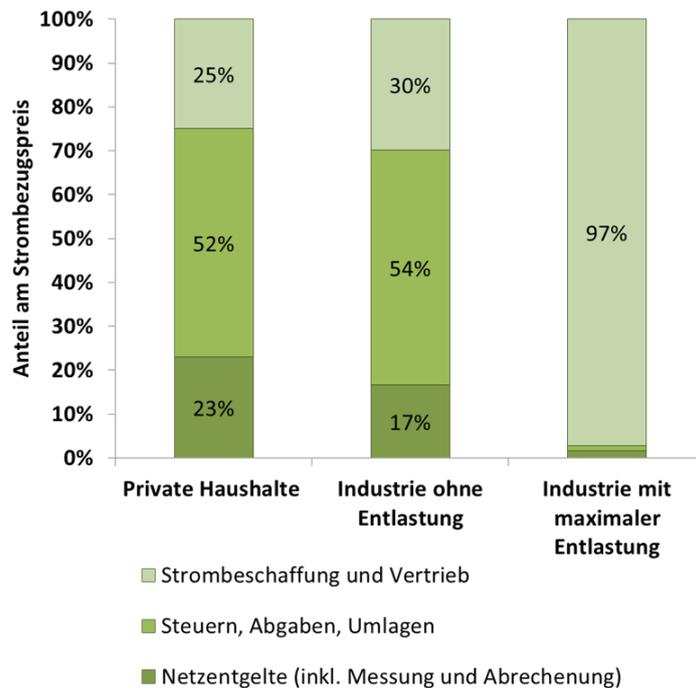
In einem langfristig angelegten Zielmodell sollte eine Förderung von Erzeugungsanlagen, soweit diese zur Erreichung von Umwelt- und Klimaschutzzielen erforderlich ist, unter Berücksichtigung von Kostenaspekten und der Vermeidung von Missbrauchsmöglichkeiten darauf ausgelegt sein, dass die Preissignale des Großhandelsmarktes bei den Anlagenbetreibern (zumindest teilweise) ankommen. Die Anpassungen der letzten Jahre bei der Ausgestaltung der Förderungen erneuerbarer Energien durch die optionale Möglichkeit der Teilnahme (Bestandsanlagen) bzw. obligatorische Teilnahme (Neuanlagen) am Marktprämienmodell mit einer (variablen) Zusatzvergütung neben den Markterlösen sowie der aktuellen Ausgestaltung der Förderung von KWK-Anlagen mit in der Regel einer (fixen) Zuschlagszahlung neben den Markterlösen, erscheint im Vergleich zu alternativen Vergütungssystemen zielführend. Mögliche Weiterentwicklungen sollten in diesem Rahmen erfolgen.

5.3 Systematik von Netzentgelten

In Deutschland werden die bei den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern anfallenden Kosten für Errichtung und Betrieb der Netzinfrastruktur (sowie für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen) über die Netzentgelte von den Verbrauchern refinanziert, die ihren Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung beziehen.

Netzentgelte sind neben den Beschaffungskosten, Umlagen und Abgaben sowie Steuern je nach Anschlussebene und Verbraucher ein wesentlicher Bestandteil des Strompreises von Verbrauchern, die ihren Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung beziehen. Abbildung 5-2 zeigt exemplarisch den Anteil des Strombezugspreises, der auf Entgelte für die Netznutzung bei unterschiedlichen Verbrauchern entfällt.

Abbildung 5-2: Zusammensetzung des Strombezugspreises für Haushalte und Industrie mit maximalen Entlastungen & ohne Entlastungen



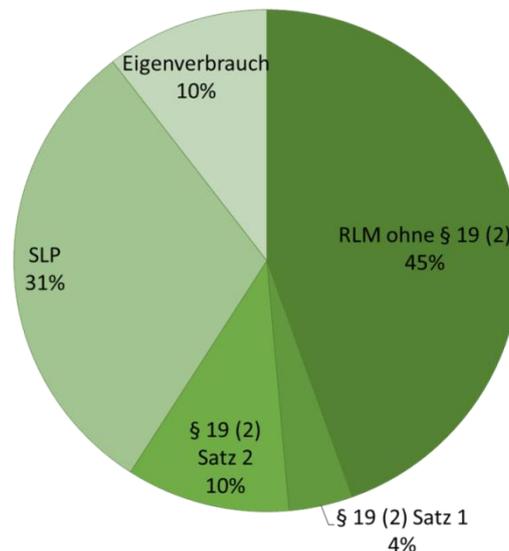
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BDEW Strompreisanalyse Juni 2014

Bei privaten Haushalten machen die Netzentgelte etwa 23 % des Strombezugspreises aus. Bei industriellen Abnehmern ist der Anteil der Netzentgelte stark davon abhängig, welche Entlastungen, z. B. durch die Besondere Ausgleichsregelung des EEG oder durch die Möglichkeiten von Netzentgeltreduktionen nach § 19 Abs. 2 StromNEV, der jeweilige Industriekunde in Anspruch nehmen kann. Der Anteil des Netzentgeltes in der Industrie variiert daher erheblich zwischen etwa 2 und 17 % in Abhängigkeit der Möglichkeiten zur Inanspruchnahme entsprechender Entlastungsregeln.

Grundlage für die Bestimmung der zu zahlenden Netzentgelte ist die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). In der StromNEV wird geregelt, welche Kosten nach welcher Systematik auf die unterschiedlichen Letztverbraucher umgelegt werden. Zudem werden Ausnahmeregelungen für eine Minderung der zu zahlenden Netzentgelte festgelegt. Bei der Netzentgeltsystematik wird einerseits differenziert zwischen Verbrauchern ohne Leistungsmessung, also Kunden, bei denen ein sog. Standardlastprofil unterstellt wird (SLP-Kunden), und Verbrauchern mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden), bei denen nicht nur die bezogenen Strommengen in einer längeren Abrechnungsperiode, sondern auch die Leistungsaufnahme viertelstundenscharf erfasst werden. Andererseits besteht bei RLM-Kunden eine weitere Differenzierung für

sog. Sonderformen der Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV.¹³¹ Die Anteile der unterschiedlichen Netznutzungsfälle sind in Abbildung 5-3 dargestellt.

Abbildung 5-3: Abschätzung der Zusammensetzung des Stromverbrauchs nach Netznutzungsfällen in Deutschland im Jahr 2014



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis Agora (2014), Prognos (2014)

Der Stromverbrauch, der aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wird, macht etwa 90 % aus. Für diesen Anteil müssen die Verbraucher in der Regel Netzentgelte zahlen. Etwa 31 % des gesamten Verbrauchs entfällt dabei auf nicht leistungsgemessene Kunden. Für etwa 59 % des Verbrauchs ist die Netzentgeltsystematik gemäß §§ 17 und 19 StromNEV für leistungsgemessene Kunden anzuwenden. Dabei entfallen wiederum rund 14 % des Verbrauchs auf Sonderformen der Netznutzung nach § 19 Abs.2 StromNEV. Etwa 10 % des Stromverbrauchs in Deutschland wird von den Verbrauchern in eigenen Anlagen erzeugt. Auf eigenerzeugten Strom sind keine Netzentgelte zu zahlen, da das Netz der allgemeinen Versorgung nicht in Anspruch genommen wird.

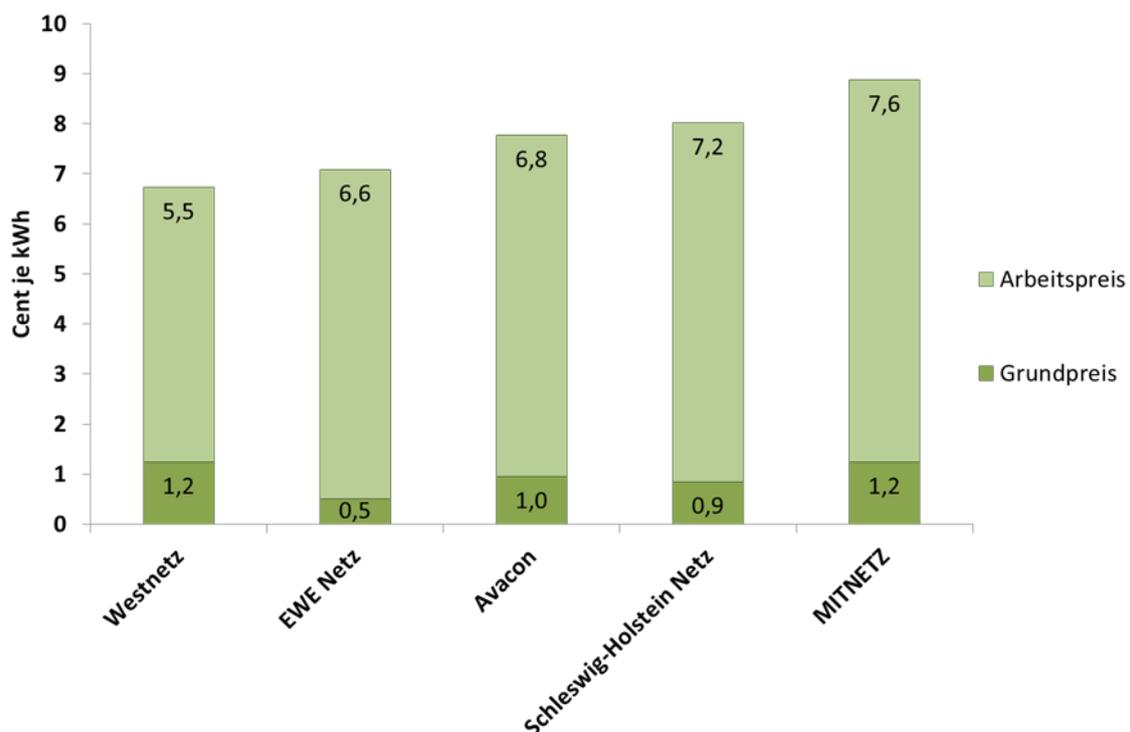
Im Folgenden wird zunächst die aktuelle Ausgestaltung der Regelungen für SLP-Kunden, RLM-Kunden und RLM-Kunden mit Sonderformen der Netznutzung nach § 19 Abs. 2 sowie die netzentgeltliche Behandlung des Verbrauchs von eigenerzeugtem Strom dargestellt. Darauf aufbauend werden potenzielle Hemmnisse und Fehlanreize mit dem Fokus auf die Flexibilisierung des Verbrauchs und der Eigenerzeugung identifiziert. Für die identifizierten potenziellen Hemmnisse und Fehlanreize werden mögliche Anpassungsoptionen zur Beseitigung oder Reduktion aufgezeigt, Wirkungsmechanismen dargelegt, Vor- und Nachteile diskutiert sowie weiterer Forschungsbedarf aufgezeigt. Der Abschnitt schließt mit einem Zwischenfazit inklusive Anpassungsempfehlungen für die Systematik der Netzentgelte.

¹³¹ Darüber hinaus haben RLM-Kunden die Möglichkeit, gemäß § 19 Abs. 1 eine monatliche Abrechnung der Netzentgelte zu erhalten.

5.3.1 Übersicht – Aktuelle Ausgestaltung der Regelungen

Der Strombezug ohne registrierende Leistungsmessung kann bei Niederspannungskunden mit einem Jahresstromverbrauch von maximal 100.000 kWh erfolgen. Die Abrechnung erfolgt auf Basis eines Grundpreises in € und eines Arbeitspreises in €-Cent je kWh, die je nach Netzbetreiber unterschiedlich hoch sind. In der Regel macht der Arbeitspreis (in Abhängigkeit vom Jahresstromverbrauch) einen erheblich größeren Anteil an den Strombezugskosten für SLP-Kunden aus.¹³²

Abbildung 5-4: Zusammensetzung Arbeits- und Grundpreis für SLP-Kunden mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh im Jahr 2014 – Durchschnittspreise in ct je kWh



Eigene Darstellung; Quelle: Preisblätter der angegebenen Verteilnetzbetreiber.

Bei dem in der Abbildung unterstellten Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr beträgt der Anteil des Grundpreises für die Beispielfälle zwischen etwa 7 und 18 %.

Für Verbraucher mit Entnahmen aus Netzebenen mit höherer Spannung oder mit einem Strombezug aus einem Niederspannungsnetz von mehr als 100.000 kWh p. a. ist eine registrierende

¹³² Auf die Arbeitspreise werden sowohl bei leistungsgemessenen als auch bei nicht-leistungsgemessenen Letztverbrauchern weitere Abgaben und Umlagen aufgeschlagen. Dies sind Mehrkosten nach dem KWK-Gesetz, die Umlage für § 19 StromNEV, die Offshore-Haftungsumlage nach § 17 f EnWG, die Umlage für § 18 AbLaV sowie die Konzessionsabgabe. Zusätzlich sind Zahlungen für den Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung zu leisten.

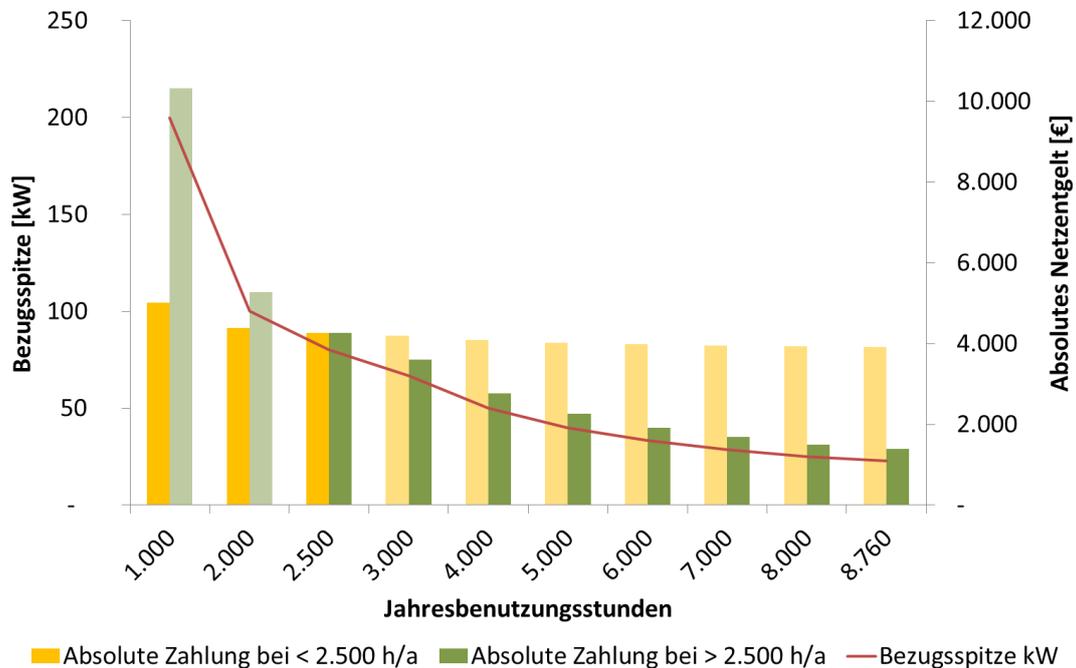
Leistungsmessung obligatorisch.¹³³ Bei RLM-Kunden werden die Netzentgelte auf Basis eines Leistungspreises und eines Arbeitspreises abgerechnet, die je nach Netz- und Umspannebene sowie Netzbetreiber variieren. Sowohl die Arbeits- als auch die Leistungspreise nehmen dabei in Netzebenen mit abnehmender Spannung in der Regel zu, da weitere Netzebenen in Anspruch genommen werden. Der Leistungspreis ist grundsätzlich ein Betrag in € je kW, der in der Regel für die jeweilige jährliche individuelle Bezugsspitze (kW) des Verbrauchers zu entrichten ist.¹³⁴ Der Arbeitspreis in € je kWh ist für die bezogenen Strommengen (kWh) zu entrichten. Bei RLM Kunden wird darüber hinaus zwischen Verbrauchern mit Benutzungsstunden von weniger als 2.500 Stunden pro Jahr und Verbrauchern mit Benutzungsstunden von mehr als 2.500 Stunden im Jahr unterschieden. Die Benutzungsstunden ergeben sich aus dem Quotienten aus der bezogenen Jahresenergiemenge und der jährlichen Bezugsspitze des Verbrauchers. Verbraucher mit Benutzungsstunden von weniger als 2.500 zahlen in der Regel einen geringeren Leistungspreis und einen höheren Arbeitspreis, als Verbraucher mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden. Die Leistungs- und Arbeitspreise sind dabei von den Netzbetreibern so festzulegen, dass der Absolutbetrag des Netzentgeltes bei genau 2.500 Benutzungsstunden pro Jahr identisch ist. Exemplarisch ist die Systematik für RLM-Kunden für einen identischen Stromverbrauch von 200.000 kWh p.a. in Abhängigkeit der Bezugsspitze in Abbildung 5-5 dargestellt. Bei weniger als 2.500 Benutzungsstunden beträgt der Leistungspreis 6,15 € je kW_a und der Arbeitspreis 1,89 Cent je kWh, während bei mehr als 2.500 Benutzungsstunden der Leistungspreis 50,40 € je kW_a und der Arbeitspreis 0,12 Cent je kWh beträgt.¹³⁵

¹³³ Gemäß § 12 Abs. 1 Satz 2 können Netzbetreiber in begründeten Fällen auch für Verbrauchergruppen mit einem Stromverbrauch von mehr als 100.000 kWh p. a. Standardlastprofile festlegen.

¹³⁴ Grundsätzlich besteht auch die Möglichkeit einer monatlichen Abrechnung gem. § 9 Abs. 1 StromNEV.

¹³⁵ Quelle Preisblätter Netznutzungsentgelte Strom Westnetz 2014.

Abbildung 5-5: Absolutes Netzentgelt bei einem Stromverbrauch von 200.000 kWh p.a. im System mit weniger und im System mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden pro Jahr in Hochspannung¹³⁶



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des Preisblattes Westnetz 2014

Aufgrund des niedrigen Leistungspreises bei weniger als 2.500 Benutzungsstunden pro Jahr verändern sich die insgesamt zu zahlenden Netzentgelte in diesem System nur geringfügig bei einer Variation der Bezugsspitze, während eine Variation der Strombezugsspitze im System mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden erhebliche Auswirkung auf die zu entrichtende Netzentgeltzahlung hat.¹³⁷

Darüber hinaus bestehen sog. ‚Sonderformen der Netznutzung‘ deren Anspruchsvoraussetzungen und Abrechnungssystematik in § 19 der StromNEV geregelt sind. Im Rahmen des vorliegenden Berichts werden aufgrund der potenziellen Relevanz für die erforderliche Flexibilisierung des Stromversorgungssystems insbesondere die Regelung für ‚atypische Netznutzung‘ (§ 19 Abs. 2 Satz 1) und die Regelung für ‚stromintensive Letztverbraucher‘ (§ 19 Abs. 2 Satz 2ff.) betrachtet.

Die Regelungen für atypische Netznutzung basieren auf der Annahme, dass Verbraucher, deren Bezugsspitze nicht in Zeiten einer hohen Netzlast der angeschlossenen Netz- bzw. Umspannebene liegt, zu einer Entlastung bzw. Stabilisierung des Netzes beitragen. Verbraucher die un-

¹³⁶ Die in der Abbildung dargestellten Zahlungen sind für die blass gelben Säulen hypothetisch (im Bereich rechts von 2.500 Jahresbenutzungsstunden) und für die blass grünen Balken hypothetisch (im Bereich links von 2.500 Jahresbenutzungsstunden).

¹³⁷ Diese Systematik führt dazu, dass ein möglichst kontinuierlicher Strombezug (z. B. ‚Bandlast‘) über niedrigere Netzentgelte belohnt wird.

ter diese Regelung fallen, erhalten eine Reduktion ihres Netzentgeltes auf bis zu 20 % des veröffentlichten Netzentgeltes. Die tatsächliche Reduktion des Netzentgeltes hängt vom gemäß Vorgaben berechneten Entlastungsbeitrag des jeweiligen Endverbrauchers für das Netz ab. Zum Zweck der Ermittlung dieses individuellen Entlastungsbeitrags hat jeder Netzbetreiber jährlich für jede Netz- bzw. Umspannebene sog. Hochlastzeitfenster (HLZF) differenziert nach Jahreszeiten zu bestimmen.¹³⁸ Maßgeblich für die Ermittlung des Leistungspreises im Rahmen eines individuellen Netzentgeltes ist die individuelle Jahreshöchstlast an einer Entnahmestelle eines Letztverbrauchers innerhalb dieser ausgewiesenen HLZF.¹³⁹ Bezugsspitzen außerhalb der HLZF oder solche Bezugsspitzen, die nachweislich auf Anforderung eines Netzbetreibers entstanden sind (z. B. negative Regelleistung), sind nicht maßgeblich für die Ermittlung der Leistungspreiskomponente. Der Entlastungsbeitrag unterliegt dabei einer spezifischen und einer absoluten Erheblichkeitsschwelle. Einerseits muss die außerhalb der HLZF auftretende Jahreshöchstlast eine bestimmte prozentuale Unterschreitung der Jahreshöchstlast im HLZF von der in Abhängigkeit der angeschlossenen Netz- oder Umspannungsebene aufweisen.¹⁴⁰ Andererseits muss diese Unterschreitung absolut mindestens 100 kW unabhängig von der Netz- oder Umspannebene betragen.

Die Regelungen für stromintensive Letztverbraucher basieren auf der Annahme, dass ein möglichst gleichmäßiger Strombezug netzentlastend bzw. -stabilisierend wirkt.^{141,142} So erfolgt eine Reduktion des Netzentgeltes bei einem Stromverbrauch von mehr als 10 GWh im Jahr und einer Benutzungstundenzahl von mindestens

- 7.000 h / a auf minimal 20 Prozent,
- 7.500 h / a auf minimal 15 Prozent und
- 8.000 h / a auf minimal 10 Prozent

des jeweils regulär zu zahlenden Netzentgeltes. Diese prozentualen Grenzen stellen wiederum lediglich Obergrenzen der möglichen Reduktion des Netzentgeltes dar. Die tatsächliche individuell gewährte Netzentgeltreduktion hängt davon ab, welchen individuellen Entlastungsbeitrag die jeweiligen Verbraucher geltend machen können. Der individuelle Entlastungsbeitrag wird in der Regel über die Ermittlung der annuitätischen Kosten der fiktiven Nutzung eines physikalischen Pfades zwischen der Abnahmestelle und einer geeigneten Erzeugungsanlage, die technisch in der Lage ist, die Verbrauchslast der entsprechenden Abnahmestelle ganzjährig zu decken, ermittelt. Die Differenz aus diesen Kosten einer fiktiven Leitungsnutzung (genutzte Betriebsmittel, Verlustenergiekosten, Kosten der Netzreservekapazität) und der Kosten, die der Letztverbraucher bei allgemeinen Netzentgelten regulär zu zahlen hätte, stellt die tatsächliche

¹³⁸ Die Jahreszeiten entsprechen nicht den kalendarischen (astronomischen) Jahreszeiten. Vgl. BNetzA (2013).

¹³⁹ Für die Ermittlung der Jahresbenutzungstunden ist weiterhin die tatsächliche individuelle Jahreshöchstlast heranzuziehen.

¹⁴⁰ Die prozentuale Erheblichkeitsschwelle beträgt 5 % im Höchstspannungsnetz, 10% im Hochspannungsnetz, 20 % im Mittelspannungsnetz und 30 % im Niederspannungsnetz. Darüber hinaus besteht eine Bagatellgrenze. So muss die Kostenersparnis durch die Netzentgeltreduktion mindestens 500 € betragen.

¹⁴¹ Vgl. BMWi (2013).

¹⁴² Auch bei normalen RLM-Kunden gemäß § 17 StromNEV wird ein gleichmäßiger Strombezug über niedrigere Netzentgelte ‚belohnt‘.

individuelle Netzentgeltreduktion dar, wenn diese nicht durch den von den individuellen Jahresbenutzungsstunden abhängigen maximalen Prozentsatz begrenzt ist.¹⁴³

In etwa zehn Prozent des jährlich in Deutschland verbrauchten Stroms wird in Eigenerzeugungsanlagen produziert (vgl. Abbildung 5-3). Auf den Verbrauch selbst erzeugter Strommengen (Eigenverbrauch) entfallen keine Netzentgelte, da das Netz der allgemeinen Versorgung hierfür nicht in Anspruch genommen wird. Dies gilt sowohl für Eigenverbrauch aus PV-Anlagen oder Blockheizkraftwerken als auch für Eigenverbrauch aus konventionellen Stromerzeugungsanlagen, z. B. der Industrie.¹⁴⁴ Um sich gegen einen erheblichen Anstieg der Leistungspreiskomponente bei Revisionen oder technischen Ausfällen der Eigenerzeugungsanlage abzusichern, besteht für RLM-Kunden mit Eigenerzeugungsanlagen die Möglichkeit, entweder eine sog. Netzreserve-Kapazität zu kontrahieren oder einen redundanten Netzanschluss¹⁴⁵ vorzuhalten.¹⁴⁶

5.3.2 Hemmnisse und Fehlanreize der aktuellen Ausgestaltung

Im Rahmen der Analyse von Hemmnissen und Fehlanreizen liegt der Fokus auf der Identifikation von Hemmnissen einer Erschließung und / oder Nutzung von Flexibilität auf Seiten der Verbraucher für den Strommarkt und die Regelleistungsmärkte, die sich durch eine mit Blick auf das Gesamtsystem ineffiziente Optimierung individueller Subsysteme zur individuellen Verringerung der Netzentgelte ergeben. Die Ursache für diese Ineffizienz liegt in einer Verzerrung von Preissignalen des Großhandelsmarktes durch die aktuelle Netzentgeltsystematik begründet. Darüber hinaus werden Verteilungseffekte der aktuellen Regelungen, die zu einer nicht verursachungsgerechten Verteilung von Kosten bzw. einer Entsolidarisierung bei der Refinanzierung von Netzkosten führen, identifiziert. Dabei werden die folgenden Netznutzungsfälle analysiert:

- Nicht-leistungsgemessene Verbraucher (SLP-Kunden)
 - ohne Eigenverbrauch
 - mit Eigenverbrauch
- Leistungsgemessene Verbraucher (RLM-Kunden ohne Sonderformen der Netznutzung)
 - ohne Eigenverbrauch
 - mit Eigenverbrauch

¹⁴³ Vgl. BNetzA (2013), BK 4-13-739, Festlegung hinsichtlich der sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 29 Abs. 1 und Abs. 2 Satz 1 EnWG i.V.m. § 19 Abs. 2 StromNEV und § 30 Abs. 2 Nummer 7 StromNEV.

¹⁴⁴ Neben der weitgehenden Befreiung von Netzentgelten entfallen auf die eigenerzeugten Strommengen auch keine Umlagen auf Netzentgelte, keine Konzessionsabgabe, keine oder eine reduzierte EEG-Umlage sowie ggf. keine Strom- und Umsatzsteuer.

¹⁴⁵ Ein solcher redundanter Netzanschluss, der für Revisionen oder Ausfälle der Eigenerzeugungsanlage genutzt wird, weist dann deutlich unter 2.500 Jahresbenutzungsstunden auf und enthält somit eine vergleichsweise geringe Leistungspreiskomponente und eine hohe Arbeitspreiskomponente.

¹⁴⁶ Somit fallen indirekt zumindest anteilige Kosten für die Netznutzung bei Eigenerzeugung an.

- Verbraucher mit Sonderformen der Netznutzung (ohne Eigenverbrauch)
 - atypische Netznutzung (§ 19 Abs. 2 Satz 1)
 - stromintensive Letztverbraucher (§ 19 Abs. 2 Satz 2 bis 4)

5.3.2.1 Nicht-leistungsgemessene Verbraucher

Bei **SLP-Kunden ohne Eigenverbrauch** ist eine Erschließung und Nutzung ggf. vorhandener Flexibilitätpotenziale de facto nicht möglich, da monetäre Anreize für eine Flexibilisierung des Verbrauchs (zeitliche Verlagerung, kurzfristiger Verzicht oder kurzfristige Erhöhung des Verbrauchs in Abhängigkeit des Strompreises am Großhandelsmarkt) aufgrund mangelnder technischer Voraussetzungen per se nicht gegeben sind. Bei einem standardmäßig eingesetzten Stromzähler (sog. Ferraris-Zähler) besteht keine Möglichkeit den (viertelstündlich) genauen Verbrauch oder die Höhe von Bezugsspitzen zu messen. Somit fehlt die Möglichkeit einer Abrechnung in Abhängigkeit eines individuellen Bezugsprofils auf Grundlage kurzfristiger, z. B. stündlicher Preissignale des Großhandelsmarktes für Strom. Bei diesen Kunden kann lediglich der Stromverbrauch innerhalb einer Abrechnungsperiode (in der Regel ein Jahr) sowie die (nutzbare) Netzanschlussleistung als Bezugsgröße für ein Netzentgeltsystem herangezogen werden. Variationen der Höhe des Grundpreises und des Arbeitspreises wirken sich nicht auf die Flexibilität des Verbrauchsverhaltens in Abhängigkeit des Strompreises auf den Großhandelsmarkt aus. Eine Verlagerung der Netzentgelte auf die Arbeitspreiskomponenten kann lediglich zu zusätzlichen monetären Anreizen für Einsparungen beim Strombezug (Energieeffizienz) führen.

Bei **SLP-Kunden mit Eigenverbrauch** bestehen einerseits Anreize zur aus Gesamtsystemsicht ineffizienten betriebswirtschaftlichen Optimierung eines Subsystems, indem eine oder mehrere Eigenerzeugungsanlagen, ggf. in Verbindung mit dezentralen Speichern und vorhandenen Lastmanagementpotenzialen, zur Minimierung des Strombezugs aus dem Netz der allgemeinen Versorgung genutzt wird. Eine Reduktion der Netzentgelte ist für den Verbraucher ausschließlich durch eine Reduktion der bezogenen Strommenge im Abrechnungszeitraum möglich. Der Einsatz der Eigenerzeugungsanlage(n) in Kombination mit der Nutzung von ggf. zusätzlich vorhandenen dezentralen Speichern und Lastverschiebepotenzialen erfolgt dabei unabhängig von den Strompreisen am Großhandelsmarkt und der Belastungssituation des Netzes, an das der Verbraucher angeschlossen ist, sowie der Belastungssituation in vorgelagerten Netzen. Der Einsatz kann damit sowohl in Bezug auf das Netz als auch in Bezug auf den Strommarkt allenfalls zufällig systemdienlich sein oder Situationen sogar verschärfen, wenn z. B. in Knappheitssituationen Strom dezentral eingespeichert wird, um ihn zu einem späteren Zeitpunkt selbst zu verbrauchen, oder in Überschussituationen dezentral gespeicherter Strom verbraucht wird, anstatt Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zu entnehmen.

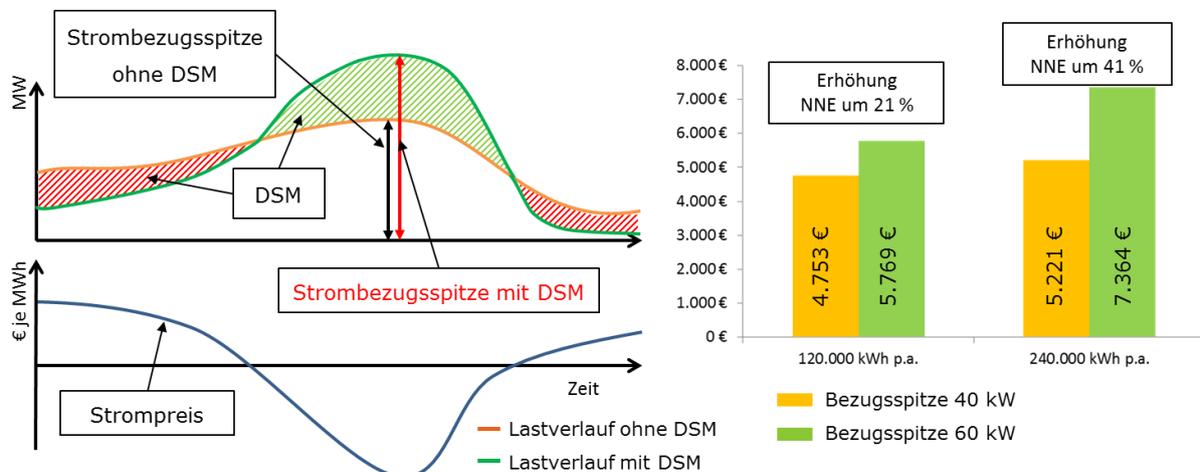
Aufgrund der möglichen Einsparungen bei den Netzentgelten (und ggf. weiteren Bestandteilen des Preises für den Strombezug, wie Umlagen, Abgaben und Steuern) durch den Betrieb einer Eigenerzeugungsanlage, die sich aus der Verringerung des Strombezugs aus dem Netz ergeben, können sich – insbesondere unter Berücksichtigung weiterer Privilegierungen des Eigenverbrauchs – wirtschaftliche Anreize für den Zubau von Eigenerzeugungsanlagen in ineffizientem Umfang ergeben. Einerseits erhöhen sich dadurch die Potenziale für eine Optimierung von Subsystemen, bei denen Flexibilität sowohl in Bezug auf das Netz als auch in Bezug auf den Strommarkt nicht sinnvoll genutzt wird. Andererseits ergibt sich eine Entsolidarisierung bei der Finanzierung der Netzkosten, weil andere Verbraucher die durch Eigenverbrauch eingesparten

Kosten der Refinanzierung der Netzkosten mittragen müssen. Diese Kostenerhöhung für die anderen Verbraucher hat darüber hinaus ggf. einen selbstverstärkenden Effekt, weil die wirtschaftlichen Anreize für Eigenerzeugung (auch für diese Verbraucher) weiter zunehmen, da der Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung durch zusätzlichen Eigenverbrauch c. p. sinkt und damit die Umlagebasis für die Netzkosten kleiner wird. Darüber hinaus erscheint die Netzentgeltsystematik für SLP-Kunden mit Eigenverbrauch angesichts der vergleichsweise niedrigen Leistungspreiskomponente nicht verursachungsgerecht, da die Eigenerzeuger das Netz der allgemeinen Versorgung in der Regel zeitweise vollumfänglich nutzen und somit die erforderliche Netzkapazität nicht reduzieren, aber erhebliche Einsparungen bei den Netzentgelten aufgrund der vergleichsweise hohen Arbeitspreiskomponente von SLP-Kunden erzielen können.¹⁴⁷

5.3.2.2 Leistungsgemessene Verbraucher

Bei **RLM-Kunden ohne Eigenverbrauch** besteht insbesondere in Situationen mit einer geringen residualen Last bzw. niedrigen oder negativen Strompreisen ein Flexibilitätshemmnis, da eine Ausweitung des Strombezugs über die bisherige jährliche Bezugsspitze hinaus auch in solchen Situationen, zu einem starken Anstieg des Netzentgeltes führen kann. In Abbildung 5-6 ist dieses Hemmnis für Lastmanagement (engl. Demand Side Management – DSM) exemplarisch dargestellt.

Abbildung 5-6: Hemmnis für Lastmanagement bei RLM-Kunden - Exemplarisch



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen auf Basis des Preisblattes eines Netzbetreibers

Die orangene Linie stellt den Strombezug ohne strompreisorientierte Nutzung von DSM dar, während die grüne Linie einen möglichen Strombezug bei strompreisorientierter Nutzung von DSM-Potenzialen darstellt. Wie im rechten Teil von Abbildung 5-6 dargestellt, führt eine einmalige Ausweitung der Bezugsspitze zu einer deutlichen Erhöhung des jährlichen Netzentgeltes,

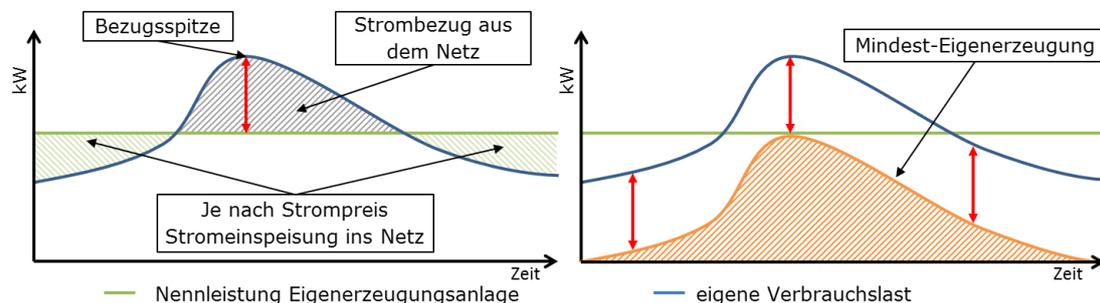
¹⁴⁷ Beispielsweise beziehen Netzkunden mit PV-Eigenerzeugung in den Nacht-, Morgen- und Abendstunden oder bei Bewölkung nahezu vollumfänglich aus dem Netz der allgemeinen Versorgung und Netznutzer mit BHKW-Eigenerzeugung müssen bei mangelndem Wärmebedarf ebenfalls vollumfänglich auf das Netz der allgemeinen Versorgung zurückgreifen.

da eine einmalige Bezugsspitze maßgeblich für die Leistungspreiskomponente des zu entrichtenden Netzentgeltes ist. Darüber hinaus kann die aktuelle Systematik dazu führen, dass vorhandene Lastmanagementpotenziale nicht zur Optimierung gegenüber dem Strompreis am Großhandelsmarkt genutzt werden, sondern zur Minimierung der (individuellen) Bezugsspitze eingesetzt werden, um die Netzentgeltzahlung zu minimieren. Dieses kann sowohl in Bezug auf das Netz als auch in Bezug auf den Strommarkt allenfalls zufällig systemdienlich sein oder Situationen sogar verschärfen, wenn beispielsweise in Überschusssituationen aufgrund einer Erhöhung der individuellen Bezugsspitze kein zusätzlicher Strombezug erfolgt.

Darüber hinaus stellt die aktuelle Ausgestaltung des § 17 Abs. 2 ein erhebliches Hemmnis für die Teilnahme von Lastmanagementpotenzialen am Regelleistungsmarkt dar. Eine Erhöhung der individuellen Bezugsspitze aufgrund der Erbringung negativer Regelleistung führt zu einem Anstieg des zu zahlenden Netzentgeltes aufgrund einer höheren Leistungspreiskomponente. Im Rahmen der atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 hat die Bundesnetzagentur hingegen festgelegt, dass eine nachweislich durch die Erbringung negativer Regelleistung verursachte Bezugsspitze nicht relevant für die Ermittlung der Leistungspreiskomponente ist.¹⁴⁸

Bei **RLM Kunden mit Eigenverbrauch** besteht aufgrund der Netzentgeltsystematik zusätzlich ein Anreiz zum ineffizienten Einsatz der Eigenerzeugungsanlage zum Zweck der Minimierung des zu entrichtenden Netzentgeltes. So wird die Eigenerzeugungsanlage ggf. unabhängig vom Strompreis am Großhandelsmarkt, also auch bei sehr niedrigen oder negativen Strompreisen, eingesetzt, um individuelle Bezugsspitzen zu vermeiden, obwohl der Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung aus Sicht des Gesamtsystems vorzugswürdig wäre. Geht der Strombezug aus dem Netz jedoch mit einer Erhöhung der Bezugsspitze einher, kann die Vermeidung dieser Bezugsspitze mittels des Einsatzes der Eigenerzeugungsanlage aus betriebswirtschaftlicher Perspektive für den einzelnen Verbraucher vorzugswürdig sein. In Abbildung 5-7 wird dieser Zusammenhang schematisch dargestellt.

Abbildung 5-7: Anreize für einen ineffizienten Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen zur Minimierung der Bezugsspitze bei RLM-Kunden - Exemplarisch



Quelle: Eigene Darstellung.

Auf der linken Seite der Abbildung ist dargestellt, wie die Eigenerzeugungsanlage zur Minimierung der Bezugsspitze aus dem Netz der allgemeinen Versorgung eingesetzt wird. Wird die Ei-

¹⁴⁸ Vgl. BNetzA (2013).

generierungsanlage auf Nennleistung betrieben, resultiert zum Zeitpunkt der individuellen höchsten Verbrauchslast die gekennzeichnete Bezugsspitze aus dem Netz der allgemeinen Versorgung. Der Einsatz der Eigenerzeugungsanlage erfolgt dabei ggf. auch dann, wenn der Preis am Großhandelsmarkt deutlich unter den variablen Kosten der Eigenerzeugungsanlage liegt, wenn der Bezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung mit einer höheren Leistungspreiskomponente des Netzentgeltes einhergehen würde. So kann es beispielsweise vorkommen, dass die Eigenerzeugungsanlage auch dann eingesetzt wird, wenn der Strompreis am Großhandelsmarkt niedrig oder sogar negativ ist. Wenn eine Eigenerzeugungsanlage zur Minimierung der Bezugsspitze genutzt wird, besteht jedoch nicht nur ein Anreiz zum Betrieb der Anlage zum Zeitpunkt individuell höchsten Verbrauchslast. Auf der rechten Seite der Abbildung ist dargestellt, dass die Anlage ggf. auch zu anderen Zeitpunkten unabhängig vom momentanen Strompreis am Großhandel eingesetzt werden muss, damit sich die individuelle Bezugsspitze zu anderen Zeitpunkten nicht erhöht („Mindest-Eigenerzeugung“).

Darüber hinaus führt die Privilegierung des Eigenverbrauchs, also Einsparungen bei den sonstigen Kosten des Strombezugs (Netzentgelte, Umlagen auf Netzentgelte, Abgaben, Steuern), dazu, dass das Strompreissignal des Großhandelsmarktes verzerrt wird, da die sonstigen Kosten des Strombezugs aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für eigenerzeugten Strom teilweise nicht anfallen. Dies hat zur Folge, dass Eigenerzeuger ggf. auch dann, wenn keine Erhöhung der individuellen Bezugsspitze resultieren würde und der Preis am Großhandelsmarkt unter den variablen Kosten der Eigenerzeugungsanlage liegt, selbst Strom produzieren. Ausserdem führt die Privilegierung dazu, dass die Umlagebasis für die sonstigen Kosten des Strombezugs aus dem Netz der allgemeinen Versorgung durch den Eigenverbrauch schrumpft und die nicht eigenerzeugenden Verbraucher spezifisch höher belastet werden (Entsolidarisierung von Kosten), was wiederum mit einer Verstärkung des Anreizes für Eigenverbrauch einhergeht (selbstverstärkender Effekt).¹⁴⁹

5.3.2.3 Sonderformen der Netznutzung

Bei Verbrauchern, die Reduktionsmöglichkeiten bei ihren Netzentgeltzahlungen auf Grundlage der Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV nutzen wollen, können Hemmnisse für eine markt- bzw. systemdienliche Nutzung von Lastmanagementpotenzialen aus einer Ausrichtung der Struktur des Strombezugs zur Erfüllung der Anspruchsvoraussetzungen bzw. zu einer Optimierung der Netzentgelte resultieren.

Für **Letztverbraucher mit einer atypischen Netznutzung** besteht im Gegensatz zu einem ‚regulären‘ RLM-Kunden in Situationen außerhalb eines Hochlastzeitfensters der angeschlossenen Netz- bzw. Umspannebene kein Hemmnis für eine marktgetriebene Nutzung von Flexibilitätspotenzialen. Leistungsspitzen außerhalb des HLZF oder aufgrund der Erbringung von Regelleistung werden bei der Berechnung der Leistungskomponente des Netzentgeltes nicht berücksichtigt. Maßgeblich ist die Leistungsspitze innerhalb der HLZF, die nicht durch den Abruf negativer Regelleistung verursacht wurde. In Situationen innerhalb des HLFZ hemmt die aktuelle Ausgestaltung jedoch insbesondere bei niedrigen oder negativen Strompreisen ggf. einen Einsatz vorhandener Lastmanagementpotenziale, da eine Lasterhöhung im HLZF mit einer Er-

¹⁴⁹ Einschränkung ist hier zu berücksichtigen, dass Eigenerzeuger über die kontrahierte Netzreservekapazität oder einen redundanten Anschluss für den Fall einer Revision oder eines Ausfalls der Eigenerzeugungsanlage zumindest teilweise an den Netzkosten beteiligt werden.

höhung der abrechnungsrelevanten Bezugsspitze einhergehen kann.¹⁵⁰ Eine solche Erhöhung der Bezugsspitze führt zu einer Verringerung der Netzentgeltreduktion und kann bei Unterschreitung der Erheblichkeitsschwelle zum vollständigen Verlust der Anspruchsberechtigung der Netzentgeltreduktion führen und eine deutliche Erhöhung der Kosten der Netznutzung bewirken.

Darüber hinaus liefert die aktuelle Ausgestaltung ggf. Anreize für ein ineffizientes Verhalten von Letztverbrauchern, die die Voraussetzungen für die Anspruchsberechtigung gezielt erfüllen möchten. So kann das Bestreben die Anforderungen zu erfüllen dazu führen, dass vorhandenes Lastmanagementpotenzial oder ‚unnötige‘ Lasterhöhungen gezielt dazu genutzt werden, die Bezugsspitze außerhalb des HLZF so weit zu erhöhen, dass die sog. Erheblichkeitsschwelle überschritten wird. Preissignale des Stromgroßhandels können von dem Anreiz zur Erfüllung der Anspruchsvoraussetzung überlagert werden und Potenziale zur Verlagerung der Last werden ggf. nicht marktdienlich eingesetzt, sondern für die Erfüllung der Anspruchsvoraussetzung genutzt.

Für **stromintensive Letztverbraucher** besteht die Gefahr durch eine Nutzung von Flexibilitätspotenzialen auf Basis des Großhandelspreises die Anspruchsberechtigung für die Netzentgeltreduktion zu verlieren. So kann eine Lasterhöhung in Zeiten niedriger oder negativer Strompreise dazu führen, dass sich die individuelle Bezugsspitze erhöht und somit die Jahresbenutzungsstunden unter den entsprechenden Schwellenwert absinken. Auch die Erbringung negativer Regelleistung kann zu einer Erhöhung der individuellen Bezugsspitze führen. Dies kann in Abhängigkeit der tatsächlichen individuellen Netzentgeltreduktion ggf. mit einer deutlichen Erhöhung des zu zahlenden Netzentgeltes verbunden sein.¹⁵¹ Des Weiteren kann auch eine Lastreduktion z. B. in Situationen mit hohen Strompreisen oder zur Erbringung positiver Regelleistung dazu führen, dass einerseits der Schwellenwert von 10 GWh Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung unterschritten wird oder andererseits der entsprechende Schwellenwert der Jahresbenutzungsstunden unterschritten wird. So führt ein geringerer Stromverbrauch bei gleicher maximaler Bezugsspitze zu einem Rückgang der Jahresbenutzungsstunden und kann zu einem Verlust der Anspruchsberechtigung führen. Darüber hinaus steht die Regelung in einem gewissen Widerspruch zu Energieeffizienzzielen, da eine eigentlich wirtschaftliche Maßnahme zur Erhöhung der Energieeffizienz ein Absinken des Jahresstromverbrauchs oder der Jahresbenutzungsstunden unter den Schwellenwert bewirken kann und somit ggf. nicht durchgeführt wird.

5.3.3 Anpassungsoptionen

Vor dem Hintergrund der weiteren Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung und den damit einhergehenden Veränderungen der Anforderungen an das Stromversorgungssystem, insbesondere in Form der Zunahme von Situationen mit geringer

¹⁵⁰ Eine von uns durchgeführte Auswertung der HLZF der vier ÜNB und zehn großer über das Bundesgebiet verteilter VNB hat gezeigt, dass lediglich in einer Stunde des Jahres 2014 (22.12.2014; 7 Uhr) ein negativer Preis (EEX – day-ahead) in Höhe von 0,09 € je MWh innerhalb der HLZF aufgetreten ist. Alle anderen Stunden mit negativen Preisen, lagen außerhalb der HLZF, der in der Untersuchung betrachteten Netzbetreiber. Insofern erscheint das Hemmnis für Großhandelspreis-orientierte Lasterhöhungen von Verbrauchern mit atypischer Netznutzung zumindest aktuell noch keine erhebliche Relevanz zu haben.

¹⁵¹ Eine Reduktion der Jahresbenutzungsstunden unter einen entsprechenden Schwellenwert hat lediglich dann einen nachteiligen Einfluss auf die Höhe der Netzentgeltreduktion, wenn die individuelle tatsächliche Netzentgeltreduktion oberhalb der maximalen Netzentgeltreduktion der nächsten Schwelle liegt.

Last und hoher Einspeisung von EE-Anlagen, sowie von Situationen mit hoher Last und geringer Einspeisung von EE-Anlagen können Anpassungen des regulatorischen Rahmens der Systematik von Netzentgelten einen sinnvollen Beitrag leisten.

Dies gilt insbesondere hinsichtlich eines Abbaus von Hemmnissen und Fehlanreizen der Flexibilisierung des Stromversorgungssystems. Entsprechende Anpassungen verfolgen das Ziel, dass Verbraucher und Eigenerzeuger Verbrauchs- bzw. Erzeugungsentscheidungen auf Basis der Preissignale des Großhandelsmarktes für Strom treffen, die die Erfordernisse der jeweiligen Marktsituation widerspiegeln.

Das Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des BMWi¹⁵² stellt dabei auf Basis von Vorschlägen von Experten und Marktakteuren u. a. folgende Anpassungen zur Diskussion:

- Öffnung der Sonderregeln bei Netzentgelten für Lastflexibilität
- Stärkung von Leistungspreisen
- Dynamisierung von Netzentgelten
- Prüfung des Arbeits- und Leistungspreissystems nach § 17 StromNEV

Die im Folgenden aufgezeigten Anpassungsoptionen fokussieren auf den Abbau von Hemmnissen bzw. Fehlanreizen der aktuellen Ausgestaltung der Systematik der Netzentgelte, die einen Einsatz von Flexibilitätspotenzialen auf Basis der Preissignale des Großhandelsmarktes für Strom seitens der Verbraucher hemmen oder zu einer betriebswirtschaftlichen Optimierung von Subsystemen mit Eigenerzeugungsanlagen führen. Dabei wird jeweils auf Vor- und Nachteile sowie auf weitere Folgewirkungen der unterschiedlichen Anpassungsoptionen eingegangen. Bei den weiteren Folgewirkungen werden Verteilungseffekte, wie eine verursachungsgerechte Umlage der Netzkosten und eine mögliche Entsolidarisierung bei der Refinanzierung der Netzkosten, sowie Anreize für Energieeffizienz berücksichtigt. Die zur Behebung oder Abschwächung der identifizierten Hemmnisse aufgezeigten Anpassungsoptionen werden jeweils einzeln für den jeweiligen Netznutzungsfall behandelt. Die Analyse etwaiger Rückwirkungen auf die Sicherheit des Netzbetriebs sind nicht Gegenstand dieser Untersuchung und sollten vor einer Umsetzung der aufgezeigten Anpassungsoptionen vertieft diskutiert werden.

5.3.3.1 Nicht leistungsgemessene Verbraucher

Ausstattung von SLP-Kunden ohne Eigenverbrauch mit intelligenten Messsystemen („smart meter“)

Bei den nicht-leistungsgemessenen Verbrauchern fehlt die technische Voraussetzung für eine strompreisorientierte Anpassung des Verbrauchsverhaltens, da sowohl der Zeitpunkt als auch die Höhe des Strombezugs nicht erfasst wird. Lediglich der Gesamtverbrauch für den Abrechnungszeitraum (in der Regel ein Jahr) wird erfasst. Bei einer Ausstattung mit intelligenten Messsystemen können die technischen Voraussetzungen für eine Flexibilisierung des Verbrauchs geschaffen werden. Durch die Ausstattung mit intelligenten Messsystemen werden

¹⁵² Vgl. r2b (2014).

bisherige SLP-Kunden zu potenziellen RLM-Kunden. Dies erscheint jedoch nur dann sinnvoll bzw. effizient, wenn von einer positiven Kosten-Nutzen-Bilanz der Ausstattung von Verbrauchern mit intelligenten Messsystemen ausgegangen werden kann.¹⁵³ Um letztendlich tatsächlich Anreize für die Flexibilisierung solcher mit intelligenten Messsystemen ausgestatteten Verbraucher zu gewährleisten, muss die Netzentgeltsystematik für RLM-Kunden entsprechend ausgestaltet sein und die Versorger preisvariable Tarife oder andere flexibilisierende Elemente, wie z. B. die automatische Steuerung bestimmter Verbrauchseinrichtungen, anbieten.

Die annuitätischen Investitions- und Betriebskosten für die Ausstattung eines SLP-Kunden mit einem ‚smart-meter‘ belaufen sich auf ca. 31 € je Netzanschluss bei einer technischen Lebensdauer von 13 Jahren¹⁵⁴ betragen die Kosten somit ca. 0,88 €-Cent je kWh bei einem Stromverbrauch von 3.500 kWh p. a. und ca. 0,06 €-Cent je kWh bei einem jährlichen Stromverbrauch von 50.000 kWh. Vor diesem Hintergrund sollte auch eine Anpassung des § 10 Abs. 1 Satz 1 StromNZV in Form einer Absenkung des Schwellenwertes für die verpflichtende RLM von aktuell 100.000 kWh p. a. geprüft werden.¹⁵⁵

Stärkung des Grundpreises für SLP-Kunden

Eine Stärkung des Grundpreises bedeutet eine Verlagerung der Netzentgelte von der Arbeitspreiskomponente auf die Grundpreiskomponente. Der zu entrichtende Grundpreis kann sich dabei z. B. auf den Netzanschluss, die Netzanschlussleistung oder die Größe der Hauptsicherung beziehen:

- Bei SLP-Kunden mit PV-Eigenverbrauch erscheint dies insbesondere vor dem Hintergrund adäquat, dass der PV-Eigenverbrauch in der Regel nicht zu einer Verringerung der tatsächlichen Netzkosten (Kosten des Netzanschlusses, Kosten für das Netz, in das der Verbraucher eingebunden ist, und Kosten vorgelagerter Netze) aber zu einer erheblichen Reduktion der zu entrichtenden Netzentgelte für den Verbraucher führt.¹⁵⁶ Selbst bei einer Ergänzung von PV-Eigenerzeugungsanlagen um dezentrale Speicher muss das Netz für den Fall eines nicht vorhandenen Dargebots an Strahlungsenergie (und unzureichenden Speichermöglichkeiten) so dimensioniert sein, dass die vollständige Last des jeweiligen Verbrauchers gedeckt werden kann. Eine Stärkung des Grundpreises würde dazu führen, dass der Eigenverbrauch (insbesondere aus PV-Anlagen) weniger stark privilegiert wird. Eine Stärkung des Grundpreises mit Bezug auf den Netzanschluss (unabhängig von einer ggf. künstlich verknüpften Netzanschlussleistung) kann die Anreize für einen Zubau von Anlagen zur Eigenerzeugung (ggf. in Ver-

¹⁵³ Für eine Kosten-Nutzen-Analyse intelligenter Messsysteme vgl. z. B. Ernst & Young (2013).

¹⁵⁴ Vgl. dena (2014b).

¹⁵⁵ In den beiden untersuchten Szenarien zum ‚smart meter rollout‘ wird eine sukzessive Ausstattung mit ‚smart Metern‘ bei einem Verbrauch von mehr als 6.000 kWh angesetzt. Vgl. dena (2014b) oder Ernst & Young (2013). Das Verordnungspaket ‚Intelligente Netze‘ des BMWi sieht folgende Schritte zum ‚smart-meter rollout‘ vor: Ab 2017 gilt die Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme ab einem Jahresverbrauch von 20.000 Kilowattstunden; nach zwei Jahren (2019) wird die Schwelle auf 10.000 Kilowattstunden gesenkt, ab 2021 liegt sie bei einem Jahresverbrauch von 6.000 Kilowattstunden. Haushalte, die weniger als 6.000 Kilowattstunden Strom im Jahr verbrauchen, sind von der Verpflichtung ausgenommen. Vgl. BMWi (2015a).

¹⁵⁶ Gemäß Prognos (2014) steigt der PV-Eigenverbrauch voraussichtlich von 1,7 TWh in 2014 auf 3,5 TWh in 2019. Bei einem durchschnittlichem Netzentgelt von 7 €ct je kWh führt dies zu Mehrkosten bei den Netzentgelten von 98 Mio. € in 2014 und 245 Mio. € im Jahr 2019, die auf den Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung umzulegen sind.

bindung mit dezentralen Speichern) verringern und damit einer zunehmenden Entsolidarisierung bei der Refinanzierung der Netzkosten entgegenwirken. Gerade aus dieser Perspektive erscheint eine Stärkung des Grundpreises bei SLP-Kunden eine verursachungsgerechtere Umlage der Netzkosten besser zu gewährleisten.¹⁵⁷

- Bei einer Stärkung des Grundpreises mit Bezug auf eine künstlich verknappte Netzananschlussleistung (Hauptsicherung) hingegen kann ein Anreiz zum möglichst gleichmäßigen Strombezug zur Minimierung der erforderlichen Netzananschlussgröße die Anreize für einen Zubau von Anlagen zur Eigenerzeugung (ggf. in Verbindung mit dezentralen Speichern) ggf. verstärken. Vor dem Hintergrund der Begrenzung der Anreize für PV-Eigenverbrauch, wäre somit eine Stärkung des Grundpreises mit Bezug auf den Netzananschluss vorzuziehen.
- Gegebenenfalls resultiert bei einer Stärkung des Grundpreises für Verbraucher in Abhängigkeit von deren Verbrauchs- und Eigenerzeugungsstruktur ein wirtschaftlicher Anreiz zur Ausstattung mit ‚smart meter‘ und zu einem Wechsel in die registrierende Leistungsmessung, wenn der Verbraucher so seine Beschaffungskosten inklusive der Netzentgelte reduzieren kann. Dann wären auch die technischen Voraussetzungen für eine am Großhandelspreis orientierte Flexibilisierung des Verbrauchs für diese Verbraucher gegeben.
- Jedoch ist eine Stärkung des Grundpreises hinsichtlich resultierender Verteilungseffekte kritisch zu prüfen. Wird bei der Bestimmung des Grundpreises die Netzananschlussleistung zugrunde gelegt, zahlt z. B. ein Single-Haushalt den gleichen Grundpreis wie ein Gewerbebetrieb mit der gleichen Netzananschlussleistung aber ggf. deutlich höherer Bezugsspitze und Auslastung. Darüber hinaus resultieren aus einer solchen Anpassung geringere Anreize für eine Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen. So wird ein SLP-Kunde mit einem hohen Verbrauch durch eine Stärkung des Grundpreises c. p. entlastet, während Verbraucher mit einem geringen Verbrauch vergleichsweise stärker belastet werden. Wird eine künstlich verknappte Netzananschlussleistung (z. B. Hauptsicherung) herangezogen, kann diesen Effekten entgegengewirkt werden.

5.3.3.2 Leistungsgemessene Verbraucher

Bezugsspitze oberhalb eines definierten Strompreises als Grundlage für die Ermittlung der Leistungspreiskomponente bei RLM-Kunden

Bei der Ermittlung der zu entrichtenden Leistungspreiskomponente des Netzentgeltes können anstatt der absoluten jährlichen Bezugsspitze ausschließlich Bezugsspitzen, die in Situationen oberhalb eines definierten Preises am Großhandelsmarkt auftreten, berücksichtigt werden. So können Hemmnisse für eine Erhöhung der Last in Überschusssituationen mit sehr niedrigen oder negativen Preisen vermieden werden. Des Weiteren führt die Ermittlung des Leistungspreises auf Basis der Bezugsspitze oberhalb eines definierten Strompreises am Großhandels-

¹⁵⁷ Die Möglichkeit einer Belastung des Eigenverbrauchs mit Netzentgelten in Form von Arbeitspreisen besteht unserer Ansicht nach nicht, da die Strommengen nicht durch das Netz der allgemeinen Versorgung geleitet werden. Dies wäre lediglich implizit über eine Änderung des EEG-Fördermechanismus realisierbar, wenn PV-Anlagenbetreiber, die eine Förderung erhalten, zur Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung verpflichtet werden.

markt dazu, dass vorhandene Lastmanagementpotenziale nicht unabhängig von den aktuellen Strompreisen am Großhandelsmarkt zur Reduktion der individuellen Bezugsspitze eingesetzt werden, sondern Lastreduktionspotenziale tendenziell in Stunden mit hohen Preisen am Großhandelsmarkt und somit marktdienlich eingesetzt werden. Vor einer Umsetzung einer solchen Anpassung, sind allerdings mögliche Rückwirkungen auf die Stabilität des Netzbetriebs sind zu prüfen und bei der Ausgestaltung adäquat zu adressieren.¹⁵⁸

Gestattet man **RLM-Kunden mit Eigenerzeugungsanlagen** in Situationen mit Strompreisen unterhalb eines definierten Schwellenwertes einen Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung, ohne dass eine neue Bezugsspitze maßgeblich für die Ermittlung der Leistungspreiskomponente ist, so kann auch ein ineffizienter Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen reduziert werden.¹⁵⁹ Eine Begrenzung, der über die Bezugsspitze oberhalb der Preisgrenze hinausgehenden Strombezugsleistung, auf die kontrahierte Netzreservekapazität oder den redundanten Netzanschluss erscheint diesbezüglich sinnvoll. So ist sichergestellt, dass das angeschlossene Netz nicht überlastet wird und es besteht eine gewisse Kostenbeteiligung über die Zahlung für die Netzreservekapazität oder den redundanten Netzanschluss.

Ermittlung der Leistungspreiskomponente von RLM-Kunden auf Basis der Netzanschlusskapazität oder der Größe der Hauptsicherung

Gegenüber einer Ermittlung der Leistungspreiskomponente auf Basis der individuellen Bezugsspitze hat die Ermittlung auf Basis der (nutzbaren) Netzanschlusskapazität den Vorteil, dass Lastmanagementpotenziale nicht zur Minimierung der individuellen Bezugsspitze eingesetzt, sondern effizient in Abhängigkeit des Strompreises am Großhandelsmarkt für Strom eingesetzt werden. Allerdings hat dies auch zur Folge, dass Letztverbraucher ihre Netzanschlusskapazität bzw. Größe der Hauptsicherung begrenzen, um die Leistungspreiskomponente der Netzentgelte möglichst gering zu halten. In der Konsequenz könnte die Möglichkeit des Einsatzes von Lastmanagementpotenzialen bereits ‚ex-ante‘ begrenzt werden, wenn die ggf. künstlich verknappte Netzanschlusskapazität so weit minimiert wird, dass der Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung aufgrund der (nutzbaren) Netzanschlusskapazität den Spielraum für ein flexibles Verbrauchsverhalten einschränkt. Auch bei einer Ermittlung der Leistungspreiskomponente auf Basis der Netzanschlusskapazität oder der Größe der Hauptsicherung ist sicherzustellen, dass die Kompatibilität mit dem sicheren Netzbetrieb gewährleistet ist.

Dynamisierung des Netzentgeltes für RLM-Kunden

Einführung eines variablen Netzentgeltes, dessen Höhe abhängig vom Strompreis zum Zeitpunkt der Stromentnahme ist, stellt eine grundlegende Änderung der aktuellen Netzentgeltsystematik dar. Das zu entrichtende Netzentgelt könnte dabei beispielsweise prozentual zum Großhandelspreis oder in Abhängigkeit bestimmter Bandbreiten des Preises am Großhandelsmarkt für Strom ermittelt werden. Eine Kopplung des zu entrichtenden Netzentgeltes an den

¹⁵⁸ Ggf. besteht die Möglichkeit einer Kopplung der Erlaubnis der Erhöhung der Bezugsspitze ohne Relevanz für die Leistungspreiskomponente an die Hochlastzeitfenster für atypische Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 i.V.m. BK4-13-739, um sicherzustellen, dass eine Kompatibilität der Regelung mit einem sicheren Netzbetrieb gewährleistet ist.

¹⁵⁹ Noch effektiver wäre diese Maßnahme bei einem Abbau weiterer preisverzerrender Bestandteile des Strombezugs aus dem Netz der allgemeinen Versorgung, z. B. in Form dynamisierter weiterer Kosten des Strombezugs (Netzentgelte, Abgaben und Umlagen).

Strompreis am Großhandelsmarkt verstärkt die Volatilität des Strombezugspreises für den Verbraucher und setzt somit verstärkte, wirtschaftliche Anreize für die Nutzung vorhandener und erschließbarer Flexibilitätspotenziale der Verbraucher. Eine effektive Dynamisierung erfordert einen hinreichend hohen Stellenwert der Arbeitspreiskomponente. Ein dynamisiertes Netzentgelt kann entweder auf Basis eines reinen dynamischen Arbeitspreises oder in Kombination mit einem Leistungs- oder Grundpreis erhoben werden. Die Leistungspreiskomponente bzw. der Grundpreis kann dabei z. B. auf Basis der Bezugsspitze oberhalb eines definierten Strompreises, dem Netzanschluss oder der Netzanschlussleistung ermittelt werden.

Bei **RLM-Kunden mit Eigenverbrauch** bewirkt eine Dynamisierung der Netzentgelte, dass niedrige Strompreise am Großhandelsmarkt weniger stark verzerrt werden, so dass Eigenerzeugung bereits früher, d. h. bei höheren Großhandelspreisen, durch Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung substituiert werden kann.¹⁶⁰ Somit könnte dem ineffizienten Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen zumindest teilweise entgegengewirkt werden.¹⁶¹

Eine Dynamisierung des Netzentgeltes für RLM-Kunden stellt jedoch einen erheblichen regulatorischen Eingriff in ein komplexes und eingespieltes System dar. Eine solche Anpassung der Netzentgeltsystematik betrifft rund 60 % des gesamten deutschen Stromverbrauchs und kann erhebliche Auswirkungen haben. Mögliche Auswirkungen sind z. B. Verteilungseffekte zwischen flexiblen und inflexiblen Verbrauchern, Auswirkungen auf die Stabilität des Netzbetriebs oder Auswirkungen auf die Marktwertentwicklung der erneuerbaren Energien. Darüber hinaus ist die Wirkung in Abhängigkeit des Anteils des Netzentgeltes an den Strombezugskosten unterschiedlich stark ausgeprägt und verringert ceteris paribus tendenziell die Flexibilisierungsanreize für Betreiber von Erzeugungsanlagen. Eine so tiefgreifende regulatorische Anpassung würde einer umfassenden Analyse unter Einbeziehung aller Stakeholder bedürfen, um unerwünschte Effekte oder Nebenwirkungen möglichst auszuschließen.

5.3.3.3 Sonderformen der Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV

Bezugsspitze von Verbrauchern mit Sonderformen der Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV oberhalb definierten Strompreises als Grundlage für Ermittlung der Leistungspreiskomponente

Wird bei der Ermittlung der Leistungspreiskomponente von Verbrauchern mit Sonderformen der Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV lediglich die Bezugsspitze oberhalb eines definierten Strompreises berücksichtigt, werden Lastmanagementmaßnahmen in Überschusssituationen (bei niedrigen bzw. negativen Strompreisen) nicht gehemmt. Rückwirkungen auf die Sicherheit des Netzbetriebes sind diesbezüglich zu berücksichtigen.¹⁶²

¹⁶⁰ Weitere die Preissignale des Großhandelsmarktes verzerrende Preisbestandteile bleiben jedoch erhalten, so dass dieser Fehlanreiz lediglich abgeschwächt werden kann. Eine Dynamisierung weiterer Preisbestandteile, wie z. B. die EEG-Umlage, könnte diesen Effekt noch verstärken. Vgl. hierzu z. B. Agora (2014).

¹⁶¹ Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass somit ggf. ein weiterer wirtschaftlicher Anreiz für Eigenerzeugung geschaffen wird, da sich die Strombezugskosten für Eigenerzeuger durch ‚Rosinenpicken‘ ggf. weiter verringern lassen.

¹⁶² Ggf. besteht auch hier die Möglichkeit einer Kopplung dieser Regelung an die Hochlastzeitfenster für atypische Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 i.V.m. BK4-13-739, um sicherzustellen, dass eine Kompatibilität der Regelung mit dem sicheren Netzbetrieb gewährleistet ist.

- Wird bei **Verbrauchern mit atypischer Netznutzung** lediglich diejenige Bezugsspitze herangezogen, die im Hochlastzeitfenster unter der Voraussetzung, dass der Preis am Stromgroßhandel oberhalb eines definierten Schwellenwertes lag, aufgetreten ist, wird das Hemmnis der Ausweitung des Strombezugs bei niedrigen oder negativen Preisen auch in HLZF beseitigt. Darüber hinaus sollte geprüft werden, ob die Methodik zur Bestimmung der HLZF zukünftig kurzfristiger und dynamischer erfolgen kann, so dass die erwartete Netzsituation, z. B. auf Basis von Einspeiseprognosen der FEE, besser abgebildet werden kann.
- Um bei **stromintensiven Letztverbrauchern** eine Verfälschung der Jahresbenutzungsstunden zu vermeiden, dürfen auch die korrespondierenden Strombezugsmengen (unterhalb des definierten Strompreises) bei der Ermittlung der Jahresbenutzungsstunden nicht berücksichtigt werden.¹⁶³ Entweder besteht die Möglichkeit entsprechende Stunden unabhängig vom tatsächlichen Bezug als Vollbenutzungsstunde zu werten oder die entsprechenden Stunden werden bei der Ermittlung der Auslastung (Jahresbenutzungsstunden) gänzlich nicht berücksichtigt. Letztgenanntes Vorgehen bei der Ermittlung der Auslastung erfordert eine prozentuale Ermittlung, da lediglich die Stunden mit Strompreisen oberhalb des definierten Schwellenwertes berücksichtigt werden. Darüber hinaus sollte auch für die stromintensiven Letztverbraucher gem. § 19 Abs. 2 S.2ff. keine Erhöhung der Leistungspreiskomponente des Netzentgeltes aus dem Abruf negativer Regelleistung resultieren, d. H. Bezugsspitzen, die nachweislich auf die Erbringung von Regelleistung zurückzuführen sind, sollten bei der Netzentgeltberechnung nicht berücksichtigt werden.

Keine Berücksichtigung von Strombezugsmengen oberhalb eines definierten Strompreises für Ermittlung der Jahresbenutzungsstunden bei stromintensiven Letztverbrauchern

Werden die Strombezugsmengen von stromintensiven Letztverbrauchern bei der Ermittlung der Jahresbenutzungsstunden nicht berücksichtigt, wenn der Preis am Stromgroßhandel oberhalb eines definierten Schwellenwertes liegt, besteht kein Hemmnis für Lastreduktionen dieser Verbraucher in Knappheitssituationen aufgrund der Netzentgeltsystematik. Ein solches Vorgehen bei der Ermittlung der Strombezugsmengen erfordert eine prozentuale Ermittlung der Jahresbenutzungsstunden, da lediglich die Stunden mit Strompreisen unterhalb des definierten Schwellenwertes berücksichtigt werden. Auch eine Reduktion des Stromverbrauchs aufgrund der Erbringung positiver Regelleistung sollte nicht nachteilig bei der Ermittlung des zu entrichtenden Netzentgeltes wirken und diese Verbrauchsreduktionen deshalb bei der Ermittlung der Jahresbenutzungsdauer und der des Jahresstromverbrauchs (Schwellenwert von 10 GWh) entsprechend berücksichtigt werden.

5.3.4 Handlungsempfehlung und weiterer Analysebedarf

In einem langfristig angelegten Zielmodell sollten einerseits die technischen Voraussetzungen durch eine Ausweitung der Leistungsmessung für eine Erschließung und Nutzung von Flexibilität auf Seiten der Verbraucher geschaffen werden. Auf der anderen Seite sollten bei der Netzentgeltsystematik sowie bei Ausnahmeregelungen zur Netzentgeltsystematik die flexibilitäts-

¹⁶³ Ansonsten könnten solche Verbraucher aufgrund der Methodik auf mehr als 8.760 Jahresbenutzungsstunden kommen.

hemmende Ausrichtung von Vergünstigungen auf einen möglichst gleichmäßigen Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung angepasst werden. Das Ziel der Anpassungen sollte sein, ineffiziente Anreize beim Verbrauch in Verbindung mit Eigenerzeugung zu reduzieren sowie die Nutzung von markt- und systemdienlicher Flexibilität beim Verbraucher zu erhöhen.

In der kurz- und mittelfristigen Perspektive schlagen wir folgende Maßnahmen vor:

- Bei nicht-leistungsgemessenen Kunden (SLP-Kunden) sollte der Anteil der Leistungspreiskomponente erhöht werden, um insbesondere einer weiteren Entsolidarisierung bei der Refinanzierung der Netzkosten durch Eigenerzeugung entgegenzuwirken und die Netzentgeltsystematik für SLP-Kunden verursachungsorientierter zu gestalten.
- Die Sondernetzentgelte für stromintensive Netznutzer gemäß § 19 (2) S.2ff. StromNEV sollten für die Teilnahme von Lastflexibilität am Strommarkt und an den Regelleistungsmärkten geöffnet werden. Lasterhöhungen bei niedrigen oder negativen Strompreisen sowie aufgrund der Erbringung von negativer Regelleistung sollten nicht zu einer Verringerung oder dem Verlust der Netzentgeltreduktion führen. Auch Lastabsenkungen flexibler stromintensiver Verbraucher zu Zeiten hoher Strompreise oder zur Erbringung von positiver Regelleistung sollten nicht zu einer Verringerung oder einem Verlust der Netzentgeltreduktion führen. Es sollten Schwellenwerte des Strompreises eingeführt werden, bei denen marktdienliche Verbrauchsanpassungen – unter der Prämisse der Netzverträglichkeit – bei der Ermittlung der Netzentgeltreduktion nicht nachteilig sind.
- Die Öffnung des regulären Netzentgeltes von RLM-Kunden (gemäß § 17 StromNEV) für marktdienliche oder regelleistungsinduzierte Verbrauchsanpassungen sollte geprüft werden. Eine Bezugsspitze, die unter der Prämisse der Netzverträglichkeit bei Strompreisen unterhalb eines definierten Schwellenwertes oder auf Anforderung eines Netzbetreibers, z. B. zur Erbringung negativer Regelleistung, auftritt, sollte nicht nachteilig bei der Ermittlung der Leistungspreiskomponente sein.

Darüber hinaus empfehlen wir eine eingehende Analyse folgender potenzieller Maßnahmen zur Anpassung der Netzentgeltsystematik:

- Eine Anpassung der Bestimmung der Hochlastzeitfenster (HLZF) für die atypische Netznutzung gemäß § 19 (2) S.1 StromNEV, die den Anforderungen eines von hohen Anteilen FEE geprägten Stromversorgungssystem besser gerecht wird, kann einen Beitrag zur Flexibilisierung des Verbrauchs leisten. So könnte eine kurzfristigere Bestimmung der HLZF unter Berücksichtigung der erwarteten Einspeisung aus FEE die tatsächliche Netzsituation besser abbilden. So ermittelte HLZF könnten ggf. auch als Indikator für die Möglichkeit eines flexiblen Verbrauchsverhaltens ohne kritische Netzwirkungen herangezogen werden. Vor diesem Hintergrund erscheint die Prüfung einer möglichen Anpassung der Ermittlung der HLZF sinnvoll.
- Eine mögliche Dynamisierung von Netzentgelten, z. B. über die Kopplung des Netzentgeltes an den Strompreis kann ggf. einen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems leisten und hat ggf. positive Auswirkungen auf die Effizienz des Einsatzes von Eigenerzeugungsanlagen. Da eine solche Anpassung einen erheblichen Eingriff in ein komplexes und eingespieltes System darstellt und die Anreize zur Flexibilisie-

rung von Erzeugungsanlagen am Strommarkt ceteris paribus verringert, sollte eine solche Anpassung der Netzentgeltsystematik umfassend analysiert werden.

5.4 Regelleistungsmärkte

Die Ausgestaltung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die Vorhaltung und den Abruf sowie Beschaffung, Einsatz und Vergütung von Regelleistung basieren auf diversen technischen Regelwerken der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland und Europa, dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) sowie durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) in entsprechenden Festlegungsverfahren erlassenen Beschlüsse für die Marktregeln der unterschiedlichen Regelleistungsqualitäten. Ergänzend sind einschlägige Regelungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG), eine Vielzahl von weiteren Festlegungen und Vorgaben der BNetzA sowie die vertraglichen Rahmenbedingungen der ÜNB zu berücksichtigen.

Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über die aktuellen Rahmenbedingungen gegeben. Anschließend werden potenzielle Hemmnisse und Schwachstellen der aktuellen Rahmenbedingungen aufgezeigt. Darauf aufbauend werden ausgewählte Hemmnisse und Schwachstellen der aktuellen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen diskutiert. Auf Grundlage einer Übersicht von vorhandenen Vorschlägen werden Anpassungsoptionen diskutiert und bewertet und in ausgewählten Bereichen Konkretisierungen vorgenommen. Abschließend werden die Ergebnisse und Empfehlungen zusammengefasst und weiterer Analysebedarf aufgezeigt.

5.4.1 Übersicht - Aktuelle Rahmenbedingungen

Die zentrale Vorhaltung von ausreichend Regelleistung als Systemdienstleistung ist für einen sicheren Betrieb des Stromversorgungssystems und die Funktionsfähigkeit des Strommarktes von wesentlicher Bedeutung. Auf dem Strommarkt wird Angebot und Nachfrage auf Basis von geplanter / prognostizierter Erzeugung und geplantem / prognostiziertem Verbrauch im 15-Minuten-Fahrplanraster über Preise zum Ausgleich gebracht. Durch die Vorhaltung und den Abruf von Regelleistung werden ungeplante Abweichungen durch kurzfristige, ungeplante Ausfälle von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, Prognosefehler der Last und der Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen sowie Abweichungen innerhalb einer 15-Minuten-Fahrplanperiode im Saldo ausgeglichen. Diese Ausregelungen (sog. Leistungs-Frequenz-Regelung) von unvermeidbaren momentanen Abweichungen zwischen Einspeisungen ins Netz und Entnahmen aus dem Netz (Ungleichgewichte in der momentanen Leistungsbilanz) ist für die Einhaltung des Sollwertes der Netzfrequenz von 50 Hz notwendig und für einen sicheren und stabilen Betrieb des Netzes bzw. des Stromversorgungssystems zwingend erforderlich.

Regelleistung unterschiedlicher Qualitäten wird dabei im Voraus zentral über Ausschreibungsverfahren von den Übertragungsnetzbetreibern beschafft und Ungleichgewichte der momentanen Leistungsbilanz durch Abruf der vorgehaltenen Erzeugungs- und Verbrauchsleistungen der drei nachfolgend beschriebenen Regelleistungsqualitäten ausgeregelt:

Primärregelleistung (PRL): Vorgehaltene PRL wird automatisch (dezentral) bei den bezuschlagten Anbietern im Falle einer Abweichung des Ist- vom Soll-Wert der Netzfrequenz abgerufen. Bei einem Ist-Wert unter 49,99 Hz (Unterdeckung der momentanen Leistungsbi-

lanz) wird positive PRL abgerufen. Bei einem Ist-Wert über 50,01 Hz (Überdeckung der momentanen Leistungsbilanz) wird negative PRL abgerufen. Diese Ausregelung erfolgt solidarisch innerhalb des gesamten europäischen Netzverbundes. Die gesamte PRL muss spätestens innerhalb von 30 Sekunden in vollem Umfang abgerufen werden können.

Sekundärregelleistung (SRL): Vorgehaltene SRL löst die PRL ab, stellt damit die Verfügbarkeit der PRL für die Ausregelung weiterer Frequenzabweichungen in vollem Umfang wieder her, führt die Netzfrequenz auf ihren Soll-Wert von 50 Hz zurück und führt zugleich die Ist-Werte des Austausches zwischen Regelzonen wieder auf ihre Soll-Werte zurück. SRL wird automatisch (zentral) im Rahmen der Leistungs-Frequenz-Regelung abgerufen. Positive SRL wird im Fall einer Unterdeckung der Regelzone (bzw. des Netzregelverbundes) abgerufen. Negative SRL wird im Fall einer Überdeckung der Regelzonen (bzw. des Netzregelverbundes) abgerufen. Die gesamte SRL muss innerhalb von 5 Minuten in vollem Umfang abgerufen werden können.

Minutenreserve (MR): Vorgehaltene MR wird auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber in Abhängigkeit des Ausmaßes und der erwarteten Dauer von Leistungsbilanzungleichgewichten aktiviert, um die SRL abzulösen und sie für die Ausregelung weiterer Abweichungen wieder verfügbar zu machen. Minutenreserve wird als Fahrplanenergie im 15-Minuten-Fahrplan-Raster abgerufen. Positive MR wird somit im Fall einer zu erwartenden länger anhaltenden Unterdeckung der Regelzone (bzw. des Netzregelverbundes) abgerufen. Negative MR wird im Fall einer zu erwartenden länger anhaltenden Überdeckung der Regelzonen (bzw. des Netzregelverbundes) abgerufen.

Die für die Vorhaltung bezuschlagten Anbieter erhalten von den Übertragungsnetzbetreibern eine Vergütung (Leistungspreis) und die tatsächlich abgerufenen Anbieter erhalten bei SRL und MR zusätzlich einen Arbeitspreis. Die durch die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung bei den Übertragungsnetzbetreibern entstehenden Kosten werden einerseits über die Netzentgelte (Kosten für Leistungsvorhaltung) und andererseits über das Ausgleichsenergiesystem durch die Bilanzkreisverantwortlichen (Kosten für Regelleistungsabruf) refinanziert.

Die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung wird durch die Übertragungsnetzbetreiber festgelegt. Die Dimensionierung PRL erfolgt gemäß der Regularien des ENTSO-E Operation Handbooks. Im europäischen Stromverbund werden aktuell 3.000 MW vorgehalten. Jede Regelzone muss davon gemäß ihres Anteils an der jährlichen Stromerzeugungsmenge (des Vorjahres) anteilig eine entsprechende PRL vorhalten. Die Vorhaltung von SRL und MR wird auf Grundlage eines wahrscheinlichkeitstheoretischen Verfahrens ermittelt. Dabei werden auf Grundlage von Ungleichgewichten der Leistungsbilanz in der Vergangenheit und Annahmen zur Wahrscheinlichkeit von ungeplanten, kurzfristigen Ausfällen von Erzeugungsanlagen, die zu Abruf von SRL sowie MR führen, sowie einem Grenzwert (Defizitwahrscheinlichkeit) eine Höhe von positiver und negativer SRL und MR bestimmt, so dass der Grenzwert (Defizitwahrscheinlichkeit) eingehalten wird. Die Dimensionierung erfolgte bis zum 3. Quartal 2014 auf Basis von Daten der zurückliegenden vier Quartale. Für das 4. Quartal 2014 wurde die Systematik umgestellt. Die Dimensionierung erfolgt nun auf Basis der entsprechend selben vier Quartale der zurückliegenden vier Jahre. Der ermittelte Bedarf gilt in der Regel jeweils konstant für das gesamte Quartal.¹⁶⁴

¹⁶⁴ Vgl. ÜBN (2014).

Anbieter, die an den Ausschreibungsverfahren teilnehmen wollen, müssen zunächst ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen. In diesem Präqualifikationsverfahren müssen sie die Erfüllung von technischen Anforderungen zur Erbringung der unterschiedlichen Regelleistungsqualitäten jeweils für ihre technischen Einheiten (Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbrauchseinrichtungen) nachweisen und es erfolgt eine Überprüfung der notwendigen leit- und kommunikationstechnischen Anbindung sowie der organisatorischen Voraussetzungen.

Primärregelleistung (PRL): Die technischen / betrieblichen Anforderungen umfassen insbesondere eine Zeitverfügbarkeit der Technischen Einheiten (TE) von 100 % sowie den Nachweis der Erbringung der negativen sowie positiven PRL in zwei aufeinanderfolgenden Zyklen (sog. Doppelhöckerkurve). Dieser Nachweis erfolgt mittels des Protokolls eines Testabrufes, in dem eine Aktivierungs- bzw. Deaktivierungszeit von maximal 30 Sekunden sowie eine Erbringung von zwei Mal 15 Minuten (mit 15 minütiger Pause) nachgewiesen wird. Die informationstechnischen Anforderungen betreffen insbesondere die Online-Informationsbereitstellung zum Anlagenstatus und die organisatorischen Anforderungen betreffen Aspekte wie die Nachweispflicht oder die Art der Kommunikation.

Sekundärregelleistung (SRL): Die technischen / betrieblichen Anforderungen umfassen insbesondere eine Zeitverfügbarkeit der Technischen Einheiten (TE) von 95 % sowie den Nachweis der Erbringung der negativen und / oder positiven SRL in zwei aufeinanderfolgenden Zyklen (sog. Doppelhöckerkurve). Dieser Nachweis erfolgt mittels des Protokolls eines Testabrufes, in dem eine Aktivierungs- bzw. Deaktivierungszeit von maximal 5 Minuten sowie eine Erbringung von zwei Mal 10 Minuten (mit 10 minütiger Pause) nachgewiesen wird. Die informationstechnischen Anforderungen betreffen insbesondere die Online-Informationsbereitstellung zum Anlagenstatus und die organisatorischen Anforderungen betreffen Aspekte wie die Nachweispflicht oder die Art der Kommunikation.

Minutenreserve (MR): Die technischen / betrieblichen Anforderungen umfassen insbesondere eine Zeitverfügbarkeit der Technischen Einheiten (TE) von 100 % sowie den Nachweis der Erbringung der negativen und / oder positiven MR in zwei aufeinanderfolgenden Zyklen (sog. Doppelhöckerkurve). Dieser Nachweis erfolgt mittels des Protokolls eines Testabrufes, in dem eine Aktivierungs- bzw. Deaktivierungszeit von maximal 15 Minuten sowie eine Erbringung von zwei Mal 15 Minuten (mit 15 minütiger Pause) nachgewiesen wird. Die informationstechnischen Anforderungen betreffen insbesondere die Online-Informationsbereitstellung zum Anlagenstatus und die organisatorischen Anforderungen betreffen Aspekte wie die Nachweispflicht oder die Art der Kommunikation. Darüber hinaus muss in der MR Präqualifikation eine Arbeitsverfügbarkeit von 100 % nachgewiesen werden. Technische Einheiten, deren Arbeitsverfügbarkeit nicht 100 % beträgt, können nur innerhalb eines MRL-Pools präqualifiziert werden.

Mittlerweile ist bei allen Regelleistungsqualitäten eine solche Poolung möglich, um z. B. die erforderliche Mindestangebotsgröße bei der Abgabe von Angeboten in der Ausschreibung zu erfüllen. Die anderen Präqualifikationsanforderungen muss hingegen jede technische Einheit für sich erfüllen.¹⁶⁵ Erreicht die präqualifizierte Leistung der technischen Einheiten, die innerhalb eines Pools zusammengefasst werden, die jeweilige Mindestleistung zur Abgabe von An-

¹⁶⁵ Eine technische Einheit kann dabei alle an den selben Netzanschlusspunkt angeschlossenen Erzeugungseinheiten, Speicher und Lasten umfassen.

geboten für die jeweilige Regelleistungsqualität, wird zwischen dem ÜNB und dem Anbieter ein Rahmenvertrag abgeschlossen. Im Rahmenvertrag werden u. a. weitere Aspekte, wie:

- Vertragsstrafen bei Nicht- bzw. Teilerfüllung,
- Möglichkeiten der Besicherung technischer Einheiten,
- die Durchführung des Ausschreibungsverfahrens inkl. Angebotsabgabe und Vergabe,
- Vorgaben zur Vorhaltung und Erbringung der jeweiligen Regelleistungsqualität und
- die Durchführung von Testeinsätzen geregelt.

Anbieter können auf dem Regelleistungsmarkt die Angebotskonditionen und den Zeitpunkt der Angebotsabgabe mit dem Nachfrager (in diesem Fall die ÜNB) nicht beliebig verhandeln, wie ansonsten auf einem Wettbewerbsmarkt üblich. Vielmehr sind bei der Angebotsabgabe spezifische Vorgaben hinsichtlich des Produkts (Produktdesign) und die spezifischen Ausschreibungsregeln (Auktionsdesign), wie bei zentralisierten Märkten üblich, einzuhalten bzw. zu beachten. Hierzu zählen z. B. Zeitpunkte der Gebotsabgabe, Lieferzeiträume, Mindestmengen des Gebote sowie Zuschlags- und Vergütungsregeln.

Primärregelleistung (PRL): PRL wird aktuell am Dienstag der vorhergehenden Woche für einen Zeitraum von einer Woche (Montag 0 Uhr bis Sonntag 24 Uhr) im Rahmen einer Ausschreibung beschafft. Eine Differenzierung nach positiver und negativer Primärregelleistung sowie nach Zeitscheiben erfolgt nicht. D. h. Anbieter von Primärregelleistung müssen ein symmetrisches Regelband für die gesamte Woche anbieten. Das Mindestgebot beträgt +/- 1 MW. Eine Poolung einzelner technischer Einheiten (innerhalb einer Regelzone) ist allerdings zulässig, so dass

- die Höhe des Mindestgebots erreicht werden kann,
- das symmetrische Regelband durch unterschiedliche technische Einheiten erbracht werden kann und auch
- ein Wechsel von technischen Einheiten zur Vorhaltung der Primärregelleistung innerhalb der Woche durch den Anbieter möglich ist.

Beim Gebot in der Ausschreibung für PRL geben die Anbieter einen Leistungspreis und die Angebotsleistung an. Der Zuschlag erfolgt aufsteigend nach der Höhe der Leistungspreisgebote. Die Vergütung bezuschlagter Angebote erfolgt auf Basis des jeweils eigenen Leistungspreises (sog. ‚pay as bid‘). Eine separate Vergütung des Abrufs erfolgt nicht.

Sekundärregelleistung (SRL): SRL wird aktuell am Mittwoch der vorhergehenden Woche für einen Zeitraum von einer Woche (Montag 0 Uhr bis Sonntag 24 Uhr) im Rahmen einer Ausschreibung beschafft. Dabei erfolgt eine getrennte Ausschreibung nach positiver und negativer SRL sowie jeweils für eine HT- und eine NT-Zeitscheibe. Die HT-Zeitscheibe umfasst die Stunden von 8 bis 20 Uhr an Werktagen (Montag bis Freitag mit Ausnahme von bundeseinheitlichen Feiertagen). Die NT-Zeitscheibe umfasst die übrige Zeit. Das Mindestgebot beträgt 5 MW. Wie bei PRL ist auch bei SRL eine Poolung einzelner technischer Einheiten möglich, so dass

- die Höhe des Mindestgebots erreicht werden kann und auch
- ein Wechsel von technischen Einheiten zur Vorhaltung der SRL innerhalb der wöchentlichen HT- und NT-Zeitscheibe durch den Anbieter möglich ist.

Beim Gebot in der Ausschreibung für SRL geben die Anbieter einen Leistungspreis, einen Arbeitspreis und die Angebotsleistung an. Der Zuschlag erfolgt nach Höhe des Leistungspreisgebots. Die Vergütung bezuschlagter Angebote erfolgt auf Basis des jeweils eigenen Leistungspreisgebots („pay as bid“). Der Abruf erfolgt nach Höhe der Arbeitspreisgebote in aufsteigender Reihenfolge. Bei Abruf erhalten die Anbieter ebenfalls ihr jeweils eigenes Arbeitspreisgebot als Vergütung („pay as bid“).

Minutenreserve (MR): MR wird aktuell von Montag bis Donnerstag für den nächsten Tag (0 Uhr bis 24 Uhr) im Rahmen einer Ausschreibung beschafft. Am Freitag wird Minutenreserve für den darauf folgenden Samstag, Sonntag und Montag in einer Ausschreibung beschafft. Dabei erfolgt eine getrennte Ausschreibung nach positiver und negativer Minutenreserve sowie jeweils für Lieferzeiträume (Gebotszeitscheiben) von vier Stunden (0 bis 4 Uhr, 4 bis 8 Uhr, ..., 16 bis 20 Uhr, 20 bis 24 Uhr). Das Mindestgebot beträgt 5 MW. Eine Poolung ist möglich, so dass

- die Höhe des Mindestgebots erreicht werden kann und auch
- ein Wechsel von technischen Einheiten zur Vorhaltung der MR innerhalb der jeweiligen Gebotszeitscheibe möglich ist.

Beim Gebot in der Ausschreibung für Minutenreserve geben die Anbieter einen Leistungspreis, einen Arbeitspreis und die Angebotsleistung an. Die Vergütung bezuschlagter Angebote erfolgt auf Basis des jeweils eigenen Leistungspreisgebots (sog. „pay as bid“). Der Abruf erfolgt nach Höhe der Arbeitspreisgebote in aufsteigender Reihenfolge. Bei Abruf erhalten die Anbieter ebenfalls ihr jeweils eigenes Arbeitspreisgebot als Vergütung („pay as bid“).

5.4.2 Analyse von Hemmnissen und Schwachstellen

Ziel der Ausgestaltung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen des Regelleistungsmarktes sollte die Schaffung eines intensiven Wettbewerbs zwischen unterschiedlichen Angebotsoptionen sein, um zu jedem Zeitpunkt ein ausreichendes Angebot auf dem Markt verfügbar zu haben und die Kosten der Beschaffung sowie des Abrufs von Regelleistung gering zu halten.

Voraussetzung dafür ist, Markteintrittsbarrieren für potenzielle Anbieter gering zu halten und so einen diskriminierungsfreien, transparenten und effizienten Wettbewerb zu ermöglichen z. B. indem bereits durch die Ausgestaltung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen unnötig hohe Kosten für Anbieter bei der Vorhaltung von Regelleistung für alle Akteure vermieden werden. Zugleich muss aufgrund der hohen Relevanz einer ausreichenden Vorhaltung und sicheren Verfügbarkeit von Regelleistung gewährleistet sein, dass die ÜNB zu jedem Zeitpunkt die Möglichkeit haben ausreichend Regelleistung zu beschaffen. Zudem muss die Verfügbarkeit der Regelleistung für den Abruf zu jedem Zeitpunkt gegeben sein.

In der Vergangenheit wurden zahlreiche Anpassungen der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen durch die Bundesnetzagentur vorgenommen und durch die ÜNB umgesetzt, um diesen Zielen besser gerecht zu werden. So wurden z. B.

- die Ausschreibungsfrequenzen, d. h. die Häufigkeit von Ausschreibungen, erhöht,
- die Dauer von Lieferzeiträumen (Gebotszeitscheiben) verringert,
- die Transparenz durch zusätzliche Veröffentlichungspflichten verbessert,
- die Möglichkeiten zur Absicherung für Anbieter mit einer geringen Angebotsleistung verbessert sowie
- die Teilnahmemöglichkeiten durch die Möglichkeiten einer Poolung erhöht.

Darüber hinaus wurde für Betreiber von EEG-Anlagen die Möglichkeit geschaffen, als Anbieter am Regelenergiemarkt Gebote abzugeben, sofern sie sich für eine Direktvermarktung entscheiden haben und die entsprechenden Voraussetzungen für eine Teilnahme (insbesondere die Präqualifikationsanforderungen) erfüllen können.

Durch diese Anpassungen konnten Markteintrittsbarrieren für potenzielle Anbieter reduziert werden und die Wettbewerbsintensität hat erheblich zugenommen. So hat sich die Anbieteranzahl bei PRL von 5 Ende des Jahres 2007 auf aktuell 21, bei SRL von 5 Ende des Jahres 2007 auf aktuell 27 und bei MR von 23 Ende des Jahres 2007 auf aktuell 40 erhöht.¹⁶⁶

Darüber hinaus konnte durch die Schaffung eines nationalen und internationalen Netzregelverbundes (NRV) sowie gemeinsamer länderübergreifender Ausschreibungen von Primärregelleistung ceteris paribus die erforderliche Vorhaltung sowie der Abruf von Regelleistung reduziert und damit deren Kosten verringert werden.

Nach wie vor sind im aktuellen Marktdesign potenzielle Markteintrittsbarrieren vorhanden, die einen diskriminierungsfreien und transparenten Wettbewerb in der Tendenz behindern bzw. hemmen. Insbesondere für neue Anbieter und solche mit einer geringen Angebotsleistung ist eine Teilnahme an den Ausschreibungen des Regelleistungsmarktes mit Hindernissen verbunden. Im Folgenden werden wir in diesem Bereich zunächst darstellen, warum lange Vorlaufzeiten und lange Lieferzeiträume ein potenzielles Hemmnis für diese Anbieter darstellen können. Anschließend werden wir die Auswirkungen einer ‚pay as bid‘-Vergütung für einen transparenten und diskriminierungsfreien Wettbewerb und für die Kosteneffizienz der Beschaffung und des Abrufs von Regelleistung darstellen. Auch die Präqualifikationskriterien können eine Markteintrittsbarriere für gewisse Anbieter bzw. technische Angebotsoptionen darstellen.¹⁶⁷ Dies werden wir in einem weiteren Abschnitt diskutieren. Abschließend werden wir auf Möglichkeiten sowie Vor- und Nachteile eingehen, die notwendige vorzuhaltende positive bzw.

¹⁶⁶ ÜNB (2014), Regelenergie Anbieterliste Stand 19.11.2014.

¹⁶⁷ Weitere Möglichkeiten zum Abbau von Hemmnissen bestehen in der getrennten Ausschreibung von PRL bzw. einer Ausschreibung von PRL, bei der sowohl symmetrische Gebote und getrennte Gebote für positive und negative PRL möglich sind. Darüber hinaus sind – in Abhängigkeit von Veränderungen in anderen Bereichen – Regelungen zur Verfügbarkeit, Sanktionen und Kontrolle von Nicht-Verfügbarkeiten zu prüfen und ggf. anzupassen. Auf eine detaillierte Analyse dieser Aspekte wird im Rahmen dieser Studie verzichtet.

negative Regelleistung durch eine situationsabhängige Festlegung der vorzuhaltenden Regelleistung insbesondere in jeweils kritischen Situationen zu reduzieren.

5.4.2.1 **Vorlaufzeiten zwischen Ausschreibung und Lieferzeitraum sowie Dauer der Gebotszeitscheiben**

Die Vorlaufzeit, also der Zeitraum zwischen Ausschreibungszeitpunkt und Lieferzeitraum sowie die Dauer der Gebotszeitscheiben haben aufgrund von mehreren Aspekten Auswirkungen auf die Teilnahme- und Gebotsmöglichkeiten von Anbietern am Regelleistungsmarkt.

Lange Vorlaufzeiten stellen eine Markteintrittsbarriere dar und führen zu Wettbewerbsverzerrungen zwischen Anbietern mit einer hohen potenziellen Angebotsleistung in einem diversifizierten Portfolio und Anbietern mit einer geringen potenziellen Angebotsleistung mit einer geringen Diversifizierung ihres Portfolios sowie zu Ineffizienzen bei der Vorhaltung und dem Einsatz von Regelleistung durch unterschiedliche technische Angebotsoptionen.

- Bei einer langen Vorlaufzeit zwischen Ausschreibung und Lieferzeitraum können Betreiber von dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen, aber auch flexible Verbraucher, Betreiber von KWK-Anlagen und Betreiber von konventionellen Erzeugungsanlagen und Speichern- und Pumpspeichern nur eingeschränkt abschätzen, welche Leistung tatsächlich für die Bereitstellung von Regelleistung im Lieferzeitraum verfügbar ist. Einerseits ist das Risiko einer Nicht-Verfügbarkeit je nach Angebotsoption in unterschiedlichem Umfang relevant und andererseits müssen alle Anbieter Risiken der Nicht-Verfügbarkeit absichern. Dieses führt bei einigen potenziellen Angebotsoptionen dazu, dass in Ausschreibungen für PRL und SRL mit Vorlaufzeiten von 4,5 bis zu 11,5 Tagen zwischen Gebotsabgabe und Lieferzeitpunkt keine (wettbewerbsfähigen) Gebote abgegeben werden können. Zudem ergeben sich Wettbewerbsverzerrungen zwischen Anbietern mit einer hohen potenziellen Angebotsleistung in einem diversifizierten Portfolio und Anbietern mit einer geringen potenziellen Angebotsleistung mit einer geringen Diversifizierung ihres Portfolios. Bei Ersteren sind die Kosten einer Absicherung durch eigene nicht bezuschlagte Angebotsleistung in der Regel deutlich geringer als bei Letzteren. Durch bereits erfolgte Anpassungen des regulatorischen Rahmens besteht inzwischen einerseits die Möglichkeit der Poolung von Angebotsleistung und andererseits die Möglichkeit einer gegenseitigen Absicherung zwischen Anbietern, die für eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt der jeweiligen Regelleistungsqualität zugelassen sind. Zugleich konnte die Einführung von wöchentlichen Ausschreibungen bei PRL und SRL die Verfügbarkeitsrisiken reduzieren und somit das potenzielle Angebot erhöhen. Nichts desto trotz kann davon ausgegangen werden, dass auf der einen Seite eine Wettbewerbsverzerrung und Reduzierung des genutzten Angebotspotenzials durch die immer noch langen Vorlaufzeiten zwischen Angebotslegung und Lieferzeitraum weiterhin gegeben ist. Auf der anderen Seite wäre eine Verkürzung von Vorlaufzeiten – insbesondere bei der SRL – de facto eine notwendige Voraussetzung, um dargebotsabhängigen EE-Anlagen, wie Windenergie- und PV-Anlagen, eine Teilnahme an den Ausschreibungen zu ermöglichen.
- Bei einer langen Vorlaufzeit zwischen Ausschreibung und Lieferzeitraum sind erhebliche Unsicherheiten bezüglich der sich zum Lieferzeitpunkt realisierenden Strompreise

am Großhandelsmarkt gegeben.¹⁶⁸ Der Strompreis am Großhandelsmarkt ist für die meisten Anbieter zugleich ein wesentlicher Einflussfaktor für die Kosten bzw. Opportunitätskosten, so dass sich für alle Anbieter – allerdings in unterschiedlichem Ausmaß – Kostenrisiken ergeben. Bei konventionellen Kraftwerken ergeben sich Kosten der Leistungsvorhaltung in Abhängigkeit des Strompreises am Großhandelsmarkt dadurch, dass sog. inframarginale Kraftwerke bei der Bereitstellung positiver Regelleistung auf eine Vermarktung eines Teils ihrer Leistung am Großhandelsmarkt für Strom und damit auf Deckungsbeiträge verzichten. Sog. extramarginale Kraftwerke müssen hingegen in der Regel Strom am Großhandelsmarkt mit Verlusten verkaufen, um die notwendige bzw. geforderte Geschwindigkeit der Leistungsanpassung ihrer Anlagen bei einem Abruf von Regelleistung zu erfüllen.¹⁶⁹ In der Konsequenz ergeben sich Ineffizienzen aufgrund langer Vorlaufzeiten auf der einen Seite dadurch, dass nicht die bei einer kurzfristig relativ genauen Prognosemöglichkeit des Strompreises auf dem Großhandelsmarkt effizienten Angebotsoptionen genutzt werden. Auf der anderen Seite haben Anbieter mit einer hohen potenziellen Angebotsleistung in einem diversifizierten Portfolio einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Anbietern mit einer geringen potenziellen Angebotsleistung sowie einer geringen Diversifizierung ihres Portfolios. Erstere haben Anpassungsmöglichkeiten innerhalb ihres Angebotsportfolios, so dass sie in Abhängigkeit des sich realisierenden Strompreises am Großhandelsmarkt Angebotsoptionen mit geringen Kosten nutzen können, während letztere ggf. hohe Kosten zur Erfüllung ihrer Verpflichtungen haben und bereits bei der Gebotsabgabe einen entsprechenden Aufschlag einkalkulieren müssen. Damit verringern sich die Zuschlagschancen von Anbietern mit einer geringen potenziellen Angebotsleistung sowie einer geringen Diversifizierung ihres Portfolios. Auch hier wurden durch die Möglichkeit der Poolung von Anlagen und einer Verkürzung der Vorlaufzeiten bereits Verbesserungen geschaffen. Wettbewerbsverzerrungen und Ineffizienzen sind insbesondere bei den langen Vorlaufzeiten zwischen der Ausschreibung und dem Lieferzeitraum bei PRL und SRL allerdings weiterhin gegeben.

Lange Lieferzeiträume haben sehr ähnliche Wirkungen, wie lange Vorlaufzeiten zwischen Ausschreibung und Lieferzeitraum. Auch sie stellen eine Markteintrittsbarriere dar, führen zu Wettbewerbsverzerrungen zwischen Anbietern mit einer hohen potenziellen Angebotsleistung in einem diversifizierten Portfolio und Anbietern mit einer geringen potenziellen Angebotsleistung sowie einer geringen Diversifizierung ihres Portfolios und verursachen in der Konsequenz Ineffizienzen bei der Vorhaltung und dem Einsatz unterschiedlicher Optionen für die Regelleistungsvorhaltung.¹⁷⁰

¹⁶⁸ Bei einigen Angebotsoptionen sind weitere Unsicherheiten zu berücksichtigen. So sind bei einer Vorlaufzeit bei PRL und SRL von 4,5 bis 11,5 Tagen für Betreiber von KWK-Anlagen z. B. erhebliche Unsicherheiten des Wärmebedarfs gegeben, die ebenfalls Einfluss auf die Kosten bzw. Opportunitätskosten einer Bereitstellung von Regelleistung haben und sich somit zusätzliche Kostenrisiken ergeben.

¹⁶⁹ Konventionelle Kraftwerke können die erforderliche Geschwindigkeit der Leistungsanpassung bei positiver Regelleistung in der Regel ausschließlich als sog. ‚spinning reserve‘ erbringen. Dabei ist die Anlage mit mindestens ihrer technischen Mindestleistung in Betrieb und kann in Abhängigkeit des jeweiligen Leistungsgradienten maximal die Leistung zwischen der jeweiligen tatsächlichen Erzeugungsleistung und der verfügbaren Leistung vermarkten. Bei negativer Regelleistung muss die Anlage hingegen über ihrer technischen Mindestleistung erzeugen, um im Bedarfsfall die Leistung drosseln zu können.

¹⁷⁰ Zusätzlich ist eine Verkürzung der Lieferzeiträume teilweise zwangsläufig eine Voraussetzung für die Möglichkeit einer Verringerung der Vorlaufzeit zwischen Ausschreibung und Lieferzeitraum.

- Lange Lieferzeiträume verringern das Angebotspotenzial, wenn Angebotsoptionen nicht über den gesamten Lieferzeitraum verfügbar sind. So reduziert sich das potenzielle Angebot, z. B. durch revisionsbedingte Nichtverfügbarkeiten, wenn die Angebotsleistung teilweise durch Revisionen nicht bzw. nur eingeschränkt verfügbar ist.¹⁷¹ Im Markt für PRL und SRL kann dieses bei Lieferzeiträumen von einer Woche dazu führen, dass ein Anbieter die entsprechende Leistung für den gesamten Zeitraum nicht anbieten kann, obwohl die revisionsbedingte Nicht-Verfügbarkeit nur an einem oder wenigen Tagen gegeben ist. Kurze Lieferzeiträume sind (in Verbindung mit einer Verkürzung der Vorlaufzeit) – insbesondere bei der SRL – zudem eine notwendige Voraussetzung, um dargebotsabhängigen EE-Anlagen, wie Windenergie- und PV-Anlagen, eine Teilnahme an den Ausschreibungen zu ermöglichen. Bei langen Lieferzeiträumen sind, auch wenn durch eine Verkürzung der Vorlaufzeit eine hohe Prognosegüte gegeben ist, Schwankungen der prognostizierten Einspeisung gegeben. Da das Angebotspotenzial der Anlagen von der (prognostizierten bzw. tatsächlichen) Einspeisung abhängt, ist die maximal mögliche Angebotsleistung jeweils auf den ‚worst case‘ auszulegen bzw. (zusätzlich) abzusichern. Ersteres führt zu einer Verringerung der Angebotsleistung, während letzteres zu zusätzlichen Kosten und somit einer geringeren Wettbewerbsfähigkeit führt. Somit ergeben sich auch hier Wettbewerbsverzerrungen zwischen Anbietern mit einer hohen potenziellen Angebotsleistung in einem diversifizierten Portfolio und Anbietern mit einer geringen potenziellen Angebotsleistung mit einer geringen Diversifizierung ihres Portfolios und in der Konsequenz Ineffizienzen durch eine Reduktion des Angebotspotenzials.
- Mit der Länge des Lieferzeitraumes ergeben sich höhere Volatilitäten (Schwankungen) des Strompreises am Großhandelsmarkt. Da der Strompreis am Großhandelsmarkt für die meisten Anbieter ein wesentlicher Einflussfaktor für die Kosten bzw. Opportunitätskosten ist, ergeben sich für alle Anbieter – allerdings in unterschiedlichem Ausmaß – Kostenrisiken (vgl. Ausführungen zu Vorlaufzeiten). In der Konsequenz ergeben sich Ineffizienzen aufgrund langer Lieferzeiträume dadurch, dass Anbieter mit einer hohen potenziellen Angebotsleistung in einem diversifizierten Portfolio einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Anbietern mit einer geringen potenziellen Angebotsleistung sowie einer geringen Diversifizierung ihres Portfolios haben. Erstere haben auch innerhalb der Gebotszeitscheiben Anpassungsmöglichkeiten innerhalb ihres Angebotsportfolios, so dass sie in Abhängigkeit des sich realisierenden Strompreises am Großhandelsmarkt Angebotsoptionen mit geringen Kosten nutzen können, während letztere ggf. hohe Kosten zur Erfüllung ihrer Verpflichtungen haben und bereits bei der Gebotsabgabe einen entsprechenden Aufschlag einkalkulieren müssen. Auch hier wurden durch die Möglichkeit der Poolung von Anlagen und einer Verkürzung der Gebotszeitscheiben bereits Verbesserungen geschaffen. Wettbewerbsverzerrungen und Ineffizienzen sind insbesondere bei den langen Gebotszeitscheiben bei PRL und SRL allerdings auch hier weiterhin gegeben.

¹⁷¹ Ggf. ergeben sich durch lange Lieferzeiträume auch Einschränkungen für Gebotsmöglichkeiten von Speichertechnologien, wenn die Speichermöglichkeiten (Energie) ein begrenzter Faktor sind. Dann können Betreiber von Speichertechnologien nur in einem Pool mit anderen Angebotsoptionen in die Regelleistungsmärkte bieten.

5.4.2.2 Vergütung der Vorhaltung und des Abrufs von Regelleistung auf Basis ‚pay as bid‘

Das aktuelle Vergütungssystem, d. h. ‚pay as bid‘ für bezuschlagte und abgerufene Regelleistung, macht für die potenziellen Anbieter eine Vielzahl an Informationen für ein rationales Gebotsverhalten erforderlich, deren Beschaffung zusätzliche Kosten verursachen. Darüber hinaus schafft es Anreize für strategisches Verhalten insbesondere bei Anbietern, die über eine hohe Angebotsleistung verfügen. Zugleich führt ‚pay as bid‘ zu einer hohen Intransparenz hinsichtlich der Erlösmöglichkeiten für potenzielle Anbieter. Mögliche Auswirkungen sind Einschränkungen des Wettbewerbs, insbesondere in Form von Markteintrittsbarrieren und einer Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit von Anbietern mit einer geringen potenziellen Angebotsleistung, sowie in der Konsequenz Ineffizienzen mit der Folge von zusätzlichen Kosten der Vorhaltung und des Abrufs von Regelleistung.

Die potenziellen Vorteile einer ‚pay as bid‘-Vergütung sind in der Regel unter Berücksichtigung des Gebotsverhaltens von Marktteilnehmern gering. Politische Entscheidungsträger und die Öffentlichkeit verbinden mit einer ‚pay as bid‘-Vergütung häufig eine die kostenbasierte Bezahlung einer Leistung. Die Annahme dabei ist, dass die Anbieter unabhängig vom Vergütungssystem ihre eigenen Kosten bei der Gebotsabgabe einstellen und im Falle eines Zuschlags bzw. Abrufs eine entsprechende kostenbasierte Vergütung erhalten.¹⁷²

In der Realität ist allerdings davon auszugehen, dass Anbieter ihre Gebotsstrategie in Abhängigkeit des Zuschlags- und Vergütungssystems anpassen. Dieses wird zunächst für ein einfaches Beispiel erläutert, bei dem im Rahmen einer Ausschreibung durch die Anbieter eine Menge und ein Preis bei der Gebotsabgabe festzulegen ist und der Zuschlag auf Basis des Preisgebots erfolgt.

Bei einem ‚pay as bid‘-Verfahren werden Anbieter ein Preisgebot abgeben, das auf der einen Seite die Zuschlagswahrscheinlichkeit und auf der anderen Seite den Deckungsbeitrag bei Zuschlag berücksichtigt. Die Anbieter werden versuchen mit ihrem Preisgebot den Erwartungswert des Deckungsbeitrags zu maximieren. Unter der Annahme vollkommener Information der Marktteilnehmer (über die Kosten der anderen Anbieter) und vollkommenen Wettbewerbs bieten alle Anbieter einen Preis, der marginal unterhalb der Kosten des sog. extramarginalen Anbieters liegt, wenn ihre eigenen Kosten unterhalb von diesen Kosten liegen. Der extramarginale Anbieter entspricht dem Anbieter, der gerade nicht mehr zur Deckung des (ausgeschriebenen) Bedarfs erforderlich ist.

Haben die Anbieter unvollkommene Information über die Kosten der anderen Anbieter, müssen sie die Kosten und das Angebot sowie die Gebotspreise der anderen Anbieter auf dem Markt abschätzen. Jeder einzelne wird insbesondere versuchen, die Kosten des extramarginalen Anbieters abzuschätzen und sich mit seinem eigenen Preisgebot möglichst knapp unterhalb der Kosten bzw. des Gebots dieses Anbieters zu befinden. Dabei wird jeder Anbieter berücksichtigen, dass seine Zuschlagswahrscheinlichkeit mit einer Erhöhung seines Preisgebots abnimmt.

¹⁷² Wenn diese Annahme richtig wäre, würde man Anbietern bei einer Vergütung mit dem Gebotspreis des Grenz-anbieters (sog. ‚marginal pricing‘ bzw. ‚pay as cleared‘) mehr bezahlen, so dass die Beschaffungskosten steigen würden.

In der Tendenz führt dieses Vorgehen („Rate die Kosten bzw. den Gebotspreis des Grenzanbieters unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die Zuschlagswahrscheinlichkeit“) mit steigenden Informationsdefiziten zu zunehmenden Ineffizienzen, weil nicht mehr die Anbieter mit den geringsten Kosten zwangsläufig einen Zuschlag erhalten. Zugleich erhalten in der Tendenz die Anbieter mit den besten Informationen über den Markt und die Kosten der anderen Anbieter einen Zuschlag und haben dadurch einen Wettbewerbsvorteil, was zu einer impliziten Wettbewerbsdiskriminierung von Anbietern mit geringen Angebotsleistungen führt. Einerseits fallen Informationskosten bei Anbietern mit einer hohen Angebotsleistung in vergleichbarem Umfang an und stellen somit Fixkosten unabhängig von der Angebotsleistung dar.¹⁷³ Die spezifischen Informationskosten sind bei Anbietern mit einer hohen Angebotsleistung somit geringer. Andererseits haben Anbieter mit einer hohen Angebotsleistung bessere Möglichkeiten durch unterschiedliche Gebotsstrategien für jeweils einen Teil ihrer Angebotsleistung höhere Deckungsbeiträge zu erzielen.

Die vorherigen Ausführungen an einem einfachen Beispiel haben gezeigt, dass ein Vergütungssystem auf Basis ‚pay as bid‘ – insbesondere bei erheblichen Unsicherheiten über die jeweiligen Kosten der anderen Anbieter – dazu führen kann, dass sich erhebliche Ineffizienzen ergeben und ein transparenter sowie diskriminierungsfreier Wettbewerb eingeschränkt wird.

Auf den Märkten für SRL und MR ist die Komplexität bei der Angebotserstellung nochmals deutlich höher, weil neben einem Leistungspreisgebot ein Arbeitspreisgebot von den Anbietern abzugeben ist und die Abrufmenge nicht ex ante, d. h. bei der Gebotsabgabe, bekannt ist. Zusätzlich müssen Anbieter bei ihrer Gebotsabgabe berücksichtigen, dass sie nur Deckungsbeiträge durch Abrufe von Regelleistung erwirtschaften können, wenn sie einen Zuschlag auf dem Leistungsmarkt erhalten haben. Für Anbieter ergibt sich ein zweistufiges Entscheidungsproblem unter Unsicherheit:

- In einem ersten Schritt müssen sie ein optimales Arbeitspreisgebot festlegen, wenn sie ihre Erlösmöglichkeiten maximieren wollen. Bei einer Vergütung nach ‚pay as bid‘ müssen sie dabei den ‚trade off‘ zwischen Deckungsbeitrag bei Abruf und Abrufwahrscheinlichkeit berücksichtigen. Bei einem höheren Arbeitspreisgebot steigen ihre Erlöse im Fall eines Abrufs, bei einem geringeren Arbeitspreisgebot steigt die Abrufwahrscheinlichkeit. Neben ihren eigenen Kosten im Falle eines Abrufs ist eine Abschätzung der Abrufkosten aller anderen Anbieter (nicht nur des Grenzanbieters), die einen Zuschlag auf dem Leistungsmarkt erhalten (werden), erforderlich, weil sich unterschiedliche Abrufniveaus ergeben können. Darüber hinaus müssen Anbieter die Eintrittswahrscheinlichkeit der unterschiedlichen Abrufniveaus abschätzen. Somit sind die Informationsanforderungen für Anbieter bereits bei der Bestimmung eines rationalen Arbeitspreisgebots erheblich.
- In einem zweiten Schritt müssen sie ein optimales Leistungspreisgebot festlegen. Neben ihren eigenen Kosten im Falle eines Zuschlags müssen sie dabei ihre abgeschätzten Erlösmöglichkeiten auf dem Abrufmarkt (im Erwartungswert) berücksichtigen, weil sie diese Erlöse nur bei einem Zuschlag auf dem Leistungsmarkt realisieren können. Entsprechende Abschätzungen der Kosten der Leistungsvorhaltung unter Berücksichti-

¹⁷³ Ggf. sind die absoluten Informationskosten bei Anbietern mit einer hohen Angebotsleistung und einem diversifizierten Angebotsportfolio sogar geringer, weil sie durch Kenntnis der Kosten ihrer eigenen Angebotsoptionen Rückschlüsse auf die Angebotsoptionen der Anbieter ziehen können.

gung der jeweiligen Erlösmöglichkeiten auf dem Abrufmarkt müssen sie für alle anderen Anbieter vornehmen, um die Kosten bzw. das Leistungspreisgebot des Grenzanbieters (auf dem Leistungsmarkt) abschätzen zu können. Unter Berücksichtigung von Unsicherheiten müssen sie abschließend ein Leistungspreisgebot bestimmen, das unter Berücksichtigung der Zuschlagswahrscheinlichkeit und des Deckungsbeitrags auf dem Leistungs- und Abrufmarkt im Erwartungswert ihren gesamten Deckungsbeitrag maximiert.

Die Ausführungen zeigen, dass für ein rationales Gebotsverhalten von Anbietern auf dem realen Regelleistungsmarkt umfangreiche Informationen erforderlich sind und die Entwicklung einer geeigneten Gebotsstrategie äußerst komplex ist. Die Unsicherheiten über die notwendigen Informationen für die Festlegung rationaler Leistungs- und Arbeitspreisgebote sind dabei erheblich und nehmen unter Berücksichtigung von Kosten für eine Absicherung, Schwankungen der Strompreise auf dem Großhandelsmarkt innerhalb der Gebotszeitscheiben und Unsicherheiten über die sich realisierenden Preise auf dem Großhandelsmarkt in der Gebotsperiode aufgrund von langen Vorlaufzeiten zwischen Gebotsabgabe und Lieferzeitraum weiter zu.

Somit sind die für das einfache Beispiel dargestellten Auswirkungen einer Vergütung auf Basis ‚pay as bid‘ für den Regelleistungsmarkt von erheblicher Relevanz:

- Die Vergütung nach ‚pay as bid‘ führt zu erheblichen Ineffizienzen mit der Konsequenz einer Erhöhung der Kosten für die Vorhaltung und des Abrufs von Regelleistung.
- Die Vergütung nach ‚pay as bid‘ führt zu einer erheblichen Intransparenz und einer Diskriminierung von Anbietern mit geringen Angebotsleistungen, die die Informationskosten für die Abgabe von rationalen Geboten nur auf eine geringe Angebotsmenge umlegen können.

Aufgrund der hohen Komplexität und der erheblichen Informationsanforderungen kann die Vergütung nach ‚pay as bid‘ auf dem Regelleistungsmarkt – insbesondere bei SRL und MR – de facto auch als eine Markteintrittsbarriere für neue Anbieter angesehen werden, weil eine „einfache“ Abschätzung von Erlösmöglichkeiten auf diesen Märkten nur eingeschränkt möglich ist.

5.4.2.3 Präqualifikationsbedingungen

Die Präqualifikationskriterien sind aktuell, wie bereits zuvor beschrieben, auf die Präqualifikation von einzelnen technischen Einheiten ausgelegt.¹⁷⁴ Die Möglichkeit der Poolung von technischen Einheiten dient im Wesentlichen der Erreichung der Mindestangebotsgröße für eine Teilnahme an den Ausschreibungen.

Somit müssen die technischen Einheiten die jeweiligen Präqualifikationsanforderungen für die unterschiedlichen Regelleistungsqualitäten in der Regel einzeln erfüllen können. Dadurch werden kostengünstige Optionen zur Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung, die erst durch eine Kombination von mehreren technischen Einheiten andere Anforderungen erfüllen können, ggf. ‚ex-ante‘ von der Teilnahme an den entsprechenden Ausschreibungen ausge-

¹⁷⁴ Eine technische Einheit kann dabei alle an den selben Netzanschlusspunkt angeschlossenen Erzeugungseinheiten, Speicher und Lasten umfassen.

geschlossen. Dies kann zu Ineffizienzen bei der Beschaffung und dem Abruf von Regeleistung und damit zu höheren Kosten dieser Systemdienstleistung führen. Zudem wird die Liquidität der Regeleistungsmärkte unterschiedlicher Qualitäten insbesondere in Zeiten mit niedriger Residuallast, in denen nur wenige konventionelle Erzeugungsanlagen am Netz sind, ggf. eingeschränkt.

Auch bei einer möglichen zukünftigen Integration von Windenergie- und PV-Anlagen können die aktuellen Präqualifikationsanforderungen, die auf einzelne technische Einheiten ausgerichtet sind, ggf. ein Hemmnis darstellen. Gerade bei diesen Anlagen ist davon auszugehen, dass sie nur durch eine Poolung bereits bei der Präqualifikation Anforderungen an Verfügbarkeiten erfüllen können.

5.4.2.4 Dimensionierung der Regelleistung

Aktuell wird der Bedarf an Sekundärregelleistung und Minutenreserve, wie bereits zuvor beschrieben, quartalsweise festgelegt. Dadurch wird z. B. unabhängig von zu erwartenden Prognosefehlern der Einspeisung von Windenergie und PV eine identische Leistung vorgehalten. Bereits am Vortag können in der Praxis jedoch mögliche Prognosefehler der Einspeisung von Windenergie und PV, die durch Regelleistung ausgeglichen werden müssen, unter Berücksichtigung der jeweiligen Einspeiseprognose eingegrenzt werden. Je nach prognostiziertem Einspeiseniveau sind unterschiedliche Verteilungen der Prognosefehler zu erwarten. In vereinfachter Weise kann die Abhängigkeit zwischen Prognose der Einspeisung und Prognosefehler durch die beiden theoretischen Extremfälle einer Einspeiseprognose von 0 MW und einer Einspeiseprognose in Höhe der installierten Leistung verdeutlicht werden:

- Bei einer Einspeiseprognose von Windenergie- und PV-Anlagen von 0 MW kann die Prognose die tatsächliche Einspeisung nicht unterschätzen. D. h. eine Unterdeckung von Bilanzkreisen aufgrund von Prognosefehlern bei Windenergie und PV kann de facto ausgeschlossen werden. In solchen Situationen wird beim heutigen Dimensionierungsverfahren damit in Summe zu viel positive Regelleistung vorgehalten, wenn ein konstantes Defizitniveau erreicht werden soll.
- Bei einer Einspeiseprognose von Windenergie- und PV-Anlagen in Höhe der installierten Leistung von Windenergie- und PV-Anlagen kann die Prognose die tatsächliche Einspeisung nicht überschätzen. D. h. eine Überdeckung von Bilanzkreisen aufgrund von Prognosefehlern bei Windenergie und PV kann de facto ausgeschlossen werden. In solchen Situationen wird beim heutigen Dimensionierungsverfahren damit in Summe zu viel negative Regelleistung vorgehalten, wenn ein konstantes Defizitniveau erreicht werden soll.

Grundsätzlich gelten diese Zusammenhänge auch bei in der Praxis vorkommenden Prognosen des Einspeiseniveaus zwischen 0 MW und der installierten Leistung. Bei einer geringen prognostizierten Einspeisung sind mögliche Unterdeckungen aufgrund von Prognosefehlern maximal auf die prognostizierte Einspeisung und bei einer hohen prognostizierten Einspeisung sind mögliche Überdeckungen aufgrund von Prognosefehlern maximal auf die Differenz zwischen prognostizierter Einspeisung und installierter Leistung begrenzt.

Vor diesem Hintergrund ist das heutige Dimensionierungsverfahren und die Festlegung eines konstanten Regelleistungsbedarfs für ein Quartal ggf. mit Effizienzeinbußen bei der Beschaffung von Regelleistung verbunden und erhöht ggf. ebenfalls die durch die Vorhaltung von Re-

gelleistung induzierte ‚must run‘-Erzeugung des konventionellen Kraftwerksparks in besonders relevanten Überschusssituationen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in einem zukünftigen System mit sehr hohen Anteilen FEE insbesondere die Vorhaltung von negativer Regelleistung aus konventionellen Kraftwerken bei Situationen mit sehr hoher Einspeisung aus FEE (und geringer Last) sowie die Vorhaltung von positiver Regelleistung aus konventionellen Kraftwerken in Situationen mit sehr geringer Einspeisung (und hoher Last) potenziell die höchsten Kosten verursachen. Insbesondere in erstgenannter Situation kann die alternative Bereitstellung negativer Regelleistung durch FEE-Anlagen potenziell die Kosten verringern und zugleich die erforderliche Mindesterzeugung in Summe über alle konventionellen Kraftwerke reduzieren.

5.4.3 Anpassungsoptionen

Vor dem Hintergrund der weiteren Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung und den damit einhergehenden Veränderung der Anforderungen an das Stromversorgungssystem, können weitere Anpassungen der regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen der Regelleistungsmärkte einen sinnvollen Beitrag leisten. Insbesondere aufgrund der Zunahme von Situationen, in denen bei geringer Last und hoher Einspeisung von EE konventionelle Kraftwerke für die Deckung der Stromnachfrage nicht oder nur in geringem Umfang benötigt werden und bei hoher Last und geringer Einspeisung von EE entweder konventionelle Kraftwerke oder Flexibilitätsoptionen in erheblichen Umfang benötigt werden, erscheinen Anpassungen sinnvoll.

Dieses gilt vor allem hinsichtlich des weiteren Abbaus von Markteintrittsbarrieren sowie der Schaffung eines transparenten und diskriminierungsfreien Wettbewerbs unter Einbeziehung von flexiblen Verbrauchslasten, Speichertechnologien und EE-Anlagen als Angebotsoptionen für die unterschiedlichen Segmente des Regelleistungsmarktes. Entsprechende Anpassungen verfolgen das Ziel, die Kosten der Regelleistungsvorhaltung und des Regelleistungsabrufs auch zukünftig zu begrenzen, potenzielle Angebotsoptionen in vollem Umfang und effizient zu nutzen sowie in der Konsequenz potenzielle ‚must run‘-Erzeugung von konventionellen Kraftwerken zu vermindern.

Das Grünbuch des BMWi stellt dabei zum Beispiel auf Basis von Vorschlägen von Experten und Marktakteuren folgende Anpassungen zur Diskussion:

- Weitere Verkürzung von Produktlänge und Vorlaufzeiten: Insbesondere sollen Sekundärregelleistung und Minutenreserve kalendertäglich ausgeschrieben werden.
- Die Schaffung eines kurzfristigen Regularbeitsmarkt oder eines Sekundärmarktes für die Bereitstellung von Regelleistung als Alternative oder Ergänzung zur Verkürzung der Produktlängen und Vorlaufzeiten.
- Separate Ausschreibung von positiver und negativer Primärregelleistung.
- Anpassung der Präqualifikationsbedingungen, damit insbesondere Windenergieanlagen in Zukunft negative Regelleistung bereitstellen können.

Darüber hinaus wird im Grünbuch eine Anpassung des Dimensionierungsverfahrens angedacht, so dass die Höhe der Vorhaltung auf Basis von Prognosen zur Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie kurzfristig angepasst wird (adaptive Bedarfsdimensionierung).

In weiteren wissenschaftlichen Studien zur Ausgestaltung des Regelleistungsmarktes werden sowohl die bereits genannten als auch ergänzende Anpassungsmöglichkeiten diskutiert:

- Zuschlags- und Vergütungsregeln auf dem Regelleistungsmarkt werden als ein potenzielles Hemmnis für Transparenz und Wettbewerb diskutiert. So wird das aktuelle System eines ‚pay as bid‘ hinsichtlich seiner Nachteile bezüglich der Ausübung von Marktmacht, für ein ‚level playing field‘ zwischen Anbietern mit großen präqualifizierten, diversifizierten Portfolien und Anbietern mit kleinen, wenig diversifizierten Portfolien sowie Intransparenz und potenziellen Ineffizienzen kritisiert.¹⁷⁵ Insbesondere beim Abruf wird die Einführung eines Vergütungssystems auf Basis ‚pay as cleared‘ empfohlen.
- des NRV-Saldo über das Ausgleichsenergiesystem wird als Grund dafür diskutiert, dass Marktteilnehmer unzureichende Anreize haben, ihre Abweichungen zwischen Fahrplananmeldungen und realisierten Fahrplänen aktiv auszugleichen. Dies verursacht einen ineffizient hohen Regelleistungsabruf und resultiert in einer ineffizient hohen notwendigen Regelleistungsvorhaltung. Zur Stärkung dieses Anreizes wird eine verursachungsorientierte Umlage der Kosten der Vorhaltung von Regelleistung zusätzlich zu den Kosten des Regelleistungsabrufs zur Diskussion gestellt.¹⁷⁶

Im Folgenden diskutieren und konkretisieren wir im Rahmen dieser Studie eine Verringerung der Gebotszeitscheiben, der Dauer der Vorlaufzeiten sowie die Abrechnung bzw. Vergütung der erfolgreichen Anbieter auf Basis ‚pay as cleared‘.

5.4.3.1 Vermeidung von Ineffizienzen durch lange Gebotszeitscheiben und lange Vorlaufzeiten

Die Auswirkungen von Ineffizienzen durch lange Gebotszeitscheiben und lange Vorlaufzeiten lassen sich grundsätzlich in einfacher Weise durch Anpassungen der jeweiligen Dauer der Gebotszeitscheiben und des jeweiligen Ausschreibungszeitpunktes für die unterschiedlichen Regelleistungsqualitäten abschwächen. Hierbei sind Vor- und eventuelle Nachteile für unterschiedliche Akteure abzuwägen. Bereits in der Konsultation zur Festlegung der Rahmenbedingungen der Ausschreibungen durch die Bundesnetzagentur wurden Verkürzungen der Gebotszeitscheiben sowie für PRL und SRL eine tägliche Ausschreibung von Marktteilnehmern, Verbänden und weiteren Akteuren gefordert:¹⁷⁷

- Eine tägliche Ausschreibung für den Folgetag bei PRL und SRL kann Unsicherheiten über sich realisierende Preise am Großhandelsmarkt sowie über Verfügbarkeiten von technischen Einheiten erheblich verringern und somit sowohl Markteintrittsbarrieren und Wettbewerbsverzerrungen weiter reduzieren als auch die individuellen Kosten und Risiken für die einzelnen Anbieter verringern. Auch bei MR kann eine kalendertägliche Ausschreibung für den Folgetag an allen Tagen, d. h. auch eine Durchführung von

¹⁷⁵ Vgl. z. B. Müsgens, F. / Ockenfels, A. und Peek, M. (2014) und Heim, S. und Götz, G (2013).

¹⁷⁶ Vgl. Lienert, M., Mock, T. und Peek, M. (2005). Im Rahmen dieser Studie wird ebenfalls ein Vorschlag zur Ausgestaltung des Ausgleichsenergiesystem entwickelt, der Anreize für Abweichungen zwischen Fahrplananmeldungen und realisierten Fahrplänen stärkt und somit den Abruf von Regelleistung und mittelfristig die erforderliche Vorhaltung von Regelleistung verringert.

¹⁷⁷ Vgl. BNetzA (2011).

Ausschreibungen an Samstagen und Sonntagen sowie an Feiertagen, vergleichbare Wirkungen entfalten. Bei einer Einführung von täglichen Ausschreibungen für den Folgetag kann davon ausgegangen werden, dass die Beschaffungskosten für die Regelleistungsvorhaltung in Summe sinken und andererseits die Effizienz steigt. Darüber hinaus kann als positiver Nebeneffekt ‚must run‘-Erzeugung von konventionellen Kraftwerken zur Bereitstellung von Regelleistung in der Tendenz reduziert werden. Bei einer täglichen Beschaffung der Regelleistung für den Folgetag sind fundamentale Informationen – insbesondere zur Einspeisung aus FEE sowie zur erwarteten Last – verfügbar, so dass alternative Angebotsoptionen, wie z. B. FEE-Anlagen und flexible Lasten in relevanten Situationen (insbesondere Überschusssituationen) wettbewerbsfähig werden und ggf. eine effizientere Bereitstellung von Regelleistung gewährleisten können. Eine tägliche Ausschreibung für den Folgetag an allen Tagen der Woche stellt zudem de facto eine notwendige Voraussetzung für eine Teilnahmemöglichkeit von Windenergie- und PV-Anlagen bei allen Regelleistungsqualitäten dar.

- Mit einer täglichen Ausschreibung bei PRL und SRL wäre zugleich die Notwendigkeit einer Verkürzung der Gebotszeitscheiben auf maximal einen Tag bei PRL und tägliche HT- und NT-Zeitscheiben zwangsläufig erforderlich. Die Preisvolatilitäten innerhalb eines Tages, innerhalb von täglichen HT- / NT-Zeitscheiben, aber auch innerhalb von 4-Stunden-Zeitscheiben sind allerdings immer noch erheblich und werden mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien weiter zunehmen. In der mittel- und langfristigen Perspektive kann daher eine Ausschreibung von stündlichen Gebotszeitscheiben bei allen Regelleistungsqualitäten sowohl einen wesentlichen Beitrag zur Verringerung von Markteintrittsbarrieren und Wettbewerbsverzerrungen leisten, als auch die individuellen Kosten und Risiken für die einzelnen Anbieter weiter reduzieren. In der Konsequenz ergeben sich positive Auswirkungen auf die Beschaffungskosten für die Regelleistungsvorhaltung in Summe, die Effizienz und die durch Vorhaltung von Regelleistung durch konventionellen Kraftwerke verursachte ‚must run‘-Erzeugung kann reduziert werden. Zugleich kann eine Verkürzung der Gebotszeitscheiben insbesondere bei PRL und SRL das potenzielle Angebot erhöhen, weil auch Anbieter, bei denen in einzelnen Stunden (technische) Restriktionen und in anderen Stunden keine oder geringere (technische) Restriktionen für die Vorhaltung gegeben sind, mit jeweils der in den Stunden möglichen maximalen Leistung in den Markt bieten können.
- Bei einer Verkürzung der Gebotszeitscheiben auf eine oder wenige Stunden müssen Vor- und Nachteile abgewogen werden. Während für einige Anbieter stündliche Gebotszeitscheiben erhebliche Vorteile haben, kann eine Verkürzung von Gebotszeitscheiben für einige Anbieter auch mit Nachteilen verbunden sein. So können insbesondere bei Erzeugungsanlagen mit An- und Abfahrkosten Zuschläge für nur eine Stunde zu Kostenrisiken oder Unwirtschaftlichkeit führen.¹⁷⁸ Eine Möglichkeit ist in diesem Bereich, dass auch in einer Ausschreibung mit stündlichen Gebotszeitscheiben die Abgabe von Blockgeboten gegeben ist, die nur über den gesamten Zeitraum bezuschlagt werden können.

¹⁷⁸ So kann eine Bezuschlagung einzelner und ggf. nicht zusammenhängender Stundenblöcke insbesondere für Anlagen mit langen An- und Abfahrzeiten oder hohen An- und Abfahrkosten eine Markteintrittsbarriere darstellen.

- Sowohl eine tägliche Ausschreibung für den jeweiligen Folgetag als auch eine Verkürzung der Gebotszeitscheiben auf jeweils eine Stunde dürfte für die operativen Prozesse beim Abruf der Regelleistung keine große Herausforderung darstellen. Bereits heute können die technischen Einheiten, die die Regelleistung jeweils erbringen, zu jeder Viertelstunde von den Anbietern im Rahmen der Poolung verändert werden. Ebenfalls halten wir den Zusatzaufwand für potenzielle Anbieter für gering. Bereits heute nehmen viele Anbieter von Regelleistung auch am ‚day ahead‘- und intraday-Handel der Börse an Feiertagen und an Wochenenden teil. Die Entscheidungen aus welchen Anlagen eines Poolbetreibers in einzelnen Stunden / Situationen Regelleistung vorgehalten und abgerufen wird, sind weitgehend automatisiert.
- Bei einer täglichen Ausschreibung für den jeweiligen Folgetag bei allen Regelleistungsqualitäten ist zu beachten, dass die Liquidität der einzelnen Märkte nicht reduziert wird. Dazu bietet es sich an, die Ausschreibungen so zu staffeln, dass zunächst PRL, dann SRL und am Schluss MR ausgeschrieben wird, wobei vor der jeweils nächsten Ausschreibung die ÜNB die Anbieter über einen Zuschlag informiert haben müssen. Dadurch dürfte sich die Liquidität in den einzelnen Märkten nicht verringern. Eine Alternative stellt eine gemeinsame Ausschreibung dar, bei der die Anbieter bedingte und komplexe Gebote abgeben können und die ÜNB auf Basis einer Minimierung der gesamten Kosten für Regelleistungsvorhaltung ihre Zuschlagsentscheidungen treffen.¹⁷⁹
- Auch das potenzielle Risiko von fehlenden Nachsteuerungsmöglichkeiten bei täglichen Ausschreibungen für den Fall einer unzureichenden Angebotsmenge zur Deckung des Bedarfs, das bei der Festlegung von der Bundesnetzagentur als zentrales Argument gegen eine tägliche Ausschreibung von PRL und SRL bei den damaligen Festlegungen der aktuellen Ausschreibungsbedingungen gesehen wurde, ist vor dem Hintergrund der Entwicklung der Angebotsliquidität als gering anzusehen. Tägliche Ausschreibungen dürften die potenzielle Angebotsleistung und Teilnahmemöglichkeiten weiter erhöhen.

Wir empfehlen als mittelfristiges Zielmodell für alle drei Regelleistungsqualitäten eine tägliche Ausschreibung für den Folgetag bei einer mittel- und langfristigen Verkürzung der Gebotszeitscheiben auf eine Stunde ggf. mit der Möglichkeit der Abgabe von Blockgeboten anzustreben. Ein schrittweises Vorgehen erscheint uns dabei zielführend. Die Notwendigkeit sowie Vor- und Nachteile von Blockgeboten über mehrere Stunden sollten mit (potenziellen) Anbietern im Rahmen eines Konsultationsverfahrens erörtert werden. Dabei sollten Möglichkeiten sowie Vor- und Nachteile einer gemeinsamen Ausschreibung für alle drei Regelleistungsqualitäten weiter geprüft werden. Sollte eine gemeinsame Ausschreibung mit bedingten Geboten als zu komplex angesehen werden, empfehlen wir zunächst die Ausschreibung für PRL durchzuführen. Nach der Zuschlagsentscheidung für PRL sollte die Ausschreibung für SRL durchgeführt werden, bevor nach der Zuschlagsentscheidung für SRL die Ausschreibung für MR durchgeführt werden. Die Zuschlagsentscheidungen sollten den Marktteilnehmern mit ausreichend zeitlichem Vorlauf vor der ‚day ahead‘-Auktion der EPEX Spot (um 12 Uhr) bekannt sein. Als nächste

¹⁷⁹ Diese Option kann erhebliche Effizienzgewinne und Kostenreduktionen ermöglichen. So sind z. B. die durchschnittlichen Kosten eines extramarginalen konventionellen Kraftwerks, das mehrere Regelleistungsqualitäten aus dem laufenden Betrieb gemeinsam bereitstellt, deutlich geringer, als wenn es nur eine Regelleistungsqualität bereitstellt. Die Verluste bei der Vermarktung der erzeugten Energie in Teillast kann auf eine größere Leistung umgelegt werden. Bei sukzessiven bzw. separaten Zuschlagsentscheidungen besteht das Risiko für einen Anbieter nur in einer der Ausschreibungen einen Zuschlag zu erhalten.

Schritte empfehlen wir eine Konsultation und die anschließende kurzfristige Umsetzung von folgenden Eckpunkten:

- Differenzierung der Gebotszeitscheiben für PRL nach täglichen HT- / NT-Perioden. Dabei sollte zugleich erwogen werden, neben symmetrischen Geboten auch getrennte Gebote für positive und negative PRL zuzulassen.¹⁸⁰
- Tägliche Ausschreibung von SRL bei Zeitscheiben mit einer Dauer von vier Stunden. Die tägliche Ausschreibung sollte dabei vor der Ausschreibung der MR stattfinden und die Zuschlagsentscheidung für SRL zum Zeitpunkt der Ausschreibung für MR den Anbietern bekannt sein. Als Alternative sollte die Schaffung eines Sekundärmarktes für SRL (siehe unten) erwogen werden.
- Blockgeboten.

Als Alternative oder Ergänzung zur Umstellung der Ausschreibungsfrequenz und einer Verkürzung der Gebotszeitscheiben zur Vermeidung von Ineffizienzen werden aktuell ein ergänzender reiner Arbeitsmarkt für Regelernergie und ein Sekundärmarkt für Regelleistung diskutiert:

- Bei einem ergänzenden reinen Arbeitsmarkt für Regelernergie können Anbieter, die keinen Zuschlag bei der Ausschreibung erhalten haben oder nicht an der Ausschreibung teilgenommen haben, den ÜNB zusätzliche Angebotsleistung zur Verfügung stellen. Diese werden unter Berücksichtigung der Höhe der Arbeitspreisgebote beim Abruf von Regelleistung gemeinsam mit den bezuschlagten Anbietern berücksichtigt. Im Falle eines Abrufs erhalten diese Anbieter ausschließlich den Arbeitspreis. Durch die Gebote auf dem reinen Arbeitsmarkt für Regelernergie steht zusätzliche Regelleistung zur Verfügung. Eine gleichzeitige Verringerung der ausgeschriebenen Leistung in der jeweiligen vorherigen Auktion ist dabei nicht vorgesehen, weil die zusätzlich beschaffte Leistung auf dem Arbeitsmarkt nicht als ex ante ausreichend gesichert verfügbar angesehen werden kann.
- Beim Sekundärmarkt für Regelleistung können in der Ausschreibung bezuschlagte Anbieter nach der Ausschreibung von anderen nicht bezuschlagten Anbietern Angebotsleistung kaufen und ihre Lieferverpflichtung gegenüber dem ÜNB erfüllen.

Beide Alternativen sind mögliche Optionen, die allerdings eine Anpassung von Ausschreibungsfrequenzen und eine Verkürzung von Gebotszeitscheiben aus unserer Sicht nur eingeschränkt ersetzen können, sondern allenfalls als Übergangsoptionen sinnvoll ergänzen können.

Grundsätzlich kann ein reiner Arbeitsmarkt für Regelernergie die Effizienz beim Abruf von Regelleistung erhöhen und insbesondere ein erster Schritt zur Integration von Windenergie- und PV-Anlagen in den Regelleistungsmarkt sein. Bei einem ergänzenden reinen Arbeitsmarkt ist allerdings abzuwägen, wann der späteste Zeitpunkt zur Gebotsabgabe ist. Bei einem Zeitpunkt nach Schluss der ‚day ahead‘-Auktion an der EPEX besteht das Risiko, dass die Liquidität des intraday-Marktes, auf dem die Marktteilnehmer ihre individuellen Abweichungen der Fahrpläne

¹⁸⁰ Parallele Gebotsmöglichkeiten von gekoppelten und getrennten Geboten macht eine Vergütung nach ‚pay as bid‘ für Vorhaltung von Regelleistung erforderlich.

nen ausregeln (sollen), sinkt. Bei einem Zeitpunkt vor der ‚day ahead‘-Auktion wird die Liquidität am ‚day ahead‘-Markt und am ‚intraday‘-Markt potenziell verringert, weil zusätzliche Regelleistung vorgehalten wird. Somit ist ein reiner Arbeitsmarkt für Regelenergie vorrangig eine Möglichkeit bei einem Marktdesign ohne tägliche Ausschreibungen für den Folgetag, Effizienzgewinne beim Abruf von Regelleistung zu ermöglichen. Zugleich ist aber fraglich, ob die Effizienzgewinne beim Abruf von Regelleistung tatsächlich die potenziellen Effizienzverluste durch zusätzliche Regelleistungsvorhaltung mit der Folge einer Verringerung der Liquidität auf dem ‚day ahead‘- und oder ‚intraday‘-Markt kompensieren können. ‚must run‘-Erzeugung von konventionellen Kraftwerken durch die Vorhaltung von Regelleistung kann nicht reduziert werden, weil die Vorhaltung von Regelleistung durch die Anbieter auf dem reinen Arbeitsmarkt für Regelenergie erhöht wird und nicht die ausgeschriebene Leistung in den Ausschreibungen mit Leistungspreisvergütung substituiert. Ein ergänzender reiner Arbeitsmarkt für Regelenergie ist somit nicht in der Lage die Vorteile einer Verkürzung der Vorlaufzeiten und Verkürzung der Gebotszeitscheiben zu ermöglichen.

Ein Sekundärmarkt für Regelleistung führt zu einer zusätzlichen Flexibilität für Anbieter, aus welchen technischen Einheiten Regelleistung vorgehalten und abgerufen wird. Bereits heute haben Anbieter die Möglichkeit innerhalb ihres Pools kurzfristig die technischen Einheiten zu wählen, mit denen sie ihre Verpflichtungen erfüllen. Über die Möglichkeit der gegenseitigen Absicherung können Anbieter bei Ausfällen ihrer eigenen technischen Einheiten ebenfalls bereits heute auf technische Einheiten anderer Pools zurückzugreifen, wenn technische Einheiten ausfallen. Da konkrete Vorschläge zur Ausgestaltung nicht vorliegen, ist eine abschließende Bewertung nicht möglich. Einerseits erscheint der Vorschlag gegenüber der heutigen Ausgestaltung der Rahmenbedingungen nur eine geringfügige Verbesserung, weil durch Zusammenlegung von Pools bereits entsprechende Möglichkeiten gegeben sind. Andererseits besteht die Gefahr eine mittel- und langfristig vorteilhafte Verkürzung der Vorlaufzeiten und Verkürzung von Gebotszeitscheiben zu behindern. Ein möglicher Nutzen ist einem solchen Sekundärmarkt insofern zuzusprechen, als dass dieser etwaige Bedenken (insbesondere der ÜNB) bezüglich eines nicht ausreichenden Angebots bei einer kalendertäglichen Beschaffung von Regelleistung ausräumen kann. So könnte in einer Übergangsphase eine wöchentliche Primärauktion die Bezuschlagung von ausreichend Regelleistung gewährleisten. Im Rahmen von kalendertäglichen Sekundärauktionen könnte eine Reallokation der Vorhaltung der Regelleistung erfolgen. Entweder kann diese Reallokation über eine freiwillige Anmeldung der bezuschlagten Gebote zum Wiederverkauf bei der ebenfalls zentralen Sekundärauktion oder über eine Verpflichtung zur Gebotsabgabe in der täglichen Sekundärauktion gegen die Zahlung einer Prämie (sog. ‚Market-Maker‘) erfolgen. Die in der Primärauktion ausgeschriebene Menge kann bei ausreichend Liquidität in der Sekundärauktion sukzessive reduziert werden, so dass nach einer Übergangsphase ggf. vollständig auf eine kalendertägliche Auktion umgestellt werden kann.

5.4.3.2 Vergütung des Abrufs von Regelleistung auf Basis ‚pay as cleared‘

Die mit einem ‚pay as bid‘-Vergütungssystem – insbesondere bei der Vergütung des Regelleistungsabrufs – verbundenen Ineffizienzen, Wettbewerbsverzerrungen und Markteintrittsbarrieren, können durch einen Übergang zu einem sog. ‚pay as cleared‘ in einfacher Weise gemindert werden.

Bei einem ‚pay as cleared‘-Vergütungssystem für den Abruf von Regelleistung haben die Anbieter bei einer hohen Wettbewerbsintensität, die aktuell auf den Regelleistungsmärkten unterstellt werden kann, Anreize als Arbeitspreisgebot ihre eigenen Kosten eines Abrufs abzugeben. Die Informationsanforderungen für die Abgabe rationaler Arbeitspreisgebote sinken erheblich.

Im Unterschied zu einem Vergütungssystem mit ‚pay as bid‘ hängt ihr Deckungsbeitrag im Falle eines Abrufs nicht mehr vom eigenen Arbeitspreisgebot ab und sie können zugleich ihre Abrufwahrscheinlichkeit in Situationen, mit einem Preis über ihren eigenen Kosten, maximieren. Dadurch wird ein effizienter Einsatz der bezuschlagten Anbieter im Gegensatz zur ‚pay as bid‘-Vergütung gewährleistet. In der Tendenz können dadurch auch die Vergütungszahlungen der ÜNB für den Abruf von Regelleistung – insbesondere in Situationen mit einem geringen Abrufniveau – verringert werden.

Eine Zunahme der gesamten Vergütungszahlungen der ÜNB wird zugleich durch eine Berücksichtigung der zu erwartenden Erlöse der Anbieter durch Abrufe von Regelleistung bei der Wahl des Leistungspreisgebots verhindert. Insbesondere für Anbieter mit geringen Kosten beim Abruf erhöhen sich die zu erwartenden Erlösmöglichkeiten beim Abruf, so dass sich ihre (minimalen) Leistungspreisgebote¹⁸¹ verringern und bei der Zuschlagsentscheidung die Kosten des zu erwartenden Abrufs effizienter berücksichtigt werden. Die Komplexität und der Informationsbedarf für Anbieter für ein rationales Leistungspreisgebot kann durch eine ‚pay as cleared‘-Vergütung auf dem Abrufmarkt allerdings nur reduziert, aber nicht beseitigt werden. Zur Ermittlung des Erwartungswerts der Erlöse auf dem Abrufmarkt muss der Anbieter weiterhin über Informationen bzw. Erwartungen zu Abrufwahrscheinlichkeiten und den Abrufkosten der anderen Anbieter verfügen. Allerdings muss sich der Anbieter keine Erwartungen über das Gebotsverhalten der anderen Anbieter bilden.

Eine Vergütung auf Basis ‚pay as cleared‘ für die Leistung der bezuschlagten Anbieter kann ebenfalls die Informationsanforderungen für die Anbieter reduzieren und die Bedeutung dieser Informationen für ein rationales Gebotsverhalten, die die Effizienz der Vorhaltung und des Abrufs der Regelleistung im Gesamtsystem erhöhen, verringern. Auch bei einem Vergütungssystem auf Basis ‚pay as cleared‘ auf dem Leistungs- und auf dem Abrufmarkt müssen Anbieter Informationen zur Abrufwahrscheinlichkeit und der Arbeitspreisgebote der anderen (bezuschlagten) Anbieter für ein rationales Gebotsverhalten berücksichtigen.

Auch bei einer Vergütung auf Basis ‚pay as cleared‘ auf dem Leistungsmarkt ist aufgrund eines veränderten Gebotsverhaltens nicht von einer Erhöhung der Beschaffungskosten von Regelleistung für den ÜNB auszugehen. Vielmehr können Ineffizienzen, die sich durch ein unterschiedliches Ausmaß von Informationsdefiziten / -unsicherheiten bei den Anbietern ergeben, reduziert werden. Allerdings ist eine Vergütung auf Basis ‚pay as cleared‘ nur bedingt kompatibel mit der Möglichkeit der Abgabe von Blockgeboten, da der Clearing-Algorithmus einzelne Stunden eines Blockgebotes mit dem stündlichen Grenzpreis ggf. nicht bezuschlagen kann, wenn dieser unter dem Preis des Blockgebotes liegt.

Auch die Möglichkeit der Abgabe von komplexen Geboten im Rahmen einer gemeinsamen Ausschreibung von unterschiedlichen Regelleistungsqualitäten ist nicht kompatibel mit einem ‚pay as cleared‘ Vergütungssystem. Eine ‚pay as bid‘ Vergütung in Kombination mit der Möglichkeit der Abgabe von komplexen Geboten kann eine höhere Transparenz und Umsetzbarkeit

¹⁸¹ Ein Anbieter sollte bei ‚pay as bid‘ bei der Vergütung von Leistung minimal seine (Opportunitäts-)Kosten der Leistungsvorhaltung abzgl. des erwarteten Erlös auf dem Abrufmarkt als Leistungspreis bieten. Bei rationalem Gebotsverhalten wird der Anbieter allerdings einen höheren Leistungspreis bieten, der auf der einen Seite die Zuschlagswahrscheinlichkeit und andererseits den Deckungsbeitrag bei Zuschlag maximiert. Bei einem Vergütungssystem auf Basis ‚pay as cleared‘ wird der Anbieter bei rationalem Gebotsverhalten hingegen exakt seine (Opportunitäts-)Kosten der Leistungsvorhaltung abzgl. des erwarteten Erlöses auf dem Abrufmarkt als Leistungspreis bieten, weil so sein erwarteter Deckungsbeitrag maximiert wird.

gewährleisten. Somit muss hinsichtlich der Vergütungsregeln auf dem Leistungsmarkt zwischen Vor- und Nachteilen abgewogen werden.

Ein Vergütungssystem auf Basis ‚pay as cleared‘ ist unserer Einschätzung nach für den Abruf von Regelleistung auf dem MR-Markt kurzfristig und auf dem SRL-Markt mittelfristig anzustreben. Zunächst sollten entsprechende Regelungen für den Minutenreservemarkt angepasst werden und dann unter Berücksichtigung der Erfahrungen auf den Sekundärregelmarkt übertragen werden. Dabei ist auf den Sekundärregelleistungsmarkt insbesondere zu prüfen, wie der jeweilige Grenzarbeitspreis bestimmt werden soll bzw. kann. Ein ‚pay as cleared‘-Vergütungssystem auf den Leistungsmärkten sollte ebenfalls geprüft werden. Dabei sollte zuvor die Grundsatzentscheidung diskutiert und getroffen werden, ob zukünftig (gemeinsame) Ausschreibungen mit bedingten und komplexen Geboten eine mögliche Alternative zu den getrennten Ausschreibungen sind. Denn ein ‚pay as cleared‘-Vergütungssystem wäre mit einer solchen Ausschreibung nicht kompatibel.

5.4.4 Handlungsempfehlungen und weiterer Analysebedarf

Um eine Erhöhung der Wettbewerbsintensität, eine Reduktion der sogenannten ‚must-run‘ Erzeugung für die Vorhaltung von Regelleistung, den Abbau von Marktzutrittsbarrieren und Wettbewerbsverzerrungen sowie eine Erhöhung der Effizienz und Senkung der Kosten der Leistungs-Frequenz-Regelung zu erwirken, empfehlen wir das Design der Regelleistungsmärkte sukzessive anzupassen. Wir empfehlen folgende Anpassungen des Auktions- bzw. Ausschreibungsdesigns auf den Regelleistungsmärkten umzusetzen:

- **Erhöhung der Ausschreibungsfrequenz:** Als mittel- bis langfristiges Zielmodell empfehlen wir für alle drei Regelleistungsqualitäten eine kalendertägliche Ausschreibung. Kurzfristig sollte diese für die Minutenreserve (MR) umgesetzt werden, um erste Erfahrungen zu sammeln. Im nächsten Schritt sollte auch die Beschaffung der Sekundärregelleistung (SRL) kalendertäglich erfolgen. Um etwaige Bedenken hinsichtlich eines zu geringen Angebots und der zeitlich ggf. nicht bestehenden Möglichkeit einer zweiten Auktionsrunde bei einer kalendertäglichen SRL-Ausschreibung auszuräumen, kann diese für eine Übergangszeit im Rahmen einer ebenfalls zentralen Sekundärauktion durchgeführt werden. In dieser wird die bereits in einer wöchentlichen Primärauktion beschaffte SRL-Vorhaltung realloziert. Diese Reallokation, der in der Primärauktion bezuschlagten SRL-Vorhaltung, kann entweder über freiwillig zum Wiederverkauf angebotene SRL-Vorhaltung oder über sog. ‚Market-Maker‘, die eine Prämie für verpflichtend abzugebende Angebote in der Sekundärauktion erhalten, erfolgen. Der in der Primärauktion beschaffte Anteil der SRL-Vorhaltung kann sukzessive reduziert werden, so dass mittelfristig eine vollständige Umstellung auf die kalendertägliche Beschaffung erfolgen kann. Nach einer erfolgreichen Umstellung auf eine kalendertägliche Ausschreibung von MR und SRL kann diese auch für die Primärregelleistung (PRL) geprüft werden. Die Taktung der Ausschreibungen sollte dabei in der Reihenfolge PRL, SRL, MR erfolgen, wobei die Auktionsergebnisse der jeweils vorherigen Auktion zu Beginn der nächsten Auktion vorliegen sollten bzw. das Ergebnis der MR-Auktion vor Handelschluss des ‚day ahead‘-Marktes vorliegen sollte.
- **Verkürzung der Produktlaufzeiten:** Als mittel- bis langfristiges Zielmodell sollte für alle drei Regelleistungsqualitäten eine Verkürzung der minimalen Produktlaufzeiten auf eine Stunde avisiert werden. Um die Kompatibilität mit den technischen Anforderungen insbesondere konventioneller Erzeugungsanlagen zu erhalten, sollte die Mög-

lichkeit der Abgabe von Blockgeboten bestehen. Für die MR empfehlen wir diese Umstellung kurzfristig anzustreben. Für die SRL empfehlen wir zunächst auf 4 Stundenblöcke umzustellen und in einem zweiten Schritt stündliche Produkte mit der Möglichkeit zur Abgabe von Blockgeboten einzuführen. Für die PRL kann zunächst auf kalendertägliche HT / NT-Zeitscheiben umgestellt werden, die dann sukzessive auf 4 Stunden und später ggf. auf eine Stunde mit der Möglichkeit der Abgabe von Blockgeboten reduziert werden.

- **Umstellung auf ‚pay as cleared‘ für Arbeitspreisgebote:** Als mittel- bis langfristiges Zielmodell empfehlen wir eine Umstellung der Vergütung des Abrufes von MR und SRL auf ‚pay as cleared‘. In einem ersten Schritt kann die Umstellung für die MR erfolgen, um erste Erfahrungen zu sammeln. In einem zweiten Schritt sollte auch die Vergütung des Abrufes von SRL auf eine ‚pay as cleared‘ Vergütung umgestellt werden.

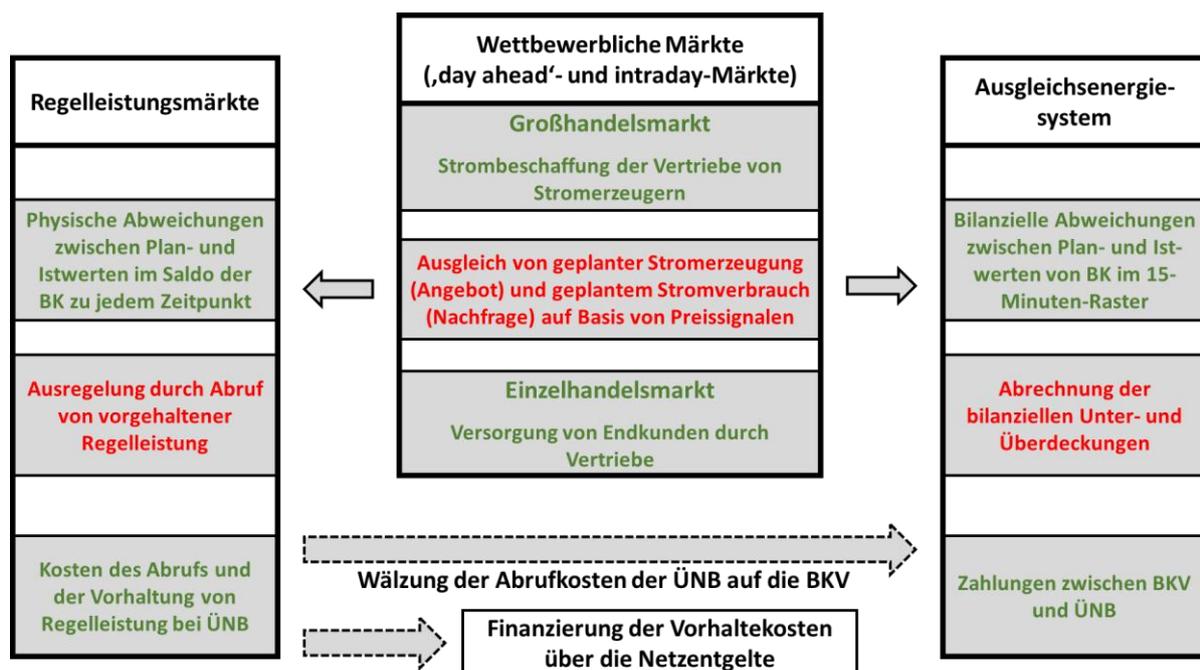
Darüber hinaus sollten folgende mögliche Anpassungen zusätzlich analysiert werden:

- **Gemeinsame Ausschreibung aller drei Regelleistungsqualitäten:** Es sollte eingehend geprüft werden, ob eine gemeinsame Ausschreibung aller drei Regelleistungsqualitäten, bei der die Anbieter bedingte und komplexe Gebote abgeben können und die ÜNB auf Basis einer Minimierung der gesamten Kosten für Regelleistungsvorhaltung ihre Zuschlagsentscheidungen treffen, umsetzbar und vorteilhaft wäre. Eine solche gemeinsame Ausschreibung kann ggf. erhebliche Effizienzgewinne und Kostenreduktionen ermöglichen. Die Einführung einer solchen Ausschreibung würde jedoch die Beibehaltung bzw. Wiedereinführung der ‚pay as bid‘ Vergütung für Regelleistungsabrufe voraussetzen.
- **Adaptive Regelleistungsdimensionierung:** Es sollte eingehend untersucht werden, ob sich mittels einer Umstellung der Systematik der Regelleistungsdimensionierung die erforderliche Vorhaltung von Regelleistung reduzieren lässt. Die empfohlene kalendertägliche Ausschreibung der drei Regelleistungsqualitäten, würde eine tägliche Dimensionierung für den Folgetag ermöglichen. Dabei könnten insbesondere Informationen zur prognostizierten Einspeisung aus FEE-Anlagen mit einbezogen werden, die einen nicht unerheblichen Anteil der notwendigen Regelleistungsvorhaltung begründen.

5.5 Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem ist zentral für die Funktionsfähigkeit des Strommarktes und die Sicherheit des Stromversorgungssystems. Auf den Wettbewerbsmärkten wird auf Basis von Preissignalen ein Ausgleich von Angebot (Stromerzeugung) und Nachfrage (Stromverbrauch) ermöglicht. Physische Abweichungen zwischen Stromerzeugung (Einspeisungen ins Netz) und Stromverbrauch (Entnahmen aus dem Netz) im Saldo über alle Bilanzkreise werden durch den Abruf von vorgehaltener Regelleistung durch die ÜNB ausgeglichen, um die Frequenz im Netz auf dem Soll-Wert von 50 Hz zu halten (Systemdienstleistung Leistungs-Frequenz-Regelung). Bilanzielle Abweichungen zwischen beschafften und gelieferten Strommengen bzw. verkauften und erzeugten Strommengen der einzelnen BKV im Mittel über eine Fahrplanperiode werden als Ausgleichsenergie durch den ÜNB mit den BKV abgerechnet. Ein Überblick zu den Aufgaben des Ausgleichsenergiesystems und Interdependenzen zu anderen Märkten ist in Abbildung 5-8 gegeben.

Abbildung 5-8: Aufgaben des Ausgleichsenergiesystems sowie der Wettbewerbs- und Regelleistungsmärkte



Quelle: Eigene Darstellung.

Eine bilanzielle Erfassung der aus dem Netz entnommenen und eingespeisten Strommengen stellt eine zentrale Voraussetzung für einen wettbewerblich organisierten Strommarkt dar. In einem wettbewerblichen Strommarkt erfolgt die Versorgung der Verbraucher durch deren Lieferanten auf Grundlage von bilateralen Strombezugsverträgen oder durch eine direkte Beschaffung des Stroms am Großhandelsmarkt. Betreiber von Erzeugungsanlagen verkaufen wiederum ihre erzeugte Energie am Großhandelsmarkt oder auf Grundlage von bilateralen Stromlieferverträgen an Lieferanten der Verbraucher. Entnahmen von Strom aus dem Netz durch Verbraucher und Einspeisungen von Strom in das Netz durch Erzeuger können in der Regel aufgrund der physikalischen Lieferung über ein vermaschtes Netz nicht eindeutig zugeordnet werden. Eine

Kontrolle der Erfüllung und Abrechnung von vertraglich vereinbarten Abnahmebeschränkungen und Lieferverpflichtungen erfordert daher in einem wettbewerblich organisierten Strommarkt mit vielen Marktteilnehmern eine bilanzielle Erfassung der ins Netz eingespeisten und der aus dem Netz entnommenen Strommengen. Diese Aufgabe übernimmt in Deutschland das Bilanzkreissystem.

Im Bilanzkreissystem werden der erwartete Stromverbrauch und die erwartete Stromerzeugung aller Marktteilnehmer erfasst. Jeder Erzeuger und jeder Verbraucher beziehungsweise Lieferant ist in einem Bilanzkreis erfasst (Bilanzkreispflicht). Jede geplante Einspeisung ins Netz, jede geplante Entnahme aus dem Netz sowie bilaterale und börsliche Handelsgeschäfte werden einem Bilanzkreis zugeordnet. Jeder Bilanzkreis wird gegenüber dem zuständigen ÜNB von einem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) vertreten. Der BKV ist verpflichtet, am Vortag um 14:30 Uhr einen sogenannten Fahrplan beim verantwortlichen ÜNB abzugeben. Dieser Fahrplan enthält alle für den Folgetag im 15-Minuten-Raster geplanten bzw. prognostizierten Entnahmen aus und Einspeisungen in das Netz der allgemeinen Versorgung sowie alle auf Basis börslicher oder bilateraler Handelsgeschäfte verkauften und gekauften Strommengen. Die eingereichten Fahrpläne müssen für jede Viertelstunde ausgeglichen sein, das heißt: Alle geplanten Entnahmen und verkauften Strommengen müssen den geplanten Einspeisungen und den gekauften Mengen entsprechen. Bis kurz vor Erfüllung (derzeit bis 15 Minuten davor) können die Fahrplananmeldungen auf Basis von Geschäften auf dem ‚intraday‘-Markt oder von OTC-Geschäften angepasst werden. Die Pflicht zur Einhaltung von ausgeglichenen Fahrplänen wird häufig als Pflicht zur Bilanzkreistreue bezeichnet. Die Fahrpläne aller Bilanzkreise erfassen somit für jede Viertelstunde den gesamten erwarteten Verbrauch und die gesamte erwartete Erzeugung in Deutschland. Abweichungen von den angemeldeten Fahrplänen sind nur für nicht prognostizierbare Abweichungen (d.h. kurzfristige Kraftwerksausfälle sowie unvermeidbarer Prognosefehler von Last und erneuerbaren Energien) zulässig. Abweichungen zwischen erwartetem und realisiertem Verbrauch bzw. Erzeugung werden physisch durch Regelleistung ausgeglichen und über das Ausgleichsenergiesystem abgerechnet.

In der Regel entstehen unvermeidliche Abweichungen der bilanzierten Entnahmen und Einspeisungen. Zum einen, weil Verbrauch und volatile Einspeisung aus den wetterabhängigen erneuerbaren Energien, wie Windenergie und Photovoltaik, nicht sicher und exakt prognostizierbar sind. Zum anderen kann auch die Einspeisung aus steuerbaren Erzeugungsanlagen aufgrund ungeplanter Nichtverfügbarkeiten, wie beispielsweise Kraftwerksausfälle, vom eingereichten Fahrplan abweichen. Der Saldo dieser unvermeidlichen Abweichungen von der erwarteten Einspeisung und dem erwarteten Verbrauch im Netzregelverbund (NRV) entspricht dem sogenannten Saldo des NRV. Dieser wird durch den Einsatz von vorgehaltener Regelleistung kontinuierlich ausgeglichen.

Sowohl die Vorhaltung als auch der Abruf von Regelleistung verursacht Kosten bei den ÜNB. Die Kosten des Abrufs von Regelleistung werden über das Ausgleichsenergiesystem auf diejenigen Bilanzkreisverantwortlichen umgelegt, die den Saldo des NRV verursacht haben. Zu diesem Zweck wird für jede Viertelstunde ein Preis für Ausgleichsenergie auf Basis der angefallenen Abrufkosten von Regelleistung bestimmt. Mit dem Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem soll letztendlich sichergestellt werden, dass auf dem Großhandelsmarkt zu wenig oder zu viel beschaffte Energiemengen einzelner Bilanzkreise gegenüber dem tatsächlichen Kundenab-

satz der jeweiligen Vertriebe innerhalb des Bilanzkreises in angemessener Weise abgerechnet werden (können).¹⁸²

Im Folgenden werden zunächst die aktuelle Ausgestaltung der Regeln für die Abrechnung von Ausgleichsenergie und die Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises dargestellt. In einem zweiten Schritt werden potenzielle Fehlanreize und Schwächen des aktuellen Ausgleichsenergiesystems identifiziert und analysiert. Anschließend werden Anpassungsoptionen untersucht und Vorschläge für Anpassungen des Systems entwickelt, um die Fehlanreize und Schwächen des aktuellen Systems zu reduzieren bzw. zu beseitigen. Der Fokus liegt dabei auf Anpassungsoptionen im heutigen symmetrischen Ausgleichsenergiesystem, die kurz- bis mittelfristig umsetzbar erscheinen.

5.5.1 Übersicht – Aktuelle Ausgestaltung der Regelungen

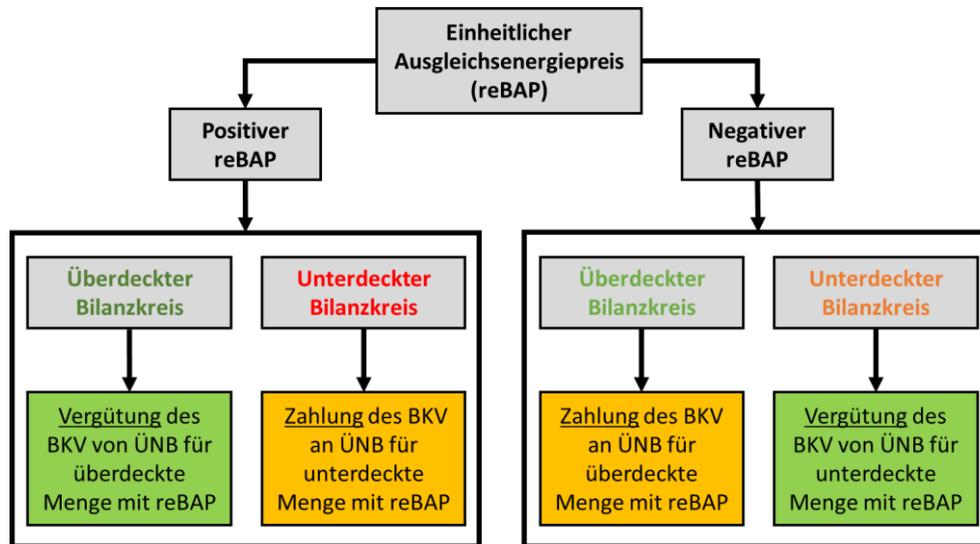
Die Ausgestaltung des aktuellen Ausgleichsenergiesystems basiert auf verschiedenen rechtlichen Regelungen, wie der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) und dem EnWG, sowie Festlegungen der BNetzA und geht in seinen Grundzügen auf einem Vorschlag von NERA (National Economics Research Associates, London) im Auftrag des VKU aus dem Jahre 2000 zurück.¹⁸³ Dieser Vorschlag sah, wie das aktuelle Ausgleichsenergiesystem, als zentrales Element eine symmetrische Abrechnung der unterdeckten und überdeckten Mengen von Bilanzkreisen innerhalb jeder 15-Minuten-Fahrplanperiode vor. Die Abrechnung erfolgt somit im aktuellen System mit einem einheitlichen Preis, dem sog. regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP).¹⁸⁴ Abbildung 5-9 stellt die Zahlungsströme zwischen ÜNB und BKV im heutigen System in einer Übersicht dar.

¹⁸² Bei Erzeugungsbilanzkreisen dient der Ausgleichsenergiemarkt der Abrechnung von zu viel oder zu wenig Erzeugungsmengen gegenüber den am Großhandelsmarkt verkauften Mengen. In den weiteren Ausführungen wird in der Regel auf Vertriebsbilanzkreise abgestellt. Die Ausführungen gelten aber entsprechend auch für Erzeugungsbilanzkreise bzw. für Bilanzkreise über die Erzeugungs- und Verbrauchsmengen abgerechnet werden.

¹⁸³ NERA (2000): Wirtschaftliche Effizienz und Wettbewerbliche Aspekte der Bereitstellung von Regelenergie in Deutschland; Gutachten für den Verband kommunaler Unternehmen; September 2000.

¹⁸⁴ Die gesetzliche Grundlage für das entsprechende Abrechnungssystem bildet § 8 Abs. 2 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV). Dort sind sowohl ein einheitlicher Abrechnungspreis für unter- und überdeckte Mengen sowie wesentliche weitere Festlegungen zur Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises festgelegt.

Abbildung 5-9: Zahlungsströme BKV und ÜNB im aktuellen Ausgleichsenergiesystem



Quelle: Eigene Darstellung.

Allgemein gilt bei einem sog. symmetrischen Ausgleichsenergiesystem:

$$\text{Zahlungsstrom}^{\text{BKV-ÜNB}} = \text{Fahrplanabweichung}^{\text{BKV}} * \text{reBAP}$$

Dabei haben Fahrplanunterdeckungen ein negatives Vorzeichen und Fahrplanüberdeckungen ein positives Vorzeichen. Überdeckte Bilanzkreise erhalten somit bei einem positiven reBAP eine Zahlung für die überdeckte Menge und leisten bei einem negativen reBAP eine Zahlung für die überdeckte Menge. Unterdeckte Bilanzkreise leisten hingegen bei einem positiven reBAP eine Zahlung für die unterdeckte Menge und erhalten bei einem negativen reBAP eine Zahlung für unterdeckte Menge.

Hinsichtlich der tatsächlichen Kosten für BKV ist zu beachten, dass bei unterdeckten Fahrplänen die BKV zu wenig Energie auf den Spotmärkten, z. B. für den tatsächlich realisierten und abrechenbaren Verbrauch ihrer Kunden, eingekauft haben. Bei überdeckten Fahrplänen haben die BKV hingegen zu viel Energie auf den Spotmärkten, z. B. für den tatsächlich realisierten und abrechenbaren Verbrauch, eingekauft. Bei den tatsächlichen Kosten für Bilanzkreise aufgrund von Fahrplanabweichungen sind daher neben den zu leistenden Zahlungen bzw. den erhaltenden Zahlungen im Ausgleichsenergiesystem zusätzlich die Kosten des Strombezugs auf den Spotmärkten (Überdeckung des Bilanzkreises) bzw. vermiedenen Kosten eines zu geringen Strombezugs auf den Spotmärkten (Unterdeckung des Bilanzkreises) zu berücksichtigen.

Ein unterdeckter Bilanzkreis hat tatsächliche Kosten / Erlöse in Höhe der Differenz der vermiedene Kosten¹⁸⁵ der Beschaffung auf dem Spotmarkt („day ahead“- oder intraday-Markt) und Kosten / Erlöse aus der Abrechnung der Menge zum reBAP. Ein unterdeckter Bilanzkreis hat

¹⁸⁵ Bei negativen Strompreisen auf dem Spotmarkt könnte ein unterdeckter Bilanzkreis durch zusätzlichen Kauf von Strom Erlöse erzielen. Die Unterdeckung führt damit zu Kosten auf dem Spotmarkt.

somit ‚ex post‘ Kosten / Erlöse gegenüber einem ausgeglichenen Fahrplan in jeder Fahrplanperiode gemäß folgender Formel zu berücksichtigen:

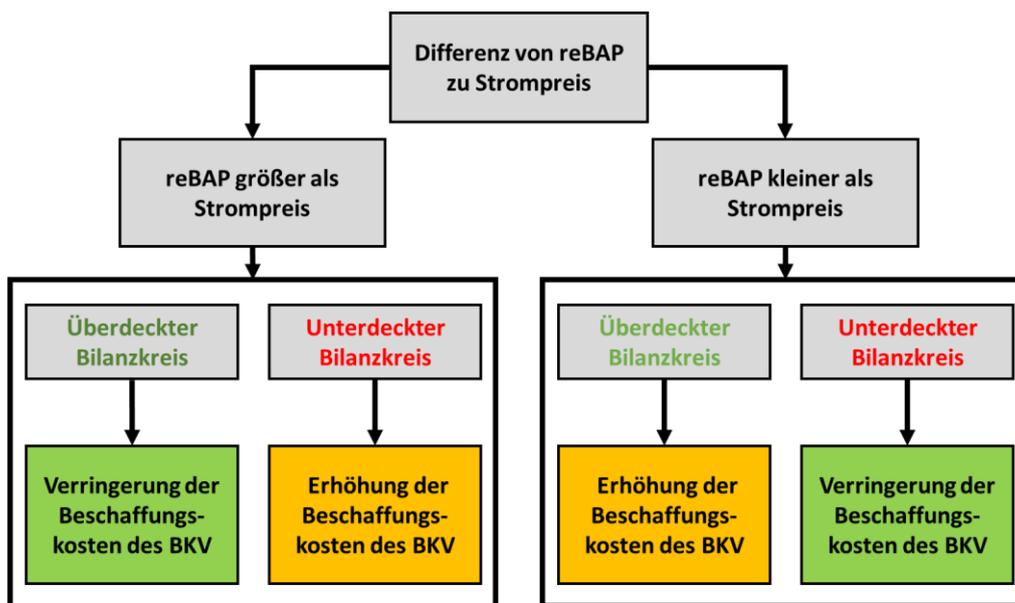
$$\text{Kosten / Erlöse}^{\text{BKV}} = (\text{reBAP} - \text{Preis}^{\text{Spotmarkt}}) * \text{Unterdeckung}$$

Ein überdeckter Bilanzkreis hat Kosten / Erlöse in Höhe der Differenz der Kosten¹⁸⁶ der Beschaffung auf dem Spotmarkt („day ahead“- oder intraday-Markt) für die überdeckte Menge und Kosten / Erlöse aus der Abrechnung der Menge zum reBAP. Ein überdeckter Bilanzkreis hat somit ‚ex post‘ eine Kostendifferenz gegenüber einem ausgeglichenen Fahrplan gemäß folgender Formel zu berücksichtigen:

$$\text{Kosten / Erlöse}^{\text{BKV}} = (\text{Preis}^{\text{Spotmarkt}} - \text{reBAP}) * \text{Überdeckung}$$

Abbildung 5-10 stellt die Situation hinsichtlich der Beschaffungskosten für unter- und überdeckte Bilanzkreise in Abhängigkeit des Strompreises und des Ausgleichsenergiepreises dar.

Abbildung 5-10: Beschaffungskosten von unter- und überdeckten Bilanzkreisen



Quelle: Eigene Darstellung.

Hieraus wird bereits deutlich, dass sich in jeder Fahrplanperiode entweder nur die BKV mit unterdeckten Mengen oder nur die BKV mit überdeckten Mengen gegenüber einer Beschaffung ohne Fahrplanabweichungen schlechter stellen. Für die jeweils anderen BKV ergeben sich in dieser Fahrplanperiode wirtschaftliche Vorteile eines nicht ausgeglichenen Fahrplans in Form von geringeren Beschaffungskosten der an Kunden gelieferten Energie. Somit handelt es sich bei der aktuellen Ausgestaltung um ein Bonus-Malus-System mit einem einheitlichen Abrechnungspreis für Ausgleichsenergie, bei dem ein Teil der BKV durch Abweichungen von ihren

¹⁸⁶ Bei negativen Strompreisen auf dem Spotmarkt erzielt ein überdeckter Bilanzkreis, durch den zusätzlichen Kauf von Strom, Erlöse. Die Überdeckung führt damit zu Erlösen auf dem Spotmarkt.

Fahrplänen in jeder einzelnen Fahrplanperiode besser gestellt und ein anderer Teil der BKV durch Abweichungen von ihren Fahrplänen in jeder einzelnen Fahrplanperiode schlechter gestellt werden.

Neben der symmetrischen Abrechnung ist das aktuelle Ausgleichsenergiesystem durch komplexe Vorgaben zur Bestimmung des reBAP charakterisiert. Ursprünglich sah das Ausgleichsenergiesystem eine Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises (AEP) auf Basis der Kosten des Abrufs von Regelleistung in der entsprechenden Fahrplanperiode vor. Das damit verbundene Ziel war es, die Kosten für den Abruf von Regelleistung in jeder Fahrplanperiode verursachungsorientiert, nämlich auf die BKV mit Fahrplanabweichungen, die einen Abruf von Regelleistung verursachen, umzulegen¹⁸⁷ und dabei Ausgleichseffekte zwischen individuellen Abweichungen der einzelnen BKV im Saldo über alle BKV, d. h. dem Saldo des NRV, in adäquater Weise zu berücksichtigen. Zur Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises sind die Kosten bzw. Erlöse, die dem ÜNB durch Abruf von Regelleistung entstehen, durch den Saldo der Fahrplanabweichungen des Netzregelzonenverbundes jeweils innerhalb einer Fahrplanperiode von 15 Minuten zu dividieren. Zusätzlich wurde bei der Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises berücksichtigt, dass ggf. innerhalb einer 15-Minuten-Fahrplanperiode sowohl positive als auch negative Regelleistung abgerufen werden kann, um Abweichungen innerhalb der Fahrplanperioden physikalisch auszugleichen.¹⁸⁸ Dieses kann dazu führen, dass in einer Fahrplanperiode, trotz eines sehr kleinen Saldos der Abweichungen im Netzregelzonenverbund innerhalb der 15-Minuten-Periode, erhebliche Kosten oder Erlöse des Abrufs von Regelleistung (Zähler) beim ÜNB anfallen können, während der NRV-Saldo (Nenner) sehr klein ist, und der reBAP dann einen sehr hohen positiven bzw. negativen Wert annehmen kann. Um entsprechende extreme Werte zu vermeiden, wurde eine Begrenzung des Absolutwertes des reBAPs auf den Absolutwert des maximalen Arbeitspreises von abgerufenen Anbietern auf dem Regelleistungsmarkt vorgenommen. Die ersten beiden Berechnungsstufen des reBAP erfolgen gemäß der folgenden Formeln:

Schritt 1: Ermittlung des *AEP* auf Basis von tatsächlichen Kosten des Abrufs von Regelleistung zwecks des (physikalischen) Ausgleichs des Netzregelverbundes (NRV) in der jeweiligen 15-Minuten-Fahrplanperiode.

$$AEP_1 = \frac{\text{Kosten}_{NRV} - \text{Erlöse}_{NRV}}{\text{Saldo}_{NRV}} \quad 189$$

Schritt 2: Begrenzung des *AEP* auf den Absolutbetrag des maximalen Arbeitspreisgebots (AP^{Max}) der abgerufenen Anbieter auf dem Regelleistungsmarkt in der jeweiligen 15-Minuten-Fahrplanperiode.

$$AEP_2 = \begin{cases} \min(|AEP_1|; |AP^{Max}|), & \text{wenn } AEP_1 \geq 0 \\ -\min(|AEP_1|; |AP^{Max}|), & \text{wenn } AEP_1 < 0 \end{cases}$$

¹⁸⁷ Die Kosten der Leistungsvorhaltung auf den Regleenergiemärkten werden aktuell über die Netzentgelte umgelegt und somit sozialisiert.

¹⁸⁸ Solche Abweichungen ergeben sich z.B. durch sog. Lastrauschen, EE-Rauschen und Kraftwerksrampen. Abweichungen vom 15-Minuten-Mittelwert sind dabei unvermeidbar und werden in der Regel durch den Abruf von Sekundärregelleistung ausgeglichen.

¹⁸⁹ Das Vorzeichen des Saldos des NRV ist bei einer Überdeckung im System negativ und bei einer Unterdeckung des Systems positiv.

Auf Basis eines Konsultationsverfahrens und eines Gutachtens der Consentec GmbH¹⁹⁰ im Auftrag der Bundesnetzagentur (BNetzA) wurde das Vorgehen bei der Bestimmung des reBAP durch die Beschlusskammer 6 der BNetzA vom 25.10.2012 um zwei weitere Schritte ergänzt. Ziel der Anpassungen war es, die Anreize für die BKV zur Reduktion des erforderlichen Regelleistungsabrufes insbesondere in kritischen Situationen zu erhöhen und Arbitragemöglichkeiten gegenüber einer ausgeglichenen Beschaffung am Strommarkt zu reduzieren. Die Berechnung des reBAP erfolgt auf Basis dieses Beschlusses seit dem 01.12.2012 in vier Schritten, wobei die ersten beiden Berechnungsstufen identisch geblieben sind und die Berechnungsstufen 3 und 4 nach folgender Methodik erfolgen:¹⁹¹

Schritt 3: Vergleich und ggf. Anpassung des AEP mit dem mengengewichteten durchschnittlichen Preis des kontinuierlichen Handels der Stundenkontrakte auf dem ‚intraday‘-Markt (p^{id}) in der entsprechenden Periode:

- Bei einem im Saldo unterdeckten NRV wird der AEP auf den entsprechenden ‚intraday‘-Preis gesetzt, wenn der AEP aus Schritt 2 unter dem entsprechenden ‚intraday‘-Preis liegt
- Bei einem im Saldo überdeckten NRV wird der AEP auf den entsprechenden ‚intraday‘-Preis gesetzt, wenn der AEP aus Schritt 2 über dem entsprechenden ‚intraday‘-Preis liegt

$$AEP_3 = \begin{cases} \max(AEP_2; p^{id}), & \text{wenn } Saldo_{NRV} \geq 0 \\ \min(AEP_2; p^{id}), & \text{wenn } Saldo_{NRV} < 0 \end{cases}$$

Schritt 4: Wenn die vorgehaltene positive oder negative Regelleistung in der entsprechenden 15-Minuten-Fahrplanperiode zu mehr als 80 % abgerufen wird, erfolgt ein Aufschlag bzw. Abschlag auf den AEP aus Schritt 3:

- Aufschlag auf den AEP aus Schritt 3 bei Einsatz von mehr als 80% der positiven Regelleistung [$Saldo_{NRV RA} > 0,8 * RL_{pos}$] in Höhe des Minimums aus 100 € je MWh und 50% des AEP aus Schritt 3
- Abschlag auf den AEP aus Stufe 3 bei Einsatz von mehr als 80% der negativen Regelleistung [$Saldo_{NRV RA} < -0,8 * RL_{neg}$] in Höhe des Minimums aus 100 € je MWh und 50% des AEP aus Stufe 3

$$AEP_4 = \begin{cases} \max(AEP_3 + 100; 1,5 * |AEP_3|), & \text{wenn } Saldo_{NRV RA} > 0,8 * RL_{pos} \\ \min(AEP_3 - 100; 0,5 * |AEP_3|), & \text{wenn } Saldo_{NRV RA} < -0,8 * RL_{neg} \\ AEP_3, & \text{sonst} \end{cases}$$

In Schritt 3 werden Arbitragemöglichkeiten zwischen dem Ausgleichensystem und dem intraday Markt begrenzt. Bei einem unterdeckten NRV kann es für potentiell unterdeckte BKV

¹⁹⁰ Consentec GmbH (2012): Weiterentwicklung des Ausgleichsenergie-Preissystems im Rahmen des Verfahrens BK6-12-024 der Bundesnetzagentur; Gutachten im Auftrag der BNetzA.

¹⁹¹ Siehe auch BNetzA (2012): Beschluss BK6-12-024 sowie ÜNB (2012): Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012.

im Unterschied zum System ohne diese Anpassungen nicht vorteilhaft sein, Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen, anstatt die fehlenden Mengen zum mengengewichteten durchschnittlichen Intraday-Preis der Stundekontrakte des kontinuierlichen Handels zu beschaffen. Bei einem überdeckten NRV kann es wiederum für potentiell überdeckte BKV im Unterschied zum System ohne diese Anpassungen nicht vorteilhaft sein, Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen, anstatt die überschüssigen Mengen zum mengengewichteten durchschnittlichen Intraday-Preis der Stundekontrakte des kontinuierlichen Handels zu veräußern.¹⁹² In Schritt 4 werden zusätzliche Anreize für die Reduktion des erforderlichen Regelleistungsabrufes gesetzt, in dem der reBAP ‚künstlich‘ erhöht wird, wenn mehr als 80 % der vorgehaltenen Regelleistung abgerufen wird.

Mit dem so ermittelten reBAP werden die über- und unterdeckten Mengen jedes einzelnen Bilanzkreises symmetrisch abgerechnet. BKV, deren Fahrplanabweichung gleichgerichtet mit dem NRV-Saldo ist, werden pönalisiert. BKV, deren Fahrplanabweichung den NRV-Saldo reduzieren, erhalten hingegen eine Zahlung. In erster Näherung führt das aktuelle Ausgleichsenergiesystem somit zu einer Abrechnung der gesamten Kosten für den Abruf von Regelleistung in jeder Fahrplanperiode in Summe über alle BKV.¹⁹³ Da alle BKV, deren Bilanz in der Fahrplanperiode nicht ausgeglichen ist, symmetrisch mit dem reBAP abgerechnet werden, kommt es zu impliziten Kompensationszahlungen zwischen BKV, die durch Abweichungen den Saldo des NRV verursacht haben, und BKV, die durch Abweichungen den Saldo des NRV reduziert haben.

5.5.2 Schwächen und potenzielle Fehlanreize

Das aktuelle Ausgleichsenergiesystem sollte zwei zentrale Ziele verfolgen:

1. Es sollte effektive Anreize zur Minimierung stochastischer Fahrplanabweichungen setzen.
2. Es sollte Anreize zur aktiven Bewirtschaftung von Bilanzkreisen setzen, die dazu beiträgt, kurzfristig den Abruf von Regelleistung zu minimieren und damit mittel- bis langfristig die erforderliche Vorhaltung von Regelleistung zu minimieren.

Darüber hinaus ist es für die Effektivität des Ausgleichsenergiesystems und damit die Funktionsfähigkeit des Strommarktes elementar, dass Arbitragemöglichkeiten mit den wettbewerblichen Strommärkten, die zugleich den Abruf von Regelleistung erhöhen, weitestgehend ausgeschlossen werden. Dazu sollte in einem symmetrischen Ausgleichsenergiesystem effektiv verhindert werden, dass sich BKV, die den NRV-Saldo betragsmäßig erhöhen, durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie gegenüber einer ausgeglichenen Bewirtschaftung ihres Bilanzkreises besser stellen können.

Das wesentliche Element, das die Erreichung der beiden zentralen Ziele gewährleistet, ist die verursachungsorientierte Umlage aller Kosten, die durch den Ausgleich des viertelstündlichen

¹⁹² Im Rahmen der Festlegung der BNetzA wurde der mengengewichtete durchschnittliche Preis der Stundekontrakte des kontinuierlichen ‚intraday‘-Handels gewählt, da der viertelstündliche Handel keine ausreichende Liquidität aufwies und Marktmachtsmißbrauch deshalb nicht ausgeschlossen werden konnte.

¹⁹³ Sichergestellt ist die Äquivalenz zwischen Einnahmen aus dem Ausgleichsenergiesystem und den Ausgaben aus dem Abruf von Regelleistung aufgrund weiterer Einflussfaktoren der Schritte 2 bis 4 der reBAP-Berechnung lediglich bei Verwendung des AEP₁.

NRV-Saldos entstehen. D. h. die Umlage der Kosten der Vorhaltung und des Abruf von Regelleistung auf die BKV, die durch viertelstündlichen Fahrplanabweichungen der BKV verursacht werden. Die verursachungsorientierte Umlage aller Kosten bedeutet in der Theorie entgegen der aktuellen Ausgestaltung somit eine Umlage von Kosten der Vorhaltung und des Abrufs von Regelleistung auf die BKV.

Da jedoch nicht die gesamte Vorhaltung und der gesamte Abruf von Regelleistung auf Abweichungen von den ausgeglichenen Fahrplänen der BKV zurückzuführen ist, sondern auch Regelleistung zum Ausgleich von innerviertelstündlichen Abweichungen vorgehalten und abgerufen wird, ist bei einer idealtypischen Ausgestaltung eine adäquate, verursachungsorientierte Zuordnung der jeweiligen Kosten für die Vorhaltung und den Abruf von Regelleistung zu Fahrplanabweichungen im 15-Minutenraster und Abweichungen innerhalb der Fahrplanperioden erforderlich.

Im derzeitigen System werden im Hinblick auf eine verursachungsorientierte Umlage folglich zu viel Kosten des Abrufs von Regelleistung auf die BKV umgelegt, während die Kosten der Vorhaltung von Regelleistung hingegen über die Netzentgelte vollständig von den Letztverbrauchern getragen werden. Berücksichtigt man, dass die Kosten der Vorhaltung von Regelleistung einen überwiegenden Anteil der gesamten Kosten der Regelleistung (Vorhaltung & Abruf)¹⁹⁴ ausmachen, führt dieses zu einer zu geringen Kostenbelastung von Bilanzkreisen für Fahrplanabweichungen im heutigen Ausgleichsenergiesystem. Diese unzureichende Internalisierung der sich ergebenden Kosten für den Ausgleich des NRV-Saldos führt dazu, dass zu geringe Anreize für die BKV hinsichtlich der Minimierung stochastischer Fahrplanabweichungen und hinsichtlich eines aktiven Bilanzkreismanagements gesetzt werden und die Effektivität des Ausgleichsenergiesystems dadurch eingeschränkt wird. Diese unzureichenden Anreize führen tendenziell in der kurzen Frist zu einem ineffizient hohen Abruf von Regelleistung und mittel- bis langfristig zu einer ineffizient hohen notwendigen Vorhaltung von Regelleistung.¹⁹⁵

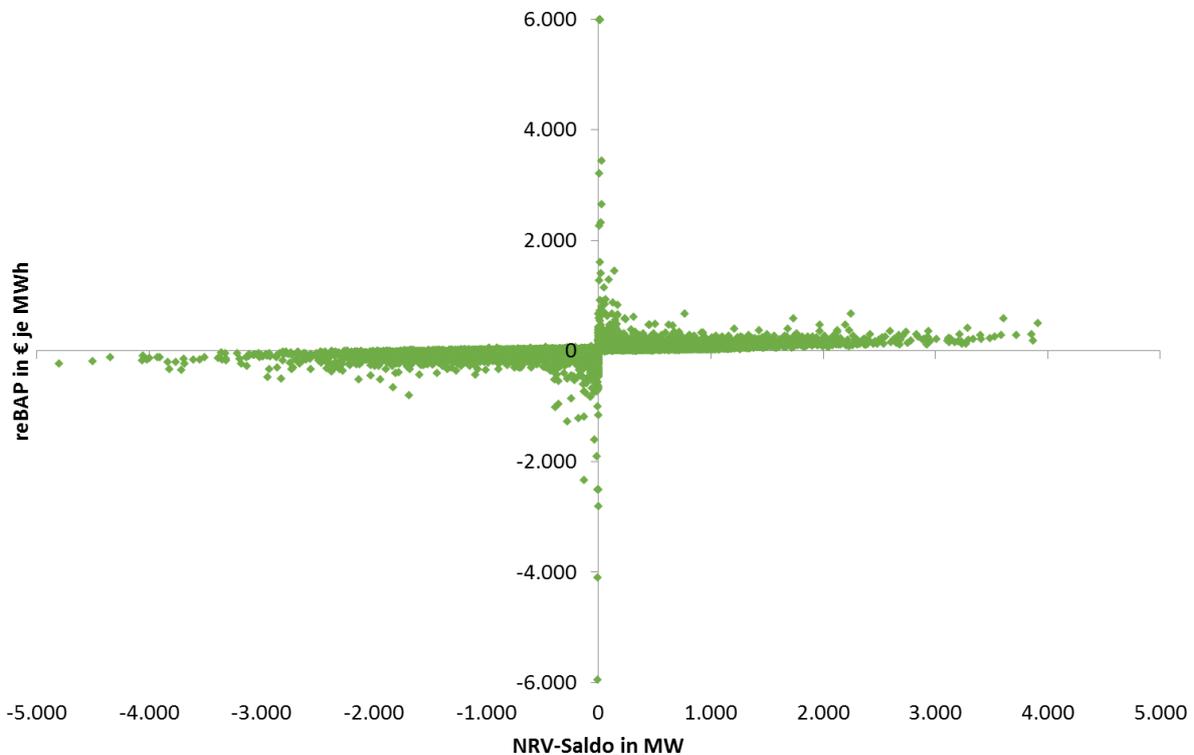
Für die Erreichung der beiden zentralen Ziele des Ausgleichsenergiesystems ist ein weiteres wesentliches Element, dass insbesondere korrelierte Abweichungen von BKV, die zu hohen NRV-Salden führen stärker pönalisiert werden, als unkorrelierte Abweichungen, die sich teilweise gegenseitig kompensieren und ggf. sogar zu einem ausgeglichenen NRV führen können. Ein anreizkompatibles Ausgleichsenergiesystem sollte deshalb so ausgestaltet sein, dass der reBAP mit steigenden Absolutbeträgen des NRV-Saldos c. p. ansteigt. Im aktuellen System ist dies bei der Umlage der Abrufkosten von Regelleistung in der Regel der Fall, da die Kosten des Abrufs mit steigenden Absolutbeträgen aufgrund der merit-order des Regelleistungsabrufes c. p. zunehmen. In Viertelstunden mit wechselndem Vorzeichen des NRV-Saldos, also in der Regel sehr niedrigen NRV-Salden, kann es zu sehr hohen Ausgleichsenergiepreisen kommen. Ursächlich ist der in solchen Viertelstunden sehr kleine NRV-Saldo und damit sehr kleine Nenner auf der ersten Berechnungsstufe des reBAP (vgl. Formel AEP₁). Auch die Begrenzung des reBAP auf der zweiten Berechnungsstufe (vgl. Formel AEP₂) kann dies nicht effektiv verhindern, da teilweise sehr hohe maximale Abrufpreise für Regelleistung vorkommen, die bei nied-

¹⁹⁴ Im Jahr 2013 betragen die Vorhaltekosten für SRL und MR gemäß Monitoringbericht 2014 der BNetzA 509 Mio. €. Approximativ – errechnet aus NRV-Saldo und reBAP – betragen die Kosten für den Abruf von Regelleistung im Jahr 2013 ca. 250 Mio. €.

¹⁹⁵ Die Vorhaltung von Regelleistung wird maßgeblich determiniert durch die historisch beobachteten Abrufe der Regelleistung. Für eine detailliertere Darstellung vgl. Abschnitt 0.

rigen NRV-Salden zu unverhältnismäßig hohen reBAPs führen. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 5-11 dargestellt.

Abbildung 5-11: Zusammenhang zwischen reBAP und NRV-Saldo



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis <http://www.regelleistung.net/www.amprion.de>, Zeitraum Oktober 2013 bis September 2014.

Um möglichst effektive Anreize zur Vermeidung korrelierter Fahrplanabweichungen zu setzen, sollte das Ausgleichensystem sicherstellen, dass sich der reBAP c. p. konsistent mit der Höhe des NRV Saldos erhöht. Der reBAP steigt zwar mit zunehmenden NRV-Salden. Jedoch traten aufgrund des beschriebenen Zusammenhangs bei sehr niedrigen NRV-Salden teilweise erhebliche Ausreißer auf, die zu unverhältnismäßig hohen reBAPs geführt haben. Auch der Kappungsmechanismus auf der zweiten Berechnungsstufe, der dies adressieren soll, kann dies aufgrund teilweise sehr hoher Abrufpreise für Regelleistung bei sehr niedrigen NRV-Salden nicht effektiv verhindern. Dieser Fehlanreiz sollte bei einer Anpassung des Ausgleichensystemmechanismus effektiver vermieden werden.

Um die Vermeidung von Arbitragemöglichkeiten zwischen dem Ausgleichensystem und den wettbewerblichen Strommärkten sicherzustellen, ist es im derzeitigen Ausgleichensystem unabdingbar, den reBAP adäquat an die Preise auf diesen Märkten zu koppeln. Hierzu wird im aktuellen System der reBAP in der dritten Berechnungsstufe an den Referenzpreis am Strommarkt, d.h. an den durchschnittlichen (mengengewichteten) Preis des kontinuierlichen ‚intraday‘-Handels in der entsprechenden Stunde gekoppelt. Bei einem im Saldo überdeckten NRV wird der reBAP auf den durchschnittlichen (mengengewichteten) Preis des kontinuierlichen stündlichen intraday-Handels begrenzt. Ist der NRV im Saldo unterdeckt, entspricht der

reBAP mindestens dem durchschnittlichen (mengengewichteten) Preis des kontinuierlichen stündlichen intraday-Handels. Dadurch werden potenzielle Arbitragemöglichkeiten zwischen dem Ausgleichsenergiesystem und dem intraday Markt jedoch nur weitgehend verhindert. Da es sich bei dem Referenzpreis um einen mengengewichteten Durchschnittspreis der Stundenkontrakte des kontinuierlichen intraday-Handels handelt, können Arbitragemöglichkeiten auch für BKV, die mit ihren individuellen Abweichungen den Saldo des NRV erhöhen, mit dem viertelstündlichen intraday Markt nicht gänzlich ausgeschlossen werden.¹⁹⁶ Darüber hinaus bestehen für solche BKV weitere potenzielle Arbitragemöglichkeiten zwischen dem Ausgleichsenergiesystem und dem day-ahead Markt sowie der Eröffnungsauktion des intraday-Marktes. Somit bestehen potenziell Möglichkeiten für BKV, sich auch bei zum NRV-Saldo gleichgerichteten Fahrplanabweichungen durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie gegenüber einer aktiven Bewirtschaftung der Bilanzkreise, z. B. im viertelstündlichen intraday-Handel, besser zu stellen.¹⁹⁷ Diese Schwäche des Ausgleichsenergiesystems sollte bei einer Anpassung der Ausgestaltung entsprechend adressiert werden.

5.5.3 Anpassungsoptionen

Im Rahmen der Darstellung von Anpassungsoptionen beschränken wir uns in dieser Studie auf Optionen, die das aktuelle Ausgleichsenergiesystem in seiner derzeitigen Grundform, d. h. insbesondere einer symmetrischen Abrechnung von über- und unterdeckten BKV, belassen. Dabei fokussieren wir auf Anpassungsvorschläge, mit denen drei Ziele verfolgt werden:

- Im Sinne einer verursachungsorientierten und anreizkompatiblen Ausgestaltung des Ausgleichsenergiesystems sollen die Anpassungen dazu führen, dass die Kosten der Vorhaltung und die Kosten des Abrufs von Regelleistung, die auf Fahrplanabweichungen (im 15-Minuten-Raster) zurückzuführen sind, in Summe auf alle Bilanzkreise umgelegt werden.
- Arbitragemöglichkeiten gegenüber dem Strommarkt für BKV durch Bezug von Ausgleichsenergie, die Abweichungen im Saldo des NRV verstärken und damit den erforderlichen Abruf von Regelleistung erhöhen, sollten weitestgehend ausgeschlossen werden.
- Zusätzlich sollte das Phänomen von sehr hohen positiven oder negativen Ausgleichsenergiepreisen bei geringen positiven und negativen Salden des NRV, die sich aufgrund von sog. Nulldurchgängen beim Abruf von Regelleistung ergeben, in geeigneter Weise adressiert werden.

Wir diskutieren konkret folgende Anpassungsoptionen:

¹⁹⁶ Das nicht der maximale Preis des kontinuierlichen Handels am intraday-Markt herangezogen wird, liegt darin begründet, dass Marktteilnehmer ansonsten den Referenzpreis mit einzelnen Geschäften am intraday-Markt beeinflussen könnten.

¹⁹⁷ Erlösmöglichkeiten für BKV gegenüber dem Strommarkt, die durch ihre Abweichungen zu einer Verringerung des jeweiligen Saldos des NRV beitragen, sind einem symmetrischen System immanent und als Anreiz für eine aktives Bilanzkreismanagement gewollt, obwohl sie zum Teil in Widerspruch zu heutigen Verpflichtungen des Standard-Bilanzkreisvertrags stehen.

1. Möglichkeiten und Ausgestaltungsaspekte einer verursachungsorientierten Wälzung der Abrufkosten von Regelleistung auf die BKV. Hierbei wird ein Vorschlag diskutiert, der zugleich unverhältnismäßige Preisspitzen der Ausgleichsenergie bei geringen Salden des NRV bei Nulldurchgängen vermeidet.
2. Möglichkeiten und Ausgestaltungsaspekte einer verursachungsorientierten Umlage der Vorhaltekosten von Regelleistung auf die BKV.
3. Möglichkeiten zur Begrenzung potenzieller Arbitragemöglichkeiten zwischen dem Ausgleichsenergiesystem und den wettbewerblichen Strommärkten für BKV mit Fahrplanabweichungen, die den Saldo des NRV betragsmäßig erhöhen.

Eine **verursachungsorientiertere Wälzung der Abrufkosten von Regelleistung auf die BKV** ist anzustreben. Werden bei der Berechnung des AEP auf der ersten Berechnungsstufe die Kosten von positivem und negativem Regelleistungsabruf innerhalb einer Fahrplanperiode herangezogen, erscheint dies nur eingeschränkt verursachungsorientiert. Es wäre verursachungsorientierter, wenn zur Ermittlung des AEP auf der ersten Berechnungsstufe nur die Kosten herangezogen werden, die aus dem Abruf in überwiegender Abrufrichtung innerhalb einer Fahrplanperiode resultieren. Also bei einem im Viertelstundenmittel unterdeckten NRV nur die Kosten des positiven Regelleistungsabrufs und bei einem im Viertelstundenmittel überdeckten NRV nur die Kosten des negativen Regelleistungsabrufs. Abrufe in der nicht überwiegenden Abrufrichtung sind auf innerviertelstündliche Schwankungen zurückzuführen und liegen damit (gemäß der heutigen Regelungen) nicht in der Verantwortlichkeit der BKV. Zur Berechnung eines verursachungsorientierten AEP auf der ersten Berechnungsstufe sind im Nenner der ersten Berechnungsstufe des reBAP lediglich die Abrufmengen in der überwiegenden Abrufrichtung heranzuziehen. Hierdurch entspricht der AEP auf der ersten Berechnungsstufe einem Durchschnittspreis für den Abruf von Regelleistung in überwiegender Abrufrichtung. Würde man mit diesem AEP die Abweichungen der BKV abrechnen, würden die BKV in Summe die Kosten des Regelleistungsabrufs tragen, die ihren Abweichungen im Saldo zuzuordnen sind. Eine Umlage der Kosten des Regelleistungsabrufs sowohl in die dem Saldo des NRV (im 15-Minuten-Fahrplanraster) entgegengesetzte Richtung als auch die Kosten für die zusätzliche Abrufmenge von Regelleistung in die dem Saldo des NRV (im 15-Minuten-Fahrplanraster) gleiche Richtung würden nicht auf die BKV umgelegt. Ein solches Vorgehen bei der Berechnung des AEP führt somit tendenziell dazu, dass bei den ÜNB sog. nicht-wälzbare Kosten aus dem Abruf von Regelleistung entstehen.¹⁹⁸ Neben einer besseren Verursachungsorientierung würde darüber hinaus auch der Fehlanreiz der hohen Ausgleichsenergiepreise bei niedrigen Salden des NRV, d. h. in Situationen in denen innerviertelstündliche Vorzeichenwechsel am wahrscheinlichsten sind, wirksam adressiert werden. Hierdurch entfällt die Notwendigkeit einer Kappung auf der zweiten Berechnungsstufe, wie sie bei der Bestimmung des reBAP heute vorgesehen ist.

Die zuvor skizzierte Anpassung einer verursachungsorientierten Umlage von Kosten des Regelleistungsabrufes, ist bei isolierter Betrachtung adäquat. Bei einer Umsetzung sollte berücksichtigt werden, dass im heutigen System – ohne Umlage von Kosten der Vorhaltung von Regelleistung – in Summe in der Tendenz zu geringe Kosten auf die BKV umgelegt werden. Daher sollte

¹⁹⁸ Nicht-wälzbare Kosten können aufgrund der weiteren Berechnungsstufen des reBAP auch im aktuellen Ausgleichsenergiesystem entstehen. Darüber hinaus würde eine (anteilige) Umlage der Vorhaltekosten (s. u.), diese über die Netzentgelte zu sozialisierenden Kosten teilweise oder ggf. vollständig kompensieren.

eine entsprechende Anpassung im Zusammenhang mit einer **verursachungsorientierten Umlage der Vorhaltekosten von Regelleistung auf die BKV** betrachtet werden.

Grundsätzlich gilt auch hier, dass in einem idealisierten Ansatz im Hinblick auf Verursachungsorientierung und adäquate Anreize zur Vermeidung von Fahrplanabweichungen in Summe über alle BKV Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung umgelegt werden sollten, die durch Abweichungen im Saldo des NRV (im 15-Minuten-Raster) verursacht werden. Zugleich sollten die Belastungen durch Umlage von Vorhaltekosten für die einzelnen Bilanzkreise in einem symmetrischen System davon abhängen, in wie weit ihre jeweiligen individuellen Fahrplanabweichungen mittel- und langfristig zur Notwendigkeit der Vorhaltung von Regelleistung beitragen.

In der Umsetzung dieses idealisierten Ansatzes ergeben sich allerdings erhebliche Herausforderungen bei der Operationalisierung. Im Unterschied zum Abruf von Regelleistung, bei dem in Summe über alle BKV und individuell für jeden einzelnen BKV für jede Fahrplanperiode eindeutig bestimmt werden kann, welche Abrufmenge von Regelleistung auf Fahrplanabweichungen der BKV und welche Abrufmengen von Regelleistung auf Abweichungen innerhalb der Fahrplanperiode zurückzuführen sind, ist eine Zuordnung für die aktuell vorgehaltene Menge an Regelleistung weder in Summe über alle BKV noch individuell für jeden einzelnen BKV möglich. Aufgrund der verwendeten Methodik bei der Bestimmung der erforderlichen Regelleistung (siehe hierzu Abschnitt 5.4.1) ergibt sich eine erhebliche zeitliche Verzögerung der Auswirkungen von jeweils aktuellen Fahrplanabweichungen auf die vorzuhaltende Regelleistung. Der Einfluss der jeweils aktuellen Fahrplanabweichungen auf die vorzuhaltende Regelleistung hängt darüber hinaus von Fahrplanabweichungen in anderen Perioden sowie dem Auftreten von zeitgleichen Abweichungen innerhalb von Fahrplanperioden ab. Darüber hinaus ist auch die Zuordnung von spezifischen Kosten, der den Fahrplanabweichungen zugeordneten Mengen der Regelleistungsvorhaltung, mit erheblichen Herausforderungen verbunden. Einerseits wäre zum Ausgleich des Saldos des NRV im 15-Minuten-Raster eine Regelleistungsqualität mit geringeren Anforderungen als zum Ausgleich von Abweichungen innerhalb von Fahrplanperioden erforderlich. Andererseits schwanken die Beschaffungskosten der ÜNB für Regelleistung in Abhängigkeit von zahlreichen Einflussfaktoren erheblich.

Aufgrund dieser Herausforderungen bei der Umsetzung eines idealisierten Ansatzes einer Umlage von Kosten der Vorhaltung kann sich ein weniger verursacherorientierter, aber besser umsetzbarer Ansatz als sinnvollere Lösung erweisen. Bei der Operationalisierung eines solchen Ansatzes sind aber ebenfalls unterschiedliche Optionen vorhanden und zahlreiche Ausgestaltungsaspekte zu klären:

- Die Kosten welcher Mengen und welcher Qualitäten an Regelleistung sollten auf die BKV umgelegt werden und mit welchen spezifischen Kosten sollten diese Mengen bewertet werden?
- Welcher Umlagezeitraum sollte gewählt werden?
- In welcher Form bzw. mit welcher Struktur sollte die Umlage erfolgen?

Bei der Beantwortung dieser Fragen sind zusätzlich einerseits Interdependenzen zwischen Ausgestaltungsaspekten in den einzelnen Bereichen und andererseits Rückwirkungen auf weitere Aspekte, wie z. B. Auswirkungen auf die Wettbewerbsintensität am Strommarkt, zu be-

rücksichtigen. Im Folgenden skizzieren wir mögliche ausgewählte Aspekte in den einzelnen Bereichen.

Der Abruf von Minutenreserve und damit mittelfristig auch die notwendige Vorhaltung von Minutenreserve werden maßgeblich durch die viertelstündlichen Abweichungen der BKV von den ausgeglichenen Fahrplänen determiniert. Somit erscheint eine Umlage der MR-Vorhaltekosten auf die unausgeglichene BKV verursachungsorientiert. Bezüglich der Umlage der Vorhaltekosten der SRL ist die Frage der Verursachungsorientiertheit hingegen weniger klar. SRL wird einerseits zum Ausgleich innerviertelstündlicher Ungleichgewichte genutzt, die nicht in der Verantwortlichkeit der BKV liegen. Andererseits wird die vorzuhaltende Menge an SRL zumindest teilweise auch durch die viertelstündlichen Bilanzkreisabweichungen determiniert und auch zur Ausregelung dieser eingesetzt. Vor diesem Hintergrund erscheint zumindest eine anteilige Umlage der Vorhaltekosten von SRL auf die BKV verursachungsorientiert. Beispielsweise könnten jeweils die Kosten der SRL-Vorhaltung in überwiegender Abrufrichtung anteilig oder vollständig umgelegt werden.¹⁹⁹ Primärregelleistung hingegen wird ausschließlich zum Ausgleich innerviertelstündlicher Ungleichgewichte eingesetzt, so dass eine Umlage der Vorhaltekosten auf die BKV nicht verursachungsorientiert wäre und diese Kosten wie bisher über die Netzentgelte (oder ggf. einen anderen Mechanismus) sozialisiert werden sollten.

Ob die Kosten der Regelleistungsvorhaltung anteilig, d. h. nur in Höhe der im Abrechnungszeitraum tatsächlich (maximal) abgerufenen Regelleistung, oder vollständig, also unabhängig vom (maximalen) Abrufniveau, umgelegt werden sollten, ist nicht eindeutig. Aus kurzfristiger Perspektive erscheint eine anteilige Umlage verursachungsorientiert, da für den Ausgleich der unausgeglichene BKV nicht mehr Regelleistungsvorhaltung erforderlich war.²⁰⁰ Da die vorzuhaltenden Mengen jedoch mittel- und langfristig durch den Abruf determiniert werden, kann auch eine vollständige Umlage als sachgerecht erachtet werden. Ob die Vorhaltekosten anteilig oder vollständig umgelegt werden, wirkt sich – in Abhängigkeit des Abrufniveaus im Abrechnungszeitraum – teilweise stark auf die Höhe und die Volatilität der Umlage aus.

Neben der oben bereits skizzierten Möglichkeit einer viertelstundenscharfen Umlage der Vorhaltekosten, können auch beliebige andere Umlagezeiträume angesetzt werden. Die Wahl des Umlagezeitraums steht dabei in Wechselwirkung mit anderen Ausgestaltungsaspekten, wie beispielsweise anteiliger oder vollständiger Umlage oder auch der Struktur der Umlage. Werden nur die Vorhaltekosten in überwiegender Abrufrichtung umgelegt, ist eine viertelstundenscharfe Umlage erforderlich. Wird hingegen ein anderer Abrechnungszeitraum gewählt, z. B. wöchentlich, monatlich oder jährlich, hat dies bei einer anteiligen Umlage in Abhängigkeit des Abrufniveaus starken Einfluss auf den Umlagebetrag und die Volatilität der Umlage. Während bei einer jährlichen Umlage ein vergleichsweise hohes Abrufniveau zu erwarten ist, kann ein monatlicher oder wöchentlicher Umlagezeitraum zu teilweise stark schwankenden Abrufniveaus und damit deutlich volatileren Ausgleichsenergiepreisen und Umlagebeträgen führen.

¹⁹⁹ Dies erfordert wiederum eine viertelstundenscharfe Abrechnung. Da SRL aktuell in HT / NT Zeitscheiben beschafft wird, müssten die Vorhaltekosten für diese Blöcke jeweils auf die Viertelstunden eines Blocks aufgeteilt werden. Dann könnten diese vollständig, also unabhängig vom tatsächlichen Abrufniveau, oder teilweise, also in Abhängigkeit des Abrufniveaus, umgelegt werden.

²⁰⁰ Tendenziell ist aus kurzfristiger Perspektive sogar weniger Vorhaltung auf die BKV zurückzuführen, da ein Teil der Regelleistung ggf. zum Ausgleich innerviertelstündlicher Abweichungen abgerufen wird.

Neben der in Summe über alle BKV umzulegenden Kosten, ist zudem die Form bzw. die Struktur der Umlage festzulegen. Beispielsweise kann ein über den Abrechnungszeitraum konstanter Aufschlag vorgenommen werden. Auch ein sich proportional zum NRV-Saldo entwickelnder Aufschlag in jeder Viertelstunde oder ein sich überproportional zum NRV-Saldo entwickelnder Aufschlag in jeder Viertelstunde sind denkbare Ansätze. Während ein konstanter Aufschlag jede Abweichung vom ausgeglichenen Fahrplan innerhalb des Abrechnungszeitraums gleichwertig bestraft (bzw. belohnt) führt ein zum NRV-Saldo proportionaler zu einer stärkeren Bestrafung korrelierter Abweichungen bzw. Belohnung unkorrelierter Abweichungen.²⁰¹ In noch stärkerem Maße bestraft ein sich überproportional zum NRV-Saldo verhaltender Aufschlag korrelierte Abweichungen bzw. belohnt unkorrelierte Abweichungen. Somit setzt der proportionale und in noch stärkerem Maße der überproportionale Aufschlag verstärkte Anreize für BKV zur Vermeidung korrelierter Abweichungen.

Bezüglich der Auswirkungen auf die Wettbewerbsintensität auf den Strommärkten ist insbesondere eine mögliche Benachteiligung kleiner BKV (mit wenig durchmischten Portfolien) bzw. von BKV mit potentiell höheren korrelierten Abweichungen zu untersuchen. Kleine BKV (mit wenig durchmischten Portfolien) weisen tendenziell prozentual höhere Abweichungen von den ausgeglichenen Fahrplänen auf, da innerhalb des Portfolios weniger Ausgleichseffekte auftreten, als bei BKV mit großen (und gut durchmischten) Portfolien. Deshalb resultieren volatilere und höhere Ausgleichsenergiepreise tendenziell in einem höheren finanziellen Risiko für solche BKV. Für BKV mit hohen Anteilen FEE in ihrem Portfolio, die ihre Einspeiseprognosen auf der selben oder einer ähnlichen Wetterprognose basieren, wie andere BKV, besteht ein höheres Risiko korrelierter Abweichungen vom ausgeglichenen Fahrplan. So kann z. B. das finanzielle Risiko durch die Umlage der Vorhaltekosten auch für vorgenannte BKV, in Abhängigkeit des Umlagezeitraums und der Umlageform bzw. Struktur deutlich ansteigen. Bei einem proportional zum NRV ausgestalteten Aufschlag zur Umlage der Vorhaltekosten ist das resultierende zusätzliche finanzielle Risiko für solche BKV bereits höher. Bei einem überproportional zum NRV-Saldo ausgestalteten Aufschlag steigt dieses Risiko zusätzlich. Es ist also abzuwägen, wie einerseits die zusätzlichen Kostenrisiken solcher BKV auf ein angemessenes Maß begrenzt werden können und andererseits konsistente Anreize zur Vermeidung hoher korrelierter Abweichungen und damit hoher NRV-Salden gesetzt werden können.

Die vorherige Diskussion zur (anteiligen) Umlage der Kosten der Vorhaltung von Regelleistung haben gezeigt, dass einerseits im Grundsatz eine entsprechende Anpassungen des Ausgleichsenergiesystems in diese Richtung erfolgen sollte. Andererseits ist aber erheblicher Forschungsbedarf vorhanden, wie eine solche Umlage als Gesamtpaket auszugestalten wäre. Dieses gilt sowohl für einen idealisierten Ansatz als auch für zahlreiche Ausgestaltungsaspekte bei einem vereinfachten Ansatz.

²⁰¹ Bei einem zum NRV-Saldo proportionalen Aufschlag, wird der Anteil der umzulegenden Vorhaltekosten einer Viertelstunde durch die entsprechende Menge (NRV-Saldo oder Abrufmengen in überwiegender Abrufrichtung) in der Viertelstunde geteilt. Bei einem zum NRV-Saldo überproportionalen Aufschlag steigt die Umlage überproportional mit dem NRV-Saldo, da in einer Viertelstunde nur die Vorhaltungskosten derjenigen Leistung umgelegt werden, die in diesem Zeitfenster abgerufen wurden. Hierzu wird die vorgehaltene Gesamtleistung in Scheiben eingeteilt. Beispielsweise werden Scheiben à 100 MW definiert. Tritt ein Saldo in Höhe von 100 MW auf, wird in dieser Viertelstunde ein Teil der Kosten der ersten Scheibe umgelegt. Bei einem Saldo von 200 MW wird ein Teil der Kosten der ersten beiden Scheiben umgelegt, etc. Der höchste auftretende Saldo trägt die Kosten der letzten benötigten Scheibe vollständig sowie anteilig die Kosten aller darunter liegenden Scheiben.

Eine effektive **Begrenzung potenzieller Arbitragemöglichkeiten** zwischen dem Ausgleichsenergiesystem und den wettbewerblichen Strommärkten für BKV mit Fahrplanabweichungen, die den Saldo des NRV erhöhen, erfordert die Kopplung des reBAP an einen geeignete Referenzpreise der Strommärkte. Um auch potenzielle Arbitragemöglichkeiten mit dem day-ahead-Markt und dem intraday-Marktes weitestgehend auszuschließen, müsste der reBAP bei positiven NRV-Saldo das Maximum bzw. bei negativen NRV-Saldo das Minimum aller relevanten Strompreise (day-ahead – p^{da} sowie der Eröffnungsauktion und dem mengengewichteten Durchschnittspreis des kontinuierlichen Viertelstundenhandels des intraday Marktes – p^{EA-id} und $p^{1/4h-id}$) betragen, d.h. wie in folgender Formel dargestellt berechnet werden.

$$AEP_3 = \begin{cases} \max(AEP_2; p^{id}; p^{da}; p^{EA-id}, p^{1/4h-id}), & \text{wenn } Saldo_{NRV} \geq 0 \\ \min(AEP_2; p^{id}; p^{da}; p^{EA-id}, p^{1/4h-id}), & \text{wenn } Saldo_{NRV} < 0 \end{cases}$$

Durch die Einbeziehung aller Referenzpreise, aus denen potenziell Arbitragemöglichkeiten für BKV, deren Fahrplanabweichungen mit dem NRV-Saldo korreliert sind, hervorgehen, wird weitestgehend sichergestellt, dass sich solche BKV nicht durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie besser stellen können als bei einer aktiven Bewirtschaftung von Fahrplanabweichungen ihres Bilanzkreises. Durch die Anpassung würde somit die Anreizkompatibilität und Effektivität des Ausgleichsenergiesystems erhöht.

5.5.4 Handlungsempfehlungen und weiterer Analysebedarf

Anpassungen des Ausgleichsenergiesystems sind mit zahlreichen Herausforderungen verbunden. Insbesondere aufgrund komplexer Wechselwirkungen einerseits zwischen möglichen Anpassungsoptionen und andererseits zu den wettbewerblichen Strommärkten sowie den Regelleistungsmärkten sollten mögliche Anpassungen ganzheitlich innerhalb des Gesamtsystems betrachtet sowie umfassend qualitativ und quantitativ analysiert werden. Aufgrund der Komplexität und der Bedeutung des Ausgleichsenergiesystems für Funktionsfähigkeit der wettbewerblichen Strommärkte und die Sicherheit des Stromversorgungsystems besteht umfänglicher weiterer Analysebedarf hinsichtlich möglicher Aus- und Wechselwirkungen bei Anpassungen des Ausgleichsenergiesystems.

Im Sinne einer verursachungsorientierten und anreizkompatiblen Ausgestaltung des Ausgleichsenergiesystems sollten die Anpassungen dazu führen, dass die Kosten der Vorhaltung und die Kosten des Abrufs von Regelleistung, die auf Fahrplanabweichungen der BKV im 15-Minuten-Raster zurückzuführen sind, auf die den NRV-Saldo verursachenden BKV umgelegt werden. Deshalb empfehlen wir zur Berechnung des AEP auf der ersten Stufe nur die Kosten des Regelleistungsabrufes in überwiegender Abrufrichtung sowie die entsprechenden Abrufmengen heranzuziehen. Zusätzlich behebt diese Maßnahme das Phänomen unverhältnismäßig hoher positiver oder negativer Ausgleichsenergiepreise bei geringen Salden des NRV, die sich aufgrund von sog. Nulldurchgängen des NRV-Saldos ergeben.

Eine Anpassung bei der Umlage von Kosten des Regelleistungsabrufes, ist bei isolierter Betrachtung adäquat. Bei einer Umsetzung sollte allerdings berücksichtigt werden, dass im heutigen System – ohne Umlage von Kosten der Vorhaltung von Regelleistung – in Summe in der Tendenz zu geringe Kosten auf die BKV umgelegt werden. Daher sollte eine Anpassung der Umlage der Abrufkosten im Zusammenhang mit einer verursachungsorientierten Umlage der Vorhaltekosten von Regelleistung betrachtet werden. Eine solche verursachungsorientierte Umlage von (anteiligen) Kosten der Regelleistungsvorhaltung sollte erfolgen. Die Art und Wei-

se einer solchen Umlage sowie die Auswirkungen einer solchen Anpassungen müssen allerdings vor einer Umsetzung umfassender qualitativ und quantitativ untersucht werden. Hier besteht erheblicher weiterer Forschungsbedarf.

Arbitragemöglichkeiten gegenüber den wettbewerblichen Strommärkten durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie von BKV, deren Fahrplanabweichungen den Saldo des NRV verstärken und damit den erforderlichen Abruf von Regelleistung erhöhen, sollten weitestgehend ausgeschlossen werden. Deshalb empfehlen wir die Begrenzung von Arbitragemöglichkeiten zwischen dem Ausgleichsenergiesystem und den wettbewerblichen Strommärkten über die zusätzliche Kopplung des AEP auf der vierten Berechnungsstufe an den Preis des day-ahead Marktes sowie den durchschnittlichen mengengewichteten Preis des Viertelstundenhandels und der Eröffnungsauktion des intraday Marktes.

5.6 Zwischenfazit

In den letzten Jahren haben sich negative Strompreise am Großhandelsmarkt in einzelnen Stunden des Jahres ergeben, obwohl (selbst bei nationaler Betrachtung) die erneuerbaren Energien die Last nicht annähernd vollständig gedeckt haben. Dies ist ein deutliches Indiz dafür, dass erhebliche Inflexibilitäten bestehen oder Preissignale des Großhandelsmarktes nicht oder nur unzureichend bei den Marktakteuren angekommen sind:

- Im Jahr 2012 gab es insgesamt 56 Stunden mit negativen Preisen am ‚day ahead‘-Markt in Deutschland. Die residuale Last war dabei zu keinem Zeitpunkt negativ. So gab es vereinzelt negative Preise am ‚day ahead‘-Markt, obwohl die residuale Last bei über 25 GW lag.
- Detaillierte quantitative Betrachtungen zeigen, dass die Häufigkeit und das Ausmaß dieser Situationen ohne eine zusätzliche Flexibilisierung des Stromversorgungssystems auf mehr als 700 Stunden im Jahr 2020 und mehr als 2.000 Stunden im Jahr 2030 erheblich zunehmen würden.
- Zugleich zeigen die Betrachtungen aber auch, dass sich im Zeitverlauf der letzten Jahre die Höhe der residualen Last, bei der bereits vereinzelt negative Strompreise zu beobachten sind, erheblich verringert hat. So gab es im Jahr 2009 noch Situationen mit negativen Preisen, in denen die residuale Last bei über 40 GW lag, während es im Jahr 2012 selbst bei einer residualen Last zwischen 25 und 30 GW nur noch sehr selten zu negativen Preisen gekommen ist.

Analysen der aktuellen Regelungen in ausgewählten Bereichen – Förderung von Erzeugungsanlagen, Systematik der Netzentgelte, Markt- und Produktdesign der Regelleistungsmärkte sowie Ausgestaltung des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems – machen deutlich, dass Anpassungsbedarf trotz zahlreicher Verbesserungen in den letzten Jahren gegeben ist.

Aufgrund der aktuellen Ausgestaltung von Regelungen kommen Preissignale des Großhandelsmarkts nicht oder nur unzureichend bei einigen Marktakteuren an und einige aktuelle Regelungen führen zu impliziten Markteintrittsbarrieren für Flexibilitätsoptionen, denen in einem zukünftigen Markt für eine kostengünstige Stromversorgung und eine effektive Integration der erneuerbaren Energien voraussichtlich eine zunehmende Bedeutung zukommen wird. Im

Rahmen dieser Studie haben wir für zentrale Regelungen des Marktdesigns und der regulatorischen Rahmenbedingungen, wie die aktuellen Regelungen für die Förderung von Erzeugungsanlagen, die Netzentgeltsystematik, die Ausgestaltung des Markt- und Produktdesigns der Regelleistungsmärkte sowie das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem analysiert sowie potenzielle Schwachstellen und Fehlanreize mit dem Fokus von Hemmnissen für einen technologieoffenen Wettbewerb von Flexibilitätsoptionen identifiziert. Hierzu zählen z. B.:

- Eine Förderung von Erzeugungsanlagen auf Basis einer fixen Einspeisevergütung setzt keine (adäquaten) Anreize für deren Betreiber, die Erzeugungsanlagen bedarfsgerecht auszulegen und zu betreiben sowie Systemverantwortung, z. B. durch Teilnahme bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, zu übernehmen. Durch die Neuregelung des EEG 2014 und die Ausgestaltung der KWK-Förderung wird der Großteil der EE- und KWK-Anlagen jedoch nicht mehr mit festen Einspeisetarifen vergütet, sondern über Aufschläge zu den Vermarktungserlösen gefördert.
- Der hohe Anteil der Arbeitspreiskomponente bei den Netzentgelten für nicht leistungsgemessene Verbraucher schafft (in Verbindung mit der Erhebungssystematik von Umlagen, Abgaben und Steuern) Anreize für den Zubau von Eigenerzeugungsanlagen. Der Verbraucher kann seine individuelle Netzentgeltzahlung reduzieren, auch ohne dass tatsächlich Netzkosten reduziert werden können. In der Konsequenz kommt es zu einer Entsolidarisierung bei der Refinanzierung der Netzkosten sowie einem Zubau von Eigenerzeugungsanlagen (ggf. in Verbindung mit dezentralen Speichern), die nicht nach den Anforderungen des Stromversorgungssystems insgesamt betrieben werden.
- Die aktuelle Netzentgeltsystematik sowie entsprechende Ausnahmeregelungen für leistungsgemessene Verbraucher verhindern eine effiziente Nutzung von vorhandenen Flexibilitätspotenzialen sowohl beim Verbrauch als auch bei Eigenerzeugungsanlagen am Strommarkt, da die Gefahr höherer Netzentgelte und die Gefahr des Verlusts der Anspruchsvoraussetzungen für Netzentgeltreduktionen besteht.
- Lange Vorlaufzeiten bei der Ausschreibung und lange Lieferzeiträume bei der Bereitstellung von Regelleistung führen zu impliziten Markteintrittsbarrieren für einige Anbieter und zu höheren Kosten sowie Kostenrisiken für alle Anbieter.
- Eine Vergütung von Leistung und Arbeit auf den Regelleistungsmärkten nach dem ‚pay as bid‘-Verfahren (Gebotspreisverfahren) führt zu einer hohen Komplexität bei der Gebotsabgabe. In der Konsequenz können sich erhebliche Ineffizienzen bei der Bezuschlagung der Anbieter ergeben und die geringe Transparenz von Erlösmöglichkeiten für neue Anbieter kann eine implizite Markteintrittsbarriere darstellen.
- Aktuell wird nur ein Teil der Kosten, die dem Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen zugeordnet werden können, auf die Verursacher – die Bilanzkreisverantwortlichen – umgelegt. Hierdurch sind die wirtschaftlichen Anreize für eine Vermeidung und das aktive Management von Bilanzkreisabweichungen in Summe über alle Bilanzkreise zu gering.
- Sog. Nulldurchgänge, d. h. positive und negative Abweichungen im Saldo über alle Bilanzkreise innerhalb einer Fahrplanperiode von 15-Minuten, führen bei der aktuellen Ausgestaltung des Ausgleichsenergiesystems zu Preisspitzen für Ausgleichsenergie, obwohl der Saldo der Abweichungen im Durchschnitt der Fahrplanperiode sehr gering

ist. Dieses führt zu Kostenrisiken für Bilanzkreisverantwortliche, die kontraproduktiv für ein verursachungsorientiertes und anreizkompatibles Ausgleichsenergiesystem sind.

- Als Referenzpreis für die Kopplung des Ausgleichsenergiepreises für eine 15-minütige Fahrplanperiode an den Strommarkt wird aktuell der mengengewichtete Durchschnitt des stündlichen Preises des kontinuierlichen ‚intraday‘-Handels verwendet. Dieser Referenzpreis ist nur bedingt geeignet, um nicht gewünschte Arbitragemöglichkeiten zwischen den Strommärkten und dem Ausgleichsenergiesystem zu vermeiden.

Anpassungen in den Bereichen – Förderung von Erzeugungsanlagen, Systematik der Netzentgelte, Markt- und Produktdesign der Regelleistungsmärkte sowie Ausgestaltung des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems – mit dem Ziel eines technologieoffenen Wettbewerbs und des Abbaus von impliziten Markteintrittsbarrieren können einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems leisten.

6 Fazit

Die Umstellung des Stromerzeugungssystems auf erneuerbare Energien ist ein zentraler Baustein zur Erreichung der Ziele der Energiewende und wird die Anforderungen an und die Rahmenbedingungen für alle Marktakteure verändern. Um die Ziele der Energiewende zu erreichen, muss das Stromerzeugungssystem einen erheblichen Beitrag leisten. Dem Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor kommt hierbei eine besondere Bedeutung zu.

Der Staat muss in einem wettbewerblich organisierten Stromversorgungssystem Regeln unter Berücksichtigung spezifischer Besonderheiten der Stromversorgung setzen, damit alle Akteure ihrer jeweiligen Verantwortung gerecht werden, ihre Verpflichtungen einhalten und ein diskriminierungsfreier Wettbewerb auf dem Strommarkt möglich ist.

Der avisierte Ausbau erneuerbarer Energien wird die Anforderungen an das übrige Stromversorgungssystem erheblich verändern. Es werden sich Situationen ergeben, in denen der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung der Nachfrage der Verbraucher (bei nationaler Betrachtung) gering ist. Zugleich wird es zunehmend zu Situationen kommen, in denen die erneuerbaren Energien die Stromnachfrage der Verbraucher (bei nationaler Betrachtung) vollständig decken oder sogar mehr Strom erzeugen als Verbraucher bei ihrem bisherigen Abnahmeverhalten nachfragen.

Die Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks, die Nutzung von Speichertechnologien, eine Anpassung der Netzinfrastruktur und nicht zuletzt die Flexibilisierung des Verbrauchsverhaltens sind für den Ausbau und eine effiziente und effektive Integration der erneuerbaren Energien unabdingbar.

Die Integration der nationalen Strommärkte im Rahmen der Liberalisierung und der Schaffung eines EU-Binnenmarktes für Strom leistet einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems. In einem gemeinsamen Binnenmarkt gleichen sich Schwankungen der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien teilweise aus. Im Vergleich zur für den EU-Binnenmarkt nicht adäquaten, nationalen Perspektive sind weniger konventionelle Erzeugungskapazitäten erforderlich und Situationen mit Überschüssen der Einspeisungen erneuerbarer Energien verringern sich erheblich. Voraussetzung zur Nutzung dieser Ausgleichseffekte ist eine ausreichend dimensionierte europäische Netzinfrastruktur, die bereits heute in erheblichem Umfang vorhanden ist und durch den geplanten Ausbau der europäischen Netze weiter gestärkt wird.

Innerhalb des heutigen Kraftwerksparks und bei den Verbrauchern sind unterschiedliche Ursachen für technische Inflexibilität gegeben. Technische Möglichkeiten und alternative Optionen, wie z. B. eine Flexibilisierung der Einsatzmöglichkeiten von Erzeugungsanlagen durch alternative Technologiewahl oder Anpassung der Auslegung, die Nutzung von Netzersatzanlagen, die Nutzung von Speichertechnologien und die Schaffung von technischen Voraussetzungen für die stärkere Einbindung der Verbraucher in den Strommarkt, sind in erheblichem Umfang gegeben. Vor diesem Hintergrund hat die Erschließung der kostengünstigsten und am besten geeigneten Flexibilitätsoptionen in einem technologieoffenen Wettbewerb eine zentrale Bedeutung.

Ein wettbewerblicher Strommarkt auf Basis eines ‚energy only‘-Marktes ist in der Lage in der kurzen Frist auf Grundlage von Preissignalen Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt zum

Ausgleich zu bringen. In der mittleren und langen Frist schafft der Markt effiziente Anreize, damit sich das Erzeugungssystem und das Verhalten der Verbraucher an die zukünftigen Anforderungen anpassen, und ermöglicht einen technologieoffenen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen.

Zentrale Voraussetzung für die Effizienz eines wettbewerblichen Strommarktes ist, dass Preissignale bei möglichst allen Marktakteuren möglichst unverzerrt ankommen und keine Markteintrittsbarrieren gegeben sind. Nur so können in einem technologieoffenen Wettbewerb die kostengünstigsten Flexibilitätsoptionen erschlossen und genutzt werden.

Negative Preise auf dem Großhandelsmarkt für Strom bei deutlich positiven residualen Lasten in den letzten Jahren zeigen, dass Hemmnisse und Markteintrittsbarrieren durch die spezifische Ausgestaltung von rechtlichen Regelungen für das Stromversorgungssystem vorhanden sind. Ohne zusätzliche Flexibilisierung des Stromversorgungssystems würden das Ausmaß und die Häufigkeit von negativen Preisen stark zunehmen. Zugleich zeigt die Entwicklung der letzten Jahre in diesem Bereich aber auch Evidenz für die Funktionsfähigkeit des Marktes, da Marktakteure bei entsprechenden Preissignalen ihr Verhalten anpassen.

Analysen der aktuellen Regelungen in ausgewählten Bereichen – Förderung von Erzeugungsanlagen, Systematik der Netzentgelte, Markt- und Produktdesign der Regelleistungsmärkte sowie Ausgestaltung des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems – machen deutlich, dass Anpassungsbedarf trotz zahlreicher Verbesserungen in den letzten Jahren gegeben ist.

Anpassungen in diesen Bereichen mit dem Ziel eines technologieoffenen Wettbewerbs und des Abbaus von impliziten Markteintrittsbarrieren können einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems leisten:

- Adäquate Anreize bei der Förderung von Erzeugungsanlagen zur bedarfsgerechten Einspeisung und Anlagenauslegung sowie zur Erbringung von Systemdienstleistungen beibehalten und weiterentwickeln.
- Hemmnisse für die Erschließung und Nutzung von Flexibilität bei Verbrauchern durch Anpassung der Netzentgeltsystematik reduzieren.
- Das Markt- und Produktdesign der Regelleistungsmärkte anpassen, um neuen Anbietern Teilnahme zu ermöglichen und unnötige Kosten für Anbieter zu reduzieren.
- Die Anreize des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems stärken, um den Bedarf für Regelleistungsvorhaltung zu senken und den Abruf zu verringern.

7 Literaturverzeichnis

AGEB (2015)

Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern, Stand 27. Februar 2015.

AGEE (2014)

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, veröffentlicht vom BMWi, August 2014, Berlin.

AGFW (2011)

AGFW- Arbeitsblatt FW 308, Zertifizierung von KWK-Anlagen - Ermittlung des KWK-Stromes -, Juli 2011, Frankfurt am Main.

Agora (2014)

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage, Studie im Auftrag der Agora Energiewende erstellt durch Ecofys Germany GmbH, Berlin, Juni 2014.

Arrhenius (2013)

„Power-to-heat“ oder „Power-to-gas“ – Discussion Paper Nr. 9, Groscurth, H. M./Bode, S., Hamburg, Februar 2013. BET et al. (2013)

BDEW (2014)

Strompreisanalyse Juni 2014, Berlin.

BET et al. (2013)

Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien – Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien; Aachen.

BMWi (2013)

Infopapier zur Novelle der Strom- und Gasnetzentgeltverordnung, Berlin, Juli 2013.

BMWi (2014)

Grünbuch - Ein Strommarkt für die Energiewende; Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie; Oktober 2014.

BMWi (2015a)

Eckpunkte des Verordnungspaketes ‚Intelligente Netze‘. Im Internet abrufbar unter: <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/3/Meldung/topthema-stromnetz-wird-intelligent.html>. Eingesehen am 20.04.2015.

BMWi (2015b)

Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2014 Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Februar 2015.

BNetzA (2011)

BK 6-10-098, Beschluss In dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelung, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben, zum technisch notwendigen Anteil nach § 6 Abs. 2 StromNZV und zu den einheitlichen Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie erfüllen müssen, sowie zu den zu veröffentlichenden Daten nach § 27 Abs. 2 StromNZV. Bonn, April 2011.

BNetzA (2012)

Beschluss BK6-12-024: Verwaltungsverfahren wegen der Weiterentwicklung des Ausgleichsergiepreis-Abrechnungssystems, Bonn, Oktober 2012.

BNetzA (2013)

BK 4-13-739, Festlegung hinsichtlich der sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 29 Abs. 1 und Abs. 2 Satz 1 EnWG i.V.m. § 19 Abs. 2 StromNEV und § 30 Abs. 2 Nummer 7 StromNEV, Bonn, Dezember 2013.

BNetzA (2014)

Kraftwerksstilllegungsanzeigen (KWSAL) der BNetzA. Eingesehen am 03.06.2014; im Internet abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html

BKartA / BNetzA (2014)

Gemeinsamer Monitoringbericht 2014 des Bundeskartellamtes und der Bundesnetzagentur gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn, November 2014.

Borderstep Institut (2014)

Rechenzentren in Deutschland: Eine Studie zur Darstellung der wirtschaftlichen Bedeutung und der Wettbewerbssituation; im Auftrag des BITKOM, Mai 2014, Berlin.

Bundesregierung (2010)

Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, November 2010, Berlin.

Connect Energy Economics (2014)

Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie; 2. Juli 2014.

Connect Energy Economics et al. (2015)

Leitstudie Strommarkt 2015 – im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie mit Beiträgen von Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, r2b energy consulting GmbH, Berlin, Mai 2015.

Consentec (2010)

Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV; Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Bonn/Aachen, Dezember 2010.

Consentec (2012)

Weiterentwicklung des Ausgleichsenergie- Preissystems im Rahmen des Verfahrens BK6-12-024 der Bundesnetzagentur; Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Bonn/Aachen, Oktober 2012.

Consentec (2014)

Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt; Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; 27. Februar 2014.

Dena (2014a)

dena - Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien; Berlin.

Dena (2014b)

dena - Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen, Juli 2014, Berlin

Dow Jones (2014)

Energy Weekly Newsletter mit Content von Dow Jones – Trends, Strategien, Analysen; vom 14.02.2014.

E-Bridge / IAEW / Offis (2014)

Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie), Abschlussbericht des Forschungsprojektes Nr. 44/12 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Bonn, September 2014.

Eikmeier, B. / Gabriel, J. (2006)

Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung, Energie & Management.

Energy-Trans (2015)

Discussion Paper 01/2015: Kapazitätsmechanismen als Rettungsschirm der Energiewende? Zur Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsystem, im Internet abrufbar unter: <http://www.energy-trans.de/downloads/ENERGY-TRANS-DP-Kapazitaetsmechanismen.pdf>.

ENTSO-E (2014)

Internetauftritt der ENTSO-E,
https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf

Ernst & Young (2013)

Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2013.

EU-Kommission(2013)

Studie der Europäischen Kommission - ‚EU Energy, Transport and GHG Emissions – Trends to 2050‘; Luxemburg, Dezember 2013.

EWI (2005)

Märkte für Regel- und Ausgleichsenergie in Deutschland - Vorschlag für eine verursachungsgerechte Zuordnung der Regelleistungskosten vor dem Hintergrund steigender Belastungen der stromintensiven Industrie durch Regelenergiekosten; im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Metalle (WVM); Köln, August 2005.

Fraunhofer IFAM (2013)

Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt; Im Auftrag von Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), AGFW - der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.; Bremen, Dezember 2013.

Fraunhofer IFAM et al (2014)

Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014; ,Berlin Oktober 2014.

Fraunhofer ISI (2010)

Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung; Technologienbericht der ISI-Schriftenreihe ,Innovationspotenziale‘, Karlsruhe, 2010.

Fraunhofer UMSICHT (2013)

Speicher für die Energiewende - Fraunhofer-Instituts für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, Sulzbach-Rosenberg, September 2013.

Fraunhofer IWES (2014)

Kurzstudie zum Thema Effekte des Ausgleichs von Stromdefiziten durch Biogasanlagen - Zusammenfassung aktueller Forschungsergebnisse, Kassel, April 2014.

Frontier Economics / Consentec (2014)

Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment) - Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Juli 2014.

Frontier Economics / Consentec / FORMAET (2014)

Strommarkt in Deutschland - Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Juli 2014.

Fuchs, G. et al. (2012)

Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität – Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Deutsche Übersetzung. Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (iSEA) der RWTH Aachen; im Auftrag der Smart Energy for Europe Platform (SEFEP), Aachen, September 2012

Gäbler, W. / Lechner, S. (2013)

power to heat: Projekt Wärmespeicher Forst – Lausitz, September 2013, Senftenberg.

Görner, K. (2014)

Technische Möglichkeiten der Flexibilisierung, Präsentation auf der AG Flexibilität der Plattform Strommarkt, August 2014, Berlin.

Heim, S. und Götz, G (2013)

Do Pay-as-bid Auctions Favor Collusion? Evidence from Germany's Market for Reserve Power; ZEW Discussion Paper No. 13-035; June 2013.

IAEW / Consentec / FGH (2012)

Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aachen, Januar 2012.

IWO (2015)

Studie zur Brennstoffqualität in Netzersatzanlagen des Instituts für Wärme und Öltechnik, Juli 2015, Hamburg.

Lienert, M., Mock, T. und Peek, M. (2005)

Verursachungsgerechtes und anreizorientiertes Umlagesystem für den Ausgleichsenergiemarkt in Deutschland, EW Elektrizitätswirtschaft 12/2005.

Müsgens, F. / Ockenfels, A. und Peek, M. (2014)

'Economics and Design of Balancing Power Markets in Germany', International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 55, S. 392-401.

Müsgens, F. / Ockenfels, A. und Peek, M. (2012)

,Balancing Power Markets in Germany: Timing Matters', Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36 (1), S. 1-7.

NERA (2000)

Wirtschaftliche Effizienz und Wettbewerbliche Aspekte der Bereitstellung von Regelleistung in Deutschland; Gutachten für den Verband kommunaler Unternehmen; September 2000.

Ökoinstitut (2014)

Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien, März 2014 Berlin.

Peek, M. (2013)

Verminderung der durch Regelleistungsvorhaltung induzierten ,must run'-Erzeugung von konventionellen Kraftwerken – Herausforderungen und Anpassungsmöglichkeiten; Vortrag bei der Plattform Erneuerbarer Energien – AG 3 am 13.03.2013.

Prognos (2011)

Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien, im Auftrag des AGFW, Dezember 2011, Berlin.

Prognos (2014)

Letztverbrauch 2019 Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage, im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber, November 2014, Berlin.

r2b / consentec (2010)

Voraussetzungen einer optimalen Integration Erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem; Erstellt von consentec und r2b energy consulting im Auftrag des BMWi, Juni 2010, Aachen/Köln.

r2b energy consulting (2014)

AP 3 der Leiststudie Strommarkt im Auftrag des BMWi, Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, Juli 2014, Köln/Berlin.

RWE (2011)

Das virtuelle Kraftwerk; Vortrag Martin Mahlberg; Präsentation auf dem RWE Planertag

RWE (2014)

Internetauftritt der RWE AG zur Flexibilisierung von GuD-KWK-Kraftwerken. Abgerufen am 05.12.2014 unter:

<http://www.rwe.com/web/cms/de/1265036/rwe/innovation/projekte-technologien/kraftwerke/fossil-gefeuerte-kraftwerke/kraft-waerme-kopplung/>

Schüle, V. (2013)

Anpassung bestehender thermischer Kraftwerke an die Anforderungen durch die Energiewende, publiziert in: Elektrotechnik & Informationstechnik (2013) 130/8: S. 266–269, Wien.

StaBuA (2007 - 2012)

Reihe 066 - Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung, Wiesbaden.

Thomaschki, K. (2014)

Flexibilisierung des Angebots – Aktuelle Entwicklung zur Anpassung des regulativen Rahmens; Vortrag im Rahmen der AG Flexibilität der Plattform Strommarkt; 19.08.2014.

UBA (2011)

Umstrukturierung der Stromversorgung in Deutschland, Dessau-Roßlau, Mai 2011.

ÜNB (2012)

Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012.

ÜNB (2014)

Anbieterliste Regelernergie Stand 19.11.2014, abgerufen unter www.regelleistung.net.

ÜNB (2015)

Vorgehensweise bei der Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung, abgerufen unter www.regelleistung.net.

UNESCO ROSTE (1992)

Technical Report Nr. 7, UNESCO Regional Office for Science and Technology in Europe, Venedig, 1992.

